



РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ)
ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА



12-14 февраля 2018

СБОРНИК ТЕЗИСОВ

г. Москва

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ХII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

12-14 февраля 2018 г.

Москва
2018 г.

В сборнике представлены тезисы докладов XII Всероссийской научно-технической конференции «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». В докладах рассматривается широкий круг вопросов, касающихся: геологии, геофизики и мониторинга месторождений нефти и газа; разработки и эксплуатации месторождений природных углеводородов; проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта углеводородов и нефтегазопродуктообеспечения; вопросов технологии переработки нефти и газа, нефтехимии и химмотологии топлив и смазочных материалов; проектирования, изготовления и эксплуатации оборудования и сооружений нефтегазового комплекса; автоматизации, моделирования и энергообеспечения технологических процессов нефтегазового комплекса; экономики и управления нефтегазовым производством; международного энергетического бизнеса; совершенствования систем управления трудом и персоналом в компаниях нефтегазовой отрасли; правового регулирования деятельности организаций нефтегазового комплекса, гуманитарного образования в нефтегазовых вузах и реализации программы импортозамещения оборудования нефтегазового комплекса.

Ответственный редактор:	проф. В.Г. Мартынов
Редакционная комиссия:	проф. В.В. Бондаренко, проф. В.В. Калинов, проф. В.Я. Кершенбаум, проф. А.М. Короленок, проф. А.В. Лобусев, проф. А.В. Мурадов, проф. А.К. Прыгаев, проф. С.Н. Рожнов, проф. И.Ф. Симонова, доцент А.Э. Славинский, проф. Е.А. Телегина, проф. Б.П. Тонконогов, доцент И.Ю. Храбров.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ХII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

12-14 февраля 2018 г.

*Секция 1. «Геология, геофизика и мониторинг
месторождений нефти и газа»*

Москва
2018 г.

УЧЁТ ТИПА ВОДОНАПОРНОЙ СИСТЕМЫ КАК ОСНОВА ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Абдрашитова¹ Р.Н., Сальникова² Ю.И.

(1 – ТИУ, 2 – ЗапСибИПНГ ТИУ)

Гидрогеологическая информация на всех стадиях разработки месторождений нефти и газа, помимо решения задач обоснования захоронения промышленных стоков, помогает решить вопросы, касающиеся регионального и локального прогнозов зон нефтегазообразования и нефтегазонакопления, экологических аспектов нефтегазодобычи, условий разрушения и сохранения залежей углеводородов и многие другие.

В пределах Западно-Сибирского мегабассейна выделены следующие водонапорные системы (ВНС) (В.М. Матусевич, О.В. Бакуев, 1986г.): инфильтрационные (восточного, юго-западного и приуральского мегаблоков), элизионные геодинамические системы (Омско-Гыданской структурной зоны (ОГСЗ), Восточно-Уральского краевого шва, и Ямало-Гыданских лианементов) и элизионная литостатическая система западного мегаблока.

Нами исследованы гидрогеологические условия Красноленинской группы месторождений (относящейся к элизионной литостатической ВНС с элементами геодинамической в низах осадочного чехла), Мессояхской группы месторождений, Тазовского, Заполярного месторождений (относящихся к сложной геодинамической ВНС – ОГСЗ) и также Еты-Пуровского месторождения (принадлежащего к элизионной ВНС).

Учёт типа ВНС позволят объяснить природу и структуру гидрогеохимической, гидрогеодинамической и гидрогеотермической составляющих гидрогеологического поля. Месторождения, расположенные в пределах геодинамических ВНС характеризуются контрастным гидрогеологическим полем. Например, в пределах юрского комплекса Талинского месторождения Красноленинского нефтегазоносного района интервал изменения величины минерализации колеблется в широких пределах от 2-3 до 14-16 г/л, при фоне – 8-9 г/л. Структура гидрогеодинамического поля крайне неоднородна, но преобладают догидростатические давления. Дефицит пластовых давлений в среднем составляет 1,6 МПа. Сверхгидростатические пластовые давления наблюдаются на локальных участках (превышение достигает 1МПа).

Учёт типа ВНС позволяет также спрогнозировать природу и структуру существующей гидрогеологической системы, определяющую условия образования, миграция и аккумуляции залежей углеводородов.

РЕЗУЛЬТАТЫ U/Pb-ИЗОТОПНОГО ДАТИРОВАНИЯ ДЕТРИТНЫХ ЦИРКОНОВ ИЗ ПЕСЧАНИКОВ ТАСЕЕВСКОЙ СЕРИИ

Антипова О.А., Пошибаев В.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Стратиграфический объем и возрастная принадлежность отдельных подразделений неопротерозоя являются крайне дискуссионной проблемой. Неоднозначность выделения отдельных стратиграфических границ неопротерозоя представляет собой весьма серьезную проблему, поскольку затрудняет прогнозирование распространения продуктивных вендских отложений. В этой связи изотопно-геохимические и геохронологические исследования представляют собой весьма актуальную задачу.

Объектом исследований являются отложения тасеевской серии юго-западной окраины Сибирской платформы.

В лаборатории изотопной геохимии и геохронологии в Институте геохимии и аналитической химии им. В.И. Вернадского Российской академии наук (ГЕОХИ РАН) были проведены изотопно-геохимические и геохронологические исследования детритных цирконов песчаников тасеевской серии в пределах Абаканской площади, которые позволили определить отдельные стратиграфические границы неопротерозоя в пределах исследуемого региона.

Результаты изучения детритных цирконов из керна скважины Абаканской площади подтвердили вендский возраст формирования отложений тасеевской серии. Было установлено, что наиболее древние значения возрастов цирконов лежат в диапазоне 2,6-2,8 млрд. лет. Следующая группа полученных значений возраста охватывает интервал 1,7-2,1 млрд. лет. Еще одна небольшая группа значений возраста принадлежит неопротерозойскому интервалу времени (рисунок 1).

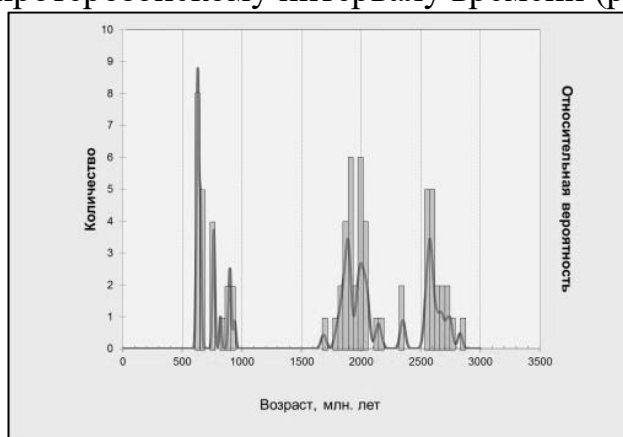


Рисунок 1 – Гистограммы возрастов и кривые относительной вероятности возрастов детритовых цирконов (Абаканская площадь)

ГЕОНАВИГАЦИЯ В ПЛАСТАХ, ОСЛОЖНЕННЫХ БОЛЬШИМ КОЛИЧЕСТВОМ РАЗЛОМНЫХ НАРУШЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА ПИЛЬТУНСКОМ УЧАСТКЕ ПИЛЬТУН-АСТОХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Антонов А.А., Жуков Д.С.

(Сахалин Энерджи Инвестмент Лимитед, Лтд.)

Разработка месторождений на шельфе требует применения высокотехнологичных решений в условиях ограниченных возможностей. Одним из наиболее эффективных способов максимизации добычи при минимизации количества скважин является бурение протяженных горизонтальных скважин. При этом качество проведения таких горизонтальных скважин в продуктивном пласте является ключевым для обеспечения плановых уровней добычи. Основным инструментом для проведения горизонтальных скважин является геонавигация в реальном времени.

Критическими параметрами для оценки эффективности геонавигации являются мощность целевого интервала, структурные особенности пласта, наличие пород с контрастными геофизическими свойствами. Особое место занимает наличие вдоль ствола скважины разломных нарушений. Наличие разломных нарушений существенно ограничивает способность прогнозирования положения геологических границ на основе показаний приборов, значительно снижая возможности превентивных корректировок траектории скважины.

В данном докладе мы поделимся опытом планирования и бурения горизонтальной скважины на участке, осложненном большим количеством разломных нарушений. Интеграция всех имеющихся данных и детальное планирование на предварительном этапе позволили выполнить поставленные перед геонавигацией задачи и успешно провести скважину в целевом интервале.

МОНИТОРИНГ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ РЕЗУЛЬТАТОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ 4D СЕЙСМОРАЗВЕДКИ

Антонов А.А., Тимофеева О.В.
(Сахалин Энерджи Инвестмент Лимитед, Лтд.)

В 2010 году Компанией Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд. впервые в России была произведена сейсморазведка 4D. Полевые работы были удачно проведены для Астохского участка Пильтун-Астохского месторождения. По результатам интерпретации полученных результатов удалось выявить не вовлеченные в разработку участки разрабатываемого пласта и успешно пробурить эксплуатационную скважину, которая работает с высокими показателями и по сей день.

Успех кампании в 2010 году позволил запланировать и провести новые работы по 4D сейсморазведке в 2015 году уже не только для Астохского участка, но и для Пильтунского, а также для Лунского месторождения. Полученные результаты позволили оптимизировать положение новых скважин для всех трех месторождений, а также прояснить ряд вопросов, касающихся возможных проблем латеральной и вертикальной сообщаемости резервуаров.

В данном докладе мы хотим поделиться передовым опытом мониторинга месторождений при помощи сейсморазведки 4D, показавшим свою высокую эффективность на объектах Компании. Применение подобных технологий может оказать существенное влияние на понимание динамики пластового флюида и распределение емкостно-фильтрационных свойств продуктивных пластов, что позволит повысить эффективность извлечения углеводородов.

ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА НЕФТЯНЫХ ЗАПАСОВ

Ахмедов Э.Г.

(Государственная Нефтяная Компания Азербайджанской Республики)

Нефтегазовая отрасль представляет собой яркий пример производства с высокими рисками различных категорий. В нефтяной промышленности риски могут быть: геологическими, техническими, экономическими, экологическими, и т.д.

Геолого-промысловые процессы освоения углеводородных запасов, в целом связаны с колебаниями мировых цен на сырую нефть. В связи со скачкообразными изменениями цен, наблюдаются изменения в экономической рентабельности проектов по освоению запасов различных нефтяных компаний. Эти наблюдаемые тенденции оказывают корректирующее влияние на экономические обоснования планируемых геологоразведочных работ. В условиях различной степени проявления неопределённостей геолого-промысловых параметров и наблюдаемых рисков, существенно возросла значимость геолого-экономической оценки достоверности подсчёта запасов залежей нефти на начальных стадиях изучения, выполняемых в условиях дефицита геолого-геофизической информации, в связи, с чем значительный интерес стали представлять вероятностные методы оценки запасов.

При вероятностной модели подсчета запасов каждый геолого-промысловый параметр, рассматривается как случайная величина, а объёмы запасов – как результирующая функция проявления случайных подсчётных параметров.

На основе вероятностных моделей можно проводить оценку запасов нефти и газа по различным международным классификациям подсчёта запасов нефти (AAPG, SPE, WPC). По классификации SPE запасы подразделяются на:

Доказанные запасы (P90) – запасы которые могут быть извлечены при существующих экономических условиях и применяемых технологических процессах, при использовании вероятностных моделей должна существовать 90%-ая вероятность, что накопленная добыча будет равная или превысит оценку запасов.

- **Доказанные разбуренные разрабатываемые запасы** – будут извлечены, как ожидается, из освоенных интервалов, которые вскрыты и работают на момент оценки.

- **Доказанные разбуренные неразрабатываемые запасы** – состоят из так называемых запасов закрытых и неперфорированных скважин.

- **Доказанные неразбуренные запасы** – ожидается бурение новых скважин и значительные капитальные затраты.

Вероятные запасы (P50) – недоказанные запасы, которые, по геологическим данным, скорее извлекаемые, чем наоборот. В этом контексте при использовании вероятностных методов должна быть по крайней мере 50%-ная вероятность того, что фактически извлеченное количество нефти будет равно или превысит сумму доказанных и вероятных запасов.

Возможные запасы (P10) – недоказанные запасы, возможность извлечения которых меньше, чем вероятностных запасов. Когда применяется вероятностный метод оценки, должно быть по крайней мере 10% вероятности, что фактически добытое количество нефти будет равно или превысит сумму доказанных, вероятных и возможных запасов.

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МОДУЛЬ-СОРБЕРОВ ПРИ ПОИСКЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

Бадикова А.Д.¹, Рулло А.В.¹, Парамонов Е.А.¹, Аблеев Р.И.²,
Просочкина Т.Р.³

(¹ФГБОУ ВО Башкирский государственный университет, ²ГБНУ
«Академия наук Республики Башкортостан», ³ФГБОУ ВО Уфимский
государственный нефтяной технический университет)

Выявление наличия углеводородов (УВ) относится к одной из важнейших задач аналитической химии. Для ее реализации наибольшее распространение получили хромато-спектральные методы [1]. В наибольшей степени используются традиционные подходы при определении загрязнителей воздуха промышленных площадок нефтехимических и нефтеперерабатывающих предприятий. Одним из таких подходов является аспирирование воздуха через фильтры [2].

На сегодняшний день для идентификации углеводородов (УВ) в почвенно-грунтовой воздухе методом пассивной адсорбции применяют специальные модуль-сорберы с хорошо развитой поверхностью (графитированная сажа, силикагель, Тенах) [3].

По результатам анализа путем пассивной адсорбции на сорбенте Тенах-ТА было определено 38 соединений – возможных загрязнителей почвенного слоя. Полученные результаты подтверждают возможность использования модуль-сорберов для идентификации углеводородов в полевых условиях, используя в качестве сорбента Тенах-ТА, показывая высокую эффективность многоразовых сорбционных трубок для отбора проб из почвенно-грунтового воздуха и выполнения анализа воздуха хромато-масс-спектрометрическим методом.

Список литературы:

1. Золотов Ю.А., Вершинин В.И. История и методология аналитической химии. М.: Академия, 2007. 464 с.
2. Павлюк М.А., Ануфриев О.Н., Понаморева Т.С. Сорбционные трубки Тенах-ТА как эффективный инструмент при выполнении анализа воздушной среды методом газовой хроматографии // Известия ТулГУ. Естественные науки. 2016. Вып. 4. С. 75-82.
3. Другов Ю. С., Родин А. А. Газохроматографический анализ загрязненного воздуха: практическое руководство. М.: Бином, лаборатория знаний, 2006. 528 с.

Работа выполнялась при финансовой поддержке РФФИ, проект 17-45-02-0828.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ВЫСОКОТОЧНОЙ ГРАВИРАЗВЕДКИ ПРИ ПОИСКАХ РИФОГЕННЫХ ЛОВУШЕК НА ТЕРРИТОРИИ ВОЛГОГРАДСКОГО ПОВОЛЖЬЯ

Будкин Д.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Работы по оценке возможностей использования детальной гравirazведки для поисков нефтегазоносных рифов на территории Волгоградского Поволжья проводились при участии автора гравиметрической группой геофизической лаборатории ИГиРГИ в 1980-х гг. В их ходе выполнялись профильные съемки с шагом 100 метров и точностью определения аномалии Буге $\pm 0,05$ мГал. Гравиметрическая съемка комплексовалась с магнитной (ΔZ или ΔT) и гравиметрическими наблюдениями в скважинах (гравикаротаж), позволяющими получить обобщенную плотностную характеристику разреза, используемую для гравиметрического моделирования.

Значительный объем работ был выполнен на Котовском рифе. Здесь эффект от рифа в явном виде в гравитационном поле не проявлялся, выделить его удалось лишь после построения по данным гравикаротажа и ВСП корреляционной плотностной модели разреза и исключения из гравитационного поля эффекта от известных плотностных границ и латеральных изменений плотностей (Жигалина О.К.). Остаточный эффект (аномалия от рифа) проявился в виде аномалии типа «сомбреро», протяженностью около двух километров, и амплитудой до 0,6 мГал.

На Романовской площади, где структура надрифовой толщи была более унаследованной, и не вносила помех в полезный сигнал, характерные аномалии, ассоциирующиеся с рифогенными телами, наблюдались более явно. Съемка здесь проводилась на завершающем этапе поисковых работ, что дало возможность сопоставить полученные результаты с данными последующей разведки и разработки. Так, на профиле 8, выделенные гравитационные аномалии совпали с установленным впоследствии положением Западно-Романовского месторождения и Ореховой структуры; на профиле 9 – с положением Северо-Романовского месторождения. На профиле 10, как наиболее перспективный участок была отмечена Граблинская структура, характеризующаяся наиболее четкой аномалией, в то время как выделенная впоследствии к востоку от нее Маячная, очевидно являющаяся второй вершиной постройки, проявилась в гравитационном поле, но из-за малой амплитуды аномалии не была принята во внимание.

Все аномалии силы тяжести, наблюдавшиеся над рифами в данном районе (в т.ч. и на других площадях) представляли узколокализованные максимумы амплитудой 0,5-0,7 мГал, осложненные вторичными минимумами. Природа этих аномалий, как показывали результаты моделирования, связана со сложным распределением плотностей в надрифовой толще.

ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КАК ЭЛЕМЕНТ СИСТЕМНОГО ПОДХОДА К ИЗУЧЕНИЮ ЗАЛЕЖЕЙ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ

Валеева С.Е., Успенский Б.В.

(Казанский (Приволжский) федеральный университет)

Методология изучения платформенных территорий на основе системного анализа: от геологического изучения, прогноза, поиска и разведки до использования геофизических методов при подготовке месторождений сверхвязких нефтей к освоению представляет новый научный подход к решению проблемы освоения нетрадиционных источников углеводородного сырья. Одним из элементов методологии является подготовка геологической основы, причем акцент ставится на фациальный анализ как элемент системного подхода к изучению залежей углеводородов.

Геологическая основа регионального и локального прогноза базируется на выработке критериев перспектив, полученных в результате исследования условий и факторов формирования месторождений сверхвязких нефтей и природных битумов. Обобщение данных структурно-тектонического, палеогеологического, палеогеоморфологического анализов и литолого-фациальных исследований пород-коллекторов и покрышек обуславливает выявление природных резервуаров, которое базируется на изучении наименьшего уровня – гранулометрического состава – путем проведения литологических исследований пород-коллекторов и покрышек, включающих в себя микропетрографическое изучение; анализ гранулометрического состава терригенных пород, фильтрационно-емкостных свойств; реконструкцию фациальных условий осадконакопления.

Авторами рассмотрены различные методические приемы генетической интерпретации результатов обобщения гранулометрических анализов. На примере песчаниковой пачки шешминского горизонта (уфимский ярус) установлено, что условия её формирования – полифациальные. Здесь присутствуют русловые, дельтовые (дистальные и проксимальные части) и баровые фации, как правило, без уточнения границ взаимоперехода одной фациальной зоны в другую. Но каждому типу соответствуют конкретные, свойственные только ему форма и размеры ловушек, литологический состав и толщина вмещающих залежи полезных ископаемых отложений, гранулометрический состав и коллекторские свойства, и их изменение, как по простиранию, так и по разрезу пород.

Знание детального геологического строения природных резервуаров чрезвычайно важно при планировании разработки, способов извлечения, применения вторичных и третичных методов увеличения нефте- (битумо-) отдачи пласта.

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ПРОВЕДЕНИЮ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ, ПУТЕМ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ОБЪЕКТАХ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Варушкин С.В.

(ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», ФГБОУ ВО ПНИПУ)

В данной работе рассмотрен вопрос использования метода реконструкции скважины путем бурения боковых стволов как способа для опоискования перспективных структур на территории Пермского края. В настоящий момент в фонде выявленных и подготовленных структур числятся малоразмерные объекты с ресурсами менее 100 тыс. т, ввод в бурение которых экономически нерентабельно. Решением этой проблемы может стать более экономичный способ – бурение бокового ствола из скважин, расположенных вблизи перспективных объектов.

Бурение боковых стволов стало одной из наиболее инвестиционно-привлекательных технологий, направленных на стабилизацию и дальнейший рост добычи нефти на разрабатываемых месторождениях. Данный метод служит для интенсификации системы разработки месторождений, увеличения коэффициента извлечения нефти из продуктивных пластов и фактически заменяет уплотнение сетки скважин. Соответствующие технологии помогают сохранить скважину и сэкономить затраты на строительство и освоение. При наличии скважин-кандидатов, в том числе, консервированных и ликвидированных, расположенных вблизи перспективных структур, становится актуальным их опоискование с помощью строительства бокового ствола, как метода геологоразведочных работ.

В работе описана технология строительства боковых стволов и представлен алгоритм проектируемых работ. Проанализирован фонд скважин ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и геологическое строение перспективных объектов. Рассмотрена техническая возможность реконструкции скважин бурением боковых стволов. Определены критерии выбора скважин-кандидатов и интервалов зарезки «окна». Произведен расчёт профилей «вторых» стволов для рекомендуемых скважин, проработаны различные аспекты, связанные с их строительством. Конечным итогом работы стали предложения по включению данных мероприятий в Программу геологоразведочных работ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Результаты работы имеет практическую значимость, и могут быть использованы в производственной деятельности нефтегазодобывающих Обществ.

ИНФОРМАТИВНОСТЬ ВОЛНОВОГО АКУСТИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ СОВРЕМЕННОЙ МНОГОКАНАЛЬНОЙ КРОСС-ДИПОЛЬНОЙ СКВАЖИННОЙ АППАРАТУРЫ

Вершинин А.Г., Стрельченко В.В., Вершинин С.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ООО «ТНГ-Групп»)

Технология волнового акустического каротажа (ВАК) предназначена для решения комплекса геолого- и геофизических задач с высокой степенью информативности и наиболее полного и достоверного отражения свойств разреза. Знание интервального времени упругих волн необходимо для прогноза фильтрационно-емкостных свойств пластов, петрофизического моделирования упругих свойств горных пород и построения геологических моделей нефтегазовых месторождений.

Одним из путей повышения информативности современной технологии ВАК является применение многоканальной скважинной аппаратуры с мультипольными преобразователями. На сегодняшний день существует три класса приборов акустического каротажа: на кабеле, на бурильных трубах и в процессе бурения. В РФ используют, в основном, зарубежные кабельные приборы, имеющие в составе несколько излучателей и многоэлементные приемные антенны. Серийно выпускаемые отечественные приборы указанных типов в настоящее время отсутствуют.

Оптимальным сочетанием излучателей для современной акустической измерительной системы является комбинация монопольных излучателей различной частоты (10–12 кГц — для оценки пористости в открытом стволе; 1–3 кГц — для определения проницаемости по волне Стоунли), кросс-дипольного излучателя (1–3 кГц) — для оценки анизотропии и каротажа в низкоскоростных породах. Наличие квадрупольного излучателя решает проблему каротажа на поперечную волну в условиях расцентровки прибора и недостаточной акустической изоляции.

Многоэлементный прием сигналов при однократном возбуждении волнового поля за счет статистической обработки обеспечивает минимальные погрешности при определении интервальных времен, что повышает достоверность и информативность ВАК. Кроме того, имеется возможность автоматизации вычислений непосредственно в скважинном приборе.

На отдельных примерах показаны возможности опытной акустической аппаратуры с учетом стандартной обработки и комплексной интерпретации результатов каротажа. Также рассмотрен сравнительный замер для опытного прибора в процессе бурения с квадрупольным режимом работы.

АНАЛИЗ ГРУППОВОГО СОСТАВА ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ IN SITU МЕТОДОМ ЯМР

**Волков В.Я., Сахаров Б.В., Хасанова Н.М.
(МТУ-МИРЭА, ГНЦПМБ, КФУ)**

Для анализа образцов тяжелых нефтей Ашальчинского месторождения Татарстана использовался комбинированный метод ЯМР релаксации, основанный на детальном измерении амплитуды и формы сигнала свободной индукции (ССИ) протонов в микросекундном диапазоне времени, и амплитуд сигналов эха в импульсной последовательности Карра-Парселла-Мейбума-Гилла (КПМГ) в интервале от 100 мкс до сотен миллисекунд. Измерения проводили на ЯМР-анализаторе «Хроматэк-Протон-20М», работающем на частоте 20 МГц. Специальная программа управления была создана для автоматической настройки и измерения полной кривой ССИ, переключения на измерение амплитуд сигналов эха в серии КПМГ, и последующей совместной обработки всех экспериментальных данных. Этот метод позволяет измерять амплитуды сигналов ЯМР и времена релаксации T₂ протонов всех SARA компонент тяжелых нефтей in situ, включая асфальтены, без введения каких-либо возмущений в анализируемую систему.

Под влиянием парамагнитных центров, входящих в состав асфальтенов, амплитудно-релаксационные характеристики протонов в образцах делятся на 6 групп, связанных с твердыми асфальтенами (в кристаллическом и аморфном состояниях), смолами (высокой и низкой плотности), ароматическими и насыщенными соединениями. Амплитуды сигналов ЯМР характеризуют содержание этих фракций в образце, а времена релаксации определяются подвижностью молекул и динамикой их обмена между фракциями. Отнесение этих амплитуд к полной величине сигнала в нулевой момент времени сразу по окончании 90о-го импульса позволяет построить SARA-гистограмму истинного состава анализируемой нефти без искажений, связанных с предварительным выделением асфальтенов и последующим хроматографическим разделением асфальтенов на фракции. Очевидно, что информация об особенностях взаимодействия этих компонентов в сырой, а тем более в «живой» нефти безвозвратно утрачивается при стандартном методе анализа. При наличии адекватной системы обора проб или монтаже ЯМР-датчика на технологических трубопроводах эти важные детали могут быть успешно изучены и использованы на практике. В этой связи, предлагаемый метод ЯМР является перспективным для оперативного мониторинга технологических процессов добычи, транспортировки и переработки тяжелой нефти в реальных условиях по температуре, давлению, наличию растворенных газов и т.д., при условии, что конструкция ЯМР-датчика адаптирована к промышленному применению.

АНАЛИЗ УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ ФЛЮИДОУПОРОВ РИФОГЕННЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ФРАНСКО-ФАМЕНСКОГО ВОЗРАСТА В ПРЕДЕЛАХ ЮЖНОЙ ЧАСТИ САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ

Вязовкина А.О.

(Самарский государственный технический университет, ПАО СНГЕО)

В настоящее время актуальным является вопрос о поисках и выявлении ловушек нефти и газа неантиклинального типа. Приоритетной задачей для дальнейших геологоразведочных работ является изучение карбонатных отложений верхнего девона на предмет выделения как биогермных образований во франско-фаменских отложениях, так и изучения зон развития покрышек, играющих определяющую роль в сохранении залежей углеводородов (УВ).

В рамках данной работы проанализирована геолого-геофизическая информация по 25 ЛУ сейсмических исследований МОГТ-3Д и 31 ЛУ МОГТ-2Д, оценено качество сейсмической информации. В результате проведённых исследований на основе увязки скважинных и сейсмических материалов были выделены целевые интервалы на сейсмических разрезах, в пределах которых по характерному набору параметров волнового поля выделены постройки рифогенного типа.

Контурные выявленных рифогенных построек были увязаны со сводными структурными построениями по ОГ C_{1t} , D_{3fm} , D_{3tm} и картой изопахит интервала $D_{3tm}-C_{1t}$.

Построена серия схем корреляции, пересекающих различные зоны Муханово-Ероховского прогиба. Составлена схема развития отложений малевского возраста, характеризующая степень надёжности покрышки, относительно зон МЕП и осложняющих их построек седиментационного типа.

Из объектов, подготовленных к постановке глубокого бурения на ЛУ МОГТ-3Д, были определены ловушки седиментационного типа, представляющие интерес по поиску залежей УВ в отложениях заволжского надгоризонта. Произведено их ранжирование относительно зон МЕП и надёжности покрышки. Определены критерии выделения надёжной покрышки.

Выделение перспективных объектов, с учетом распространения флюидоупоров по надёжности позволит минимизировать геологические риски и неопределенности при заложении скважин, и тем самым повысит эффективность ГРП.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ КОНТРОЛЯ РАЗРАБОТКИ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Гуляев Д.Н., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Мартынов В.Г.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Традиционная промыслово-геофизическая система информационного и технического сопровождения контроля разработки месторождений углеводородного сырья и мониторинга добычи в эксплуатационных скважинах за последние годы претерпела существенные изменения в процессе своего развития. В широкую практику контроля разработки на месторождениях РФ внедрены:

- гидродинамические методы диагностики проблем разработки и рекомендаций по повышению добычи на основе динамики скин-фактора, геометрическим особенностям прискважинной и удаленной зоны пласта, характеру взаимовлияния соседних скважин друг на друга;
- глубинные стационарные информационно-измерительные системы (СИИС), обеспечивающие непрерывную регистрацию на забое скважин таких параметров как давление, температура, расход, состав и пр.;
- автоматизированные обрабатывающие комплексы, модули для 2D и 3D визуализации и анализа геофизического и гидродинамического мониторинга.

Повысить информативность скважинных исследований в эксплуатационном фонде скважин призваны стационарно встраиваемые в подземное оборудование дистанционные измерительные геофизические датчики, обеспечивающие непрерывную «on-line» регистрацию гидродинамических и потокометрических забойных параметров.

На основании научных и экспериментальных работ по моделированию термических и барометрических эффектов разработаны интерпретационные модели и алгоритмы обработки для инновационных СИИС с целью оценки и анализа: динамичных трещин гидроразрыва пласта (ГРП) и «автоГРП»; индивидуальных энергетических и фильтрационных фазовых параметров совместно вскрытых нескольких нефтяных пластов; макротрещиноватости коллекторов низкой проницаемости; работающих интервалов, состава притока, профилей притока и приемистости в горизонтальных скважинах (ГС); эффективности вскрытия ГС с множественными трещинами гидроразрыва пласта (McГРП).

Промыслово-геофизическая система контроля разработки месторождений углеводородного сырья, являясь единственным эффективным средством диагностики выработки залежей углеводородов, органично вошла во многих добывающих компаниях в РФ и в мире в глобальную инжиниринговую систему мониторинга и управления разработкой месторождений нефти и газа.

НОВЫЙ ПОДХОД К ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Давлетбакова Л.А.
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Применение технологии горизонтального бурения в нефтедобывающей промышленности с каждым годом растет. Данная технология является перспективным методом не только для увеличения производительности скважин, но и для роста коэффициента нефтеотдачи продуктивных пластов. На сегодняшний день в компании «Газпромнефть» доля высокотехнологичных скважин составляет 50% от общего числа вводимых скважин. В связи с этим появилась потребность совершенствования методов гидродинамических исследований горизонтальных скважин.

Одной из основной проблемы при интерпретации ГДИС является невозможность совмещения теоретических и фактических данных с помощью классической аналитической модели горизонтальной скважины. Также, зачастую встречаются такие исследования, при которых фактическая длина ГС (пробуренная) сильно отличается от длины, получаемой по результатам ГДИС.

Цель данной работы заключается в повышении информативности гидродинамических исследований горизонтальных скважин. Для этого необходимо выделить наиболее значимые факторы, влияющие на достоверную оценку ФЕС пласта и фактической длины ГС. На данный момент считается, что если длина ГС определяемая по ГДИС меньше чем пробуренная, то часть горизонтального ствола не работает. Как показал факторный анализ, существует ряд условий, когда это не является истинной (наличие непроницаемых перемычек, кольматация и др.).

В работе решалась прямая задача по средствам трехмерного численного моделирования ГС в неоднородном пласте, с проводкой горизонтального ствола по слоям, отличающимся по свойствам. Численная модель была настроена таким образом, чтобы достоверно описывать основные режимы течения в горизонтальной скважине и проводить интерпретацию полученных кривых методами ГДИС.

На основе анализа выполненных расчетов и результатов фактических исследований предложен алгоритм комплексной интерпретации результатов гидродинамических, промыслово-геофизических исследований и дополнительной геологической информации для горизонтальных скважин. Применение его на практике позволит уточнять ФЕС в случае неоднородного коллектора и использовать в ГДМ (трехмерное гидродинамическое моделирование).

АРКТИЧЕСКАЯ ЗОНА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ - РЕСУРСНАЯ БАЗА И ПОТЕНЦИАЛ РАЗВИТИЯ

Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ИПНГ РАН)

В докладе рассматриваются вопросы, связанные с оценкой ресурсная база и потенциал развития Арктической зоны Сибирской платформы. Сибирская платформа – регион России с крупной концентрацией ресурсов нефти и газа. Основные представления по геолого-тектоническому строению и нефтегазоносности суши и прилегающего шельфа Арктической зоны Сибирской платформы базируются на данных сейсморазведки, привязанных к имеющимся глубоким параметрическим и поисковым скважинам. Описаны пять сейсмо-стратиграфических комплексов (мезозойско-кайнозойский, пермско-нижнетриасовый, верхне-среднепалеозойский, верхнепротерозойско-кембрийский и поверхность фундамента). Приведена оценка потенциальных ресурсов углеводородов по Арктической зоне Сибирской платформы (Енисейский залив, Анабаро-Ленская-суша, Анабаро-Ленская-шельф и Анабаро-Хатангская) по основным нефтегазоносным комплексам (Рифейский, Вендский, Венд-среднепалеозойский, Верхнепалеозойский и Мезозойский). Представлена информация по результатам бурения самой северной поисковой скважины, пробуренной в Арктической зоне Сибирской платформы — "Центрально-Ольгинская-1". Кратко описаны открытые месторождения нефти и газа в Арктической зоне Сибирской платформы Сибирской платформы.

Работы в данном направлении в период 2012 - 2017гг. г. выполнялись в Аналитическом центре научно-технического прогнозирования в нефтегазовой отрасли ИПНГ РАН в рамках темы ОНЗ-1 «Геологическое строение и нефтегазоносность Арктики (территории и акватории)». Систематизация и анализ результатов геологических исследований, выполненных на территории севера Красноярского края и Республики Саха (Якутия) и прилегающем шельфе в 1930 – 2017 гг. и представленных в более чем 300-х производственных отчетов, составленных подразделениями Главсевморпути СССР, организациями Мингео СССР и Министерства природных ресурсов и экологии России, институтами АН СССР и РАН РФ, показывают довольно высокие перспективы нефтегазовых областей, имеющих сухопутную и морскую части.

В докладе рассматриваются результаты анализа имеющихся на 01.01.2018 г. оценок ресурсов и запасов нефти и газа Арктической части Сибирской платформы. Полученные результаты позволяют выполнить корректировку государственных программ развития и освоения Арктической части Сибирской платформы (Енисей-Хатангская НГО, Анабаро-Хатангская НГО, Южно-Лаптевоморская ПНГО и Анабаро-Ленской НГО).

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКИЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПРИРОДНЫХ ВОД ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ПЕРЕРАБОТКЕ НЕФТИ И ГАЗА

Еремина Е.А., Срыбник М.А., Эльман К.А.

(Сургутский нефтяной техникум (филиал) ФГБОУ ВО «Югорский
государственный университет»)

Гидрогеологические исследования решают проблемы контроля доли вод в добываемой продукции и оценки масштабов обводнения продуктивных залежей, повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) и идентификации межколонных давлений (МКД), а также обоснования критериев оценки перспектив нефтегазоносности морских разведочных площадей.

Геоэкологические исследования динамики пластовых вод предусматриваются для повышения объемов извлечения нефти, избегая практически полного обводнения продуктивных залежей.

Для экологического контроля разработки, добычи и переработки по Тюменской области выполняются следующие виды работ:

1. учет объемов добычи промышленного сырья;
2. учет температуры и давления;
3. отбор пробы сырья один раз в смену на химический экспресс-анализ для определения pH и плотности и на лабораторный сокращенный химический анализ. Определяются следующие параметры протокатов: кислотность (pH), плотность, минерализация, содержание сульфатов, гидрокарбонатов и карбонатов, хлоридов, натрия, кальция и магния, сульфидов и гидросульфидов, взвешенных веществ, нефтепродуктов, сухого остатка;
4. изучение технического состояния скважин геофизическими методами;
5. уточнение технологии переработки сырья.

Отличительной чертой вод продуктивных горизонтов является высокое содержание йода до 15 мг/дм³ и брома до 150 мг/дм³, а также изменение соотношений растворенных компонентов в зависимости от расстояния до продуктивной залежи, что может служить поисковыми критериями. По данным РVT исследований, воды продуктивных горизонтов не насыщены газом, коэффициент газонасыщенности достигает 0,9 в подошвенных водах, уменьшаясь с удалением от залежи до фоновых значений 0,2–0,3. Исследования совместимости природных вод с водами продуктивных горизонтов в соотношениях от 9:1 до 1:9 подтверждают отсутствие осадков в смесях, что позволяет рекомендовать закачку природных вод под залежи сырья для поддержания пластового давления.

ПРОГНОЗНО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СИСТЕМАТИЧЕСКОГО НЕФТЯНОГО ЗАГРЯЗНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СЕРВИСНЫХ ПЛОЩАДОК

Закаатов Н.С.¹, Остах С.В.¹, Тощев А.Н.²

(¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ²АО «Первая Грузовая
Компания»)

Железнодорожные перевозки являются одним из наиболее активно использующихся способов транспорта нефти и нефтепродуктов, и как следствие, они являются объектом повышенной экологической опасности.

В частности, наибольшую опасность представляет экологический ущерб, образующийся на многочисленных сервисных площадках, осуществляющих технический контроль за цистернами и их промывку. Этот ущерб проявляется в виде накапливаемых шламов очистки емкостей, загрязненной воды, использованной для промывки цистерн, проливов и утечек нефти и нефтепродуктов в результате несовершенства основной технологии, используемой на данных площадках.

Для выбора экологически и экономически эффективных методов восстановления окружающей среды необходимо достоверная оценка масштабов загрязнения, их причин и возможных путей ликвидации накопленного экологического ущерба. Именно для этих целей и проводится прогнозно-аналитическая оценка загрязнения сервисных площадок, совмещающая в себе экспертный интуитивно-логический анализ с численными имитационными экспериментами.

Прогнозно-аналитическая оценка загрязнения представляет собой комплекс заблаговременных или оперативных мероприятий, предназначенных для поиска и зонирования рисков объектов на территории анализируемых технологических сервисных площадок, установление пространственных масштабов систематических (регулярных) нефтяных загрязнений территории и геологической среды, расчет в стоимостной форме ущерба, нанесенного окружающей среде, на основе анализа ретроспективных данных.

В общем случае алгоритм проводимых мероприятий предполагает формирование исходных данных и оценка их достоверности, включающее рекогносцировочное обследование территории, выявление и рисков объектов, опрос и анкетирование персонала, пробоотбор и проведение газогеохимических и химико-аналитических исследований.

По завершении верификации прогноза рассчитывается размер вреда, причиненного почвам как объекту охраны окружающей среды.

При этом создается геоинформационная система ситуационного картирования с цифровой моделью рельефа, дешифрированных космических снимков высокого пространственного разрешения, для реализации рекомендованных природоохранных мероприятий.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЯВЛЕНИЯ АУТИГЕННОГО МИНЕРАЛООБРАЗОВАНИЯ В ПОРОДАХ-КОЛЛЕКТОРАХ НЕПСКО-ТИРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО КОМПЛЕКСА

Изъюров А.Д.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Объектом исследования являются нижневендские терригенные отложения, изученные в пределах северо-восточной части Непско-Ботубинской антеклизы. Основные залежи приурочены к нижневендским терригенным отложениям, которые залегают на эродированной поверхности фундамента. В пределах отложений выделяются талахский, хамакинский и ботубинский продуктивные горизонты.

Исследуемая территория имеет отчетливо выраженную разломно-блоковую структуру, которая проявляется как в породах фундамента, так и в разрезе осадочного чехла. Было выявлено, что проявление вторичных процессов во многом обусловлено положением разреза относительно краевой и центральной частей тектонических блоков. Так, в центральной части тектонического блока в отложениях продуктивных горизонтов процессы регенерации, сульфатизации, карбонатизации и засоления проявляются в незначительных масштабах. Однако в краевой части тектонического блока вторичные процессы становятся более интенсивными по всем стратиграфическим уровням непско-тирских отложений, что значительно влияет на фильтрационно-емкостные свойства продуктивных горизонтов. Первичное межзерновое пространство в таких породах последовательно заполнено каемками регенерации зерен кварца и полевых шпатов, аутигенными карбонатными и сульфатными минералами, а также кристаллами галита.

Процессы засоления могут быть связаны с трапповым магматизмом, который приводил к интенсивному прогреву вышележащих кембрийский галитовых отложений. В процессе гравитационного просачивания соляных расплавов в нижележащие отложения по зонам трещиноватости происходило выпадение кристаллов соли, заполнявших межзерновое пространство нижневендских терригенных пород.

Наряду с такими аутигенными минералами как кварц, полевые шпаты, галит, ангидрит, доломит, кальцит в отдельных разрезах в поровом и трещинном пространстве пород-коллекторов были выявлены такие минералы как: сфалерит, родохрозит, целестин, барит. Эта же группа минералов, а также сульфиды серебра (кубоаргирит), были выявлены по данным рентгеноструктурного анализа. Образование этой группы аутигенных минералов свидетельствует о локальных проявлениях гидротермальных процессов, в значительной степени преобразовавших фильтрационно-емкостную систему непско-тирских терригенных отложений.

ГЕОЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ НА ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА (ГЕОДИНАМИЧЕСКИЙ АСПЕКТ)

Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В.
(ИПНГ РАН)

Геоэкологическая безопасность представляет собой совокупное, чрезвычайно сложное, взаимодействие природных и техногенных систем, обеспечивающее минимальный уровень нарушения естественного режима их функционирования и неблагоприятного воздействия на геолого-геофизическую среду, живую природу и здоровье людей, и определяет сложность их изучения. Оценка безопасности подразумевает варианты вероятного развития событий в системах на долгосрочную перспективу.

Подземные хранилища газа (ПХГ) являются источниками мощного техногенного воздействия на геологическую среду. Последствия глубинных трансформаций пористой структуры пласта-коллектора носят, как правило, негативный характер и обуславливают необратимые изменения значительных объёмов гидросферы, литосферы и биосферы. Основным показателем работы ПХГ является герметичность и минимизация негативных последствий его эксплуатации. Эксплуатация подземных хранилищ газа оказывает существенное влияние на ход современных геологических процессов. Природное неустойчивое равновесие среды нарушено асимметричным циклическим режимом работы хранилища. В пластах нарушаются взаимодействия между вмещающими породами, подземными водами, органическим веществом и растворенными газами. Особенно велика роль флюидов в изменении характеристик среды при работе ПХГ. Как отбор, так и закачка газа в пласт изменяют объем трещинного и порового пространства, внутрипластовое давление, свойства самого флюида. Таким образом, формируются сложные взаимодействия разнообразных факторов, в том числе и частично или полностью не поддающиеся контролю.

Ранее были установлены геодинамические условия размещения 29 ПХГ (действующих, строящихся и проектных) на территории Восточно-Европейской платформы и Западной Сибири. Установлено, что Калужское, Якшунинское, Щелковское, Невское, Пунгинское и Шатровское ПХГ расположены в условиях сдвиговых деформаций и вертикальных колебаний; Касимовское, Увязовское – в условиях регионального нелинейного сжатия, вертикальных колебаний и сдвиговых деформаций.

Сформированные таким образом природно-техногенные системы характеризуются взаимозависимостью всех составляющих и оказывают влияние на характер протекания всех природных, геологических, геодинамических, экзодинамических и атмосферных процессов и, как следствие, определяют формирование экологической обстановки.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ СОДЕРЖАНИЯ МАТРИЧНОЙ НЕФТИ В
МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОСТОЧНО –
ПРЕДКАВКАЗСКОЙ НГО ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ЛИТОЛОГО-
ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ И ГЕОХИМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ**

*Коваленко К.В., **Хисамов Р.С., *Скибицкая Н.А., ***Базаревская В.Г.,
**Кузьмин В.А., *Большаков М.Н., *Марутян О.О., *Халиуллина А.Ф.,
*Самохвалов ****Н.И., Навроцкий О.К., *Доманова Е.Г., *Пуго Т.А.,
(*ИПНГ РАН, ПАО **«Татнефть» им. В.Д.Шашина,
ТатНИПИнефть, **НВНИИГГ)

Нефть, рождающаяся в нефтегазоматеринских отложениях в процессе химической деструкции керогена (сингенетичная нефть), является природной коллоидной системой, в которой, в зависимости от начальной или заключительной степени ее зрелости, преобладают два основных компонента: битуминозные высокомолекулярные компоненты или битумоиды (асфальтены, смолы) и жидкие углеводороды нефтяного ряда. Промежуточными компонентами являются легкие (бензольные) смолы и масла (в т.ч. ароматические и метанонафтенновые углеводороды). Синонимами термину «сингенетичная нефть» могут выступать такие понятия, как, «сланцевая нефть», «нефть ранних стадий нефтегенерации», а для газонасыщенных зон газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений - «матричная нефть» или «высокомолекулярное сырье» (ВМС). К настоящему времени достаточно обоснованно изучены взаимосвязанные закономерности катагенетического преобразования органического вещества (ОВ) в составе карбонатно-органической полимерной матрицы. В зависимости от степени зрелости матричная нефть заполняет сначала в виде первичных асфальтенов и смол тонкопоровые субкапиллярнопоровые емкостные объемы. В процессе химической деструкции своих высокомолекулярных компонентов, созревая до легких жидких углеводородов, матричная нефть оказывается в поровых объемах перекристаллизованной матрицы. Исследование закономерностей взаимосвязанных процессов катагенетического преобразования ОВ в составе терригенной и терригенно-карбонатной нефтегазоматеринской матрицы требует более пристального внимания в связи с необходимостью освоения уже в настоящее время трудноизвлекаемых запасов углеводородов, приуроченных к нефтегазоматеринским отложениям Западно-Сибирской, Прикаспийской, Северо-Кавказской и Волго-Уральской провинций. В работе получены и проанализированы исходные данные для определения количества пластовых углеводородов, в том числе газа, битумоидов, нефти путем комплексного анализа результатов литологических, геохимических, электронно-микроскопических, петрофизических, физико-химических и геофизических исследований нижнемеловых (K_1), среднеюрских (J_2a-b), верхнетриасовых (T_3) и нижнетриасовых (T_{10}) отложений Восточно-Предкавказской НГО.

РЕТРОСПЕКТИВНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИЗУЧЕННОСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РАЗРАБОТКИ КРУПНЫХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ

Кожухарь Р.Л.
(ООО «Газпром добыча Ямбург»)

Геологическое строение месторождения является важнейшим фактором, влияющим на проектирование разработки месторождения. Однако достоверно геологическое строение месторождения нельзя определить даже после окончания промышленной разработки.

В работе рассмотрена методика выявления зон месторождения и геологических параметров, обладающих высокой степенью неопределенности. Суть методики заключается в последовательном геологическом и гидродинамическом моделировании с различным объемом исходным данных геофизических исследований скважин (ГИС). По результатам моделирования производится оценка изменения геологических запасов, подсчетных параметров, а также показателей разработки от одной реализации модели к другой.

Применение методики позволяет выявить зоны месторождения с высокой геологической неопределенностью, в которых в дальнейшем можно планировать работы по уточнению геологического строения.

Преимущества предложенного ретроспективного анализа перед другими методами выявления геологических неопределенностей является совмещение результатов геологического и гидродинамического моделирования, что позволяет с высокой точностью локализовать зоны месторождения с высокими рисками неподтверждения геологического строения.

Предложенная методика была опробована на сеноманской залежи Заполярного месторождения. В процессе опробования были выявлены зоны месторождения с максимальной геологической неопределенностью, а также определены методы устранения геологической неопределенности.

ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И АНАЛИЗ ТРЕЩИНОВАТОСТИ НА РАЗНЫХ МАСШТАБНЫХ УРОВНЯХ ОТЛОЖЕНИЙ РИФЕЯ ПО ЕСТЕСТВЕННЫМ ОБНАЖЕНИЯМ КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ

Козионов А.Е.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Исследования связанные с реконструкцией условий формирования рифейских осадочных бассейнов обретают особую актуальность в связи с открытием в рифейских отложениях таких крупных месторождений как Юрубчено-Тохомское и Куюмбинское. По этой причине были проведены полевые работы с целью изучения литофациальных характеристик джурской и деревнинской свит по рекам Нижняя Тунгуска и Ангара, являющихся стратиграфическим аналогами продуктивных отложений рифея на своде Байkitской антеклизы.

Естественные обнажения горных пород джурской, деревнинской и других свит описанные на реках Нижняя Тунгуска, Каменка и Ангара представлены комплексом преимущественно карбонатных отложений.

Характерной отличительной чертой карбонатных резервуаров любого возраста и типа является высокая степень неоднородности фильтрационно-емкостных свойств. Немаловажную роль в этой неоднородности играют трещины различных иерархических уровней. В соответствии с современными представлениями о фильтрационно-емкостной системе карбонатного резервуара могут быть выделены четыре иерархических уровня систем трещин, определяемых минеральным составом, структурой и текстурой пород.

Первый иерархический уровень изучается с помощью РЭМ и микротомографии, расстояние между микротрещинами первые десятки микрон, раскрытость трещин 1-5 мкм. Второй уровень систем трещин анализируется с помощью тонких шлифов пород, расстояние между трещинами до 0,1-1.5 см, раскрытость трещин до 0.5см. Третий уровень изучался по керну скважин и в естественных обнажениях по макрообразцам, расстояние между трещинами до 10 см, раскрытость трещин до 5 см. И четвертый уровень наблюдался исключительно на естественных обнажениях, расстояние между трещинами до 10-15 м, раскрытость трещин до 50 см.

В многочисленных работах сибирских геологов была установлена огромная роль трещиноватости на Юрубчено-Тохомском и Куюмбинском месторождении. Поэтому одной из задач являлось изучение закономерностей распределения трещин. Системы трещин образуют иерархическую структуру, каждый из рангов которой был проанализирован.

Полученные в ходе полевых работ результаты по особенностям строения, литологическим характеристикам и закономерностям распространения трещинных зон будут использованы при прогнозировании свойств рифейских продуктивных отложений в пределах слабоизученных территорий Байkitской антеклизы.

ФАКТОР ТЕКТОНИЧЕСКОГО НЕРАВНОВЕСИЯ – ОСНОВА ПРОГНОЗА ЗОН ИЗОЛЯЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ

Коробов А.Д., Коробова Л.А.
(СГУ (НИУ) имени Н.Г. Чернышевского)

Проблема сохранения нефтенасыщенности породами баженовской свиты (БС) заключается в отсутствии на сегодняшний день достоверного прогноза зон качественной изоляции углеводородов (УВ) в БС от проницаемых сред: пород-коллекторов, разломов с оперяющей трещинноватостью и т.д. Дело в том, что возникновение УВ в высокобитуминозных отложениях БС связано с появлением в них аномально высокого пластового давления. Поэтому отсутствие надежных экранов неизбежно приводит к опустошению природных резервуаров – перетоку нефти в близрасположенные или контактирующие с БС проницаемые породы и(или) разрывные нарушения, где давление ниже. Перечисленные явления вызваны тектоногидротермальной активизацией, которая в различных частях Западной Сибири по-разному воздействовала на БС и на вмещающие ее проницаемые породы. Минеральные компоненты последних при этом сильно преобразовывались, что кардинально меняло изначальные фильтрационно-ёмкостные свойства пород. В одних случаях они разуплотнялись, становясь суперколлекторами, в других – переуплотнялись, превращаясь в флюидоупоры. В процессе выполненных работ нами:

1. Установлены разноконтрастные по напряженно-динамическому состоянию пород участки, которые при структурной перестройке Западно-Сибирской плиты образуют зоны тектонического неравновесия: тектонически пассивные и активные. Показателем степени тектонического неравновесия является контрастность содержания эпигенетического диккита в породах двух или нескольких сопоставляемых участков или месторождений.

2. Доказано, что в пределах зон тектонического неравновесия господствуют гидротермальные процессы диаметрально-противоположной направленности: мобилизационной и аккумулирующей.

3. Выявлено, что гидротермальные процессы на тектонически пассивных участках носили аккумулирующую направленность с формированием вторичных терригенных флюидоупоров, которые обеспечивали надежную изоляцию БС и сохранность (накопление) в них УВ.

Установлено, что гидротермальные процессы на тектонически активных участках имели ярко выраженный мобилизационный характер с возникновением вторичных суперколлекторов, в которые была полностью или в значительной степени перераспределена нефть из БС.

УТОЧНЕНИЕ МЕСТОПОЛОЖЕНИЯ ПОГРЕБЕННЫХ РАЗЛОМОВ В ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ НИЖНЕГО ВЕНДА ЧАЯНДИНСКОГО НГКМ

Крикунов А.И., Рыжов А.Е., Склярова З.П., Канунникова Н.Ю.
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Результаты комплексных исследований геолого-геофизического материала, керна и пластовых флюидов, отобранных из эксплуатационных скважин, которые были пробурены в последнее время на Чаяндинском месторождении, позволяют уточнить границы распространения и фильтрационно-емкостные характеристики продуктивных отложений, выявить новые факторы, влияющие на зональность состава флюидов.

На примере одного из тектонических блоков, расположенного в восточной периферии центральной части месторождения, на основе составленной серии корреляционных схем построены геологические и палеоструктурные профили. Их анализ позволяет локализовать ряд погребенных разломов, не выявленных проведенными ранее сейсморазведочными работами. То, что по результатам сейсморазведочных работ предбюкские и более ранние по возрасту разломы не выделены и не показываются на структурных картах, объясняется отсутствием ясно выраженных отражающих горизонтов внутри нижневендского терригенного разреза. Если основной сейсмический отражающий горизонт КВ, то есть граница между карбонатными отложениями верхнего венда и терригенными породами венда нижнего не затронут нарушениями, то обнаружить разломы внутри толщи постоянного переслаивания алевролитов, мелкозернистых песчаников и тонкослоистых аргиллитов довольно затруднительно.

Нельзя исключать вероятность того, что в дальнейшем, кроме уже выявленных погребенных разломов на рассмотренном тектоническом блоке, при поступлении новых геолого-геофизических материалов будут обнаружены дополнительные дизъюнктивные нарушения. Эти разломы могут образовать новые тектонические блоки, но уже более мелких размеров.

Обосновывается роль дизъюнктивных дислокаций не только в усложнении структурных особенностей, но и в изменении состава природного газа, полученного на месторождении.

Указывается на то, что внутреннее строение Чаяндинского НГКМ, скорее всего, является более сложным, чем это принимается на сегодняшний день.

СОВРЕМЕННАЯ ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЕСПУБЛИКИ КАЛМЫКИЯ НА ОСНОВЕ НОВЕЙШИХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Куранов Ю.В.
(ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)

В настоящее время значительная часть открытых и разрабатываемых в Калмыкии месторождений углеводородов находится на завершающих стадиях разработки, в связи с чем актуален вопрос скорейшего восполнения сырьевой базы Республики. В начале текущего столетия практически для всей территории Калмыкии были заключены лицензионные соглашения с отечественными и зарубежными компаниями на геологическое изучение ее недр, а также на поиски, разведку и эксплуатацию месторождений. Таким образом, за последние годы геологического изучения Калмыкии был накоплен значительный объем новейших геолого-геофизических данных, которые, в виду ограниченного доступа к ним, ранее не обобщались.

На основе выполненного автором анализа и обобщения полученных недропользователями в XXI веке новейших геолого-геофизических данных по территории Калмыкии, дана современная оценка перспектив нефтегазоносности территории Республики. Согласно оценке, в настоящее время ресурсный потенциал Калмыкии полностью не раскрыт и не вовлечен в разработку. Следовательно, еще сохраняются резервы для восполнения и наращивания ресурсной базы Калмыкии, и ее территория по-прежнему перспективна для дальнейших геологоразведочных работ.

Наиболее значимым и первоочередным направлением поисков углеводородов в южной части Калмыкии является нефтекумская свита нижнего триаса в пределах Восточно-Манычского прогиба. Поисковый интерес также могут представлять распространенные на юге Республики отложения кизлярской свиты среднего триаса. В пределах вала Карпинского в качестве самостоятельных объектов для поисковых работ предлагаются высокоамплитудные, грабенообразные (рифтовые) прогибы в теле палеозойского фундамента, заполненные отложениями тафrogenного комплекса.

В северной части Калмыкии наиболее перспективными для геологоразведочных работ являются территории Астраханского свода и Карасальской моноклинали. В пределах Астраханского свода поисковый интерес вызывают, выявленные сейсморазведочными работами на доступных для бурения глубинах, предполагаемые органогенные постройки башкирского и франско-фаменского возраста. В пределах Карасальской моноклинали пристального изучения требуют нижне- и среднекаменноугольные отложения, а также подсолевые отложения нижней перми.

ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ ГЕОНАВИГАЦИИ СКВАЖИН СЖАТИЕМ ПЕРЕДАВАЕМЫХ ЗАБОЙНЫХ ПАРАМЕТРОВ

Курбанов Р.К.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Геонавигационные системы позволяют нам получать в режиме реального времени с забоя скважины в процессе бурения важную для нас информации для безаварийного бурения скважины в соответствии с планом. Тем больше и чаще информацию мы получаем, тем наше представление становится полнее, и мы лучше и своевременнее сможем контролировать процесс бурения.

Основным каналом связи среди современных геонавигационных приборов является гидравлический канал. Гидравлический канал связи является мировым стандартом для передачи информации в реальном времени от MWD и LWD приборов. В основном из-за своей надежности, относительной простоте осуществления связи по сравнению с другими каналами связи.

Современные MWD (телесистема) и LWD (каротажный прибор) технологии значительно увеличили количество измеряемых на забое параметров. Основным вызовом для современных приборов с традиционным гидравлическим каналом связи является её небольшая скорость передачи данных. Скорость передачи данных у ныне используемых MWD приборов варьируется в диапазоне от 1 до 12 битов в секунду. Сегодня, из-за небольшой скорости передачи данных основная масса информации хранится в памяти прибора и скачивается только, когда ее поднимают на поверхность. В режиме реального времени передается незначительная ее часть. Увеличение объема передаваемой информации даст нам большее представление, позволит бурить скважины с более сложной траекторией.

В статье описана технологии передачи данных по гидравлическому каналу в сжатом виде. Такая передача является качественной заменой традиционной передаче и начинает все больше использоваться у ведущих мировых компаний. Использование этой технологии позволяет увеличить объем получаемой информации в режиме реального времени в несколько раз. Приводится опыт использования данной технологии в компании Шлюмберже при бурении скважины на Приразломном месторождении в Западной Сибири. Скорость передачи данных MWD прибора составляла 6 битов в секунду. При передаче данных в сжатом в виде объем передаваемой информации оказался в 6 раз больше, чем при традиционной передаче.

Список литературы:

1. Кульчицкий В.В., Геонавигационные технологии проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин. М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2000. – 350 с.
2. Кульчицкий В.В., Теория и практика геонавигационных технологий бурения наклонно-направленных и горизонтальных скважин: диссертация доктора технических наук/ В.В. Кульчицкий – Москва, 2000 – 486 с.
3. Klotz C., Bond P., Wassermann I., Priegnitz S. A new mud pulse telemetry system for enhanced MWD/LWD applications. Presented at the IADC/SPE Drilling Conference, Orlando, Florida, USA, 4-6 March. SPE-112683-MS. <https://doi.org/10.2118/112683-MS>
4. Caruzo A., Hutin R., Reyes S., Tweel A., Temple P. Advanced Design and execution techniques for delivering high data rate MWD telemetry for ultradeep wells. Presented at the OTC Arctic Technology Conference, Houston, Texas, USA, 3-5 December. OTC-23749-MS. <https://doi.org/10.4043/23749-MS>

КОНТРОЛЬ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Лазуткин Д.М., Гуляев Д.Н., Морозовский Н.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ИГиРГИ РАН)

Длительный мониторинг забойных параметров работающих нефтегазовых скважин с применением гидродинамических методов исследования (ГДИС) позволяет получать информацию о фильтрационных свойствах пласта, гидродинамической связи скважины с пластом, области дренирования, продуктивности скважины, энергетическом состоянии залежи и изменении этих параметров в динамике даже при низкой скорости фильтрации пластового флюида, соответствующей слабым фильтрационно-емкостным свойствам коллекторов, со сложной компоновкой системы заканчивания скважин.

В работе проанализированы гидродинамические исследования, выполненные без потерь добычи с помощью технологии регистрации кривой стабилизации забойного давления с помощью датчика, входящего в состав компоновки погружного центробежного насоса. Программа исследований включает:

- измерение изменения давления при вводе скважины в эксплуатацию (КСД-пуск);
- обоснование и сопровождение целевых геолого-технологических мероприятий (ГТМ) и рекомендации по оптимизации системы поддержания пластового давления (ППД);
- анализ эффективности выполненных ГТМ посредством оценки текущего скин-фактора скважины и пластового давления.

В работе приведены методы оценки текущей продуктивности и скин-факторов скважин по данным ГДИС, построения прогноза дальнейшей работы нефтяной скважины с учетом работы окружения, обоснованы критерии для выбора метода увеличения продуктивности скважин в низкопоровых и слабопроницаемых, но продуктивных терригенных коллекторах, рассмотрены рекомендации по оптимизации разработки участка месторождения.

Для интерпретации результатов измерений стационарных контрольных датчиков совместно с данными об изменении дебита скважины использованы алгоритмы метода «Decline-Analyze».

Проведение успешных ГТМ подтвердило высокую эффективность внедрения постоянного мониторинга при контроле разработки низкопроницаемых отложений.

МЕТОДИКА ОЦЕНИВАНИЯ СЕЙСМИЧЕСКОГО СИГНАЛА ДЛЯ АМПЛИТУДНОЙ ИНВЕРСИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Ли Цян, Рыжков В.И.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Точная оценка формы сейсмического сигнала очень важна для успешного выполнения привязки и динамической инверсии сейсмических данных. Форма импульса может в значительной степени влиять на результат инверсии и, следовательно, на последующий прогноз фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. Статистические методы оценивания сигнала затрудняют определение фазового спектра сейсмического сигнала. Детерминистические методы могут извлекать более точные импульсы, которые соответствуют требованиям сейсмической инверсии. Но эти методы страдают от чрезмерной чувствительности к качеству привязки скважин к сейсмике, сейсмическим шумам и погрешностям каротажных измерений.

В данной работе был разработан оптимизационный алгоритм оценивания импульса на основе кепстрального преобразования и оптимизации по методу наименьших квадратов. Фильтрация кепстра используется для оценки амплитудного спектра сейсмического импульса. Для оценки фазового спектра импульса используется сканирование постоянной фазы. Окончательный импульс извлекается путем решения обратной задачи метода наименьших квадратов из начального импульса. Методом регуляризации со стабилизаторами максимальной гладкости используется при минимизации невязки между синтетической и сейсмической трассой в местах расположения скважин с целью обеспечения устойчивости. Результаты тестирования алгоритма на модельных данных показали существенное уменьшение ошибок восстановления фазового угла при сопоставимом уровне ошибок восстановления амплитуды. Результат применения реальных данных показывает, что оценивание импульс данного алгоритма имеет высокую точность и помехоустойчивость. Этот алгоритм может оценить импульс и на суммированных данных для выполнения акустической инверсии, и на угловых сейсмограммах для выполнения AVO синхронной инверсии по полевым данным.

БИОЦЕНОЗЫ ВЕНД-НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И ХАРАКТЕРИСТИКА ИХ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА

Лошкарева В.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Объектом исследования является венд-нижнекембрийский галогенно-карбонатный комплекс отложений юга Сибирской платформы, изученный в пределах сводовой части Непско-Ботуобинской антеклизы, а именно: на Северо-Могдинской, Даниловской, Большетирской и Ичединской площадях. В пределах отложений выделяются осинский, усть-кутский, преображенский и ербогаченский продуктивные горизонты.

В результате исследований было выявлено, что данные отложения, в основном, имеют бактериальную природу образования, что и определяет их морфометрические характеристики. Необходимо отметить, что самыми массовыми среди венд-нижнекембрийских микробиолитов являются цианобактерии, которые чаще всего образуют цианобактериальные сообщества.

В венд-нижнекембрийских карбонатных отложениях выделяется несколько морфологических типов, приуроченных к различному типу биоценозов: слоистые образования, представленные преимущественно строматолитами; обособленные микробиальные образования (онолиты, комки, сгустки, онкоиды, оолиты, копролиты и прочие) и сложнопостроенные каркасные образования кальцибионтов.

В зависимости от типа биоценоза, слагавшего каркас породы, формировались различные типы пустотного пространства. Это связано с тем, что организмы имели различные способы обызвествления. Морфология первичного пустотного пространства в этих отложениях различна. В строматолитах это, в основном, межслойковые пустоты, а в сообществах кальцибионтов – пустоты каркасные, между карбонатными оболочками веточек и кустиков построек.

Анализ петрофизических характеристик пород продуктивных пластов показывает, что наибольшие значения ФЕС приурочены к доломитам с кальцибионтовым каркасом. Среднее значение характерно для пород с комковато-сгустковой структурой и наименьшие для пород со строматолитовым каркасом.

Важно отметить, что первичное пустотное пространство в значительной степени может быть изменено вторичными процессами, направленность которых также во многом зависит от типа цианобактериального каркаса. Так, строматолитовые породы наиболее подвержены выщелачиванию и сульфатизации, породы, которые слагают кальцибионты, – процессам кальцификации и доломитизации.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЗОНЫ ПЕРЕДОВЫХ СКЛАДОВ УРАЛА НА ОСНОВЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО И БАССЕЙНОВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Минлигалиева Л.И.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина)

Рассматриваемая территория относится к Западно-Уральской внешней зоне складчатости, более известной исследователям как передовые складки Урала. Для реконструкции развития зоны передовых складок Урала, автором использована технология геомеханического моделирования, реализованная в программном комплексе Dynel компании Schlumberger. Приведение разреза в положение, предшествующее складчато-надвиговым дислокациям или процессам растяжения, позволяет выполнить реконструкцию структурной эволюции региона.

Балансировка и палеореконструкции позволили проверить корректность сейсмической интерпретации, оценить толщины эродированных отложений, упростить и скорректировать геометрию разрезов для реконструкций отдельных этапов структурной эволюции и моделирования УВ систем, а также предложить сценарии геологического развития рассматриваемой территории. Толщины эродированных поверхностей составили около 3000 м.

После построения палеопрофилей в программном комплексе Dynel, необходим анализ бассейновой модели в программном комплексе Petromod компании Schlumberger.

По итогам термобарического анализа НГМТ визейско-башкирского НГК вошли зону генерации ранней нефти к концу раннепермского периода ассельского века. К концу раннепермского периода артинского века НГМТ визейско-башкирского НГК вошли в «нефтяное окно». Миграция УВ визейско-башкирского НГК началась в конце артинского века пермского периода в пределах зоны передовых складок и Тастубской флексуры. Расчетные аккумуляции сосредоточены в сводовых частях передовых складок Курмаинской, Новоивановской и Юлдашевской антиклиналях в башкирских отложениях, по фазовому составу преимущественно нефтяные, погруженные на глубинах от 4000-4300 м. Именно эти расчетные аккумуляции, по мнению автора, можно считать первичными. Дальнейшее передвижение данных расчетных аккумуляций возможно в результате образования взбросо-надвиговых дислокаций и ловушек в тектонически экранированных поднадвиговых складках, обусловленное коллизионным тектогенезом. Таким образом, передовые складки Урала следует рассматривать как важнейшие нефтегазоконтролирующие элементы покровно-складчатой структуры региона.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ПРОГНОЗА РАЗВИТИЯ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЧОКРАКСКОГО КОМПЛЕКСА СЕВЕРНОГО БОРТА ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО ПРОГИБА

Москаленко И.В., Помельникова А.А.

(ООО «Газпром добыча Краснодар»)

Целью работы является совершенствование методики, направленной на прогнозирование зон развития коллекторов перспективного чокракского комплекса, повышение эффективности проведения геологоразведочных работ в пределах месторождений и площадей на примере западной части Прибрежно-Новотитаровского участка.

Перспективный чокракский комплекс отложений в пределах северного борта Западно-Кубанского прогиба характеризуется сложными геологическими условиями: блоково-оползневое строение комплексов пород, множественное развитие разрывных нарушений, литолого-фациальное замещение тонкослоистых песчано-алевролитовых пород, преобладание комбинированных типов ловушек. Рассмотрение и анализ такого рода комплексов только лишь с позиций традиционной геологии, где во главу угла поставлен структурный фактор, может привести к значительному снижению эффективности геологоразведочных работ: бурению «пустых» скважин и пропуску перспективных объектов.

Выполненные работы включали несколько этапов. Первый этап – анализ кернового материала в пределах изучаемой территории, уточнение петрофизической модели терригенных коллекторов с выделением основных литотипов и определением их характерных петрофизических характеристик. Второй этап – переинтерпретация данных ГИС в пределах рассматриваемого района работ с учетом уточненной петрофизической модели. Третий этап работ – проведение мультиатрибутивного анализа, заключающегося в установлении корреляционных связей между нерегулярными по площади параметрами керна и ГИС и регулярными по площади сейсмическими атрибутами и дальнейшем получении серии прогнозных карт непрерывного распространения параметров геологической среды по площади.

По результатам проведенных работ сделан ряд выводов относительно закономерностей формирования и строения продуктивных отложений изучаемого района, а также применяемых в подобных работах технологических приемов. Проанализированы и даны рекомендации относительно положений проектных поисковых и разведочных скважин в пределах рассматриваемого района работ. Учет результатов, полученных в ходе выполнения работ, в дальнейшем может значительно повысить результативность ГРП за счет снижения количества бурения «пустых» скважин. Рассмотренная методика может быть рекомендована для изучения сложнопостроенных тонкостойких терригенных разрезов.

ВОЗМОЖНОСТИ КАРТИРОВАНИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ СТРУЙ ЧЕРНОМОРСКОГО ПОБЕРЕЖЬЯ

Мошкина Е.Г., Афанасьева М.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Разработка газовых струй Черноморского побережья в настоящее время является актуальным и стратегически важным вопросом не только топливно-энергетического комплекса, но и экономики страны в целом.

Это относительно новое направление развития ТЭК, которое с каждым годом вызывает все больший интерес. Разработка комплексного подхода в изучении генезиса газовых струй необходима для выбора направления дальнейшего развития региона и газодобычи в целом.

В настоящее время существует несколько теорий объясняющих образование газовых струй. Вероятно, «газовые струи – это результат естественного преобразования органики в морских условиях. Реки несли ил и органику, речные отложения поступали в Черноморский бассейн и формировались на шельфе и материковом склоне в виде протяженного шлейфа.

Далее идет классический процесс образования углеводородов, которые и мигрируют вверх по геологическим трещинам. Там, где встречаются ловушки-коллекторы, образуются залежи природного газа, а вот там, где таких коллекторов нет, углеводородный поток выходит на поверхность, образуя стабильный факел. Причем это не просто выделение газовых пузырей, но довольно напряженный газовый поток, способный даже деформировать горные породы. Такие газовые струи пробивают термоклины – это пласты воды с более тяжелой соленостью, которые отделяют одно течение от другого» (В.П.Гаврилов, 2016).

Общеизвестно, что газовые струи широко развиты в мировом океане, в том числе, на западном побережье Африканского континента и в северных морях, на шельфе Западного Шпицбергена, а также в Мексиканском заливе.

Наиболее крупные газовые струи возможно наблюдать на поверхности воды, что позволяет фиксировать их на космоснимках. Нанося эти данные на тектоническую карту и совмещая с палеоруками древних рек, возможно зафиксировать основные потоки газопроявлений.

На данном этапе специалисты занимаются решением данного вопроса, но разработка в промышленных масштабах газовых струй пока не осуществляется.

Комплексный подход, разработка и совершенствование технологий добычи позволят нашей стране выйти в лидирующие позиции и в данном вопросе.

В докладе представлен обзор основных методов разработки и картирования газовых струй шельфовых областей и основы комплексного подхода к изучению данного вопроса.

ВЛИЯНИЕ ВТОРИЧНЫХ ПРОЦЕССОВ НА ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Навоян Л.У., Кулапова М.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Вторичные преобразования карбонатных пород позднекембрийского возраста Непско-Ботуобинской антеклизы существенно изменяют фильтрационно-емкостные свойства, которые могут приводить как к улучшению, так и к ухудшению коллекторских характеристик этих пород. На обширной петрофизической коллекции образцов проанализировано развитие вторичных процессов. Показаны примеры влияния сложного многокомпонентного состава пород и вторичных процессов на упругие свойства пород, определяемые по данным расширенного комплекса методов ГИС и волнового акустического каротажа.

Детальные литологические исследования образцов керна из осинского горизонта на изучаемых площадях позволили выделить пять основных литологических типов пород: известняки; доломиты разнокристаллические с реликтовой органогенно-водорослевой структурой (ДРОВ); доломиты разнокристаллические; доломиты другие (мелко-тонкокристаллические, комковато-сгустковые, интрокластовые, микрокристаллические); ангидритодолмиты.

Анализ распределения коэффициентов пористости и проницаемости свидетельствует о том, что лучшими фильтрационно-емкостными характеристиками обладают доломиты разнокристаллические, однако и среди других литотипов встречаются породы с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Анализ влияния вторичных процессов показал, что наиболее существенное влияние на ФЕС оказывают выщелачивание, доломитизация, кальцитизация и засоление. Выщелачивание и доломитизация приводят к улучшению ФЕС, а кальцитизация к ухудшению коллекторских свойств пород осинского горизонта.

Результаты исследования петрофизических и упругих характеристик пород осинского горизонта показали, что из всего широкого спектра представленных литологических типов пород осинского горизонта Непско-Ботуобинской антеклизы коллекторы в основном связаны с доломитами разнокристаллическими.

Проведенный анализ подтвердил существенное влияние на упругие свойства пористости, доломитизации и засоления. В результате исследований выработана стратегия количественной интерпретации данных сейсморазведки, которая заключается в выделении окна чистых доломитов при сопоставлении отношения скоростей V_p/V_s и импеданса, а затем прогноз высокопористых участков по тренду для «чистых доломитов».

ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ КОНДЕНСАТОВ ЮЖНО-КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Парфенова Н.М., Косякова Л.С., Григорьев Е.Б., Шафиев И.М.
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Разработка Южно-Кириńskiego месторождения осуществляется по проекту «Сахалин-3», являющимся одним из первоочередных объектов освоения Сахалинского шельфа в рамках Восточной газовой программы ПАО «Газпром». Южно-Кириńское газоконденсатное месторождение расположено в Охотском море на северо-восточном шельфе о. Сахалин на расстоянии 35 км от берега. Южно-Кириńская структура является одной из крупных структур, выявленных с помощью сейсморазведки на Кириńском блоке. Исследованиями 8 разведочных скважин, пробуренных в 2010-2016 гг., установлены промышленные газоконденсатные залежи в дагинском горизонте.

В связи с наличием аномальных зон в толще дагинского горизонта, выявленных методами 3D сейсморазведки, и очень сложной тектоникой, представлялось интересным выявить геохимические особенности конденсатов по площади Южно-Кириńskiego месторождения.

С использованием методов капиллярной газожидкостной хроматографии получены геохимические характеристики конденсатов Южно-Кириńskiego месторождения. По результатам ГЖХ бензиновых фракций рассчитаны различные коэффициенты, являющиеся индикаторами условий формирования исходного ОВ и степени его катагенетической преобразованности. Методом резервуарной геохимии исследована возможность вертикальной и латеральной флюидосообщаемости в пределах месторождения.

Установлено, что:

- конденсаты из восьми разведочных скважин Южно-Кириńskiego месторождения схожи по фракционному составу, но отличаются по групповому углеводородному составу в зависимости от зон районирования;

- по алкановым коэффициентам конденсаты Южно-Кириńskiego месторождения относятся к конденсатам газоконденсатнонефтяных залежей с нефтяными оторочками.

- по соотношениям углеводородов бензиновых фракций конденсаты Южно-Кириńskiego месторождения являются вторичными.

- с юго-востока на северо-запад идет обогащение флюидов ароматическими углеводородами, т.е. гумусовой составляющей исходного ОВ;

- выдвинуты предположения о флюидодинамической связи объектов месторождения.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ АВПД В ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИХ ОТЛОЖЕНИЯХ МЕЛА И ЮРЫ ЯМБУРГСКОГО НГКМ

Печерский Д.Ю., Коноплев Ю.М., Зубков В.А., Стельмахович В.Л.
(ООО «Газпром добыча Ямбург», Тюменский филиал ООО «Газпром
проектирование»)

ООО «Газпром добыча Ямбург» активно ведет ГРП с целью изучения глубокозалегающих отложений мела и юры на территории Ямбургского лицензионного участка.

Бурение разведочных и поисково-оценочных скважин часто сопровождаются осложнениями, связанными с недостоверностью прогноза барических и прочностных характеристик разреза. Недостоверный прогноз АВПД также является косвенным фактором неполучения притока при испытании глубокозалегающих пластов - повышенное дифференциальное давление приводит к кольтматации призабойной зоны. Если для ачимовских отложений возможно проведение интенсификации притока УВ методом гидравлического разрыва пласта (ГРП), то для юрских отложений Ямбурга выполнить ГРП пока технологически не возможно.

Большинство методик прогнозирования давления в пластах опирается на исследование пористости и плотности перекрывающих целевой пласт глинистых отложений. Отношение давления в пласте к давлению в прилегающей крышке называется коэффициентом соответствия ($K_c = P_{пл} / P_{пор}$). На сегодняшний день оценка порового давления осуществляется следующими методами:

1. ГИС (эквивалентности глубин, кривые нормального уплотнения, коэффициентов увеличения давлений, компрессионной кривой);
2. Шлам, керновый материал (прямой замер плотности породы, отклонение от нормального тренда уплотнения);
3. ГТИ (D-экспоненты - основан на зависимости нормальной скорости бурения от дифференциального давления между скважиной и пластом; σ -логарифм - то же что и D-экспонента, но отличается моделью нормализации, в основе механическое сопротивление горных пород);
4. Сейсморазведка (связь скорости распространения упругих колебаний с пористостью и плотностью осадочных горных пород).

Имея достаточно большое количество пробуренных и испытанных скважин можно вычислить K_c и прогнозировать пластовое давление достоверно, однако это возможно лишь при давлениях, возникающих под действием недоуплотнения глин, когда темп осадконакопления превышает скорость отжатия поровых растворов под действием горного давления. Иные факторы, влияющие на формирование повышенных пластовых давлений не учтены описанными методиками и существенно осложняют прогноз АВПД, что подчёркивает актуальность существующей проблемы и требует особого отношения к этой теме.

ВЗАИМОСВЯЗЬ МЕЖДУ СТАТИЧЕСКИМИ И ДИНАМИЧЕСКИМИ УПРУГИМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ГОРНЫХ ПОРОД

Равилов Н.Ш., Городнов А.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В научной литературе часто рассматривается связь между статическими и динамическими модулями упругости горных пород. Различными авторами проводились исследования зависимости статического модуля упругости от динамического как для продуктивных нефтегазоносных пород, так и для бетонов и грунтов, используемых при строительстве. Выполненные в данной работе исследования и анализ результатов работ других авторов позволили установить зависимость статических и динамических упругих свойств горных пород от коэффициента пористости пород и степени их литификации.

Упругие свойства являются одной из важнейших характеристик горных пород, которые необходимо учитывать при проектировании строительства скважин и дизайна ГРП, гидродинамических исследованиях пластов, а также для создания геомеханических моделей и гидродинамическом моделировании процесса разработки месторождений нефти и газа. Отмечено, что различие между статическим и динамическим модулями Юнга возрастает в породах с низким модулем упругости и высокой пористостью. Также считается, что статический метод, более чувствителен к наличию трещин и разрывов в породе. Как установлено экспериментами, динамический модуль упругости может превышать статический в несколько раз (вплоть до 50 раз) для слабо консолидированных пористых горных пород, а их отношение может стремиться к единице только для низко пористых магматических пород при очень высоких давлениях обжима.

Всего, с целью определения геомеханических характеристик пород продуктивных горизонтов, было исследовано сорок образцов керн. Образцы отобраны из XV, XVa и XVI горизонтов, сложенных карбонатными породами.

В результате проведенных исследований показано, что соотношение статических и динамических упругих модулей определяется величиной коэффициента пористости и степенью литификации горных пород. По мере уплотнения грунтов и их преобразования из рыхлых слабо консолидированных осадков в твердые горные породы уменьшается как общая пористость пород, так и коэффициент сжимаемости порового пространства, что приводит к постепенному сглаживанию различий между динамическими и статическими упругими модулями пород. При стремлении пористости к нулю упругие характеристики пород стремятся к идеально упругим.

МОЖНО ЛИ ОБОГНАТЬ ЗАПАД И КИТАЙ В ГИС-БУРЕНИЯ (MWD&LWD)

Ракитин М.В.

(ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть»)

В силу объективных и субъективных причин Россия в настоящее время в ГИС-бурения значительно отстаёт от Запада и Китая. Особенно на море, где используются самые передовые технологии.

Проследившая развитие аппаратурной базы ГИС-бурения в России можно сделать вывод, что она пытается догнать мировой уровень. Это напоминает развитие нашей промышленности в 30-х годах прошлого века, но в то время была государственная поддержка и целевая программа. При поддержке государства в Китае идёт развитие ГИС-бурения семимильными шагами.

Кроме этого, очень часто разработчики в Твери, Уфе, Октябрьском, Бугульме, Новосибирске и других городах России делают аппаратуру одного и того же метода (ИК, ННК, ГГК и других методов), таким образом, распыляя свои творческие и материальные возможности.

В настоящее время можно однозначно сказать, что догнать Запад и Китай в области ГИС-бурения (MWD&LWD) Россия не сможет. Но если нельзя догнать, то может быть есть возможность обогнать мировой уровень?

При переходе к горизонтальной геометрии измерения многие привычные методы вертикальных скважин стали решать задачи других методов. Например, ГК и ГГК стали использовать для определения углов залегания пластов. Кроме этого проводка горизонтальных скважин дала рождение новой дисциплине геонавигации, которая перед ГИС поставила задачи не характерные для вертикальных скважин, а именно, геосканирование большого радиуса исследований.

При бурении аппаратура испытывает большие нагрузки, что заставляет многих мировых лидеров в области ГИС-бурения отказываться от стационарных радиоактивных источников ГИС-бурения.

Следовательно, если поставить во главу угла задачи завтрашнего дня и объединить таланты и силы, то обогнать мировой уровень можно.

При этом начинать создавать передовые технологии ГИС-бурения (MWD&LWD) можно на скважинах длиной 50-100 м и глубиной 2-3 метра. Отрабатывая новые технологии ГИС-бурения, их уже можно будет переносить на настоящие буровые установки. В Астрахани, в 2018 году компания ООО ПКФ «Недра-С» планирует начать такие работы.

МОНИТОРИНГ ПОЧВЕННОГО ПОКРОВА НАД НЕФТЯНЫМИ И ГАЗОВЫМИ МЕСТОРОЖДЕНИЯМИ ПРИ ПОМОЩИ ПЕТРОМАГНИТНОГО МЕТОДА

Решетников М.В., Шкодин С.Д., Юдин Н.Б.

(Саратовский национальный исследовательский государственный
университет имени Н.Г. Чернышевского)

В работе представлены результаты исследований петромагнитных свойств почвенного покрова в пределах горных отводов ряда месторождений углеводородного сырья (Смеловское, Вольновское, Трофимовское и др.) в пределах Саратовской области. Исследования проводились с целью уточнения возможности применения петромагнитного метода при поиске и разведке месторождений, а также при проведении мониторинговых исследований за состоянием почвенного покрова.

На территории исследуемых месторождений отбирались пробы почв, по сетке опробования 200×200 или 500×500 метров. С отобранными образцами проводились измерения магнитной восприимчивости KLF (магнитная восприимчивость, измеренная на низкой частоте) и KHF (магнитная восприимчивость, измеренная на высокой частоте), tKLF – магнитной восприимчивости после нагрева образца до 500 °С, а также рассчитывались значения FD-фактора (частотная зависимость магнитной восприимчивости) и dk - величина прироста магнитной восприимчивости после нагрева.

В результате проведенных исследований было установлено, что петромагнитные характеристики почвенного покрова можно применять как при поиске и разведке месторождений углеводородного сырья, а также при проведении мониторинговых исследований над состоянием почвенного покрова в пределах месторождений нефти и газа.

Исследование выполнено за счет гранта Российского научного фонда (проект №17-77-10040)

ОСОБЕННОСТИ СУШКИ УГЛЕВОДОРОДОНАСЫЩЕННЫХ ПОРОД ПО ДАННЫМ АСПИРАЦИОННОЙ ТЕРМОМАССОМЕТРИИ

Самохвалов Н.И., Марутян О.О., Халиуллина А.Ф.

(Институт проблем нефти и газа РАН, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Метод аспирационной термомассометрии (АТММ) применяется с целью детального исследования форм и видов связи влаги в горных породах. Существенным преимуществом метода АТММ перед другими методами является то, что он позволяет исследовать флюидонасыщенность в породе во всем диапазоне ее проявлений – как догигроскопическую, так и гигроскопическую. При этом сохраняется целостность образца. Разделение на виды связи воды в горных породах производится по степени энергетической и структурной связанности ее с породой. Если методика для определения характеристик водонасыщенных пород по данным АТММ разработана, то методика определения форм и характера связи с породой углеводородов в углеводородонасыщенных породах по данным АТММ еще не сформулирована. Решение данного вопроса позволит более детально понять концепции эффективной и динамической пористости в поровых объемах породы, насыщенной жидкими углеводородами, а данные, получаемые в результате экспериментов, смогут быть использованы для петрофизического, геологического и гидродинамического моделирования.

В работе представлены результаты экспериментов АТММ для водонасыщенных и углеводородонасыщенных пород. В качестве углеводородосодержащей жидкости использовались: гексан, октан и ундекан. Как оказалось процесс аспирационной сушки углеводородов отличается от сушки воды. Форма термомассометрической кривой и скорость сушки для одного и того же образца, насыщенного разным флюидом, неодинаковы. Анализ результатов эксперимента показал, что на результаты эксперимента оказывает влияние как физико-химические свойства насыщающего породу флюида (размер молекулы, вязкость, теплоемкость, теплопроводность и др), так и физико-химические свойства горной породы, а именно её избирательная смачиваемость.

Работа иллюстрирована графиками диаграмм кривых АТММ, а также выявленными зависимостями между параметрами АТММ и другими петрофизическими и физико-химическими параметрами.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ОБЛАСТЕЙ ШЕЛЬФА КАРСКОГО МОРЯ

Сарычева О.В
(БашГУ)

Разработка шельфовых месторождений имеет стратегическое значение для нефтегазовой отрасли России. В результате исследований прошлых лет установлено, что акватория Карского моря является весьма перспективной на нефть и газ.

В морских акваториях принят подход в полной мере отвечающим задачам практического использования результатов нефтегазгеологического районирования для качественной и количественной оценки перспектив нефтегазоносности, а также для обоснования выбора основных направлений и объектов геолого-поисковых и разведочных работ в различно изученных шельфах морей. На начальном этапе подразумевается выделение более крупных элементов нефтегазгеологического районирования НГП, НГО, ПНГО. После из более крупных элементов выделяют перспективные ЗНГН - на начальных стадиях поискового этапа геологоразведочных (ГРР), с выявленными антиклинальными ловушками пластового сводового типа; и установленные ЗНГН - на заключительных стадиях поискового этапа ГРР, с залежами и перспективными ловушками различного типа, которые объединяются в НГР. Такой подход применим и для изучаемой территории Карского моря.

На акватории Карского моря, рассматриваемой, как шельфовое продолжение Западно-Сибирской НГП выделяются ряд нефтегазоносных областей (НГО), газонефтеносных областей (ГНО) и перспективных нефтегазоносных областей (ПНГО): Ямальская НГО (Ямало-Гыданская НГО), Предновоземельская НГО (Западно-Карская НГО), Южно-Карская ГНО, Свердрупская ПНГО.

Наибольший интерес по нашему мнению должен уделяться Южно-Карской ГНО и Ямальской НГО, а именно транзитной зоне. В данных областях уже установлена промышленная нефтегазоносностью юрских и меловых отложений. В целом Южно-Карской области была установлена промышленная нефтегазоносность в меловом комплексе, а юрские отложения (юрский нефтегазоносный комплекс - НГК) обнаружены единичных залежах и проявлениями нефти и газа в пределах прибрежной суши Ямальской НГО, который на сегодняшний день на территории шельфа является перспективным.

На изучаемых Южно-Карской ГНО и Ямальской НГО уже открыты нефтегазовые и газовые месторождения, это дает предположить, что в этих областях существует наибольшая вероятность открытие новых перспективных объектов.

ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРА ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ РОСТА ЭФФЕКТИВНОГО ДАВЛЕНИЯ (НА ПРИМЕРЕ ТАС-ЮРЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)

Седнев М.В., Жуков В.С.

(ООО «ГАЗПРОМ ВНИИГАЗ», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.
Губкина)

Разработка месторождений углеводородов, как правило, сопровождается снижением пластового давления, а давление вышележащих пород – горное или всестороннее давление остаётся без изменений. При этом происходит перераспределение напряжений и часть нагрузки, приходящейся на пластовые флюиды (нефть, газ, вода и т.д.), принимает на себя уже скелет породы, её твердая матрица. В связи с этим, основной причиной изменения физических свойств коллекторов является повышение эффективного давления, обусловленное снижением пластового давления.

Были проведены определения комплекса физических свойств почти 100 образцов горных пород ботубинского и талахского горизонтов, представленных песчаниками, алевролитами и гравелитами, вскрытых скважинами Тас-Юряхского нефтегазоконденсатного месторождения Восточной Сибири. Были исследованы изменения физических свойств при увеличении эффективного давления, моделирующего процесс разработки месторождения. При этом увеличивали давление всестороннего сжатия на 10,0 МПа, сохраняя пластовое (поровое) давление на одном и том же уровне.

Результаты экспериментальных исследований показали, что коэффициент пористости уменьшился на 0,072 абсолютных процентов или относительное изменение составило 0,57%. Параметр пористости поднялся на 0,478 или на 0,86%. Сжимаемость порового пространства снизилась на $4,55 \cdot 10^{-4}$ 1/МПа, или на 28,7%. Коэффициент газопроницаемости уменьшился на 3,16 мД, т.е. относительное изменение составило 1,83%. Объёмная плотность выросла на 0,00175 г/см³, а относительное изменение составило 0,076%. Скорость продольной волны увеличилась на 0,072 км/с или на 1,54%. Скорость поперечной волны повысилась на 0,015 км/с или на 0,59%. Все абсолютные и относительные изменения рассчитаны по отношению к их средним величинам при эффективном давлении в пласте, равном 37,0 МПа.

Анализ изменений, полученных при увеличении эффективного давления экспериментальных данных, показал, что они зачастую описываются нелинейными уравнениями, что требует их дальнейшего уточнения. Полученные оценки изменений ряда петрофизических параметров помогут оценить изменение пластовых условий по данным ГИС-контроля и оценить степень изменения коллекторов Тас-Юряхского НГКМ в процессе его разработки.

ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ОСНОВЕ ИСТОРИКО-СТАТИСТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Сивайкова Т.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Несмотря на внедрение в практику геологоразведочных работ (ГРР) усовершенствованных методик, и по сей день актуален вопрос перспектив нефтегазоносности регионов и объёма их не выявленного углеводородного (УВ) потенциала, оценку которого возможно осуществить на основе историко-статистического анализа ресурсов нефти и газа.

Исходными данными для него служат имеющиеся геолого-геофизические материалы, а отличительной чертой является уточнение сформированных ранее представлений о строении изучаемого региона на основе привлечения к геолого-геофизической информации также и статистических данных. Анализ осуществляется с помощью двух инструментов: закона распределения выявленных и не выявленных залежей УВ по величине запасов и функции распределения фактически выявленных залежей по размеру.

Первый из них был выведен В.И. Шпильманом и Цзинь Чжи Цзюнь на основе многолетнего анализа распределений многочисленных выборок залежей УВ в пределах отдельных нефтегазоносных областей Западной Сибири. Применение закона даёт возможность расчёта (с использованием свободных от эмпирических коэффициентов формул) числа не выявленных залежей изучаемого региона и определения их интервальных ресурсов.

Второй инструмент был разработан Питером Р. Роузом по результатам анализа зависимости запасов УВ многочисленных мировых месторождений (от самого крупного к самому мелкому) от их количества, представляющего собой в лог-логнормальном масштабе линию, близкую к прямой. Подобная картина наблюдается, когда все залежи исследуемого региона открыты, в противном же случае указанная линия будет характеризоваться явными «проседаниями» на отдельных участках, обусловленными не выявленными залежами. Так, анализ необходимых условий, при которых функция принимает прямолинейную конфигурацию, позволяет определить ориентировочные размеры не выявленных залежей.

Таким образом, комплексный историко-статистический анализ ресурсов УВ сначала даёт возможность расчёта количества и лишь интервальных размеров неоткрытых залежей и, в конечном итоге, определения их конкретных размеров. А привлечение имеющейся геолого-геофизической информации позволяет определить их привязку к конкретным продуктивным комплексам, ожидаемый тип флюида, вероятную локализацию и генетические типы залежей и, как следствие, дать соответствующие рекомендации по постановке дальнейших ГРР.

ПРИМЕНЕНИЕ АЗИМУТАЛЬНЫХ ПРИБОРОВ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Сребродольская М.А., Фёдорова А.Ю., Фролов В.М.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Геофизические исследования скважин могут производиться как после бурения скважины (каротаж на кабеле и на трубах), так и в процессе бурения на трубах (LWD – Logging While Drilling). Последний вид каротажа наиболее часто применяется в горизонтальных скважинах, однако в последнее время возрастает число вертикальных скважин, бурящихся с записью LWD. Для того, чтобы оценить возможности данного вида каротажа, авторами было произведено сравнение существующих отечественных и зарубежных приборов LWD и проанализированы результаты их измерений.

Наибольший интерес вызывают азимутальные приборы LWD. Этот тип приборов включает в себя один или несколько датчиков, которые вращаются вместе с бурильной колонной в процессе бурения и/или циркуляции бурового раствора и тем самым обеспечивают непрерывную запись свойств горных пород по всему стволу скважины.

При записи каротажа азимутальными приборами можно получить следующие данные: имиджи (графическое распределение свойств горных пород вдоль ствола скважины), кривую метода ГИС по «лучшему» замеру, кавернометрию (величину диаметра скважины или даже имидж радиуса скважины) и геосигнал (величина, необходимая для успешной геонавигации горизонтальных скважин).

В настоящей работе рассмотрены следующие вопросы:

1. направления применения азимутальных приборов LWD и задачи, решаемые по их данным;
2. сравнение микросканеров (имиджеров) LWD различных сервисных компаний между собой и с микросканерами на кабеле;
3. опыт интерпретации имиджей LWD;
4. кавернометрия в процессе бурения: принципы получения данных, сравнение показаний различных каверномеров;
5. интерпретация данных азимутальных приборов;
6. применение азимутальных приборов для геонавигации.

Указанные вопросы рассматривались на примерах более чем 50 скважин, пробуренных на нефть и газ в разных регионах России.

Сравнение приборов LWD и анализ результатов их измерений показал, что азимутальные приборы LWD позволяют решать широкий круг задач при интерпретации ГИС по данным имиджей и кавернометрии, при геонавигации, при оценке техсостояния скважины и т.д. Алгоритм выбора лучшего замера, который может быть реализован только при записи ГИС азимутальными приборами, повышает надежность оценки фильтрационно-емкостных свойств по данным каротажа.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ЦЕНТР «БАЖЕН»

Стрижнев К.В.
(ПАО «Газпром нефть»)

Создание новых российских технологий – один из ключевых факторов достижения стратегических целей Компании, с 2014 г. действует Технологическая стратегия, в которой определены ключевые технологические вызовы по 9 основным направлениям с набором проектов, направленных на преодоление адресных технологических вызовов. Проект по разработке нетрадиционных запасов баженовской свиты выделен в отдельное направление, которое решает задачу поиска эффективного «технологического ключа» к новым запасам. После введения в 2014 году санкций в отношении сланцевых проектов, при поддержке министерства образования консорциумом ведущих ВУЗов (РГУ, МГУ, МФТИ, Сколтех) выполнена научно-исследовательская работа, которая усилила геологическую концепцию. В 2016 году сделан первый шаг в направлении разработки оптимальных технологических решений - пробурены 2 горизонтальные скважины, впервые в РФ в условиях санкций реализован полный цикл закачивания и стимуляции горизонтальной скважины необходимых для выполнения высокоскоростных операций по ГРП. Реализованная работа позволила выделить 7 направлений технологического развития и сформировать заявку на получение статуса национального проекта. В апреле 2017 Министерство энергетики РФ одобрило заявку «Газпром нефти» и присвоило статус национального проекту «Создание комплекса отечественных технологий и высокотехнологичного оборудования разработки запасов баженовской свиты». В рамках национального проекта планируется разработать и внедрить технологии поиска перспективных нефтегазоносных баженовских отложений, создать российские технологии строительства горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП), а также способы вовлечения в разработку запасов легкой нефти из пород сланцевой формации за счет термохимических методов воздействия. Для успешной реализации задачи Национального проекта в компании инициирован проект создания Технологического центра «Бажен» (ТЦБ), - целью которого является организация взаимовыгодного частно-государственного сотрудничества. ТЦБ - отраслевая площадка взаимодействия ВИНК, производителей, сервисных компаний и инвесторов заинтересованных в создании востребованных технологий. Бизнес-модель Технологического центра «Бажен» уникальна для отечественной нефтегазовой отрасли. Разработчики технологий и оборудования получают возможность испытать свои решения на полигоне, привлечь финансирование и довести технологии до промышленного уровня. Инвесторы смогут получить долю в перспективных технологиях.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВОДКИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И АНАЛИЗА ДАННЫХ НА ВСЕХ ЭТАПАХ БУРЕНИЯ

Федотов Д.С., Подбережный М.Ю., Морозов А.В.
(Салым Петролеум Девелопмент Н.В.)

Одним из инструментов повышения нефтедобычи является бурение горизонтальных скважин (ГС). Сложность условий проводки ГС на месторождениях компании Салым Петролеум Девелопмент (СПД) заключается в том, что подавляющая часть скважин бурится на пласты минимальной мощностью порядка 2 м, расположенных в непосредственной близости от водонефтяного контакта и фронта заводнения. Дополнительные риски при бурении накладывает близость (порядка 300 м) горизонтальных и вертикальных стволов соседних скважин. Для увеличения эффективности проводки ГС и снижения рисков бурения в компании используется комплексный подход, который состоит из двух этапов – планирование и собственно процесса бурения.

На каждом этапе выполняется определенное моделирование. На первом этапе выполняется построение прогнозной секторной геологической модели, включающей в себя использование площадных данных 3Д сейсморазведки, геофизических исследований скважин, а также результатов добычи. На основе полученной модели планируется траектория горизонтального ствола скважины с прохождением в зоне наиболее высоких показателей проницаемости и нефтенасыщенности. Помимо этого, определяется коридор бурения, или параметры максимального отклонения от запланированной траектории.

Второй этап – непосредственно проводка скважины и анализ данных в реальном времени. Во время бурения ведется непрерывное уточнение геологического разреза и априорной геологической модели по данным геофизических приборов (моделировании их откликов в слоистой геосреде), а также анализа данных геолого-технических исследований. Управление траекторией ствола скважины в процессе бурения осуществляется с учетом актуализированной (с привлечением всех имеющихся данных) геологической модели.

В докладе рассмотрены примеры эффективного бурения двух горизонтальных скважин. Одна из скважин была пробурена в условиях высокой латеральной изменчивости свойств пласта и в непосредственной близости от ВНК. Для геонавигации и моделирования положения геологических границ в данных условиях использовался дорогой прибор азимутального электромагнитного каротажа. Показатель эффективности проводки составил порядка 75%, что является высоким результатом для таких условий бурения. Результаты проводки второй скважины с рекордной для компании длиной горизонтальной секции порядка 1 км демонстрируют эффективность применения подхода СПД в условиях использования ограниченного комплекса каротажа во время бурения: гамма каротажа и каротажа сопротивлений. Обе скважины характеризуются высоким дебитом, при этом удельная стоимость 1 м бурения второй скважины ниже, а эффективность проводки выше и составляет 92%.

КОМПЛЕКСНЫЙ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ НЕКОТОРЫХ МОРФОСТРУКТУР ЦЕНТРАЛЬНОГО ТИПА И ИХ СВЯЗЬ С МЕСТОРОЖДЕНИЯМИ НЕФТИ И ГАЗА

Харитонов А.Л.
(ИЗМИРАН)

Некоторыми авторами выявлена корреляционная взаимосвязь расположения месторождений различных типов полезных ископаемых и морфоструктур центрального типа. Рассмотрены возможные природные механизмы образования морфоструктур центрального типа. По результатам интерпретации физических полей показано глубинное строение этих структур - плюмового типа. По данным дешифрирования космических снимков поверхности рельефа на территории Российской Федерации (РФ) различными авторами было выявлено множество морфоструктур центрального типа (МСЦТ) разного вида и размера (от нескольких сотен метров до нескольких тысяч километров). Большинство этих морфоструктур центрального типа возникло в процессе геологической эволюции Земли. Морфоструктуры центрального типа на территории Российской Федерации имеют различный возраст и различные виды физических механизмов их образования, определяющих их морфологические поверхностные и глубинные особенности и их пространственные размеры. Известно, что имеется несколько различных физических механизмов образования морфоструктур центрального типа: магматический (плюмовый, магмато-вулканический, грязе-вулканический), метеоритный, дегазационно-взрывной, тектонический (цилиндрические дайки), метаморфический, сейсмический, комплексный. Отмечают разные поверхностные морфологические особенности морфоструктур центрального типа на территории Российской Федерации: кольцевые валообразные, спиралевидные и конусообразные поверхностные структуры. Пространственные размеры выявленных разновозрастных морфоструктур центрального типа, наблюдаемые на территории Российской Федерации колеблются от нескольких сот метров до тысяч километров в диаметре. Примеры некоторых морфоструктур центрального типа, расположенных на территории Российской Федерации, выявленных по комплексу различных геолого-геофизических данных и данных дешифрирования космических снимков приведены в докладе. По результатам применения комплекса различных геолого-геофизических данных (аномального магнитного, гравитационного полей, дешифрирования космических снимков) на территории на территории Российской Федерации выявлены основные морфоструктуры центрального типа, которые могут быть связаны с месторождениями нефти и газа.

МЕТОДОЛОГИЯ ПОИСКА ПРИРАЗЛОМНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА ПО ДАННЫМ ИЗМЕРЕНИЙ МАГНИТНОГО И ГРАВИТАЦИОННОГО ПОЛЕЙ

Харитонов А.Л.
(ИЗМИРАН)

Методология изучения региональных морфоструктурных и физических параметров неоднородностей глубинного строения земной коры может помочь выделять зоны перспективные для поиска приразломных месторождений углеводородов. Поэтому без использования аэромагнитных методов, выполненных в комплексе с другими геофизическими методами (например, гравиразведка) часто бывает достаточно дорого и сложно проводить поиски новых месторождений нефти и газа в некоторых труднодоступных регионах Российской Федерации. Поэтому в данной работе рассматриваются некоторые результаты интерпретации многоуровневых аэромагнитных исследований и их связь с месторождениями нефти и газа. В ряде опубликованных в последнее время работ показано, что для выделения слабоконтрастных магнитных объектов в земной коре могут быть использованы многоуровневые наблюдения потенциальных полей (например, магнитного, гравитационного), что несколько расширяет возможности геофизической интерпретации. Были проанализированы данные по нескольким профилям из серии региональных профилей многоуровневых аэромагнитных и других геофизических измерений (гравиразведка, сейсморазведка). Эти профили пересекают ряд разновозрастных тектонических элементов различных геологических формаций (геосинклинальной, континентальной, субокеанической), которые по разному отражаются в пространственной структуре аномального магнитного поля и результатах его физико-математической обработки и геолого-геофизической интерпретации. Для анализа многоуровневых аэромагнитных модульных измерений по этим профилям были разработаны специальные методы решения прямых и обратных задач. Разработанная методология, может быть применена при наличии измерений конечных разностей потенциального поля, отнесенных к длине вертикально ориентированной базы датчиков поля или к расстоянию по высоте между уровнями наблюдений. Данная методология, позволяет оценить глубины верхних и нижних кромок и некоторые другие морфоструктурные особенности намагниченных геолого-тектонических объектов (ширину зоны дробления пород вокруг разломных структур земной коры, в зависимости от глубины разлома, которая может обладать хорошими коллекторскими свойствами для накопления углеводородов). Показана связь выделенных разломных структурных зон по аэромагнитным данным с разведанными месторождениями нефти и газа.

О НЕКОТОРЫХ РЕЗУЛЬТАТАХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОГО ИЗУЧЕНИЯ ГЛУБИННОГО СТРОЕНИЯ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА И ПЕРСПЕКТИВАХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЕГО ТЕРРИТОРИЙ

Харитонов А.Л.
(ИЗМИРАН)

Цель данного доклада заключается в том, чтобы показать возможности отечественной науки для проведения относительно недорогих, по сравнению с зарубежными, исследований глубинного строения недр Арктического региона, позволяющих провести региональные глубинные исследования океанической коры и литосферы (шельфовые, глубоководные и прибрежные зоны) в труднодоступных, для других методов геологоразведки, регионах в пределах акватории Арктики. Спутниковые геофизические методы, совместно с наземными геолого-геофизическими данными, могут дать возможность с меньшими финансово-экономическими затратами выделить наиболее перспективные нефтегазовые регионы Северного Ледовитого океана и спланировать систему проведения дальнейших детальных геолого-геофизических работ в этом очень перспективном для поисков нефти и газа регионе. В настоящей докладе представлены некоторые результаты проделанной работы по математической обработке и геофизической интерпретации комплекса различных данных в некоторых районах Арктического региона, которые могут позволить проводить более качественное изучение глубинного строения Арктического нефтегазоносного бассейна. В качестве основных методов исследования предлагается использовать накопленный автором опыт по математической обработке и геофизической интерпретации результатов спутниковых геомагнитных векторно-компонентных съемок по всей территории Арктического региона и наземных морфоструктурных геолого-геофизических данных, используемых для изучения глубинного строения недр Северного Ледовитого океана и геолого-геофизического прогнозирования нефтегазоперспективных районов. Проведено сопоставление полученных результатов с данными морской сейсморазведки и сейсмотомографии. Проведено сравнение полученных данных о нефтегазоперспективности некоторых регионов Арктики с результатами прогнозов других исследователей и организаций.

ОЦЕНКА АНИЗОТРОПИИ ПЛАСТА ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ТЕРМОГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Шамсиев М.Н.

(ИММ - обособленное структурное подразделение ФИЦ КазНЦ РАН)

Неоднородность пласта в вертикальной и горизонтальном направлениях характеризуется параметром анизотропии. Параметр анизотропии пласта имеет определяющее значение при прогнозировании технологического режима эксплуатации скважин, вскрывающих пласты с подошвенной водой, многопластовые залежи и др. В работе [2] предлагается графоаналитический метод оценки анизотропии по результатам газогидродинамических исследований вертикальных скважин, несовершенных по степени скрытия пласта. Несовершенство забоев влечет за собой появление дополнительных фильтрационных сопротивлений, возникающих в призабойной зоне и снижение дебитов в результате отклонения геометрии течения жидкости от плоскорадиального потока [1, 2]. В связи с этим рассмотрение особенностей притока к несовершенным скважинам имеет большое практическое значение.

В данной работе интерпретация результатов термогазодинамических исследований газовых скважин базируются на решении обратной задачи. Обратная задача состоит в определении коэффициентов проницаемости k_r , k_z и пористости пласта m при неизотермической фильтрации реального газа к несовершенной по степени вскрытия вертикальной скважине. При этом считается известной наблюдаемые значения давления и температуры на забое скважины, зарегистрированные глубинными приборами после пуска скважины. Решение обратной задачи сводится к минимизации функционала [3]. $0 < \alpha_j^0 \leq \alpha_j \leq \beta_j^0$ Итерационная последовательность для минимизации функционала строится на основе метода Левенберга-Марквардта. Сходимость и устойчивость итерационного процесса при различной входной информации исследуется на модельных примерах. Показывается, что по результатам измерений давления и температуры на забое скважины после ее пуска можно оценивать анизотропию пласта в случае неполного вскрытия.

Список литературы:

1. Басниев К.С., Кочина И.Н., Максимов В.М., Подземная гидромеханика. Недра: Москва, 1993. 303 с.
2. Гриценко А.И., Алиев З.С., Ермилов О.М., Ремизов В.В., Зотов Г.А., Руководство по исследованию скважин. Недра: Москва, 1995. 523 с.
3. Хайруллин М.Х., Шамсиев М.Н., Казунин Д.В. Интерпретация результатов газогидродинамических исследований вертикальных скважин с учетом влияния объема ствола // Газовая промышленность, 2013. №2. С 16 – 17.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ХII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

12-14 февраля 2018 г.

*Секция 2. «Разработка и эксплуатация
месторождений природных углеводородов»*

Москва
2018 г.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СОСТАВА ДЛЯ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ ТЕРРИГЕННОГО ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА

Акопов А.С., Карапетов Р.В., Мохов С.Н., Бекетов С.Б.
(НИПИ Морнефтегаз СП Вьетсовпетро, Филиал ООО «Газпром ПХГ»
«ИТЦ», Северо-Кавказский Федеральный Университет)

В отечественной и зарубежной практике использования технологий для интенсификации добычи углеводородного сырья наиболее используемым методом воздействия на призабойную зону пласта для увеличения или восстановления продуктивности добывающих скважин является кислотная обработка. Основной задачей кислотной обработки скважин является восстановление коллекторских свойств в призабойной зоне пласта за счет удаления и выноса когматизирующих твердых частиц естественного и техногенного происхождения, а также за счет улучшения фильтрационных характеристик призабойной зоны путем расширения уже существующих и создания новых каналов поступления флюида.

К базовым реагентам, используемым при кислотном воздействии, относятся соляная (хлористоводородная HCl) и плавиковая (фтористоводородная HF) кислоты. При освоении и интенсификации притока применяют также другие кислоты и их смеси: уксусную (CH_3COOH), сульфаминовую ($\text{NH}_2\text{SO}_3\text{H}$), серную (H_2SO_4), глинокислоту ($\text{HCl}+\text{HF}$) и др.

В кислотных составах на основе соляной кислоты происходит быстрая нейтрализация соляной кислоты, при этом радиус проникновения кислоты, как правило, невелик. При кислотной обработке терригенных пород с помощью фтористоводородной кислоты образование осадков различного состава, практически неизбежно.

Проблемы, связанные с проведением кислотных обработок в терригенных коллекторах, сопряжены в первую очередь с высокой вероятностью выпадения нерастворимых осадков в результате реакции между кислотой и минералами, составляющими продуктивный пласт.

Для решения обозначенных проблем и снижения риска вторичной когматации при ОПЗ, авторами разработан и предложен механизм оптимизации состава на основе смеси уксусной и фтористоводородной кислот, включающий также трилон В, трилон Д, хлористый аммоний и хелатные комплексоны.

Предлагаемые решения позволяют повысить селективность растворения глинистых и карбонатных минералов, при этом снизить до минимума степень воздействия на скелет породы.

Результаты проведенных лабораторных испытаний оптимизированного состава для кислотной обработки терригенного пласта показали его высокую эффективность. Состав прошел ОПИ на месторождениях углеводородов Западной Сибири. Получен положительный результат.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ В РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С КОЛЛЕКТОРОМ ДВОЙНОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ

Альмухаметова Э.М.

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет», Октябрьский филиал)

Коллектор месторождения высоковязкой нефти (более 300 сПз) Северные Бузачи характеризуется обширными зонами разуплотнения. В области разуплотнения породы структура порового пространства дополняется трещинами различной протяженности, открытости, емкости и проницаемости. Как показывает анализ результатов гидродинамических исследований скважин, находящихся в зонах разуплотнения, наиболее адекватной моделью, описывающей систему пустот коллектора, является модель двойной проницаемости. При осуществлении нестационарного заводнения является проблемным увязать свойства коллектора, представляющего собой сложную систему пустотностей разного типа, размера, генезиса, с продолжительностью полуциклов технологии нестационарного воздействия. Нестационарные процессы, происходящие в подобном резервуаре, имеют широкий спектр характерных частот (времен). Выбирая определенную частоту, мы воздействуем только на определенную подсистему фильтрационного поля.

В работе показано:

1. Нестационарное заводнение (НЗ) в широком интервале значений проницаемости трещин и поровых блоков имеет положительную технологическую эффективность для всех длительностей полуциклов работы/остановки нагнетательных скважин.
2. Чем продолжительнее полуцикл, тем более резко и в большей мере изменяются технологические показатели разработки – дебит и обводненность участка.
3. Чем больше проницаемость трещин (т.е. выше проницаемостная неоднородность фильтрационного поля), тем более значимы изменения технологических показателей разработки в результате НЗ.
4. Отмечается наличие периода отрицательной эффективности технологии НЗ (снижение дебита нефти и повышение обводненности относительно базовых значений) в начальный период ее применения для определенных значений проницаемости трещинной системы. При этом, чем больше длительность полуцикла работы/простоя, тем больше по абсолютной величине отрицательный эффект в начальный период НЗ. Для высоких значений проницаемости трещин отрицательный эффект от применения НЗ наблюдается только для большой длительности полуциклов.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНАЖА С УЧЕТОМ СТАДИИ ПРЕДВАРИТЕЛЬНОГО ПРОГРЕВА

Амерханов Р.М.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В настоящее время, когда большинство крупных месторождений находятся на поздней стадии разработки, поэтому все активнее вовлекаются в работу трудноизвлекаемые запасы. Одну из категорий данных запасов составляют сверхвысоковязкие нефти (СВН). Разработка СВН невозможна без использования тепловых методов, среди которых широко распространённым является парогравитационный дренаж (SAGD).

Особые трудности применения технологии SAGD на залежах с трудноизвлекаемой нефтью возникают при выборе оптимальных условий работы скважин. Целью исследования является выявление улучшения технологических показателей процесса парогравитационного дренажа на базе гидродинамического моделирования.

В данной работе представлена математическая модель процессов теплообмена при реализации технологии SAGD. На основании данной модели получен гидродинамический расчет двух вариантов технологии: классический вариант и модифицированный, предложенный автором.

Рассчитано время установления гидродинамической связи между скважинами, причем при классическом варианте данный момент происходит на 44 дня раньше. При этом накопленная добыча нефти за расчетный период времени одинакова для обоих вариантов.

Выявлена экономическая эффективность вариантов, где наиболее эффективным является модифицированный вариант с увеличением ЧДД на 747 млн. рублей за счет снижения объёмов закачки пара.

Построенная модель позволяет выявить время прорыва пара к добывающей скважине, что на промысле позволяет заранее скорректировать режим работы скважин (изменить темп отбора или снизить закачку пара) для предотвращения аварии насосного оборудования. Для модифицированного варианта время работы добывающей скважины до прорыва пара на 13 дней дольше.

ИНТЕГРИРОВАННЫЕ ГИДРОМЕТЕОРОЛОГИЧЕСКИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ МОРСКИМИ УГЛЕВОДОРОДНЫМИ КОМПЛЕКСАМИ НА КОНТИНЕНТАЛЬНОМ ШЕЛЬФЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Бабаев Р.В.

(ООО «Газпром флот»)

Одним из важнейших факторов, определяющих возможности и масштабы добычи углеводородных ресурсов на морских шельфовых месторождениях, в том числе и в арктических районах, является разработка и внедрение адаптирующего гидрометеорологического комплекса в транспортно-технологических системах, обеспечивающих добычу и вывоз этих ресурсов в течение круглого года, а важнейшее значение из всех видов логистического обеспечения имеет морская транспортная система, в том числе и для арктических морей, включающая различные транспортно-технологические схемы и подсистемы, повышающих безопасность при работе на морском континентальном шельфе.

1 Анализ данных по гидрометеорологической и ледовой обстановке на трассах плавания основных шельфовых месторождений.

2 Подготовка исходных данных для проведения расчетных исследований на линиях перевозок для легких, средних, тяжелых и экстремальных условий плавания по различным маршрутам перевозок (на примере месторождений «Кириновское» и «Приразломное»).

3 Уточнение данных по характеристикам ППБУ, судов обеспечения, танкеров и ледокольных судов снабжения.

4 Разработка расчетных схем взаимодействия технических средств в зависимости от гидрометеорологических факторов в процессе работы ППБУ с судами обеспечения и якорезаводчиками.

5 Выполнение сравнительного технико-экономического анализа, подтверждающего оптимальность выбранных трас транспортировки углеводородов и работы на морских месторождениях.

6 Выбор оптимальных вариантов трас плавания по полученным эксплуатационным показателям по месяцам эксплуатационного периода для легких, средних, тяжелых и экстремальных гидрометеорологических условий (включая ледовые условия) и вариантов буксировок ППБУ отвечающих основным требованиям безопасности мореплавания.

В перспективе данный проект подразумевает создание интегрированного комплекса по гидрометеорологическому обеспечению морских операций и управления процессами, производимых в результате деятельности на морском континентальном шельфе, что позволит увеличить темпы разработки - стратегически важных для национальных энергетических компаний. Алгоритм функционирования модели, как инструмент, состоит в виде последовательности шагов, определяющих процедуры анализа входного образа с учетом непрерывного изменения динамики объекта и внешней среды, что дает возможность проводить морские операции в соответствии основным критериям безопасности мореплавания, основываясь на результатах проведения анализа гидрометеорологической обстановки в процессе работы морских судов на континентальном шельфе. Представленный проект позволит создать интегрированный комплекс гидрометеорологического обеспечения морских операций с возможностью последующей реализации в проектах ООО «Газпром флот», учитывая неопределимый вклад компании в освоении газовых месторождений на континентальном шельфе Российской Федерации.

ПРОБЛЕМЫ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ В ДАГЕСТАНЕ

Багатаев Р.М.
(ЦГИОН)

В Дагестане пик добычи нефти – 2,2 млн т. и газа – 1,6 млрд м³ отмечена в 1970 г., а затем объемы снижаются до открытия в 1974 г. нефтегазоносности глубоких горизонтов северной части республики. Это позволило в 1978-1992 гг. стабилизировать добычу на уровне 500-600 тыс. т. - нефти и 1 млрд м³ - газа. В последующие годы она снова периодически уменьшалась - до 160-180 тыс. т. - нефти и 300 - 400 млн м³ – газа.

Причины уменьшения добычи нефти и газа и спада всего нефтегазового комплекса Дагестана следующие:

- выработка к началу 70-х гг., находившихся в разработке относительно крупных и высокопродуктивных месторождений;
- небольшие размеры структур и низкая продуктивностью вновь вводимых в разработку месторождений;
- ограничение в 1993 г., а затем и прекращение приема нефти нефтеперерабатывающими заводами Чечни, что вынудило остановить, действовавшие промыслы;
- отсутствие воспроизводства минерально-сырьевой базы УВС, из-за практического прекращения геологоразведочных работ;
- материальный и моральный износ технического оборудования на разрабатываемых месторождениях.

В настоящее время в той или иной мере эксплуатируются 35 нефтегазовых месторождений, которые находятся в завершающей стадии разработки и характеризуются обводненностью продукции - 75-90 %. Основная добыча (88-90%) приходится на месторождения северной части республики, где нефть характеризуется высоким содержанием парафина и асфальто-смолистых веществ. Следовательно, здесь остаточные извлекаемые запасы нефти относятся к трудно извлекаемым.

В регионе известны Предгорный (ПГНГР) и Терско-Кумский (ТКНГР) нефтегазоносные и Терско-Сулакский (ТСНГПР) нефтегазоперспективный районы. В ПГНГР, на основе которой создавалась нефтегазовая промышленность Дагестана, открыто 15 месторождений нефти и газа, содержащих 37 залежей, приуроченных к различным отложениям. Здесь перспективы новых открытий связаны с верхне- и нижне-меловыми и юрскими отложениями, ресурсы которых пока освоены на 30-40 %.

Детальная изученность ТКНГР позволяет считать, что ресурсы нижне-меловых и юрских отложений не исчерпаны. К тому же здесь перспективны поиски залежей в зонах выклинивания коллекторов.

ТСНГПР находится в наименее изученной части Терско-Каспийского передового прогиба, в пределах которого развиты региональные нефтегазоносные горизонты Северного Кавказа. В районе перспективны неогеновые, палеогеновые и верхне-меловые отложения.

ОПЫТ ПОСТРОЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ПРОКСИ-МОДЕЛИ ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА

Борисов Д.В.
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Целью работы является описание оптимального инструмента для определения текущих параметров работы газового промысла и прогнозирования этих параметров в будущем для принятия упреждающих мер и решений. Вариантом такого инструмента является интегрированная прокси-модель газового промысла с набором параметров. Рассматриваются параметры, не только относящиеся к системе “пласт-скважина”, но и элементы наземного обустройства.

Параметры одной системы (“пласт-скважина”) связаны с параметрами другой системы (наземное оборудование) и зависят от них. У каждой рассматриваемой величины есть свои ограничения- исходя из оптимальной работы всей системы в целом (ограничения по давлениям, депрессиям, скорости в НКТ, уровню добычи). Входные параметры используются для инициализации и адаптации прокси-модели. Зависимые величины рассчитываются по входным данным.

В качестве примера рассматривается модель газового промысла сеноманской залежи. По исходным данным сделана инициализация и адаптация с помощью уравнений, содержащих управляющие входные параметры.

При сравнении цифр “Прогноз–Факт” наблюдается достаточно близкая сходимость смоделированных и реальных параметров работы. Относительная погрешность составляет менее 1%.

Также приводится пример успешного использования модели для принятия решений, связанных с планированием добычи в условиях сезонной неравномерности потребления газа и технологических ограничений.

Интегрированная прокси-модель позволяет решать задачи по оптимизации работы скважин газового промысла. С помощью прогнозных расчетов можно перераспределить добычу между скважинами и добиться минимальных потерь пластовой энергии при выполнении технологических ограничений с учетом интерференции скважин.

В процессе использования модели, ее регулярной актуализации и адаптации происходит взаимодействие нескольких подразделений ДО и НТЦ. Собирается актуальная информации по геологии, исследованиям скважин, режимам работы. Ежемесячно рассчитывается и утверждается прогноз по СОП. Все процедуры проходят под контролем и согласуются с Ведущим экспертом НТЦ.

ДЕСТРУКТОРЫ НА ОСНОВЕ ФЕРМЕНТОВ

Бородин С.А., Магадова Л.А., Малкин Д.Н., Крисанова П.К.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
НОЦ «Промысловая химия»)

Одним из способов поддержания объема добычи нефти и газа в РФ является разработка новых месторождений Восточной Сибири, в частности с низкими (ниже 20 °С) пластовыми температурами. В качестве наиболее часто применяемого способа интенсификации добычи выступает гидравлический разрыв пласта (ГРП). Однако проведение ГРП в коллекторах с низкой пластовой температурой зачастую малоэффективно, в связи с неполным разрушением сшитого полисахаридного геля после проведения работ с применением традиционных деструкторов окислительного типа.

Использование маннолитических ферментов, в качестве деструктора полисахаридных гелей, позволяет проводить гидролиз многочисленных маннан–содержащих субстратов при разных условиях: в широком диапазоне рН, температуры и в условиях различного микроокружения. Важным преимуществом таких веществ является их подобие катализаторам – энзимы не расходуются в ходе реакции.

В лабораториях НОЦ «Промысловая химия» были проведены исследования по использованию энзимов в качестве деструктора для полисахаридных гелей в условиях низкотемпературных пластов.

Исследования проводились на ротационном вискозиметре Rheotest 2.1 при температуре 10°С с различными концентрациями и типом деструктора. Рассматривались жидкости ГРП следующего состава на 1 м³ геля: гелеобразователь водных гелей РГУ ГВГ марка С – 3.0 кг; боратный сшиватель водных гелей БСВГ марка 10 – 2.0 л; деструктор на основ энзима Брейкер ферментный водных гелей БФВГ марка Ж – 0.5-2.0 л или персульфат аммония – 2.0 кг; дистиллированная вода – остальное.

Полученные данные говорят об отсутствии влияния низкой температуры на разрушающую способность фермента. Как показано на рисунке 1 деструкция геля с дозировкой деструктора 1.0 л/м³ (что соответствует рекомендуемой дозировки в промышленных условиях) протекает в течение 4 часов с момента начала эксперимента (рис.1).

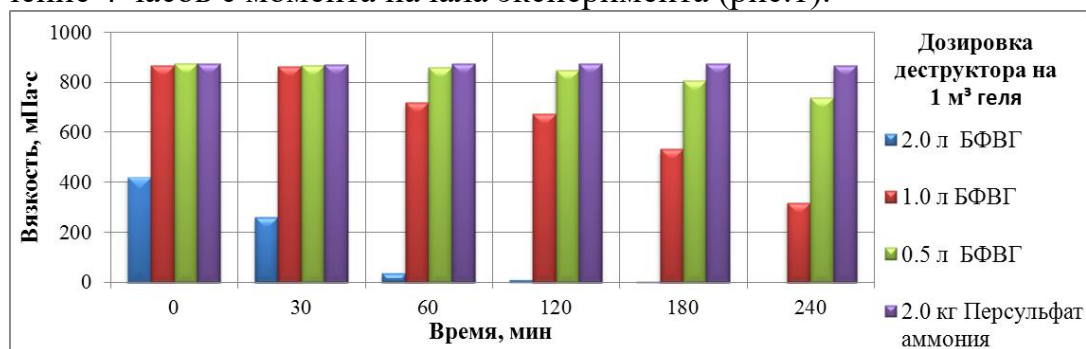


Рисунок 1 – Зависимость вязкости сшитого полисахаридного геля от времени

ФАЗОВЫЕ РАВНОВЕСИЯ ПЛАСТОВЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФЛЮИДОВ С НИЗКИМ КОНДЕНСАТНЫМ ФАКТОРОМ

Булейко В.М., Григорьев Б.А.
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Для исследования фазовых равновесий пластовых углеводородных флюидов с низким конденсатным фактором применён метод прецизионной адиабатической калориметрии, реализованный в экспериментальном адиабатическом комплексе. Пластовые углеводородные флюиды моделировались семикомпонентными смесями *n*-алканов. Были изучены термодинамические свойства, фазовое поведение и построены фазовые диаграммы углеводородных смесей в температурном диапазоне от 100 до 370 К и при давлении вплоть до 40 МПа. Фазовые переходы определялись по скачкам непосредственно измеряемой теплоёмкости и температурной производной давления при постоянном объёме.

Особое внимание к углеводородным смесям с низким конденсатным фактором (содержание высокомолекулярных компонентов C_{4+} фракции менее чем 2.0 моль. %) обусловлено тем, что стандартные методы, использующие традиционные PVT исследования, не обеспечивают эффективность и точность построения фазовых диаграмм этих смесей. Наши исследования показали, что фазовое поведение углеводородных смесей с низким содержанием высокомолекулярных компонентов качественно отличается от традиционного фазового поведения. Область фазового состояния углеводородных смесей с низким содержанием высокомолекулярных компонентов включает обширную область неопределённости и не может быть изучена традиционными PVT методами, а также не может быть спрогнозирована теоретически. Данные наших измерений показали, что фазовая диаграмма исследованных углеводородной смеси значительно трансформируется по сравнению с традиционными представлениями и её конфигурация предопределяется содержанием высокомолекулярных компонентов. Углеводородные смеси расщепляются на макроскопическую фазу метан – этан – пропан и микроскопические фазы, обогащенные компонентами фракции C_{4+} . Равновесность этих фаз доказана использованием режима охлаждения. При охлаждении наблюдаются те же фазовые переходы, что и при нагреве (образование микроскопических фаз, обогащенных высокомолекулярными компонентами и макроскопических фаз жидкость – пар, обогащенных метаном, этаном и пропаном). Для выявления вклада индивидуальных *n*-алканов в фазовое поведение многокомпонентной системы, были исследованы бинарные и тройные смеси, представленные как псевдобинарные.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (РФФИ). Грант № 16-08-00032.

ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРИОДИЧЕСКОЙ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН В ПРОТИВОФАЗЕ

Владимиров И.В.

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

При высокой обводненности добываемой продукции в целях снижения обводненности и ограничения добычи жидкости необходимо сочетать циклическую закачку воды с периодическими отборами жидкости (НЗ+ПЭ). Применение такой технологии крайне актуально для разработки ряда месторождений, где обводненность добываемой жидкости близка к предельной.

Возможности технологии НЗ+ПЭ были исследованы для условий месторождения маловязкой нефти с послойно неоднородным по проницаемости коллектором. Для этого использовалась гидродинамическая модель, моделирующая нестационарное заводнение со стороны нагнетательных скважин и периодическую эксплуатацию добывающих скважин в различных режимах.

Предполагалось, что при достижении обводненности в 95% система разработки участка залежи переходит в нестационарный режим работы, при этом сначала на 10 суток отключаются нагнетательные скважины участка при работающих добывающих скважинах, затем по истечении десяти суток нагнетательные скважины начинают закачку воды, а добывающие скважины останавливаются на следующие 10 суток. Затем цикл повторяется. По достижении 98 % все скважины останавливаются.

Была проведена серия численных экспериментов.

Представленные в работе результаты гидродинамических расчетов показали, что технология НЗ+ПЭ имеет положительную эффективность в коллекторах с большим диапазоном значений проницаемостной неоднородности. В процессе заводнения, как в области закачки, так и в области отбора, по разным причинам (проницаемостная неоднородность, гравитационное разделение фаз) образуется контактная поверхность между заводненной и нефтенасыщенной областями коллектора, которые имеют разные пьезопроводности. Нестационарное воздействие (НЗ+ПЭ) позволяет интенсифицировать обмен жидкостями между этими областями, что и обеспечивает положительный технологический эффект. Величина этого эффекта различна для неоднородных и сильно неоднородных по проницаемости коллекторов, т.е. значительно зависит от величины проницаемостной неоднородности.

Применение технологии НЗ+ПЭ позволяет не только дополнительно добыть нефть, но и сократить добычу попутной воды, что является немаловажным для условий современной разработки месторождения, находящихся в заключительной стадии разработки.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛЕ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ СЕРОВОДОРОДА

Вороник А.М., Каменских С.В., Уляшева Н.М.
(Ухтинский государственный технический университет)

Крепление скважин является одним из основных и ответственных технологических этапов всего цикла строительства скважины, от которого в значительной степени зависит срок ее эксплуатации и время межремонтных периодов. В результате цементирования скважин во все времена уделялось пристальное внимание научных, проектных и производственных организаций. Тем не менее, в настоящее время остается ряд нерешенных проблем, связанных с качеством цементирования, например, наблюдаются определенные трудности в процессе цементирования скважин, в разрезе которых присутствуют сероводородсодержащие высокопроницаемые горные породы. Примерами подобных горно-геологических условий является группа месторождений в пределах Денисовской впадины Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (ТПНГП): Амдермаельское, Баяндыское, им. А. А. Алабушина, Ипатское, Ламбейшорское и др., которые осложнены поглощениями различной интенсивности (от частичных до полных) и присутствием сероводорода (от 4,44 до 18,5 % об.), в том числе в продуктивном горизонте. Поэтому исследование, совершенствование и разработка облегченных и коррозионностойких составов тампонажных растворов и смесей для крепления сероводородсодержащих высокопроницаемых горных пород, несомненно, является актуальной задачей.

На основании проведенного анализа установлено, что в настоящее время отсутствует эффективный тампонажный раствор, способный образовывать низкопроницаемый и прочный цементный камень, который может одновременно противостоять сероводородной агрессии и эффективно кольматировать высокопроницаемые горные породы.

На кафедре бурения УГТУ разработан и исследован состав облегченной коррозионностойкой тампонажной смеси (заявка на изобретение № 2016117871 от 05.05.2016) на основе цемента марки ПЦТ I-G CC-1 с добавками синтетического сульфированного полимера (газблок), расширяющейся добавки (ДР) и гранулированного пеностекла (ГПС). Облегченная коррозионностойкая смесь позволяет снизить плотность тампонажного раствора и проницаемость цементного камня и использовать ее при цементировании сероводородсодержащих высокопроницаемых горных пород. В результате проведенных исследований установлены закономерности изменения основных технологических параметров тампонажной смеси от концентрации (6, 8, 10, 12 %) и дисперсности (0,1-0,3; 0,25-0,5; 0,5-1,0 мкм) ГПС.

РАЗРАБОТКА ВАРИАНТОВ ПРИНЦИПИАЛЬНЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ СХЕМ КОМПОНОВКИ НАЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ВЫБРАННОГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО УЧАСТКА

Воронова В.В., Сазонов Ю.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В работе для промысловых испытаний экспериментального образца многофазного насоса (ЭО МН) разработаны два варианта принципиальных гидравлических схем расположения наземного оборудования для выбранного эксплуатационного участка на нефтяном месторождении индустриального партнера.

Первый из них предусматривает размещение ЭО МН на поверхности земли вблизи устья добывающей высокообводненной нефтяной скважины. Вторая из принципиальных схем предусматривает размещение ЭО МН на поверхности земли на установке предварительного сброса воды. Насос при этом проходит испытания на смесях, состоящих из пластовой воды и углеводородного газа.

В дальнейшем при проведении промысловых испытаний планируется использовать обе схемы – первую в области малых подач многофазного насоса, вторую – в областях средних и высоких подач экспериментального образца многофазного насоса.

Работа выполнена в рамках прикладных научных исследований при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ. Уникальный идентификатор работ (проекта) RFMEFI57717X0269.

**РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ
ДОБЫЧИ ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ И НЕТРАДИЦИОННЫМИ ЗАПАСАМИ
УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ОБВОДНЕНИИ СКВАЖИН
КОНДЕНСАТНЫМИ И ПЛАСТОВЫМИ ВОДАМИ**

Воронова В.В., Рачкова Е.Е.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В рамках выполнения работы предлагается разработать экспериментальный образец новой эжекторной системы, предназначенной для добычи газа на месторождениях с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами углеводородов.

Предлагаемые технические решения должны предназначаться для добычи газа на месторождениях с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами углеводородов. Разрабатываемые компьютерные модели должны предназначаться для предсказательного моделирования технологических процессов для изучения и оптимизации параметров разрабатываемых технологических решений для добычи газа на месторождениях с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами углеводородов.

Поставленная задача достигается за счет того что, насосно-эжекторная установка содержит насос с входным и выходным каналами, эжектор с камерой смешения, соплом и входным газовым каналом, сепаратор с входным каналом, выходным газовым и выходным жидкостным каналами, дистанционно управляемый клапан. Данное техническое решение является запатентованным.

Работа выполнена в рамках прикладных научных исследований при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ. Уникальный идентификатор работ (проекта) RFMEFI57417X0152.

РЕГУЛИРОВАНИЕ ТЕПЛОВОГО РЕЖИМА НЕФТЯНЫХ ШАХТ

Галкин А.Ф., Романов И.С., Курта И.В.
(Санкт-Петербургский горный университет, ВФ УГТУ)

Технология разработки меторождений вязкой нефти шахтным способом предусматривает предварительное нагнетание в пласт пара, что позволяет перевести нефть в жидкое состояние и через систему горных выработок выдать на поверхность. Технологические процессы не полностью автоматизированы и требуют нахождения людей в горных выработках, как в период подготовительных, так и эксплуатационных работ. При этом температура воздуха в большинстве выработок не соответствует санитарным нормам, а в некоторых превышает допустимую в 1,5-2 раза.

Выполненный анализ существующих способов и средств нормализации тепловых условий в глубоких угольных шахтах и рудниках как в нашей стране, так и за рубежом показал, что в настоящее время нет достаточно эффективных технических решений, которые могли бы быть использованы в нефтяных шахтах. Прежде всего это вызвано спецификой действия относительных источников тепловыделений в горных выработках нефтяных шахт. Именно это не позволяет создать постоянный теплоуравнивающий слой вокруг охлаждаемой выработки, требует использования мощной холодильной техники и существенно завышает капитальные и эксплуатационные затраты на кондиционирование шахтного шахтного воздуха.

Для снижения энергетических и экономических затрат предложены комплексные схемы регулирования теплового режима, на основе рационального использования активных (холодильные установки) и пассивных (специальные теплозащитные и теплоаккумулирующие покрытия) способов нормализации микроклимата в шахте. Рассмотрены схемы кондиционирования как с сосредоточенными, так и распределенными параметрами. Построена обобщенная экономико-математическая модель, которая позволяет выбрать оптимальные параметры комплексных схем, а также оценить их эффективность в зависимости от технологической схемы отработки месторождения.

Сделана оценка возможности использования низкопотенциальных источников энергии для регулирования теплового режима и определена область их эффективного применения в течение годового цикла. Теоретически обоснована и разработана новая конструкция теплоаккумулирующей крепи с изменяющимся в зависимости от мощности теплового потока термическим сопротивлением, что позволяет обеспечить необходимый уровень надежность комплексных систем регулирования теплового режима в горных выработках нефтяных шахт.

АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ PC-SAFT УРАВНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ФАЗОВОГО ПОВЕДЕНИЯ СЛОЖНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

Герасимов А.А., Григорьев Б.А., Александров И.С.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ФГБОУ ВО «КГТУ»)

Информация о термодинамических свойствах (ТДС) фракций нефти и газовых конденсатов необходима в широком диапазоне параметров состояния для проведения технологических и проектных расчетов оборудования систем добычи, транспорта и переработки.

Относительно недавно авторами была предложена методика моделирования ТДС и фазовых равновесий нефтяных и газоконденсатных систем, основанная на использовании двух обобщенных многоконстантных фундаментальных уравнений состояния [1]. Данная методика позволяет с высокой точностью проводить расчеты указанных свойств сложных углеводородных смесей. Однако предложенная методика все еще не позволяет с достаточной точностью описывать фазовые равновесия газоконденсатных смесей с компонентами, для которых число атомов углерода в молекуле больше или равно 11. Для подобных смесей сильно возрастают погрешности расчета фазовых равновесий в низкотемпературной области вблизи линии равновесия «жидкость-жидкость», что, по-видимому, связано с эмпирическим характером уравнений состояния, лежащих в основе методики [1]. По мнению авторов, решением данной проблемы может быть применение уравнений состояния, полученных в рамках статистической теории ассоциированного флюида (SAFT), и имеющих строгое теоретическое обоснование. Одной из наиболее успешных вариантов таких уравнений является PC-SAFT уравнение, предложенное в [2]. На основе наиболее надежных экспериментальных данных об углеводородах различного строения была оптимизирована матрица универсальных коэффициентов PC-SAFT уравнения [2]. К обработке также привлекались данные молекулярного моделирования. Полученное уравнение тестировалось как применительно к индивидуальным углеводородам, так и модельным углеводородным смесям. Анализируется возможность применения данного подхода к пластовым углеводородным смесям.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (грант 18-08-00326А).

1. Gerasimov A. Modeling and calculation of thermodynamic properties and phase equilibria of oil and gas condensate fractions based on two generalized multiparameter equations of state / A. Gerasimov, I. Alexandrov, B. Grigoriev // *Fluid Phase Equilibria*. – 2016. – V.418. – P. 204-223.

2. Gross, Joachim; Sadowski, Gabriele - Perturbed-Chain SAFT: An Equation of State Based on a Perturbation Theory for Chain Molecules. *Ind. Eng. Chem. Res.* **2001**, 40, 1244-1260.

АКТУАЛЬНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА НОЯБРЬСК» В УСЛОВИЯХ ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ

Гулак М.К.

(ООО «Газпром добыча Ноябрьск»)

В последнее время наблюдается тенденция к росту удельных показателей энергопотребления газодобывающих организаций (ГДО) ПАО «Газпром» в связи с тем, что большинство месторождений Западной Сибири, на долю которых приходится более 90% добычи ПАО «Газпром», вступило в стадию падающей добычи газа. К ним относятся и все месторождения ООО «Газпром добыча Ноябрьск». Эта стадия разработки месторождений является самой энергозатратной.

В 2016 году ООО «ГД Ноябрьск» получен сертификат соответствия стандарту ISO 50001:2011 в отношении деятельности в области энергосбережения для процессов, связанных с добычей и подготовкой к транспорту газа, газового конденсата и нефти. Основным принципом системы энергетического менеджмента (СЭнМ) ООО «ГДН» на данном этапе разработки стало сдерживание темпов роста удельных показателей расхода ТЭР.

Помимо целого ряда мероприятий в рамках функционирования СЭнМ одним из ведущих направлений системы стала оптимизация режимов работы скважин и ДКС. Согласно разработанной в Обществе методике энергетического анализа выделены значимые энергетические аспекты в потреблении газа: потери газа при продувках скважин и расход топливного газа на компримирование.

В части регулирования и оперативного контроля за значимым процессом «Компримирование» Обществом совместно с ВНИИГАЗ разработана Методика оценки энергоэффективности газодобывающих организаций. Энергоэффективность оценивается при приведении к сопоставимым условиям предыдущего периода (с учётом изменения давления, температуры, объёмов подготавливаемого газа и КПД ГПА). Методика позволяет оперативно определять тенденции изменения показателей энергоэффективности, выявить технологические ограничения, приводящие к увеличению расхода ТЭР, выявить потенциал для повышения энергоэффективности.

Специалистами Общества разработан и опробован новый метод контроля изменения положения газоводяного контакта в эксплуатационных скважинах, не вскрывающих флюидальный контакт. Метод позволяет осуществлять гибкий контроль выработки запасов на месторождениях, вступающих в этап падающей добычи газа, что приводит к увеличению срока безводного периода работы скважин, а в некоторых случаях даже к сокращению количества ремонтов скважин, а также к сокращению продувок скважин и газосборной системы с целью ликвидации жидкостных пробок.

ЦИФРОВИЗАЦИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОИЗВОДСТВА В РОССИИ И СТРАНАХ ЕАЭС

Еремин Н.А., Мартынов В.Г., Абукова Л.А.,
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ИПНГ РАН)

В докладе представлен анализ достижений в области цифровизации нефтегазового производства в России и определены основные направления развития цифровых нефтегазовых технологий в России и странах ЕАЭС на ближайшие годы и на перспективу.

Профильный комитет Госдумы РФ по энергетике в 2015 году поддержал предложения ИПНГ РАН и РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина по цифровизации и интеллектуализации нефтегазовой отрасли РФ и принял ряд обращений к руководству страны по интенсификации работ в данном направлении (см. Решение Комитета по энергетике ГД РФ шестого созыва № 3.25-5/114 от 11 декабря 2015 г. «Наука и производство: применение инновационных разработок в нефтегазодобыче»; Решение Комитета по энергетике ГД РФ шестого созыва № 3.25-5/116 от 23 декабря 2015 г. по результатам проведения круглого стола 30 ноября 2015 г. «Импортозамещение нефтегазового оборудования как основа экономической и энергетической безопасности»).

В своем послании к Федеральному собранию 1 декабря 2016 года Президент России Владимир Путин заявил о запуске масштабной системной программы развития цифровой экономики. В.В. Путин 5 декабря 2016 года дал соответствующие поручения Председателю правительства России Д.А. Медведеву по разработке совместно с администрацией президента программы "Цифровая экономика". Межведомственная рабочая группа при Минкомсвязи России (включая специалистов ИПНГ РАН и РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, приглашенных Аналитическим Центром при Правительстве РФ) подготовила к 30 мая 2017 г. проект программы «Цифровая экономика».

Основной целью программы цифровизации России является создание экосистемы цифровой экономики. В программе предусмотрены меры по созданию технических и технологических условий для развития цифровой экономики в Российской Федерации. В докладе кратко изложены основные направления, центры компетенций и рабочие группы, созданные для реализации программы «Цифровая экономика» на ближайшие три года. Рассмотрены основные направления Государственной программы «Цифровой Казахстан», принятой 12 декабря 2017 года. Поставлен вопрос о необходимости разработки программы цифровизации нефтегазовой отрасли России и стран ЕАЭС на среднесрочную перспективу. Развитие цифрового нефтегазового производства должно быть интегрировано в пространство цифровых экономик государств – членов Евразийского экономического союза (ЕАЭС). Указаны возможные пути координации развития цифровой нефтегазовой экономики в России с аналогичными экономиками стран ЕАЭС. Даны определения цифровой нефтегазовой экономики, постцифровой нефтегазовой экономики, цифровой нефтегазовой платформы, цифровой стратегии развития нефтегазовой компании. Предложены пути индексирования цифровизации нефтегазового производства в России и странах ЕАЭС.

РАЗРАБОТКА ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ЭМУЛЬСИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ

Заворотный В.Л., Мазуров В.А., Богущкая М.В., Заворотный А.В.,
Кокуйкин А.М., Шишков В.С.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, АО «Химеко-ГАНГ», ООО
«Техноцентр», ООО «НПК-Эксбур-К»)

Разработка импортозамещающих технологий по производству химических реагентов и рецептур промывочных жидкостей на углеводородной основе (ЭРУО) с оптимальными технологическими и экологическими свойствами является актуальной задачей.

Созданные в лаборатории новые отечественные ЭРУО («Эмуль-пол», «Экопол») на минеральных и синтетических маслах, позволили успешно решить проблемы бурения скважин в сложных горно-геологических условиях и вскрытия продуктивных горизонтов.

Химические реагенты для ЭРУО (Эмульгатор МР, Гидрофобизатор АБР, Регулятор фильтрации и вязкости НРП-20М, Минеральное масло ММ-1) выпускаются на отечественном сырье, предприятиями РФ, имеют комплект необходимых нормативных документов на применение в нефтяной и газовой промышленности (ТУ, паспорта безопасности и сертификаты соответствия ТЭКсерт, экологические паспорта). Лаборатория ведет постоянный контроль качества химреагентов, обучает ин-женеров по сервису, анализирует и совершенствует технологии применения ЭРУО в осложненных условиях, разрабатывает нормативные документы по их применению, повторному использованию, утилизации и экологическим мероприятиям.

В последние годы бурение в РФ ведется отечественными и зарубежными сервисными компаниями (ООО «НПК-Эксбур-К», ООО «СЦ СБМ», ООО «Ай Ди Эс Дриллинг», АО «Бейкер-Хьюз» и др.), в том числе с применением наших химреагентов и рецептур ЭРУО. Разработанное нами совместно с ООО «Техноцентр», минеральное масло ММ-1 в качестве дисперсионной среды ЭРУО (Эмульпол, Экопол, Поли-эмульсан, Карбо-Дрилл и др.) для вскрытия продуктивных горизонтов, бурения горизонтальных скважин и наклонных скважин с большими отходами в сложных горно - геологических условиях, зарезки боковых стволов (ЗБС) в различных регионах РФ, ЕвразЭС и Узбекистана. Например: в 2012-2017 г.г. ООО «Сервисный Центр СБМ» на ЭРУО Полиэмульсан (с использованием реагентов МР, АБР, НРП-20М) успешно было пробурено 58 скважин (ЗБС - 41 скв., эксплуатационных – 12 скв., поисково-оценочных – 5 скв.), ООО «Ай Ди Эс Дриллинг» пробурено ЗБС- 6 скв., ООО "НПК-Эксбур-К" 2-х скважин в Дагестане. Скважину Сафаралинскую довело до проектной глубины (5000 м). Осложнения в майкопских глинах пришлось ликвидировать с плотно-стью Эмульпола - 2,37 г/см³.

ПРИМЕНЕНИЕ ПЕРЕДОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРИ ВОВЛЕЧЕНИИ В РАЗРАБОТКУ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ОБЪЕКТОВ ПЯКХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ОБЗОР ТЕКУЩИХ РЕЗУЛЬТАТОВ И ПЕРСПЕКТИВНЫХ НАПРАВЛЕНИЙ РАЗВИТИЯ

Зипир М.Г., Мавлетдинов М.Г.

(ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Ямалнефтегаз», ООО
«ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть»)

Пякхинский актив расположен за полярным кругом и является одним из самых северных месторождений ПАО «ЛУКОЙЛ». В разрезе присутствуют чисто нефтяные, нефтяные с газовыми шапками и газоконденсатные объекты. В августе 2016 года месторождение запущено в промышленную эксплуатацию.

По нефтесодержащим объектам разработка запланирована на основании обращенной семиточечной системы, с использованием горизонтальных скважин. Так как большинство объектов месторождения совмещены в плане залегания, то на основных нефтесодержащих объектах БУ₁₅¹ и БУ₁₅² был разработан и рекомендован к реализации вариант с применением оборудования ОРЭ. Данный вариант предусматривал строительство двуствольных скважин по пятому уровню сложности с участком ОНР. По газоконденсатным объектам разработка запланирована горизонтальными и многозабойными скважинами.

В 2014 году проектные решения по разработке основных нефтяных объектов были скорректированы по причине необходимости ускоренного ввода актива. Учитывая риски связанные с отсутствием опыта и сложность бурения двуствольных скважин, основные нефтесодержащие объекты разбуриваются многозабойными и горизонтальными скважинами, что позволяет существенно оптимизировать сроки строительства. Бурение газоконденсатных объектов ведется на основании утвержденных решений.

Объект БУ₁₅² имеет низкие ФЕС, для вовлечения данных запасов решение было найдено в бурении многозабойных скважин с максимальным разведением от основного ствола ответвлений, что позволило добиться оптимального контакта с коллектором. Так же проведены работы по строительству разветвлённой скважины с многостадийным ГРП. В результате получено кратное увеличение продуктивности по сравнению с горизонтальными скважинами.

Технологичные решения по строительству скважин накладывают ограничения по контролю над разработкой, по данным скважинам выработка запасов контролируется геофизическими исследованиями с привлечением флота ГНКТ.

Для достижения запланированных показателей ведётся постоянная работа по подбору технологий для увеличения контакта с коллектором и щадящего вскрытия продуктивных горизонтов.

ЭФФЕКТИВНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ МАШИН НОВОГО ТИПА

Ибрагимов З.Л.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Мохов М.А.)

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В условиях снижения мировых цен на углеводородные ресурсы и увеличивающейся стоимости разработки месторождений нефти и газа, особо актуальной задачей становится снижение себестоимости добычи, в частности, путем эффективного использования пластовой энергии.

При применении традиционных технологий добычи нефти и газа значительная часть пластовой энергии теряется. Одним из способов полезного использования этой энергии является применение специальных турбин, работающих за счет энергии движения в трубах многофазных потоков. Однако на текущий момент не решен вопрос использования подобных устройств в условиях изменяющихся режимов работы скважин, которые могут привести в том числе к полному разрушению оборудования, что препятствует их широкому внедрению.

Цель данной исследовательской работы – разработка новой гидравлической машины для эффективного использования пластовой энергии многофазных потоков при добыче нефти и газа.

В рамках проекта создан экспериментальный образец и стендовая установка для испытания новой гидравлической машины. Стендовая установка состоит из силового блока, на валу ротора которого установлена турбина специальной сетчатой структуры, работающая за счет кинетической энергии нескольких потоков, подведенных к силовому блоку. Турбина преобразует кинетическую энергию многофазных потоков в механическую энергию на валу силового блока, которая впоследствии может использоваться для решения различных задач, например, для перекачки или сепарации жидкости и газа, преобразования в электрическую энергию или сразу для решения нескольких задач.

В результате было выявлено, что при учете вращательного движения проницаемой лопатки возможно создание нового типа гидравлических машин с уникальными свойствами. Использование подобного устройства позволит уменьшить металлоемкость, массу и габариты ротора, вследствие чего появляется возможность создания компактных насосов, компрессоров, динамических сепараторов и другого оборудования. Простота конструкции, низкая стоимость и высокая эффективность в условиях изменяющихся режимов работы скважин с многофазными потоками делают привлекательной использование подобных устройств для решения производственных задач при добыче нефти и газа.

АНАЛИЗ ОСВОЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ

Ивченко О.В., Мельникова Е.В., Пылёв Е.А., Нифантов В.И.,
Пищухин В.М., Ивченко М.В., Чурикова И.В.
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

На основании анализа опыта освоения и эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин месторождений и подземных хранилищ газа (ПХГ) России установлено, что их производительность не всегда достигает проектных величин. На примере освоения разведочных скважин Чаяндинского нефтегазоконденсатного месторождения показано, что в ряде случаев скважины либо не осваиваются совсем, либо вступают в эксплуатацию с дебитами значительно ниже потенциально возможных. На основании проведённых исследований авторами рекомендуются к применению новые способы повышения эффективности освоения низкопродуктивных сложнопостроенных коллекторов, которые позволят повысить первоначальную продуктивность низкодебитных скважин в несколько раз. Обоснованы условия изменения дебита газа от линейных запасов и скин-эффекта.

Установлено также, что напряжённое состояние горных пород в призабойной зоне продуктивного пласта (ПЗП) возрастает не только по мере падения пластового давления при разработке залежи, но также при освоении, исследовании и эксплуатации скважин при повышенных депрессиях.

Чем ниже забойное давление, тем выше напряжённое состояние в ПЗП. Под действием дополнительного напряжённого состояния основные фильтрационные каналы в высокопроницаемых пропластках ПЗП сжимаются. Эффективная пористость уменьшается, а насыщенность пластовой жидкостью возрастает.

Обоснованы границы изменения продуктивности скважин, в которых требуется проведение интенсификации притока углеводородов из пласта для получения проектных дебитов.

НАГРЕВ НЕФТЯНОГО ПЛАСТА СОВМЕСТНЫМ ВЧ ЭМ И АКУСТИЧЕСКИМ ПОЛЕМ ПРИ ОДНОВРЕМЕННОЙ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Измайлова Г.Р.

(Филиал ФГБОУ ВО Уфимского государственного нефтяного
технического университета (УГНТУ) в г. Октябрьском)

Чтобы поддержать высокий коэффициент нефтеотдачи на месторождениях в России и за рубежом, а также высокий уровень добычи нефти, как показывает практика, необходимо внедрить комплекс физических и физико-химических методов воздействия на нефтяные пласты и призабойные зоны скважин. Особый интерес представляют комплексные методы воздействия, сочетающие в себе все преимущества составляющих методов.

Одним из методов комбинированного воздействия является одновременная электромагнитно-акустическая обработка ПЗП.

При этом поглощением энергии акустических волн средой и возникновением в связи с этим распределенных источников тепла обычно пренебрегается. Воздействие акустических волн на призабойную зону нефтяного пласта рассматривается как средство для увеличения эффективной теплопроводности коллекторов, нефтепроницаемости пористой среды, снижения вязкости нефти, увеличения производительности скважин и регулирования профилей притока и приемистости. Между тем указывается, что пористые среды являются существенно диссипативными, т.е. поглощающими энергию акустических волн. Вследствие этого, аналогично случаю воздействия на среду ЭМ-поля, происходит преобразование энергии акустического поля в тепловую энергию, что приводит к появлению распределенных источников тепла. Таким образом, при совместном электромагнитно-акустическом воздействии на нефтеводонасыщенные горные породы появляются совместные тепловые источники за счет преобразования энергии ЭМ и акустического полей в тепловую энергию.

В работе исследуется нагрев пласта с высоковязкой нефтью с помощью двух физических полей: ВЧ ЭМ поля и акустического. При этом происходит отбор нефти. Выводится формула для объемных тепловых источников, возникающих в пласте при распространении в ней акустических волн, пригодная для расчетов в любой зоне пласта. Сформулирована математическая модель на основе уравнения теплопроводности с учетом цилиндрической геометрии пласта. Задача решается одномерная, в зависимости только от радиальной координаты методом конечных разностей по неявной схеме. Показано, что пренебрежение поглощения акустических волн в тепловом отношении искажает реальную картину температурного поля в пласте.

ВЫЗОВЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ SPD

Исхакова С.Ш., Наугольнов М.В., Седнев А.А.

(ООО «Газпромнефть НТЦ», «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.»)

С целью снижения неопределенностей проекта по вовлечению в разработку Ачимовских отложений было принято решение о создании полномасштабной концептуальной геолого-гидродинамической модели. Различные реализации данной модели должны учитывать основные геологические и технологические вызовы проекта, такие как сложность определения характера насыщения и уровня ВНК, высокая латеральная неоднородность и отсутствие связности между геологическими телами, низкая проницаемость. В рамках концептуального проектирования был произведен выбор оптимальных систем разработки в соответствии с изменяющимися по площади параметрами месторождения для различных вероятностных реализаций геологической модели. Был произведен анализ чувствительности, который показал устойчивость проектных решений к изменяющимся факторам и позволил определить основные риски проекта, а также оценить величину их влияния на технологические и экономические показатели эффективности. Оптимальным решением по разработке Ачимовских отложений является использование горизонтальных скважин в добыче с двумя наклонно-направленными скважинами либо одной горизонтальной скважиной в системе ППД. Выбранные решения показали высокую чувствительность даже к незначительным изменениям геологических параметров, а также к эффективности проведения многостадийного ГРП. Успешность реализации проекта также крайне зависит от экономических предпосылок, таких как минимизация капитальных и эксплуатационных затрат и снижение налоговых ставок для ТРИЗ.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА РАСЧЕТА КАЛОРИЙНОГО ЭКВИВАЛЕНТА ДЛЯ ДОБЫВАЕМЫХ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО И ПРИРОДНОГО ГАЗОВ

Карпов А.Б., Кондратенко А.Д.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Большинство зарубежных нефтегазовых компаний для финансовой и статистической отчетности для измерения объема природного газа используют кубические футы и баррели нефтяного эквивалента (бнэ). При этом, для оценки суммарной добычи и переработки нефти и газа используют баррели нефтяного эквивалента. Для пересчета у каждой компании имеются переводные коэффициенты перевода объема природного газа из стандартных кубических футов в баррели нефтяного эквивалента

Все российские нефтегазовые компании ведут учет запасов, добычи и переработки природного и попутного нефтяного газа в кубических метрах, поскольку кубический фут как единица измерения объема пришел в нефтегазовую отрасль из США, а в России для измерения объема применяются метрические величины.

Повышение стоимости энергии и появление газов различного качества привели к тому, что оплату во всем мире начали производить путем измерения тепловой энергии [1]. Для разрешения проблем, связанных с добычей, транспортировкой и распределением газа вплоть до конечного потребителя и перехода России на международные стандарты разработан и утвержден национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 57614-2017 (ИСО 15112:2011) «Газ горючий природный. Определение энергии», модифицированный по отношению к международному стандарту ИСО 15112:2011 «Газ природный. Определение энергии».

Для повышения точности определения коэффициента пересчета количества добываемых попутного нефтяного и природного газов в тонны нефтяного эквивалента необходимо отдельно учитывать добытый попутный нефтяной газ и поставленный природный газ.

Таким образом, рекомендуется для крупных газодобычных компаний для статистической отчетности применять коэффициенты пересчета объемов газа в нефтяные эквиваленты (по энергии) на основе фактических данных. При этом такой подход позволит в перспективе без затруднений перейти на взаиморасчеты с потребителями и поставщиками газа по энергии.

Список литературы:

Козлов А.М., Карпов А.Б., Федорова Е.Б., Жагфаров Ф.Г. Определение энергии - важный фактор при реализации природного газа // Нефтегазохимия. № 4. 2015. С. 31-34.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ СВЕРХДЛИННЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКОВ

Кашников К.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»)

Для повышения нефтеотдачи и снижения капитальных вложений при разработке месторождения им. Ю. Корчагина, расположенного в Северной части Каспийского моря, применяются сверхпротяженные горизонтальные скважины с длиной горизонтального участка до 5000 м. Они дают возможность вовлечь в разработку наиболее удаленные участки и значительно увеличивают поверхность контакта с продуктивным пластом. С целью выравнивания притока к скважине и предотвращения локальных прорывов газа и воды в скважинах применяются высокотехнологичные интеллектуальные системы заканчивания.

Целью настоящей работы является создание модели сверхдлинной горизонтальной скважины с учетом реальной конструкции и изучение особенностей ее работы. Для построенной модели скважины и элементов системы заканчивания была проведена адаптация параметров в соответствии с промысловыми фактическими замерами. Расчет режимов потока проводился по стандартным методам корреляции многофазных потоков, для наиболее точного моделирования выполнялся расчет с учетом всех механизмов теплопередачи. Результатом работы является анализ чувствительности для определения основных факторов, влияющих на добычу скважины, проведена оценка эффективности эксплуатации скважины при исходной конструкции, выработаны предложения по оптимизации добычи, в том числе с использованием методов механизированной добычи.

Представленные возможности по построению моделей скважин и моделированию многофазных потоков в симуляторе PIPESIM компании Schlumberger могут быть использованы при создании единой интегрированной модели месторождений, включающих модели пласта, скважин, систем сбора и подготовки. Постоянно действующая интегрированная геолого-технологическая модель в процессе всего периода эксплуатации месторождения пополняется новыми данными и уточняется, что позволяет повысить эффективность принятия оперативных решений при проектировании разработки месторождений, планировании геолого-технических мероприятий, оптимизации процессов производства, снизить издержки.

УЧЕТ НЕРАВНОВЕСНОСТИ ФАЗОВЫХ ПЕРЕХОДОВ ПРИ РАСЧЕТЕ ФИЛЬТРАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СИСТЕМ

Ковалев А.Л., Шеберстов Е.В.
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

В докладе обсуждаются математические и компьютерные модели, учитывающие неравновесность фазовых переходов при фильтрации газоконденсатных систем. Теоретическая и практическая значимость вопроса обусловлена сложностью задач, возникающих при анализе массообменных процессов в различных зонах разрабатываемого газоконденсатного месторождения. Большие трудности возникают также при интерпретации лабораторных опытов на керновых моделях, из-за сложности оценки вклада неравновесности на фоне прочих эффектов, влияющих на фазовое состояние флюидов в пористой среде.

Неравновесность фазовых переходов исследуется во многих областях науки и техники с применением различных теоретических моделей. В докладе основное внимание уделено модели, представленной следующей системой уравнений.

$$\frac{\partial(\rho_k^\alpha)}{\partial t} + \text{div}(q_k^\alpha) = \Pi_k^\alpha, \quad \alpha = L, G, \quad k = 1, 2, \dots, n$$
$$\Pi_k^G = -\Pi_k^L = \lambda_k \cdot (\mu_k^L - \mu_k^G)$$

Здесь α - индекс фазы, k - номер компонента, ρ, q, Π, μ - мольная плотность, мольная скорость (использован закон Дарси), скорость перехода компонента в фазу, химический потенциал.

На базе полностью неявной схемы построена конечно-разностная модель одномерной фильтрации. Для решения системы сеточных уравнений применен метод Ньютона. Численная модель сопоставлена с ранее предложенными моделями, в частности с моделями коллектива авторов: И.М. Индрупский, О.А. Лобанова, В.Р. Зубов.

На основании выполненных вычислительных экспериментов, а также обзора опубликованных результатов физического и математического моделирования обсуждаются подходы к учету эффектов неравновесности при интерпретации лабораторных и промысловых исследований, а также при расчете показателей разработки газоконденсатного месторождения.

Рассмотрены особенности фазового поведения системы в межскважинном пространстве и в призабойной зоне пласта. Обсуждаются вопросы имплементации алгоритмов в программные продукты.

ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ ПЛАСТОВОЙ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ УЗЕНЬ

**Кожабергенов М.М.
(АО «Озенмунайгаз»)**

Самое крупное в Республике Казахстан нефтяное месторождение Узень разрабатывается с 1965г. Месторождение Узень имеет сложное геологическое строение. Выработка неоднородных пластов происходит крайне неравномерно. Скважины быстро обводняются, а низко проницаемые пласты практически не участвуют в разработке. На месторождении непрерывно ухудшается качество запасов нефти за счет опережающей выработки высокопродуктивных залежей и увеличения обводненности продукции. Сложность многопластового нефтяного месторождения Узень обуславливается большим количеством продуктивных пластов, их неоднородностью, условиями залегания углеводородов и аномальными свойствами нефти.

Особенностью нефтей Узеньского месторождения является большое содержание парафинов и смолисто-асфальтеновых веществ. Это предопределяет такую особенность нефтей основных продуктивных горизонтов, как предельную насыщенность парафином.

С самого начала разработка залежей нефти по XIII-XIV горизонтам сопряжена с влиянием выпадающего из нефти парафина в пористом пространстве пород в результате понижения пластовой температуры.

При снижении пластового давления ниже давления насыщения, и снижения пластовой температуры за счет закачки морской воды, в пустотном пространстве формируются высоковязкие водонефтяные эмульсии и возможно отложение парафина.

При этом наряду с мероприятиями по поддержанию пластового давления, необходимо поддерживать и первоначальную пластовую температуру.

Непрерывное ухудшение качества запасов нефти происходит в результате увеличения обводненности продукции и неравномерной выработки, т.е. в первую очередь разрабатываются высокопродуктивные залежи.

Изменение и ухудшение физико-химических свойств нефти в процессе разработки имеет различные причины: пластовое разгазирование нефти, окисление нефти кислородом, внесенным в пласт водой, растворение легких компонентов нефти в закачиваемой в пласт воде. Высокая обводненность продукции затрудняет отбор кондиционных глубинных проб. Соответственно основной объем исследований проводится с дегазированной нефтью. Анализ характеристики нефти основных разрабатываемых горизонтов свидетельствует о существенных изменениях параметров: на 10% увеличилась вязкость пластовой нефти, на 3...4% увеличилась ее плотность, на 20...26,5% увеличилось содержание парафинов и на 10% увеличилось содержание силикагелевых смол в нефти.

Все это свидетельствует об ухудшении свойств добываемой нефти, как по горизонтам, так и по месторождению в целом.

РАЗРАБОТКА НОРМАТИВНОГО ДОКУМЕНТА ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГРУППОВОГО СОСТАВА НЕФТИ И ГАЗОКОНДЕНСАТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕТОРОЖДЕНИЙ

Кондратенко А.Д.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Для оптимизации добычи нефти требуется информация о её составе и условиях, при которых содержащиеся в ней асфальтены не будут выпадать из раствора. Лабораторные исследования и промысловые операции помогают добывающим компаниям бороться с образованием отложений асфальтенов или проводить восстановительные работы в случае невозможности его предотвращения.

Для определения группового химического состава используют различия в физических и химических свойствах углеводородов, принадлежащих к разным классам. Для этого используют как инструментальные, так и не инструментальные методы анализа [1].

Целью разработки стандарта по определению группового состава нефти и газового конденсата является повышение качества и достоверности результатов физико-химических исследований газовых конденсатов и нефтей месторождений ПАО «Газпром». После проведения теоретических и экспериментальных исследований был разработан экспрессный метод определения группового состава газовых конденсатов и нефтей, позволяющий количественно оценивать содержание насыщенных (алкановых и нафтеновых), ароматических углеводородов, а также смол и асфальтенов с использованием современной аппаратуры.

Сущность метода заключается в предварительном обезвоживании образца, затем определения содержания асфальтенов путем их осаждения в избытке н-гексана и последующем определении насыщенных (алкановых и нафтеновых), ароматических углеводородов и смол с помощью жидкостного хроматографа.

Результаты работы будут использованы Департаментом ПАО «Газпром», ответственным за единую корпоративную политику в области добычи газа, газового конденсата, нефти.

Список литературы:

Карпов А.Б., Кондратенко А.Д., Козлов А.М., Жагфаров Ф.Г. Влияние ингибиторов на коксообразование и содержание ароматических углеводородов в тяжелой смоле пиролиза // Газовая промышленность №2 (734), 2016. - С. 41-44

РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ ПО МЕТОДУ РЕБИНДЕРА

Коноплева В.С.

(научный руководитель: доцент Лосев А.П.)
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Знание межфазного натяжения между пластовыми флюидами позволяет наиболее грамотно выбрать ПАВ для обработки призабойной зоны пласта. В данной работе разрабатывается установка, за основу которой взят прибор Ребиндера, позволяющая определить поверхностное натяжение методом максимального давления в пузырьке воздуха. В установке используется источник питания АТАКОМ 0-18V/0-5A АТН-1441, мультиметр АТАКОМ АВМ-4307, на котором установлен режим миллиамперметра, воздушный компрессор, прецизионный дифференциальный датчик давления Huba Control DTT5420 с параметрами: ВПИ 0..500 Па; относительная погрешность измерений 0,1%. Установка позволяет определить максимальное давление, при котором пузырек отрывается от кончика капилляра. Данные о давлении записываются в специально созданную для работы с установкой программу, с разверткой по времени. Определив постоянную капилляра, используемого в приборе, и давление, можно рассчитать межфазное натяжение. В ходе работы проведена калибровка капилляра при постоянной температуре (был использован термостат). Эксперименты по определению поверхностного натяжения на границе с воздухом проводились на следующих чистых жидкостях: диэтиленгликоль, бензиловый спирт, н-декан, гексан, о-ксилол, вода (бидистиллят). В среде EasyPlot строились зависимости справочного коэффициента поверхностного натяжения от полученного в ходе эксперимента давления. При аппроксимации данной зависимости линейной функцией, коэффициент множественной регрессии составил $R=0,99993$, что указывает на наличие надежной корреляции и позволяет использовать калибровочную кривую для выполнения дальнейших исследовательских работ на промысловых образцах.

СОКРАЩЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОТЕРЬ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОТРАБОТОК СКВАЖИН ПОСЛЕ ГРП

Коняшкин Н.С.
(АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ»)

В настоящее время АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» ведет полномасштабную разработку ачимовских залежей Восточно-Уренгойского и Ново-Уренгойского лицензионных участков, характеризующихся аномально высокими пластовыми давлениями (до 60 МПа) и низкими показателями проницаемости (0,5 мД). В качестве метода интенсификации добычи газа и конденсата предусмотрено проведение большеобъемных ГРП (до 1000 т проппанта на одну скважину).

Для исключения последующего негативного эрозионного влияния механических примесей на наземное оборудование и трубопроводы, также в целях очистки ствола скважины от проппанта, после завершения операций ГРП проводится отработка скважин на факел в течение 10 суток. Среднее значение факельной утилизации природного газа и конденсата с каждой скважины составляет 4,5 млн. м³ и 1 700 т, соответственно.

С целью снижения потерь и увеличения реализации конденсата, сокращения количества выбросов вредных веществ в атмосферу в АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ» в 2017 году запущен пилотный проект «Отработка скважин с очисткой и подготовкой газового конденсата на Восточно-Уренгойском лицензионном участке». Начальная конфигурация пилотного проекта предусматривала проведение отработок скважин после ГРП, подготовку конденсата в соответствии с СТО 001-2008 «Конденсат газовый стабильный, выпускаемый АО «РОСПАН ИНТЕРНЕШНЛ». Технические условия», транспорт товарного конденсата автоцистернами, утилизацию газа сепарации на факеле.

В процессе реализации проекта в результате оперативного управления анализа полученных результатов происходило переориентирование его целей. По итогам реализации пилотного проекта в 2017 году достигнуты результаты: проведены отработки 15 скважин после ГРП, при этом на 95 % сокращены потери конденсата; на 22 тыс. т. увеличена реализация конденсата.

Пилотный проект позволил получить значительный объем геологической информации: данные о закреплении проппанта в трещине, динамике выноса проппанта, минимальной необходимой длительности отработки скважины после ГРП. Также уточнены газоконденсатные характеристики скважин до их запуска в газопровод-шлейф и инициированы работы по оконтуриванию зоны высокой обводненности Восточно-Уренгойского лицензионного участка для своевременной реализации корректирующих мероприятий по разработке данного участка.

СТРУКТУРООБРАЗОВАНИЕ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ ПАВ В ПРИСУТСТВИИ ЭЛЕКТРОЛИТОВ

Крисанова П.К., Магадова Л.А. Малкин Д.Н., Бородин С.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
НОЦ «Промысловая химия»)

Как известно, поверхностно-активные вещества (ПАВ) благодаря своей дифильной структуре молекулы склонны к ассоциации в водной среде с образованием длинных червеобразных мицелл, которые в свою очередь формируют между собой трехмерную структуру топологических зацеплений, характеризующуюся вязко-упругими свойствами.

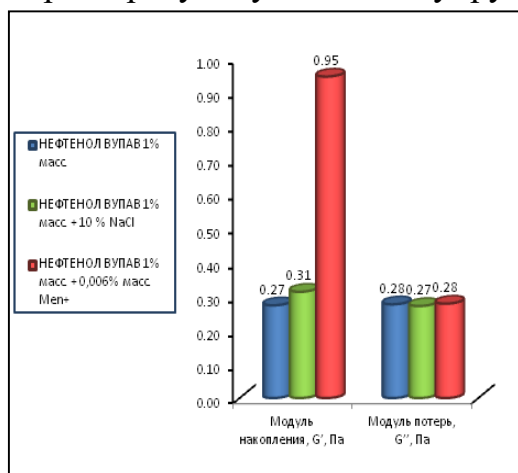


Рисунок 1 - Упругие свойства водных растворов НЕФТЕНОЛ ВУПАВ в присутствии различных электролитов

Электролиты, чаще всего соли щелочных металлов, вносят большой вклад в процесс создания таких мицеллярных структур ПАВ.

В рамках данной работы исследовалось влияние солей металлов на мицеллообразование и вязкостные параметры составов на основе ПАВ. Объектом исследования выбрано цвиттер-ионное ПАВ – НЕФТЕНОЛ ВУПАВ.

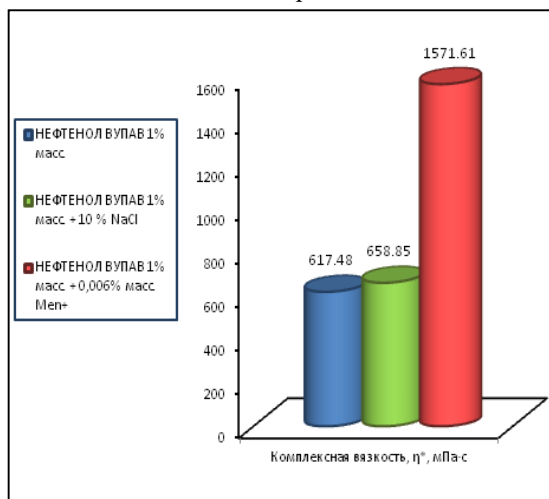


Рисунок 2 – Комплексная вязкость водных растворов НЕФТЕНОЛ ВУПАВ в присутствии различных электролитов

Результаты осцилляционной реологии (рис. 1 и 2) водных растворов ПАВ показали, что добавление небольшого количества поливалентного металла (0,006% масс.) в систему влечет за собой резкое увеличение упругой составляющей материала (накопления G') и, как следствие, показателей комплексной вязкости. При введении же в систему электролита одновалентного металла (10% NaCl) таких изменений в показателях не наблюдается.

Обнаруженный рост вязкостных и упругих параметров можно объяснить образованием предполагаемых сложных структур из переплетенных между собой цилиндрических мицелл водного раствора НЕФТЕНОЛ ВУПАВ.

БОРЬБА С ОБЛЕДЕНЕНИЕМ НА МОРСКИХ ПЛАТФОРМАХ

Кучеров К.В.

(научный руководитель: к.т.н. Богатырева Е.В.)

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Снижение продолжительности морского ледового покрова, связанное с изменением климата, а также по-прежнему высокий спрос на нефть вызвали интерес к разведке и добыче нефти в Арктике. Уже эксплуатируемые и планируемые впоследствии эксплуатироваться нефте- и газодобывающие платформы в арктических условиях, несомненно, будут подвергнуты обледенению. Хотя ранее оно не приводило к крупным авариям, в частности потерям морских платформ, обледенение может снизить безопасность, темп работы и производительность. На сегодняшний день некоторые технологии защиты от льда были опробованы на морских платформах с небольшим успехом. Однако новые технологии и модернизированные старые технологии, успешно используемые в авиации, электроэнергетике и наземных транспортных системах, могут быть адаптированы и к морским платформам, расположенным в суровых климатических условиях Арктики.

Целью работы является показать, насколько может быть опасным обледенение различных элементов конструкции морских платформ и какими методами можно бороться с данным обледенением.

В работе показано влияние обледенения на стабильность морских платформ, на целостность различных конструкций, а также в целом на безопасность проведения работ на платформах, расположенных в суровых климатических условиях. Рассмотрены существующие на данный момент методы борьбы с обледенением на морских платформах, а также методы, которые можно перенять из других сфер и областей деятельности и адаптировать для применения на шельфовых платформах.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ ДЛЯ МОНИТОРИНГА И ЛИКВИДАЦИИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ СРЕДЫ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕДОБЫЧИ

Кушеева В.С., Остах С.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Представляющие большую опасность для окружающей среды негативные воздействия на объектах нефтедобычи формируются при разведочном бурении и строительстве скважин, а также проявляются на этапе эксплуатации и консервации нефтяных месторождений.

В соответствии с риск-ориентированным подходом основными поражающими факторами при нефтедобыче являются неконтролируемое распространение нефтяных флюидов, миграция их в водные объекты и глубокие почвенные горизонты. Наибольшую опасность представляет загрязнение почв, геологических горизонтов, подземных вод и экосистем в результате межскважинных перетоков, сорбции и перколяции техногенных углеводородных потоков.

Использование современных технологий разработки и эксплуатации нефтяных месторождений не может гарантировать полное отсутствие загрязнения геологической среды в течение всего срока проводимых работ, особенно, на стадии консервации скважин. Поэтому для снижения экологической нагрузки на территории нефтедобывающих предприятий им необходимо применять эффективные и научно-обоснованные технологические решения обнаружения, предупреждения и ликвидации ущерба с учетом матрицы экстремальных сценариев.

Целью исследования является разработка методических подходов мониторинга и ликвидации загрязнений геологической среды на территории нефтяных месторождений с учетом создания оптимальных адаптивных схем и интерактивных технологических карт восстановления нарушенных земель и геологических горизонтов, основанные на физическо-химических, биологических и комбинированных методах.

Для достижения поставленной цели и выявления наилучшей природоохранной практики была создана прогнозно-аналитическая модель мониторинга, реализующая комплексный многовариантный анализ с обнаружением ключевых диагностических признаков с использованием принципов построения реляционных баз данных.

Комплексная система многоуровневого мониторинга, основанная на алгоритмах анализа и прогнозирования данных дистанционной диагностики, химического анализа и результатов натурных испытаний, применима для апробации природоохранных технологий на тестовых площадках и моделирования последовательности действий по ликвидации последствий загрязнения геологической среды на объектах нефтедобычи и прилегающих территориях.

ЭКОЛОГИЯ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИРОДНЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ КАК ГАРАНТИЯ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Кыдралиева К.А., Нишкевич Ю.А., Тропин А.Ю., Козлов И.А.
(ОАО «Варьеганнефть», ПАО НК «РуссНефть», ОАО «Биохиммаш»)

В настоящее время для ремедиации нефтезагрязненных почв наиболее экологичными и эффективными считаются биологические методы, заключающиеся в направленной активации почвенной микробиоты, внесении микробных препаратов, разлагающих нефть, а на заключительной стадии рекультивации (доочистке) загрязненных почв – технологии фиторемедиации, основанные на использовании объединенного метаболического потенциала микроорганизмов и растений. Последнее обусловлено взаимовыгодным сосуществованием фитомелиорантов с микробным сообществом прикорневой зоны, что способствует их выживанию в неблагоприятных условиях окружающей среды.

При разработке современных нефтедеградирующих биопрепаратов наряду с эффективной углеводородокисляющей активностью большое значение имеет их полифункциональность, которая заключается в сочетании фунгицидной, ростостимулирующей и адаптогенной активности. В данном исследовании представлены результаты оценки ростостимулирующего и фунгицидного потенциала биопрепаратов на основе технологичных штаммов бактерий из ризосферы пырея ползучего *Elytrigia repens*, произрастающего и доминирующего в фитоценозах санитарно-защитной зоны нефтепромышленного предприятия ОАО «Варьеганнефть» (Тюменская область). Выделено около 100 штаммов ризосферных бактерий, проведен скрининг ростостимулирующего действия по отношению к семенам культурных растений (пшеницы *Triticum aestivum* L. сорта Лада и ячменя *Hordeum vulgare* сорта Московский) и антагонистического действия по отношению к ряду фитопатогенных грибов. Четыре бактериальные культуры с наиболее высокими показателями биологической активности идентифицированы методом амплификации и секвенирования гена 16S рРНК с использованием универсальных для большинства прокариот праймеров как *Pseudomonas* и *Bacillus*. Получены сухие биопрепараты на основе штаммов *B. subtilis* RB-ER43, *B. subtilis* RB-ER57, *P. fluorescens* RB-ER7, *P. fluorescens* RB-ER15 с наполнителем – до 20% гумата натрия. При обработке семян ячменя растворами препаратов наблюдалось увеличение сухого веса стеблей до 20 % и корней растений – до 80 %, увеличение общей биомассы растений достигало 30 % по сравнению с контролем.

ПОДБОР РЕЦЕПТУР БУФЕРНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН, ПРОБУРЕННЫХ ЭРУО

Мазуров В.А., Заворотный В.Л.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Возрастающая в последние годы тенденция к применению буровых эмульсионных растворов на углеводородной основе (ЭРУО) подразумевает особые требования к качеству цементирования, среди которых основным является полное вытеснение ЭРУО из кольцевого пространства скважины и удаление гидрофобной пленки, препятствующей получению надежного контакта «цемент-порода» и «цемент-обсадная колонна». Последнее обеспечивается применением буферных жидкостей (БЖ), которые в зависимости от горно-геологических условий или способа обработки ЭРУО и тампонажного раствора могут иметь различный состав.

Наиболее распространенные БЖ для отмыва пленки ЭРУО - водные растворы ПАВ в комбинации с углеводородными растворителями (ДТ, минеральное масло и др.). Как показала практика, данный тип БЖ может быть применен при установке цементных мостов, удалении легких (плотность менее 1,20 г/см³) свежеприготовленных ЭРУО. Однако данные составы могут не подойти для вытеснения ими, особенно из участков с наклоном ствола скважины более 45°, утяжеленных ЭРУО с высокими реологическими показателями или большим временем наработки, а также при цементировании в поглощающих и продуктивных горизонтах.

С этой целью нашей лабораторией был разработан ряд составов БЖ для вышеуказанных сложных условий:

- прямые эмульсии (ПСБЖ) на основе неионогенных ПАВ и загущенные природными или синтетическими полисахаридами или биополимерами, например: биополимеры (Ксантан), карбоксиметилированный крахмал (КМК), полианионная целлюлоза (ПАЦ), гидроксиэтилцеллюлоза (ГЭЦ) гидроксипропилгуар (ГПГ), при необходимости, утяжеленные солями, мелом, мраморной, кальцитовой крошкой, сидеритом или баритом;

- комбинированные БЖ, состоящие из ПСБЖ и БЖ моющего действия (водные растворы ПАВ и углеводородные жидкости) и составами с абразивными компонентами.

Промысловые испытания, проведенные в ПАО «НК РуссНефть» и ПАО «Газпром», качество цементирования было высоким, они показали не только важность учета соотношения реологических параметров ПСБЖ и ЭРУО, но и эффективность применения комбинированных составов БЖ. Были также разработаны РД «Инструкция на рецептуры и технологию приготовления и применения составы БЖ для скважин, пробуренных на ЭРУО», и РД «Методики оценки технологических свойств БЖ». Разработаны ПАВ с моющим и ингибирующим действием - Нефтенол ВКС-Н, порошкообразный буферный состав и комплект нормативных документов к ним (ТУ, паспорта безопасности и сертификаты соответствия ТЭКсерт).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ КЕРНОВОГО ОБРАЗЦА МЕТОДОМ ОСЦИЛЛЯЦИИ ПОРОВОГО ДАВЛЕНИЯ

Макарова А.А.¹, Баранов Н.Д.¹, Алексеев А.Г.²

(1 – РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,

2 – МГУ имени М.В. Ломоносова)

Определение проницаемости и пористости горной породы играет существенную роль в оценке запасов месторождения и их извлечения. Проницаемость горных пород определяется не только составом, структурой и текстурой, но и условиями залегания. Определение проницаемости *in situ* с помощью дистанционных методов часто приводит к недостоверным результатам [Жариков, 2009], с этой целью используются различные лабораторные методы исследования проницаемости в пластовых условиях.

Классический метод стационарного течения уступает нестационарным методам (*pressure build-up, pulse-decay and pore pressure oscillation techniques*) по времени исследования, требует прокачки большого объема флюида, не используется для определения проницаемости и упругоэластичности низкопроницаемых коллекторов.

В последнее десятилетие широко используются нестационарные методы исследования для определения проницаемости образцов керна нетрадиционных запасов месторождений. Создаются комплексные методы определения проницаемости сланцевых образцов керна порядка мкД и нД и ее анизотропии с уточнением структуры и наличия трещин на томографии [Mokhtari M., Tutuncu A. 2015; Jin G., Gonzalez P. et. al., 2015], также определяются упругие параметры в процессе исследования [Beloborodov R., 2017].

В данной работе рассматриваются численная реализация метода осцилляции порового давления на *Python*, верификация результатов численного кода с аналитическим решением [Fisher, 1992]. Проводится анализ чувствительности результатов эксперимента к фильтрационно-емкостным свойствам. Производится сравнение рассчитанных данных с учетом и без учета пластовых условий с данными, полученными при расчете на модуле CFD программного пакета COMSOL Multiphysics.

ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ В ООО «ЛУКОЙЛ – ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»

Макиенко В.В.

(ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)

ООО "ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь" - крупнейшее в Уральском федеральном округе, динамично развивающееся нефтегазодобывающее предприятие, осуществляющее свою производственную деятельность на территории Сургутского, Нижневартовского, Кондинского, Советского, Октябрьского и Ханты-Мансийского районов в Ханты-Мансийском автономном округе – Югра, Тазовского, Пуровского районов Ямало-Ненецкого автономного округа, Тюменской области и Красноярского края Таймырском Долгано-Ненецком муниципальном районе.

В течение последних лет наблюдается устойчивая тенденция к ухудшению структуры запасов нефти, что проявляется в росте трудноизвлекаемой нефти, увеличении количества вводимых в разработку месторождений с осложненными геолого-физическими условиями и т. д.

В этой связи создание и внедрение в производство новых способов и технологий воздействия на пласт с целью получения высоких технико-экономических показателей разработки месторождений в таких условиях является одной из самых актуальных задач.

Одним из основных направлений для повышения нефтеотдачи на месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в настоящее время является проведение МГРП на горизонтальных скважинах.

В рамках реализации Программы ОПР в 2011 году ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» впервые в России опробовала технологию многозонного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальной скважине, в последующем данная технология получила промышленное внедрение.

Начиная с 2017 года на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» начали строительство трехколонных горизонтальных скважин со сплошным цементированием горизонтального участка. Данное решение позволяет проводить МГРП с неограниченным количеством интервалов и применение стандартного оборудования действующих подрядчиков по ГРП и многое др.

На сегодняшний день приблизительно из 17 тыс. скважин, состоящих на балансе в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» 76% скважин имеют обводненность более 70%, что делает неэффективным или рискованным большинство мероприятий по интенсификации добычи нефти (ИДН) на данных скважинах.

В данной ситуации поиск и совершенствование технологий ограничения водопритока является еще одним важным направлением для повышения нефтеотдачи на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ ЗАМЕДЛЕННЫЕ СШИВАТЕЛИ ПОЛИСАХАРИДНОЙ ЖИДКОСТИ ГРП

Малкин Д.Н., Силин М.А., Магадова Л.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
НОЦ «Промысловая химия»)

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных и распространенных методов интенсификации добычи пластовых флюидов. В качестве жидкостей разрыва используются водные растворы полимеров гуарового класса, сшитые соединениями бора.

Известно, что после добавления ионов $B(OH)_4^-$ в раствор полимера, сшивка начинается мгновенно, что может привести к нежелательному повышению вязкости при закачке. Для сохранения сшитой структуры при повышении температуры требуется увеличивать содержание ионов бора. Одним из способов регулирования концентрации ионов бора в растворе полимера является введение многокомпонентной смеси с различной растворимостью в воде. Типичным сшивателем замедленной сшивки является Боратный сшиватель водных гелей «РГУ СБВГ» марка 60, представляющий собой стабильную суспензию борсодержащих минералов в углеводородном растворителе. На рисунках 1 и 2 показана динамика растворения смеси борсодержащих компонентов, входящих в его состав.

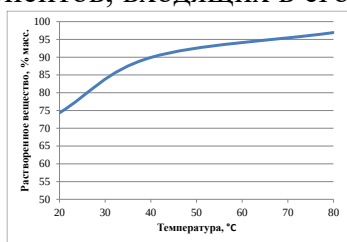


Рисунок 1 - Динамика растворения смеси $CaO \cdot B_2O_3$, и $Na_2B_4O_7$ в воде от температуры

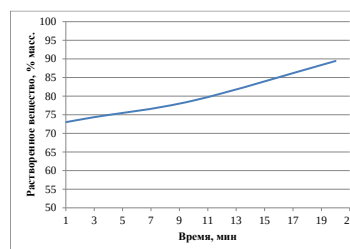


Рисунок 2 - Динамика растворения смеси $CaO \cdot B_2O_3$, и $Na_2B_4O_7$ в воде при 25 °C

Тетраборат натрия обеспечивает образование ионов $B(OH)_4^-$ в первые 1-3 минуты, затем растворяются кальциевые соли борной кислоты. За счет такого этого сшиватель позволяет поддерживать высокие значения эффективной вязкости в широком интервале температур 40-100 °C (рисунок 3).

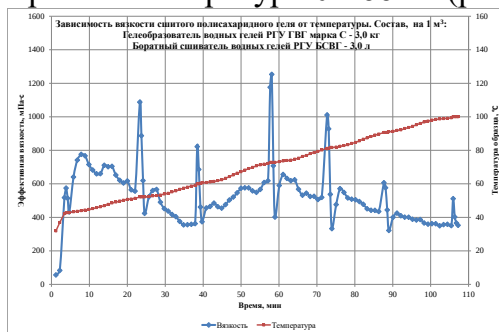


Рисунок 3 - Зависимость вязкости сшитого геля от температуры и времени.

Grace M5600, R1/B5ext

ОПТИМИЗАЦИЯ ВОССТАНОВИТЕЛЯ ЖЕЛЕЗА ДЛЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА, ПРИМЕНЯЕМАЯ К НЕФТЯМ В РЕСПУБЛИКЕ КОМИ

Малоиван А.В., Миклина О.А.

(Ухтинский государственный технический университет)

Целью нашего исследования являлась оценка влияния восстановителя железа, его концентрации на свойства кислотного состава применительно к некоторым нефтям Республики Коми.

Подобрана оптимальная концентрация восстановителя железа для кислотного состава, предназначенного для обработки призабойной зоны пласта. Методом спектрофотометрии установлено снижение концентрации ионов железа(III) с 5000 м.д. до 330 м.д. за 10 минут при температуре 15 0С и концентрации 1,6%. Приготовленные составы со стабилизатором железа хорошо совместимы с нефтью.

В данной работе было проведено тестирование. Тестирование кислотного состава включает в себя испытание на совместимость с пластовой водой, при смешении состава с нефтью не должно выпадать осадков. Кислотный состав должен быть стабильным во времени без разделения на фазы. После смешения кислотного состава с нефтью в различных соотношениях должна наблюдаться деэмульсация, а при выдерживании смеси кислотного состава с нефтью при пластовой температуре не должны образовываться осадки, не проходящие через фильтр в присутствии ионов железа(III).

Требования, предъявляемые к кислотным составам, обуславливают применение присадок, таких как деэмульгаторы для разрушения кислотно-нефтяных эмульсий, диспергаторы АСПО, стабилизаторы железа, функцией которых является препятствие образования смолистых осадков при контакте кислоты с нефтью, взаимных растворителей, ингибиторов кислотной коррозии в зависимости от используемой кислоты и решаемой технологической задачи.

Применение правильно выбранного пакета присадок к кислоте позволяет гарантировать, что в процессе кислотной обработки обеспечивается хорошее смачивание породы, исключается образование гудронов, тяжелых смол, оказывающих негативное влияние на свойства коллектора, улучшается проницаемость пласта, эффективно разрушаются кислотнонефтяные эмульсии, а также значительно замедляется скорость реагирования кислотного состава с породой коллектора.

Основной целью является исключение образования осадков и стойких эмульсий, кольтирующих коллектор. Особое внимание следует уделять тестированию составов в присутствии солей железа, которые способны существенно ухудшать прохождение тестов кислоты на совместимость с пластовыми флюидами.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ БАЛТИЙСКОГО МОРЯ

Мальцева А.А.

(научный руководитель: к.г.м.н Дорофеев Н.В.)

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Шельф, вне сомнения, будущее российской нефтегазовой отрасли.

В сложившейся историко-экономической ситуации компания «ЛУКОЙЛ» получила исключительное право на разработку шельфовых месторождений Балтийского и Каспийского морей России. Первым морским активом, введенным в эксплуатацию компанией в 2004 г., стало Кравцовское месторождение на шельфе Балтийского моря. Продуктивный горизонт приурочен к терригенным породам среднего кембрия, суммарные извлекаемые запасы составляют порядка 10,5 млн тонн. Однако в 2012 году добыча на месторождении начала снижаться. Сейчас месторождение находится на финальной стадии разработки. Для поддержания производственных объемов добычи на шельфе Балтики, компании необходимы новые ресурсы. Не так давно на лицензионных участках ЛУКОЙЛа в Балтийском море два своих первых буровых сезона отработала СПБУ «Арктическая», введенная в эксплуатацию в 2012 г. По результатам геологоразведки ЛУКОЙЛ заявил об открытии 4 нефтяных месторождений – D41, D33, D6-южное и D29. Дополнительно в 2015-2016 были проведены плановые работы по 3D сейсморазведки, которые позволили выявить новые перспективные структуры. В 2018 году планируется бурение новых скважин.

Целью работы является попытка проследить влияние вновь открытой ресурсной базы на общий объём извлечения углеводородов и возможность не только компенсации падения, но и прироста добычи Балтийского региона.

С применением цифровых геолого-гидродинамических моделей сделан прогноз технологических показателей разработки месторождений и структур. В результате чего, были получены такие результаты, что в случае сохранения инфраструктуры, имеющейся на данный момент времени, поставленных на баланс новых месторождений с извлекаемыми запасами около 30 млн тонн, хватит на 40 лет для обеспечения экономического и ресурсного благосостояния Калининградской области.

ПУТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. В.Н. ВИНОГРАДОВА

Моисеенко А.А., Рязанов А.А.

(АО «РИТЭК»)

По мере истощения традиционных запасов нефти и необходимости поддержания текущего уровня добычи нефти в Западной Сибири необходимо вовлечение в разработку месторождений с запасами, относящимися к категории трудноизвлекаемых, в том числе с низкопроницаемыми коллекторами. Одним из таких месторождений является месторождение им. В.Н. Виноградова, которое разрабатывается с применением горизонтальных скважин с многостадийным гидроразрывом пласта (МГРП).

Компания АО «РИТЭК» осуществляет с 2008 года разработку месторождения им. В.Н. Виноградова, запасы которого составляют более 75 млн. тонн нефти. Основная часть запасов месторождения относится к трудноизвлекаемым. Основным объектом разработки является пласт АС₃, относящийся к нижнему отделу фроловской свиты нижнего мела. Коллектор представлен чередованием глинистых и песчано-алевритовых пачек. Крайне низкая проницаемость (0,87 мД), недонасыщенный тип коллектора (коэффициент нефтенасыщенности пласта – 0,38), малая продуктивная мощность пласта (4,9м) предопределили низкую технологическую эффективность применения традиционных методов добычи.

Месторождение открыто более 30 лет назад, но, несмотря на значительные запасы, не вводилось в разработку из-за отсутствия экономической эффективности. Единственным эффективным способом разработки в геологических условиях месторождения им. В.Н. Виноградова является горизонтальное бурение с последующим проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

Основными проблемами разработки месторождения являются высокая обводненность добываемой продукции новых скважин, низкие стартовые дебиты нефти, не достигающие порога рентабельности.

В работе представлена новая методика проведения ГРП, позволяющая сократить единовременные затраты на ввод скважин в эксплуатацию и повысить как технологическую, так и экономическую эффективность проекта в целом. Предлагаемые в данной работе ГТМ на действующем фонде скважин позволят оптимизировать работу низкодебитного фонда скважин. Представленные рекомендации могут успешно применяться при разработке низкопроницаемых маломощных коллекторов месторождений Западной Сибири.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МНОГОСЕКЦИОННЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Морозов П.Е.

(ИММ - обособленное структурное подразделение ФИЦ КазНЦ РАН)

В настоящее время при разработке месторождений нефти и газа с трудноизвлекаемыми запасами широко используется технология горизонтального бурения скважин. Основным преимуществом бурения горизонтальных скважин (ГС) является увеличение области дренирования за счет расширения площади контакта с пластом-коллектором. Протяженность горизонтальных стволов составляет сотни метров, а в отдельных случаях достигает нескольких километров. Для равномерной выработки запасов нефти в неоднородных пластах ГС оборудуются интеллектуальными системами заканчивания с дистанционно управляемым многосекционным оборудованием по регулированию притока и набором датчиков для контроля давления и температуры в каждой секции [1]. Разделение горизонтального ствола на секции с возможностью отключения секций по мере их обводнения повышает управляемость добычей и снижает эксплуатационные затраты. В связи с тем, что интеллектуальные горизонтальные скважины получают все большее распространение, актуальной задачей является разработка методики интерпретации результатов гидродинамических исследований таких скважин с целью определения фильтрационных параметров пласта и оптимальных режимов их работы.

В данной работе получено полуаналитическое решение задачи нестационарного притока жидкости к многосекционной горизонтальной скважине с управляемым отбором. Построены типовые кривые изменения давления и производной давления в изолированных друг от друга секциях ствола горизонтальной скважины с учетом скин-фактора и влияния объема ствола скважины. Проведен анализ влияния открытия и закрытия клапанов регулирования притока на кривые изменения давления и производной давления в секциях ствола ГС. Расчеты показали, что через неактивные секции ствола ГС происходит «переток» жидкости [2].

Список литературы:

1. Тахаутдинов Ш.Ф., Хисамов Р.С., Ибатуллин Р.Р. и др. Управляемая эксплуатация секций горизонтального ствола скважины // Нефтяное хозяйство. 2013. №7. С. 26-27.
2. Морозов П.Е. Нестационарный приток жидкости к многосекционной горизонтальной скважине с управляемым отбором // Горизонтальные скважины и ГРП в повышении эффективности разработки нефтяных месторождений: Материалы научно-практической конференции. Казань: Изд-во «Слово», 2017. С. 212-216.

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ,
НАПРАВЛЕННЫХ НА ЭФФЕКТИВНУЮ ДОБЫЧУ НЕФТИ И
КОМПЛЕКСА ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ СОЗДАНИЯ
ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЙ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ТРУДНОДОСТУПНЫХ
РЕГИОНАХ И СЛОЖНЫХ ПРИРОДНО-КЛИМАТИЧЕСКИХ
УСЛОВИЯХ**

Мохов М.А., Воронова В.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В работе предлагаются технические и технологические решения по созданию забойного теплогенератора, предназначенного для освоения месторождений нефти путем повышения температуры в контуре теплообмена и снижения вязкости нефти с последующей откачкой на поверхность. Достижимый технический результат заключается в обеспечении возможностей для широкого и гибкого регулирования гидравлических сопротивлений в контуре циркуляции жидкости от входа до выхода насоса. Гибкое регулирование гидравлических сопротивлений обеспечит в свою очередь расширение диапазона регулирования подачи и мощности при перекачке высоковязких сред, расширение области применения предлагаемой конструкции насоса.

Также показано, что распределительный подвод тепловой энергии в зоне дренирования добывающей скважины может быть реализован при использовании системы из двух насосов. Рассмотрен вариант объемного насоса с циркуляционным струйным насосом.

Работа выполнена в рамках прикладных научных исследований при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ. Уникальный идентификатор работ (проекта) RFMEFI57717X0259.

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ БЕЗРАЙЗЕРНОГО УДАЛЕНИЯ ШЛАМА (RMR) ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН НА ШЕЛЬФЕ

Муфтахова С.Т.
(ООО «Газпром флот»)

По мере усложнения конструкций скважин, а также ужесточения законодательных норм в области охраны окружающей среды, компаниям-операторам приходится прилагать большие усилия для соответствия жестким нормам утилизации отходов при одновременном соблюдении требований к эффективности бурения. Негативным побочным эффектом поиска, разведки и добычи углеводородов является накопление буровых отходов, образующихся в процессе доступа к этим ресурсам, и содержащих включения нефтепродуктов и механических примесей, тем самым, представляющих опасность для окружающей среды. Основным объемом технологических отходов составляет буровой шлам, извлекаемый из скважины на поверхность.

Наилучшим решением проблемы утилизации шлама стало применение системы безрайзерного удаления шлама (RMR)

Система RMR – новая ступень в существующей буровой практике, позволяющая решить одновременно несколько задач:

- удаление бурового шлама путем его подъема со дна моря на буровую установку с целью его последующего вывоза и утилизации на суше;
- обеспечение замкнутой циркуляции и возврата бурового раствора с выбуренной породой без применения райзера.

Преимущества системы RMR:

1. Раннее обнаружение притока приповерхностного газа, своевременное обнаружение повышения и потерь давления в скважине до установки райзера или противовыбросового оборудования.
2. Упрощение процесса предотвращения притока приповерхностных газов;
3. Высокая стабильность скважины за счет применения ингибирующих буровых растворов;
4. Повышение эффективности цементирования;
5. Контроль объема бурового раствора при бурении верхнего интервала скважины;
6. Экологичность системы RMR.
7. Сокращение времени строительства скважин и соответствующих расходов при строительстве скважин. Общая экономия времени может составить порядка 1 - 2 дней.

Анализ эффективности применения данной системы при строительстве Обществом скважин на шельфе о. Сахалин путем сравнения показателей строительства скважин в интервале под ОК Ø508,0 мм с применением и без применения данной системы, а именно при бурении скважина Р6 (в 2014 году) – без системы и скважина Р7 (в 2016 году) – с системой, показал разницу в 2,99 суток экономии, несмотря на то, что на монтаж и демонтаж системы, в целом, потребовалось около 1 суток.

ВЛИЯНИЕ НАСТРОЙКИ PVT-МОДЕЛЕЙ НЕФТИ НА РАСЧЕТНОЕ ЗНАЧЕНИЕ МИНИМАЛЬНОГО ДАВЛЕНИЯ СМЕСИМОСТИ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ГАЗОВЫХ МУН

Мухаметзянов И.З., Главнов Н.Г.
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

Одинаковые результаты PVT моделирования, с точки зрения отклонений от замеров свойств пластовых флюидов, полученных по результатам экспериментов, могут быть получены с помощью различных параметров уравнений состояния (EoS). Зачастую модели флюидов, настроенные с одинаковой точностью на данные экспериментов показывают значительно отличающиеся между собой расчетные значения минимального давления смешивания газа в нефти (МДС).

Целью работы является выработка рекомендаций для построения качественных PVT-моделей флюида с целью корректного прогноза значений минимального давления смешивания (МДС).

Исходная разбивка углеводородных компонентов представляет собой пластовую смесь нефтяного месторождения на Ближнем Востоке с 9-ю компонентами: от C1 до C7+, азот и диоксид углерода.

Исследование производилась в несколько этапов. В первую очередь, модель смеси настраивалась на плотность, объемный коэффициент нефти, газосодержание. На следующем этапе происходила настройка на эксперимент по определению вязкости пластовой. Для настройки уравнения состояния рекомендуется использовать такие параметры, как молекулярная масса компонента C7+, ацентрический фактор, коэффициенты Ω_a и Ω_b , бинарные коэффициенты взаимодействия. Третий этап - моделирование слим-тьюб теста.

Суммарно было создано 15 различных PVT-моделей флюида с различными значениями параметров уравнения состояния, настроенных с одинаковой точностью на результаты экспериментов.

Основываясь на результатах анализа, сделан вывод о степени влияния настройки PVT-модели на расчетное значение МДС, определяемого из слим-тьюб теста - несмотря на удовлетворительную настройку на экспериментальные данные есть определенный риск того, что при определенных значениях ацентрического фактора, PVT-модель может оказаться нефизичной и неспособной корректно смоделировать процесс смешивающегося вытеснения нефти газом. Рекомендуется проводить контроль значений ацентрического фактора для углеводородных компонентов, которое должно возрастать с увеличением карбонового числа. Также не менее важным является контроль значений молекулярной массы компонента C7+. Необходим такой подбор молекулярной массы, чтобы добиться физического соответствия ее плотности нефти.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ И РЕМОНТ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВОДОПРИТОКА

Нифантов В.И., Пищухин В.М., Мельников С.А., Кузнецов С.А.,
Сингуров А.А., Макарьев О.В.
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ», «Сахалин Энерджи», ПАО «Газпром»)

Эксплуатация нефтяных и газовых скважин, особенно на поздней стадии разработки часто сопровождается интенсивным притоком жидкости из призабойной зоны пласта (ПЗП) и накоплением её в стволе скважины. Это обусловлено несколькими причинами.

Во-первых, создаваемая повышенная депрессия на ПЗП провоцирует ускорение продвижения газоводяного контакта ил водонефтяного контакта залежи. Скважины обводняются, снижается их дебит по газу или нефти. Это требует проведения водоизоляционных работ или перевода их в наблюдательный, контрольный или другой простаивающий фонд, в том числе, подлежащий консервации или ликвидации.

Во-вторых, при изменении термобарических условий в движущейся газожидкостной смеси в ПЗП и стволе скважины, парообразная влага конденсируется и накапливается на забое, создавая столб конденсационной воды, которая отрицательно влияет на устойчивость горных пород ПЗП и приводит к пульсирующему режиму работы скважины.

В третьих, изменение термобарических условий эксплуатации приводит к гидратообразованию и солеотложениям в ПЗП и на забое скважин.

Таким образом, одной из основных задач эксплуатации и ремонта скважин является ограничение водопритока в скважину и применении различных эффективных способов удаления жидкости из скважины.

В докладе рассмотрены вопросы эксплуатации скважин в условиях обводнения. Проанализированы причины обводнения и механизмы водопритока. приведены способы предупреждения и борьбы с водопритоком и удаления воды с забоев скважин.

Приведены технологии ремонтно-изоляционных работ для предупреждения обводнения и удаления воды из скважин. Проанализированы технологии изоляции пластовых вод гелеобразными составами, удаление жидкости с забоев скважин с использованием поверхностно-активных веществ, применение газожидкостных смесей для промывки скважин. Приведены их свойства и характеристики. Рассмотрена возможность их применения в различных термобарических и геохимических условиях.

Обоснованы разработанные технологии ремонтно-изоляционных работ с использованием указанных реагентов. Приведены результаты ремонтных работ и показан их эффективность.

ОСВОЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВА ВЫСОКОПРОЧНЫХ ЭЛЕКТРОСВАРНЫХ ОБСАДНЫХ ТРУБ ДЛЯ ОБУСТРОЙСТВА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Панкратова Г.С.

(Акционерное общество «Выксунский металлургический завод»)

В связи с программой импортозамещения, ужесточением климатических условий добычи нефти и газа, расширением конкурентного рынка, существует необходимость освоения производства высокопрочных электросварных обсадных труб повышенных групп прочности до Р110.

Целью работы является подбор химического состава стали, разработка технологии производства, включающий подбор режимов термообработки.

Для выполнения задач, поставленных в данной работе, был проведён сравнительный анализ химического состава рулонного проката АО «ВМЗ» и типичного химического состава, применяемого для производства бесшовных труб который показал, что себестоимость химического состава в 2 раза превышает себестоимость АО «ВМЗ».

После определения оптимального химического состава был разработан технологический маршрут производства труб в электросварном исполнении, включающий в себя определение оптимального химического состава: С от 0,25 до 0,27, Мп от 1,30 до 1,43, Si от 0,22 до 0,26 и легирующих элементов, определены режимы термической обработки.

На основании результатов механических испытаний, следует сделать вывод, что трубы, прошедшие закалку и отпуск, соответствуют группе прочности Р110 по ГОСТ Р 53366-2009. При подборе режимов термообработки были получены и другие промежуточные группы прочности N80Q, L80, R95.

Итогом работы стала возможности получения труб групп прочности до Р110 с уровнем исполнения PSL1 по прочностным характеристикам не уступающим бесшовным аналогам.

Экономия за счёт снижения себестоимости составила 2000 руб. на тонну выпускаемой продукции.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ DATA SCIENCE ДЛЯ ВЕРИФИКАЦИИ ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ

Перец Д.С., Симонов М.В., Андрианова А.М., Маргарит А.С.
(ООО «Газпромнефть НТЦ»)

В процессе разработки месторождений решения о применении различных методов увеличения добычи принимаются на основе эксплуатационных данных, поступающих со скважин. Однако существуют проблемы с качеством этих данных: для некоторых временных интервалов может отсутствовать информация, часть измерений может не соответствовать физической модели или быть противоречивой. Решения, основанные на недостоверной информации, могут привести к серьезным ошибкам. В условиях увеличения количества поступающей информации и возрастания требований к качеству данных, видится разумным обрабатывать данные и проводить верификацию методами Data Science.

Data Science – это комплексный подход для анализа больших объемов информации с применением статистических моделей и методов машинного обучения. Использование методов Data Science дает возможность выявлять закономерности и учитывать их в дальнейшем для поиска аномальных значений в данных, восстановления, отсутствующие значения и для построения корректных прогнозов.

Для удаления аномальных значений использовались различные классы методов. Первый метод - построение тренда, используя методы взвешенных скользящих средних и скользящих медиан, и вычисление разности между трендом и значением с последующим исключением сильно отличающихся значений. Второй класс методов - выявление точек с низкой локальной плотностью при помощи LOF-алгоритма. Третья группа методов - выявление наиболее удаленных измерений от остальных в многомерном пространстве признаков для определенной скважины, используя методы машинного обучения, такие как: Isolation Forest и SVM.

После удаления некорректных значений производится процедура восстановления данных по следующим алгоритмам: ZET-алгоритм, градиентный бустинг, «k-ближайших соседей», «Случайный лес».

Приведенные методы были опробованы на реальных данных активов компании «Газпром нефть». Наилучшие результаты получены при использовании LOF-алгоритма для удаления аномальных значений и метода градиентного бустинга для восстановления данных.

На текущий момент методы машинного обучения только начинают активно развиваться в нефтяной отрасли, и именно этот подход видится наиболее перспективным. Однако необходимо отметить, что применение подобных методов в чистом виде будет значительно менее эффективно, чем в тандеме с аналитическими подходами (гибридные модели).

ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ НА ОСНОВЕ ПОЛИМЕРА И ОСАДКОГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕЙ КОМПОЗИЦИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Потешкина К.А., Силин М.А., Магадова Л.А., Макиенко В.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОЦ «Промысловая химия»)

Для повышения нефтеотдачи пластов, в частности для выравнивания профиля приемистости нагнетательных скважин, применяются как и растворы полимеров, так и осадкогелеобразующие композиции.

В научно-образовательном центре «Промысловая химия» была разработана комплексная технология, основанная на последовательной закачке оторочек растворов полиакриламида и осадкогелеобразующей композиции, являющейся термотропным составом на основе соли алюминия и карбамида с добавками регулируемыми осадкогелеобразование. Данный метод позволяет использовать низкие концентрации полимера и осадкогелеобразующей композиции, что обуславливает его экономичность. Вязкость закачиваемых составов увеличивается за счет образования на контакте осадкогелеобразующей системы и полимерной системы структурированного полимер-коллоидного комплекса солей алюминия и полиакриламида, который, возможно, формируется за счет нековалентных взаимодействий реагентов на молекулярном уровне.

Так как композиции данной технологии достаточно чувствительны к температуре и минерализации, ее необходимо адаптировать под конкретные геолого-физические условия. В случае растворов полимера применяют полиакриамиды сшитые и линейные или ксантаны различной молекулярной массы и термостабильности. Для модификации осадкогелеобразующей композиции регулируют с помощью компонентного состава и применения специальных добавок время осадкогелеобразования и структурно-механические свойства под конкретные условия.

В рамках «Производственной программы ОПР и внедрения новых технологий на предприятиях ОАО «ЛУКОЙЛ» на 2015 г.» данная комплексная технология была адаптирована к условиям пласта ЮВ1 Урьевского месторождения. проведена закачка модифицированного термотропного состава и раствора водорастворимого полимера на 8 нагнетательных скважинах.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ TTS НА ПРИМЕРЕ ИМИЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рачкова Е.Е.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Веремко Н.А.)

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Одной из наиболее экономически эффективных технологий освоения трудноизвлекаемых запасов в пластах с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами является бурение горизонтальных скважин с последующим проведением многостадийного гидроразрыва пласта.

На Имилорском месторождении применены скважины с различной длиной горизонтального участка и различные технологии: многозонные ГРП (МГРП) и гидроразрывы по технологии Texas Two Step (TTS). Суть технологии TTS заключается в создании более обширной зоны трещиноватости за счёт переориентирования напряжений в горной породе.

В данной работе проведен анализ эффективности введения в разработку дополнительных скважин с TTS.

При сопоставлении технологий МГРП и TTS наблюдается более высокая эффективность TTS – увеличение дебитов жидкости в 1,5 раза. В настоящий момент однозначных выводов по технологии сделать нельзя. Планируется применение данных технологий в схожих геологических условиях на других скважинах.

Согласно данным по динамике снижения дебитов жидкости горизонтальных скважин по видам МЗГРП, дебит в начальный период на 12% выше у скважин с TTS, динамика в целом аналогична. Стоит отметить, что за рассматриваемый период скважины с TTS имеют значительно больший срок эксплуатации. При аппроксимации по логарифмическому закону на шестой месяц эксплуатации разница в дебитах составляет 40%.

На текущий момент можно сделать вывод, что при сопоставимых геологических условиях технология TTS более эффективна, учитывая прогноз динамики дебитов.

СТРУКТУРИРОВАННАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА НАЛИЧИЕ И КОНЦЕНТРАЦИЮ ПРИРОДНЫХ РАДИОНУКЛИДОВ

Рогожин Д.И., Остах С.В.

(ФГУП «РосРАО», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Существующая система радиационного контроля обеспечивает определение удельной активности материалов, отходов, продуктов и оборудования на месторождениях штатными службами радиационного контроля и лабораториями локально.

Учёт и контроль этих данных осуществляется не системно, при этом такая информация является закрытой, что не позволяет своевременно разрабатывать административные и технологические решения на последующих этапах анализа данных мониторинга.

Актуальность создания единой системы мониторинга месторождений на наличие природных радионуклидов обоснована наличием накопленных объёмов загрязнённых природными радионуклидами отходов, материалов, оборудования и грунтов, а также необходимостью разработки и заблаговременного внедрения соответствующих технологических решений.

Представляется целесообразным разработать и внедрить отраслевую информационно-аналитическую систему, построенную на базе программно-технических средств и моделей развития ситуаций, позволяющую:

- обеспечивать сбор данных, включающих визуальный контроль, количественные измерения и контроль параметров окружающей среды, в режиме реального времени;
- получать достоверные данные по составу, характеру и активности природных радионуклидов на месторождении за счет систематического наблюдения и реализация алгоритмов прогнозирования окружающей среды;
- предоставлять информацию об ограничительных мерах и инструкции по порядку обращения с такими отходами, материалами и оборудованием на основе классификации прогнозируемых состояний;
- краткосрочно прогнозировать возможную локальную и интегральную радиационную нагрузку, а также категорировать загрязнённые радионуклидами отходы, материалы и оборудование;
- определить соответствующие технологии и оборудование;
- вести статистически учёт и отчетность с использованием актуализируемой распределенной базы данных.

Наличие разрабатываемой единой отраслевой системы мониторинга позволит обеспечить радиационную и экологическую безопасность на месторождениях, вести отраслевой и государственный учёт, создать основу для научного и технологического развития отрасли, а также обеспечить эколого-экономическое обоснование для формирования дополнительных источников финансирования и/или специальных экономических условия для развития этого направления отрасли.

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕЛЕОБРАЗУЮЩЕГО СОСТАВА НА ОСНОВЕ ЗОЛИ КРЕМНИЕВОЙ КИСЛОТЫ ДЛЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ

Роднова В.Ю.², Хлебников В.Н.¹, Ефимов Н.Н.²

(1- РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2 - ООО «НПК
Спецбурматериалы»)

Проблема борьбы с заколонными и межколонными перетоками флюидов в интервалах с низкой приемистостью нефтегазовых скважин является одной из наиболее сложно решаемых в нефтегазодобывающей промышленности. Наличие межпластовых перетоков приводит к потере запасов газа и нефти и оказывает отрицательное влияние на экологию.

Для борьбы с заколонными и межколонными перетоками необходимо использовать маловязкие растворы, образующие «in situ» прочные безусадочные гели. Одними из перспективных типов реагентов для ремонта скважин являются концентрированные слабощелочные золи коллоидного кремнезема, которые не обладают коррозионной агрессивностью, нетоксичны и разрешены для применения в экологически чувствительных районах.

В работе исследован золь кремнезема «Полигель АСМ-КЗ», производитель АО «НПО Полицелл», выпускаемый по ТУ 2458-038-97757491-2010, в качестве базового реагента изолирующей композиции. Реагент имеет нанодисперсный размер частиц, низкую вязкость и, как следствие, высокую проникающую способность. В отличие от традиционно используемого в РИР жидкого стекла, реагент «Полигель АСМ-КЗ» способен к гелеобразованию в присутствии не только соляной кислоты и соединений щелочноземельных металлов, но и в присутствии органических и неорганических солей и кислот.

Были исследованы различные неорганические и органические соли и сухие кислоты в качестве гелеобразователей, изучена кинетика гелеобразования композиций при различных температурах (20-90°C), рассчитана энергия активации процесса. Скорость процесса гелеобразования зависит от концентрации активатора и температуры.

Полученный гелеобразующий материал обладает высокими структурно-механическими свойствами. Установлено, что добавление полимеров вызывает усиление прочностных характеристик гелей наряду с отсутствием синерезиса.

Промысловые испытания по ликвидации межколонных давлений и ограничению водопритокров в низкопроницаемых коллекторах показали высокие изолирующие свойства композиции.

ТЕКУЩИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖЬ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ СРЕДНЕ-НАЗЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Рязанов А.А., Агафонов И.А
(АО «РИТЭК»)

Технология термогазового воздействия на пласт позволяет освоить трудноизвлекаемые запасы нефти и газа баженовской свиты, которая является основным источником запасов нетрадиционных углеводородов в Российской Федерации. Данная технология создана на основе интеграции тепловых, газовых и гидродинамических методов увеличения нефтеотдачи и предполагает совместную закачку в пласт воздуха и воды.

На сегодняшний день по результатам исследования газа, добываемого из реагирующих скважин, а также на основании керна, отобранного из скважины, пробуренной в зоне прохождения фронта горения, подтверждается протекание окислительных процессов в пласте, происходящих в результате воздействия ТГВ.

Термогазовое воздействие на пласт обеспечивает не только эффективное вытеснение нефти из дренируемых пропластков баженовской свиты, но и прогрев нефтематеринских пород, и, как следствие, улучшение фильтрационно-емкостных свойств пласта, извлечение углеводородов за счет пиролиза и крекинга керогена, что также положительно влияет на добычу нефти и газа.

При разложении керогена уменьшается количество твердой фазы и образуются подвижные фазы – синтетическая нефть и газообразные компоненты, происходит частичное разложение природной нефти с выделением некоторого количества легких углеводородов. Таким образом, реализация технологии ТГВ способствует снижению вязкости и плотности нефти, изменению фракционного состава углеводородов в сторону увеличения содержания легких фракций.

Отдельное внимание в работе уделяется обоснованию выбора оптимальных параметров технологии: содержания окислителя в нагнетаемом агенте, темпов закачки рабочих агентов и величины водовоздушного отношения.

В настоящее время благодаря применению технологии термогазового воздействия на залежь баженовской свиты было достигнуто увеличение коэффициента извлечения нефти пласта на величину до 0,08 долей единицы.

ВЛИЯНИЕ ОТХОДОВ ОБРАБОТКИ ПЛАВИКОВОЙ КИСЛОТОЙ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПЛАСТОВ.

Сагиров Р.Н.

(Казанский (Приволжский) федеральный университет)

В настоящий момент основным применением плавиковой кислоты в нефтяной промышленности является использование ее в обработке призабойной зоны пласта, с целью интенсификации добычи. Наиболее распространенным реагентом на основе плавиковой кислоты является глиноуксусная кислота.

При реакции плавиковой кислоты с полевыми шпатами и глинами могут получаться различные соединения алюминия и фтора, а так же соединения комплексного иона SiF_6^{2-} с натрием, калием и кальцием. Таким образом обработав отходы реакции плавиковой кислоты с матрицей породы щелочным раствором можно получить гель, который может быть использован для выравнивания профиля приемистости. Получение геля описано в работе.

Для проверки потокоотклоняющих свойств силикагеля был поставлен следующий эксперимент. Было отобрано два образца:

1) Из скважины 5051 Тавельского месторождения бобриковского горизонта кварцевый, мелкозернистый, гидрофобный, песчаник с пористостью 25% и проницаемостью по воде 1,092 мкм².

2) Из скважины 133 Вишнево-полянского поднятия шешминского горизонта полимиктовый, мелкозернистый, извистоватый, гидрофильный песчаник с пористостью 17% и проницаемостью по воде 0,129 мкм². Из образцов были выпилены цилиндры диаметром 30 мм и длиной 30 мм.

На первом этапе образцы насыщались водной взвесью силикагеля. При этом проницаемость обоих образцов уменьшилась с начальных значений практически до нуля, составив для 1 образца 0,0014 мкм² и 0,0037 мкм².

На втором этапе с поверхности образцов и из емкости подачи воды удалялся силикагель и замерялась проницаемость по дистиллированной воде.

По результатам измерений видно, что проницаемость по воде снижается примерно в 6 раз для первого образца и в 2 раза для второго. Возможно, что проницаемость образцов после закачки в них геля снижается пропорционально начальной проницаемости.

Таким образом, в результате работы показана возможность утилизации отходов реакции плавиковой кислоты со скелетом породы обработкой гидроксида натрия, с одновременным получением силикагеля и его применения в качестве потокоотклоняющего агента.

НЕКОТОРЫЕ АКТУАЛЬНЫЕ ЗАДАЧИ НАУЧНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ РАЗРАБОТКИ АСТРАХАНСКОГО ГKM

Смирнов К.К., Чудин Я.С., Чашникова Л.В.
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ООО «Газпром ВНИИГАЗ»,
ООО «Газпром добыча Астрахань»)

Астраханское газоконденсатное месторождение (ГKM) – самое крупное месторождение углеводородов в Европейской части России. Месторождение является уникальным, как по запасам пластового сырья, так и по его составу и условиям залегания.

Месторождение характеризуется сложными горно-геологическими условиями, высокими значениями пластовых температур (более 100°C) и давлений (более 60 МПа), резконеоднородным низкопроницаемым трещиноватым карбонатным коллектором, наличием в составе пластового флюида большого количества сероводорода (около 25%) и углекислого газа (около 15%), высоким потенциальным содержанием конденсата (более 200 г/м³ пластового газа).

Специфика месторождения обуславливает высокую стоимость как его эксплуатации, так и изучения. В этих условиях особенно большое значение для повышения эффективности освоения уникальных запасов Астраханского ГKM приобретает научно-техническое сопровождение разработки.

Одним из основных направлений научного обеспечения является уточнение и усовершенствование постоянно действующей геолого-технологической модели (ПДГTM). Помимо задачи повышения качества адаптации модели и достоверности прогноза технологических показателей разработки, важным вопросом является тонкая настройка модели, и даже ее модификация для задач контроля разработки и расчета эффективности ГTM.

Другой важнейшей задачей является построение интеллектуальной системы (ИС) контроля и управления разработкой, ядром которой как раз и должна быть ПДГTM. Такая система позволит оптимизировать технологические режимы работы скважин, увеличить компонентоотдачу пласта и в конечном итоге повысить экономические показатели деятельности предприятия в целом.

Решение задач улучшения ПДГTM и построения ИС требует постоянного совершенствования методов и способов получения, обработки и анализа данных, особенно получаемых как в процессе эксплуатации, так и при контроле разработки.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ЯРЕГСКОГО НЕФТЕТИТАНОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Собин А.М.

(НШУ «Яреганефть» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»)

Ярегское нефтетитановое месторождение расположено в Республике Коми в 20 км от г. Ухта. В структурном плане месторождение разделено на три площади: Ярегскую – где реализуется термошахтный способ добычи нефти и ведется разработка титановой залежи, Лыаельскую, которая разрабатывается с поверхности по технологии SAGD (Steam-Assisted Gravity Drainage) и Вежавожскую, которая на текущий момент находится в нераспределенном фонде недр.

Особенностью Ярегского месторождения является небольшая глубина залегания продуктивного пласта, аномально низкая величина пластового давления, высокая плотность и вязкость нефти.

Месторождение открыто в 1932 г. На первоначальном этапе добыча нефти осуществлялась вертикальными скважинами с поверхности, однако из-за низкого энергетического состояния залежи и реологических свойств пластовых флюидов годовая добыча нефти не превышала 10 тыс.т. в год. С 1939 г. с целью наращивания объемов добычи принято решение перейти на шахтный способ, где строительство добывающих скважин производилось из горных выработок, построенных в надпластовом горизонте. Добыча нефти велась на естественном режиме истощения пласта. Однако на данном режиме не удалось достичь высоких показателей нефтеотдачи.

Начиная с 1972 г. в промышленном масштабе был внедрен термошахтный способ разработки месторождения с применением трех систем: одногоризонтной, двухгоризонтной и подземно-поверхностной, а также их модификации. Отличием данных систем между собой является способ подачи пара в продуктивный пласт. Внедрение термошахтного способа позволило нарастить добычу нефти к 2017 г. до 1 млн. т. нефти в год и достичь показателя нефтеотдачи по ряду уклонных блоков более 50%.

На незатронутой ранее шахтной разработкой Лыаельской площади реализована технология SAGD. Принцип технологии заключается в добыче нефти с поверхности за счет закачки пара в верхние нагнетательные скважины и откачки разогретой нефтесодержащей жидкости погружными ЭЦН из нижерасположенных скважин.

Также Ярегское месторождение является крупнейшим в мире по запасам титана. Добываемое сырьё представлено нефтетитановой рудой. На сегодняшний день по залежи ведутся опытно-промышленные работы, связанные с уточнением геологической модели пласта, выемкой нефтетитановой руды и пуско-наладочными работами по ее переработке.

АКТУАЛЬНОСТЬ ВОПРОСА КОНУСООБРАЗОВАНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Срыбник М.А., Эльман К.А., Еремина Е.А.

(Сургутский нефтяной техникум (филиал) ФГБОУ ВО «Югорский
государственный университет»)

Тщательное изучение процессов продвижения подошвенных вод и сложного явления деформации поверхности раздела фаз в пористой среде (конусообразования), особенностей и закономерностей обводнения пластов и скважин, изучение природных факторов, способствующих увеличению безводного периода эксплуатации и улучшению технологических условий разработки залежей с целью наибольшего извлечения нефти из пласта, одна из основных задач увеличения нефтеотдачи на современном этапе.

В следствие, большое практическое значение имеет осуществление рациональной разработки нефтегазовых залежей с водонапорным режимом. Водонапорный режим характеризуется тем, что при стабилизации пластового давления весь отбор пластовой жидкости замещается поступлением воды в продуктивную часть коллектора.

Так же, происходящее при этом продвижение водонефтяного контакта приводит к тому, что скважины, находящиеся в водонефтяной зоне, обводняются, и добыча нефти сопровождается непрерывным ростом содержания воды. Обводнение скважин приводит к росту себестоимости нефти и ухудшению показателей разработки.

Так как конус характеризует локальное продвижение поверхности вода-нефть или газ-нефть, то, рассматривая режим работы отдельной скважины, необходимо проводить различие между продвижением краевых вод и напором подошвенной воды.

Качественная сторона процесса конусообразования, т.е. форма поверхности раздела вода-нефть не зависит от того, является ли подошвенная вода движущим фактором или она малоактивна.

Однако, даже если скважина обводнилась, по причине конусообразования и была заглушена, через некоторое время при определенных условиях её можно запускать повторно с безводным дебитом продукции.

В настоящее время основные объекты эксплуатации крупных месторождений Западной Сибири, находятся на завершающей стадии разработки, которая характеризуется высокой обводненностью продукции добывающих скважин, низким темпом отбора нефти.

ОЦЕНКА МИНЕРАЛЬНО-СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЗОНЫ МАНЫЧСКИХ ПРОГИБОВ

Степанова К.И.

(филиал ООО «Газпром добыча Краснодар» – ИТЦ)

В настоящее время одной из основных задач, стоящих перед ПАО «Газпром», является восполнение минерально-сырьевой базы и создание резерва промышленных запасов нефти и газа для обеспечения добычи на перспективу. Большинство месторождений, эксплуатируемых дочерним обществом ООО «Газпром добыча Краснодар», вступили в стадию падающих отборов и завершающую стадию разработки. Перед предприятием стоит задача увеличения отборов углеводородов. Достижение этой цели возможно за счет расширения географии геологоразведочных работ и повышения их эффективности: поиск новых перспективных территорий в пределах развития нетрадиционных коллекторов на больших глубинах и вовлечение новых объектов в разработку.

В пределах деятельности ООО «Газпром добыча Краснодар» такими перспективными на нефть и газ территориями является восточная часть Ставропольского края. Анализ результатов проведенных ранее геологоразведочных работ дает основание прогнозировать наличие таких объектов, открытие которых позволит существенно увеличить объемы добычи газа и конденсата.

Настоящая работа направлена на изучение триасовых отложений Зоны Манычских прогибов. Продуктивными предполагаются песчаники, алевролиты, а также нетрадиционные коллекторы средних и нижних триасовых отложений, залегающие на глубинах от 3000 до 6000 метров с аномально высокими давлениями и температурами.

Традиционно, при выполнении технико-экономических расчетов освоения ресурсов углеводородов триасового комплекса, прогнозируемые месторождения принимаются как отдельные объекты, каждый из которых характеризуется своей системой обустройства. Однако, как показывает практика, их разведка и разработка в подобных условиях экономически нецелесообразна.

В настоящей работе разработка перспективных площадей, расположенных в Зоне Манычских прогибов, рассматривается при условии осуществления единой системы обустройства, которая позволяет сократить сроки ввода в эксплуатацию, капитальные вложения, эксплуатационные затраты, а также достичь положительного экономического эффекта.

Подобный подход к освоению ресурсов углеводородов может быть применен для всех локально расположенных объектов, разработка которых по отдельности нецелесообразна.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ЗАКАЧКИ ПОЛИМЕРНО-ГЕЛЕВОЙ СИСТЕМЫ В ПХГ, СОЗДАННОЕ В ВОДОНОСНОМ ПЛАСТЕ

Татлок Т.С.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

При создании и циклической эксплуатации ПХГ в водоносных пластах возникают определенные проблемы, такие как: интенсивное обводнение и продление безводного дебита скважин. В процессе оттеснения воды при создании ПХГ в водоносных пластах, происходит образование искусственной залежи с активными контурными водами, что увеличивает вероятность высокого водного фактора в процессе его эксплуатации. Приток пластовых вод в скважины, является одной из основных проблем эксплуатации подземных хранилищ газа в водоносных пластах. Актуальность разработки технологии безводной эксплуатации скважин, ПХГ и оценки эффективности ее использования, является очевидной.

Цель данной работы – разработка технологий ограничения водопритока, основанной на избирательном снижении проницаемости по воде для обводненных зон пласта (селективного действия) и оценка эффективности ее использования. Задача данной работы – научное обоснование и разработка технологии позволяющей увеличить срок безводной эксплуатации скважин на ПХГ.

На данном этапе основываясь на анализе работ отечественных и зарубежных авторов, для решения поставленной задачи, предлагается изучить технологию закачки в пласт ПХГ селективной полимерно-гелевой системы на основе полиакриламида (ПАА).

В соответствии с планом были проведены следующие мероприятия:

- Анализ отечественной и зарубежной литературы, позволивший, обобщить опыт применения различных методов ограничения притока вод, к эксплуатационным газовым скважинам;

- Лабораторные исследования с целью определения необходимых концентраций, составных частей и реологических свойств водоизолирующего раствора;

- Стендовые испытания водоизолирующего раствора;

- Численные эксперименты по определению технологических режимов обработки скважин ПХГ, подобранным водоизолирующим раствором. С использованием, специализированных программных пакетов, на примере воссозданного фрагмента одного из ПХГ на территории РФ произведено геолого-гидродинамическое моделирование процесса закачки в пласт селективной полимерно-гелевой системы на основе полиакриламида (ПАА) и дальнейшей циклической эксплуатации подземного хранилища газа.

РАСШИРЕНИЕ ЗОНЫ ФИЛЬТРАЦИИ ЗАКАЧИВАЕМОГО ГАЗА ПО ЛАТЕРАЛИ И ПРОДУКТИВНОМУ РАЗРЕЗУ В УСЛОВИЯХ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ КОНДЕНСАТООТДАЧИ (НА ПРИМЕРЕ ВУКТЫЛЬСКОГО НГКМ)

Тяжких С.В.¹, Губенко А.А.¹, Юнусова Л.В.², Панкратова Е.И.²
(¹ООО «Газпром добыча Краснодар», ² филиал ООО «Газпром
ВНИИГАЗ» г. Ухта)

С 1993 г. на Вуктыльском НГКМ для увеличения конденсатоотдачи реализуется технология активного воздействия на истощенный газоконденсатный пласт «сухим» газом. Нагнетание газа, осуществляется по всему продуктивному разрезу нижнепермско-каменноугольных отложений.

Наиболее интенсивная закачка газа на месторождении проводилась с 2005 г. по 2010 г. В этот период проявились положительные физические эффекты и технологические результаты применяемой технологии: рост и поддержание пластового давления в зонах дренирования добывающих скважин; увеличение продуктивности и сохранение фонда добывающих скважин; добыча ретроградных углеводородов; отеснение поступающей в скважины активной воды.

Ввиду снижения объемов закачки газа на месторождении (с 2011 г.) стала актуальной задача проведение мероприятий, позволяющих максимально длительно поддерживать физические эффекты и технологические результаты. С этой целью была разработана программа опытно-промышленных работ по применению новых технологий увеличения углеводородоотдачи на Вуктыльском НГКМ (ОПР), которая реализуется с марта 2016 г. Основой программы явились следующие мероприятия: перевод нагнетательных скв. 84, 249 в добывающий фонд; перевод добывающих скв. 112, 154, 265, 277, 158 в нагнетательный фонд; установка пакера, с отсечением интервалов отложений C_{2m} яруса от C_{2b} - C_{1s-v} ярусов в скв. 194, 198 для проведения раздельной закачки газа в разновозрастные отложения. В целом было задействовано 42 скважины (из них 35 добывающих и 7 нагнетательных).

Полученные результаты показали, что реализация ОПР способствует совершенствованию технологии воздействия «сухим» газом на истощенный газоконденсатный пласт. Возможность регулирования объёмов закачки газа в разновозрастные отложения, позволяет достигать расширения зоны охвата по латерали и вовлекать в процесс участки, ранее неохваченные воздействием, что положительно сказывается на эффективности доизвлечения ретроградных углеводородов.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДВИЖЕНИЯ ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ ШЛАМА В КОЛЬЦЕВОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН

Фатыхов Р.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Одной из основных функций бурового раствора является способность выносить частицы шлама на поверхность. При бурении вертикальных скважин многие задачи удаления шлама из скважины решены, однако при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин вопросы выноса шлама изучены недостаточно.

При горизонтальном бурении остро стоит проблема удаления шлама из скважины при углах наклона 30-60°. Вынос частиц породы при этих углах наклона затруднен в связи с их накоплением за счет эффекта Бойкотта, что может привести к осложнениям при бурении, вызванным непредсказуемым движением шламовых скоплений.

В докладе представлена модель движения частиц в потоке жидкости при бурении наклонно-направленных скважин с учетом влияния сил Сафмана, Магнуса. По предложенной модели в программном комплексе Maple 17 построено решение для определения расхода промывочной жидкости, необходимого для удаления шлама из кольцевого пространства при бурении наклонно-направленных нефтяных и газовых скважин. Произведен расчет величины расхода по построенной программе по данным пробуренной скважины. Проведено сравнение полученного результата с промысловым значением.

Оценен вклад сил Сафмана, Магнуса на величину требуемого расхода промывочной жидкости при бурении наклонно-направленной скважины в зависимости от размеров выносимых твердых частиц в потоке жидкости. Проведенный анализ показывает необходимость использования данных сил, действующих на выносимые потоком жидкости частицы.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРИМЕНЕНИЯ ДРОБНЫХ ОТОРОЧЕК ПОЛИМЕРНОГО РАСТВОРА ДЛЯ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ

Филатов А.С., Хавкин А.Я.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

На месторождениях с высоковязкой нефтью часто применяют технологии с полимерными растворами для снижения прорывов воды в добывающие скважины.

Как было экспериментально показано в работах Б.Е.Кисиленко с коллегами, применение дробных оторочек полимерного раствора (последовательной закачки оторочек полимерного раствора с разной концентрацией полимера) представляет весьма большой интерес для повышения эффективности нефтедобычи.

В работе изучен процесс вытеснения нефти полимерным раствором с учетом ионного обмена на основе математического моделирования. Система уравнений состоит из уравнений баланса для воды, нефти, полимера, соли (минерализации, поскольку она влияет на вязкость полимерного раствора) и уравнений фильтрации.

Систему интегрировали в программном продукте Maple 17, методом конечных разностей. Расчеты проводили для вязкости нефти 58,9 мПа·с и минерализации пластовой воды 100 г/л. Сравнивали 3 варианта: 1) традиционное заводнение, 2) полимерное воздействие одной оторочкой, 3) полимерное воздействие дробной оторочкой.

В работе исследована эффективность полимерного воздействия на нефтяной пласт дробными оторочками. Рассмотрен ряд вариантов применения дробных отточек с учетом последовательности их закачки и концентрации полимера в них. Во всех случаях общее количество закачанного сухого полимера оставалось одинаковым.

Расчетами показано, что соотношение концентраций полимера в дробной оторочке влияет как на конечную нефтеотдачу пласта, так и на динамику добычи. Показано, что применение дробной оторочки может увеличить нефтеотдачу при вытеснении высоковязкой нефти более чем на 1% относительно закачки полимера одной оторочкой, а закачивая полимерный раствор по линейному закону изменения концентрации от большой концентрации к минимальной (т.е. большим количеством малоразмерных оторочек), можно увеличить конечную нефтеотдачу еще более чем на 1% по сравнению с закачкой дробной оторочки из трех порций, и при этом снизить обводненность продукции примерно на 5%.

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА МИКРОПЕНЕ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Филиппов С.В., Логинова М.Е.
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

В данной статье рассматриваются положительные стороны возможности применения буровых растворов на микропене при бурении нефтяных и газовых скважин. А также проведен анализ применения, реологических свойств которыми должны обладать растворы на микропене чтобы выполнять свои функции [1].

В нефтегазовой промышленности, благодаря успехам, достигнутым при изучении свойств пен и регулировании их основных параметров, эти системы нашли большое применение, особенно при бурении нефтяных и газовых скважин в условиях аномально низкого пластового давления.

В последние годы были разработаны новые виды систем буровых растворов с уникальной структурой - микропена. По сравнению с другими буровыми растворами, она обладает многими преимуществами бурения скважин в истощенных резервуарах. Там, где имеется сильная чувствительность к воде, наличие угольных швов, рыхлого цемента и плохой диагенетической природы при процессе строительства скважины рекомендовано использовать буровой раствор на микропене.

Микропена имеет более высокую вязкость при низком сдвиге, что заметно улучшает вынос шлама. С одной стороны, оболочка из микропены является поверхностно-активным веществом, абсорбируясь на поверхности долота, формирует на нем смазывающую пленку. С другой стороны, поскольку раствор активного агента в микропене имеет хорошее смачивание, он обладает сильной способностью очистки выбуренной породы, что заметно улучшает срок службы бурового долота.

В основном из-за микро-вспененных буровых растворов качество цементирования улучшается в некоторых аспектах: во-первых, микропенные буровые растворы имеют лучшую стабильность ствола скважины; во-вторых, буровые растворы для микропены имеют хорошее качество, поэтому скважина чистая. Учитывая все плюсы микропены, повышается скорость бурения, снижает риск потери циркуляции и помогает сохранить стоимость бурения.

Список литературы:

Логинова М.Е. Оценка показателей реологических свойств тампонажного материала и цементного камня с применением функции желательности. Сборник статей Международной научно-практической конференции. Инновации и наука: проблемы и перспективы.- 2017. С. 325-328.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ GTL ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕДВЕЖЬЕ

Фишер Г.Ю.

(Тюменский индустриальный университет)

Работа посвящена оценке экономической эффективности от внедрения технологии GTL для повышения конечной газоотдачи на Медвежьем месторождении. Суть применения данной технологии заключается в том, что газ низкого давления на завершающем этапе разработки месторождения не будет подаваться в магистральный газопровод, при этом будут снижены эксплуатационные затраты на ДКС, а будет использоваться для производства СЖТ - синтетического жидкого топлива. В статье даётся приблизительная оценка экономической эффективности от внедрения данной технологии, которая показывает, что данный способ является перспективным и в будущем позволит повысить эффективность разработки газовых и газоконденсатных месторождений.

GTL - совокупность химических производств по преобразованию природного газа в высшие углеводороды, топлива и химические продукты. В ходе исследования был проанализирован рынок топлив и выбран оптимальный продукт для производства, проанализированы способы конверсии природного газа и выбран тип технологической установки. Для реализации проекта выбрана компактная GTL установка, работа которой основана на паровой конверсии. Данная установка будет производить синтетическое дизельное топливо (СДТ) и нефту [2], [3].

По приблизительным оценкам капитальные вложения при реализации проекта будут составлять 53,43 млрд. р. Показатели свидетельствуют о том, что применение рассмотренной технологии является рентабельным, а сама технология - перспективной. СДТ является наиболее целесообразным вариантом производимой продукции. Благодаря возможности диверсифицировать продукцию минимизируются риски, процесс получения продукции по технологии GTL более экологичен по сравнению с традиционным способом производства топлив, получаемое СЖТ превосходит их по качеству.

Список литературы:

1. МАЛЫЦЕВ А.И., НЕМКОВ А.В., СЕРГЕЕВА Н.Л. и др. Технологический проект разработки Сеноманской газовой залежи Медвежьего месторождения в двух частях, ч. 2 680 с.
2. A.KLERK A., Gas-to-liquids conversion. (Department of Chemical and Materials Engineering University of Alberta, Edmonton, Canada), 2015, 89 p.
3. Саранча А.В., Федоров В.В., Митрофанов Д.А., Зотова О.П. Эффективность проведения гидравлического разрыва пласта на Вынгапуровском месторождении // Фундаментальные исследования. 2015. № 2-12. С. 2581-2584.

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ УДАЛЕНИЯ И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В СИСТЕМЕ «ПЛАСТ-СКВАЖИНА»

Хайбуллина К.Ш.

(Санкт-Петербургский горный университет)

На сегодняшний день большинство нефтяных месторождений России находится на поздней стадии разработки. Эта стадия сопровождается рядом осложнений при добыче нефти, в том числе связанных с образованием асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) в системе «пласт-скважина». Основной объем исследований по изучению состава, механизма и условий формирования, методов удаления органических отложений был выполнен в 60-х годах прошлого века. С этого времени изменилось термодинамическое состояние и особенности геолого-физических характеристик углеводородных залежей, уменьшились дебиты скважин, увеличилась обводненность добываемой продукции, в нефтепромысловой практике стали широко использоваться методы увеличения нефтеотдачи и интенсификации добычи нефти, произошло расширение зоны формирования, изменились состав и структура органических отложений.

Несмотря на многочисленное число работ по изучению методов удаления органических отложений в нефтепромысловом оборудовании, на сегодняшний день остается малоизучена и не обоснована технология удаления и предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в пласте (коллекторе). Решались отдельные задачи по удалению АСПО, но мало проведено исследований по созданию комплексной технологии, включающей профилактику отложений в самом пласте.

В данной работе представлены результаты исследований по разработке комплексной технологии удаления и предупреждения образования АСПО в системе «пласт-скважина».

В результате полученных экспериментов был разработан химический состав для удаления АСПО, обладающий повышенными значениями моющей и диспергирующей способностей по отношению к АСПО. Данный растворитель можно применять для промывок отложений в внутрискважинном оборудовании.

Также был разработан ингибитор АСПО для предупреждения образования АСПО в призабойной зоне пласта и непосредственно в скважинном оборудовании. Была установлена кинетика адсорбционно-десорбционных процессов ингибитора АСПО в поровом пространстве насыпной модели и на образцах кернового материала.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ ВОДОЦЕМЕНТНОГО ОТНОШЕНИЯ НА МЕХАНИЗМ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ ВО ВРЕМЯ ОЗЦ

Хакимов И.И., Логинова М.Е.
(ФГБОУ ВО УГНТУ)

Поступление газа в скважину на любом этапе ее строительства представляет аварийную ситуацию, но наиболее опасными является поступление флюида в затрубное пространство после цементирования, которое может привести к значительным проблемам. В некоторых газопрооявления могут перейти в грифоны, газовые или нефтяные фонтаны, наносящие огромный экономический ущерб.

Приводятся лабораторные исследования, моделирующие процесс газопрооявления вовремя ОЗЦ. Определялось влияние консистенции цементного раствора и падение гидростатического давления цементного раствора на газовый пласт, влияние добавок на предупреждение газопрооявления. Показано, что между указанными показателями существует тесная взаимосвязь, позволяющая прогнозировать вероятность газопрооявления при использовании тех или иных растворов[2].

Для экспериментального изучения механизма возникновения газопрооявлений была изготовлена экспериментальная установка.

Экспериментальная установка позволяет:

- определить падение гидростатического давления столба цементного раствора в процессе твердения в затрубном пространстве скважины [1];

- смоделировать газопрооявления, создавая на забое перепад давления.

Проведенные экспериментальные исследования позволили сделать следующие выводы.

- Экспериментально исследован механизм возникновения газопрооявлений в период ОЗЦ при креплении скважины растворами различным водоцементным отношением;

- Установлена взаимосвязь между кинетикой структурообразования, падением гидростатического давления столба на пласт и вероятностью возникновения газопрорыва.

Список литературы:

1. Тампонажные растворы с пониженной водоотдачей: учебник для студентов высших учебных заведений / С. Ф. Комлева [и др.]; под редакцией Ф. А. Агзамова. Уфа, ООО «Монография», 2008. - 188 с.

2. Логинова М.Е. Оценка показателей реологических свойств тампонажного материала и цементного камня с применением функции желательности. Сборник статей Международной научно-практической конференции. Инновации и наука: проблемы и перспективы.- 2017. С. 325-328.

РАЗРАБОТКА ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

ЗАПАДНАЯ КУРНА – 2, РЕСПУБЛИКА ИРАК

Хатмуллин А.А., Кунакбаева Л.К., Зайнуллов Т.Х.

(ЛУКОЙЛ Мид Ист Лтд.)

В 2011 году ЛУКОЙЛ дал старт пилотному проекту «Интеллектуальное месторождение» на площадке зарубежных активов компании в области разработки и добычи углеводородов. В рамках реализации данного проекта была разработана детальная концепция, проект получил корпоративное название Lukoil Intelligent Functional Environment – LIFE-Field. Одной из площадок реализации данного проекта стало месторождение Западная Курна – 2, Ирак.

Основу концепции LIFE-Field составляет комплексная система управления операционной деятельностью, охватывающая все основные элементы управления производством, описывающая их взаимосвязь и инструменты управления. В качестве ключевой была определена задача повышения эффективности добывающего актива за счет получения дополнительных объемов добычи нефти, снижения технологических потерь, операционных и капитальных затрат.

В рамках проекта основными тремя элементами интеллектуального месторождения являются – интегрированное моделирование, интегрированное планирование, система управления недоборами.

Интегрированное моделирование — одно из наиболее важных решений проекта LIFE-Field, внедренных и успешно работающих сегодня в компании. Цель данного инструмента — совершенствование процесса принятия управленческих решений на оперативном и корпоративном уровнях за счет повышения точности и оперативности расчетов прогнозов добычи нефти и потенциалов системы добычи, сбора и транспорта. На текущем этапе на месторождение Западная Курна – 2 проект LIFE-Field решает следующие задачи:

- прогнозирует уровни добычи по скважинам и по месторождению в целом (с учетом ограничений по системе);
 - формирует технологические режимы работы скважин добывающего и нагнетательного фонда;
 - осуществляет мониторинг работы скважин и технологических объектов;
 - выполняет «виртуальные» замеры дебитов скважин;
 - выполняет расчеты потенциалов и возможностей всей производственной цепочки;
- выполняет ежедневную оптимизацию добычи и режимов работы оборудования.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ ПРИ МАЛЫХ ГЛУБИНАХ ЗАЛЕГАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

Цукренко М.С.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Работа основана на использовании для проектирования оптимизированных профилей наклонно-направленных и горизонтальных скважин математической зависимости – Клотоиды или Спирали Корню. Данная зависимость графически отображается как кривая, кривизна которой изменяется линейно как функция длины дуги. Попытки обоснования применения клотоид при проектировании профилей скважин были предприняты другими авторами ранее, данная работа является их логичным продолжением и усовершенствованием в соответствии с условиями современных реалий строительства скважин в нефтегазовой отрасли. Базируясь на фундаментальных принципах проектирования профилей и параметрических уравнениях клотоид, разработаны и проанализированы различные комбинации клотоид, биклотоид и дуг окружности для построения профилей скважин.

Предложен новый подход к расчёту параметров клотоид; проведен анализ изменения изгибающего момента, нагрузки на крюке, растягивающих нагрузок по стволу скважины, а также передачи осевой нагрузки для каждого вида профиля, спроектированного с применением клотоид с использованием для проведения расчетов программного обеспечения Wolfram Mathematica. В работе на основании составленных математических моделей всех видов и типов профилей с использованием клотоид были рассчитаны табличные данные с их основными параметрами. Используя эти данные, проведен корреляционный анализ, благодаря которому были выбраны исходные параметры для построения профилей с клотоидой для конкретных задач: обеспечение достижения максимально возможного значения отхода от вертикали и выходом из области отрицательных величин осевой нагрузки на долото; обеспечение максимально возможного коэффициента передачи осевой нагрузки на долото; бурение наклонно-направленных и горизонтальных скважин в осложненных геолого-технических условий; обеспечение набора требуемой интенсивности искривления и выхода на горизонт в условиях малых глубин залегания продуктивного пласта. В работе также предложено использовать пространственный профиль с биклотоидой (3D клотоида), как эффективное решение при бурении многозбойных скважин, а также бурению скважин с морских буровых установок.

СОВРЕМЕННЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ КИСЛОТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ

Шеляго Е.В., Абросимов А.А., Язынина И.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Сегодня существует немало лабораторных методик, позволяющих протестировать кислотные составы, оценить их влияние на свойства образцов горных пород. Современные лаборатории выполняют множество видов анализов, однако их бездумное использование не способно дать необходимую для дальнейших расчётов информацию. При составлении программы лабораторных исследований часто не учитывают тип породы и особенности строения её порового пространства. Это приводит к тому, что проводят некорректно поставленные эксперименты, результаты которых неспособны дать реалистичный прогноз промыслового эффекта.

Можно дать следующие рекомендации по тестированию и планированию лабораторных работ для образцов пород разного типа.

1. Для карбонатных пород порового и кавернозного типа:

- Определять количество кислотного состава, необходимого для образования сквозного высокопроводящего канала.

- Минимизировать расход кислоты на промысле путём подбора скорости нагнетания кислотного состава, при котором его объём, необходимый для образования сквозного канала, минимален.

- Оценивать равномерность кислотной обработки путём визуализации картины разрушений скелета породы с помощью рентгеновской компьютерной томографии образца керна.

2. Для терригенных пород:

- Определять изменение фильтрационных свойств при кислотном воздействии.

- Определять изменение механических свойств и влияние деформационных нагрузок на проницаемость и разрушение породы.

Для карбонатных пород трещинного типа необходима разработка отдельных методов лабораторного анализа, поскольку керновый материал подобных отложений не представителен по отношению к продуктивному разрезу. Предлагается опробовать концепцию совмещения томографических, лабораторных и промысловых данных для реконструкции цифровой 3D-модели участка околоскважинной зоны пласта, вскрытого скважиной. Современные возможности моделирования течения жидкостей на уровне отдельных пор и трещин позволяют многократно проигрывать на 3D-модели варианты кислотного воздействия, определять при этом изменение проводимости сложных систем трещин, выдавать конечный результат в виде коэффициентов изменения продуктивности или приёмистости.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ООО «ЛУКОЙЛ-ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ»

Юнусов Р.Р.
(ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»)

Предприятие ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» является одним из флагманов ПАО «ЛУКОЙЛ» и включает в себя шесть территориально-производственных предприятий. По состоянию на начало года текущее значение извлекаемых запасов по месторождениям Общества составляет более 1,5 млрд.т. Текущая выработка запасов составляет более 60%.Состояние ресурсной базы месторождений в настоящее время характеризуется ухудшением структуры запасов. Основной объем запасов сосредоточен в низкопроницаемых коллекторах и краевых зонах месторождений. Основная доля элементов разработки по месторождениям Общества находятся на 3-4 стадиях разработки и обеспечивают 77% годовой добычи нефти, они требуют особого подхода к геологии и разработке.

В настоящее время необходимо усиление двух основных направлений с целью повышения эффективности выработки запасов путем повышения выработки запасов на разрабатываемых месторождениях и вовлечения «новых» запасов.

На месторождениях с низкопроницаемыми запасами применяется бурение ГС с МГРП. Где, строительство ГС с МГРП и наклонно-направленных скважин не обеспечивают эффективную выработку по причине высокой входной обводненности, важным решением для предприятия было бурение многозабойных горизонтальных скважин в условиях контактных запасов низкопроницаемого коллектора.

На высокообводненных месторождениях с целью сдерживания роста обводненности применяются методы нестационарного заводнения в комплексе с прокачкой ФХМУН. Хорошо себя зарекомендовали методы селективного ГРП с предварительной закачкой тампонирующих составов в скважинах с высокой обводненностью в условиях высокой расчленённости пласта и метод двухстадийного ГРП, проводимого в условиях неоднородных коллекторов и высоких эффективных толщин пласта. На низкопродуктивных объектах разработки с целью увеличения эффективности выработки запасов и повышения КИН с 2013 году стартовали работы по трансформации системы заводнения с переводом в ППД добывающих скважин и переходом в однорядную систему разработки. Также предприятием рассматривается возможность увеличения коэффициента вытеснения путем ASP заводнения. На текущий момент ведется научно-исследовательская работа по разработке щелочь-ПАВ-полимерного состава по результатам, которой будет принято решение о внедрении данного метода.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ВЫБОР СПОСОБОВ ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН ДЛЯ ДОБЫЧИ МЕТАНА ИЗ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Ян Ин

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В последние годы в связи с возрастающим интересом к нетрадиционным ресурсам в нефтегазовом секторе, проблема добычи метана из угольных пластов (МУП) становится всё актуальнее, при этом правильный выбор способов заканчивания скважины играет большую роль для ее успешного проведения. Проницаемость, как один из важнейших параметров пласта, в значительной степени влияет на качество заканчивания скважины.

В данной работе проведено численное моделирование разработки метаноугольных месторождений с применением разных способов заканчивания (заканчивание с кавитацией, гидроразрыв пласта (ГРП), горизонтальная скважина (ГС)). В ходе выполнения работы входные данные программы моделирования тщательно были выбраны на основе обзора и изучения геометрических и геологических параметров метаноугольных месторождений во всем мире и анализа особенностей способов заканчивания скважины для их разработки.

Целями данной работы являются:

1. Классифицирование угольных пластов по проницаемости на количественном уровне базируясь на анализе объема накопленной добычи газа и безразмерного коэффициента изменения добычи;
2. Анализ влияния проницаемости и ее анизотропий (горизонтальной и вертикальной) на эффективность работы разных способов заканчивания скважины;
3. Определение критерия выбора способов заканчивания скважины для угольных пластов с различной проницаемостью на основе вышеупомянутой классификации.

По результатам исследований установлено, что способ заканчивания с кавитацией наиболее чувствителен к анизотропии горизонтальной проницаемости, а способ ГС наиболее чувствителен к изменению вертикальной проницаемости. Также в работе определены наиболее подходящие способы заканчивания для каждой группы пластов: для пластов с высокой проницаемостью ($K > 15$ мД) предпочтителен способ создания кавитации; для пластов со средней проницаемостью ($1 < K < 15$ мД) рекомендован способ создания ГРП; для пластов с низкой проницаемостью ($K < 1$ мД) целесообразно применение способа ГС.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ХII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

12-14 февраля 2018 г.

*Секция 3. «Проектирование, сооружение и
эксплуатация систем трубопроводного транспорта
углеводородов и нефтегазопродуктообеспечение»*

Москва
2018 г.

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ СТЕНОК НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ, РАБОТАЮЩИХ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Агинеи Р.В., Исламов Р.Р.

(АО «Транснефть - Север», АО «Гипрогазцентр»)

С развитием топливно-энергетического комплекса добыча углеводородного сырья смещается на территории с более сложными природными условиями, включающими сейсмические воздействия, движения тектонических блоков, карсты, оползни, курумы, морозное пучение и другие природные явления.

Известно, что в процессе эксплуатации трубопроводы находятся под воздействиями постоянных и кратковременных или временных нагрузок. При этом элементы трубопроводов испытывают силовое воздействие от внешних силовых факторов, приводящее к возникновению напряженного состояния материала, что предопределяет необходимость периодической оценки (мониторинга) напряженного состояния стенок труб с целью оперативного применения превентивных мер.

В работе предложена классификация средств и методов оценки напряженно-деформированного состояния (НДС) стенок трубопроводов, определяющая две группы методов: группа 1 - измерения пространственного положения и последующего расчета напряжений и группа 2 - методы непосредственного измерения напряжений (деформаций) в стенках труб. Показано, что первая группа методов обладает достаточной простотой реализации, однако автоматизированный контроль положения оси трубы посредством аэрокосмических методов с требуемой точностью невыполним, а периодическое определение положения трубы геодезическими или другими подобными методами не соответствует задачам мониторинга НДС трубопроводов с определенной периодичностью. Вторая группа методов позволяет проводить контроль и вести мониторинг напряжённого состояния стенок трубопроводов с требуемой точностью, однако в случае локального применения интеллектуальных вставок контроль ведется не на всем потенциально-опасном участке трубопровода, а только в месте установки вставки, которое нужно определить заранее, на стадии проектирования трубопровода.

Наибольшие перспективы применения на протяженных участках (до нескольких десятков км) имеет система, построенная на волоконно-оптических сенсорах (ВОС), работающих на эффекте Мадельштама-Бриллюэна, однако для эффективного внедрения системы мониторинга НДС на основе ВОС необходимо решить ряд вопросов, связанных с проектированием, монтажом, пуско-наладкой и эксплуатацией этих систем.

ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ МЕТОДОМ «ТРУБА В ТРУБЕ» ПРИ ИХ РЕКОНСТРУКЦИИ

Агинеи Р.В., Середёнок В.А.
(ПАО «Газпром», АО «Гипрогазцентр»)

Сегодня в связи с развитием газотранспортной системы России происходит перераспределение потоков газа, поэтому с учетом значительного срока эксплуатации существующих трубопроводов возникает задача об их реконструкции, например, с заменой трубопровода на новый, но меньшего диаметра.

Для существенной экономии средств на сооружение подводного перехода экономически оправданным может являться решение прокладки нового трубопровода меньшего диаметра внутрь трубопровода, выведенного из эксплуатации. Применение метода "труба в трубе" при реконструкции участков газопровода построенных методом наклонного бурения и траншейным способом позволит снизить себестоимость работ, сократить продолжительность строительства, рационально использовать трудовые и материальные ресурсы.

Например, имеется участок подводного перехода, построенный траншейным способом с применением труб, утяжеленных чугунными кольцевыми пригрузами. В существующий и выведенный из эксплуатации трубопровод диаметром 720 мм предлагается запасовать с применением опорно-направляющих колец 377/720 мм проектируемый участок трубопровода из труб диаметром 325 мм, изолированных заводским изоляционным покрытием.

Технология было реализована при реконструкции газопровода на участке «Серпухов-Ленинград» на переходе газопровода-отвода на ГРС Новгород-2 через озера Купенец и Глушица, реку Малый Волховец.

Кроме этого, для легитимизации и усовершенствования предлагаемого метода необходимо дальнейшее последовательное решение следующих научно-технических задач:

- Проведение НИР с разработкой нормативного документа по обоснованию целесообразности и применимости данного метода в конкретных условиях.
- Разработка методики диагностического обследования «старой» трубы с целью выявления возможности такой прокладки;
- Разработка принципов противокоррозионной защиты прокладываемого трубопровода внутри «старой» в соответствии с требованиями ГОСТ Р 51164-98, т.к. если не предусматриваются мероприятия по заполнению зазора между трубами каким-либо составом и не гарантируется непопадание воды в зазор, необходимо обеспечивать защищенность трубопровода методами электрохимической защиты.

ТЕПЛОФИЗИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА МЕРЗЛЫХ И ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

Аюпова З.С.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Более 60% территории Российской Федерации занимают вечномерзлые грунты. Проблемы проектирования и эксплуатации трубопроводной системы на данной территории обусловлены процессами, происходящими в мерзлых и вечномерзлых грунтах при тепловом воздействии.

Изучение и прогнозирование изменения теплофизических и физико-механических свойств мерзлых и вечномерзлых грунтов необходимо для оценки влияния теплового воздействия на надежность эксплуатации трубопроводной системы.

Температурное поле в мерзлых и вечномерзлых грунтах в основном зависит от перепада температур транспортируемого флюида и теплофизических свойств мерзлых и вечномерзлых грунтов.

Таким образом знание теплофизических свойств мерзлых и вечномерзлых грунтов для прогнозирования температурного поля приобретает приоритетное значение.

В настоящее время теплофизические свойства мерзлых и вечномерзлых грунтов мало изучены, в особенности с учетом различных свойств скелета породы и флюида в порах.

Рассмотрен аналитический способ определения теплофизических свойств, базирующийся на правиле аддитивности.

Предлагается для определения коэффициента теплопроводности плотности и теплоемкости мерзлых и вечномерзлых грунтов использовать модель двухкомпонентной системы «скелет породы - флюид в порах».

Точность прогнозирования изменения параметров теплофизических свойств мерзлых вечномерзлых грунтов, в первую очередь, определяются исходной информацией о литологии породы и составе флюида, заполняющего поровое пространство.

БОРЬБА С КОРРОЗИЕЙ НА ГАЗОПРОВОДАХ - КОЛЛЕКТОРАХ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

Багаутдинова Р.Р., Багаутдинов Р.В.

(ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет»)

В трубопроводном транспорте газа особое внимание уделяется повышению надежности, безопасности и долговечности трубопроводов. Трубопровод высокого давления представляет собой опасный производственный объект, аварии на котором чреваты серьезными экологическими и экономическими последствиями. Коррозия является одним из основных факторов, вызывающих аварийное состояние трубопроводов.

В процессе эксплуатации компрессорной станции Талаканского месторождения было замечено, что коллектор аппарата воздушного охлаждения (АВО) газа последней ступени подвержен коррозии необычного вида. Дефекты труб представляли собой многочисленные коррозионные язвы, глубиной достигающие $2/3$ толщины стенки трубы, также имелись вздутия и пузыри металла на внутренней поверхности трубопровода. В ходе исследований было обнаружено, что характер и условия образования дефектов схожи с таковыми при газовой водородной коррозии. Данный вид коррозии является редким в газотранспорте. Газовая водородная коррозия образуется в результате комбинированного воздействия высокой температуры, коррозионно-активных веществ и механического напряжения стенки трубопровода. В ходе изучения механизма образования газовой коррозии на газопроводах коллекторах АВО был предложен метод борьбы с коррозией данного типа. В целях минимизации влияния коррозионно-активных веществ было предложено использование внутренних изоляционных покрытий трубопроводов на основе эпоксидных смол. Снижение напряжения стенки газопровода достигается путем уменьшения проходного диаметра трубопровода, сохранение пропускной способности газопровода осуществляется посредством реализации двухниточной схемы дефектного участка (рис.1).

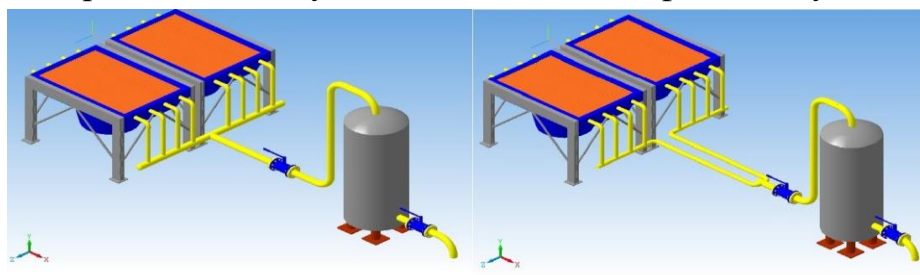


Рисунок 1 – Двухниточная схема обвязки АВО и концевого сепаратора
газа.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКОГО РАЗРУШЕНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ ИЗ ВЫСОКОПРОЧНЫХ И ВЯЗКИХ СТАЛЕЙ

Барсуков А.А., Мурзаханов Г.Х., Каленский В.С.
(МГЦ АО «МОСГАЗ», ООО «ЦентрЭТСИ»)

Разработана модель протяженного разрушения газопровода для оценки уровня удельной энергии разрушения металла трубы, обеспечивающего локализацию протяженного разрушения.

При проведении численных расчетов с использованием разработанной расчетной модели протяженного разрушения трубопровода выделяются несколько характерных особенностей изменения геометрии трубопровода вдоль линии распространения трещины:

- вертикальные перемещения с поперечным раскрытием берегов трещины;
- волнообразный вид кромок;
- утонение стенки трубопровода на берегах трещины.

На основе сравнения выделенных особенностей разрушения расчетной модели проведена ее качественная верификация при сравнении с результатами полигонных испытаний.

По результатам серий расчетов на построенной модели выделены следующие особенности деформирования:

- с повышением давления газа в трубопроводе скорость распространения трещины увеличивается;
- с повышением давления газа в трубопроводе время начала движения трещины сокращается.

Принципиальное влияние на движение трещины оказывает значение относительного удлинения, в то время как изменение предела текучести и предела прочности не оказывают значимого влияния на процесс протяженного разрушения газопровода выполненного из высокопрочной стали.

ОЦЕНКА ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МЕТОДОМ ННБ

Вафин Д.Р., Капаев Р.А.

(ООО «НИИ Транснефть», ПАО «Транснефть»)

Строительство 25% подводных переходов методом наклонно-направленного бурения происходило с возникновением технологических осложнений и аварийных ситуаций.

Появление осложнений во многом обусловлено тем, что при выборе технологических решений строительства подводного перехода не учитываются силы, действующие в грунтах, взаимное влияние вскрываемого грунта, бурового инструмента и применяемого раствора. В подобных условиях стандартные технические подходы, использующие результаты инженерных изысканий, не позволяют в необходимой мере произвести оценку условий строительства.

Проведение комплексной оценки инженерно-геологических условий включает в себя:

- определение категории технологической сложности строительства подводного перехода методом наклонно-направленного бурения. На основании выбранной категории становится возможным обеспечить необходимый объем инженерно-геологических изысканий, определить требования к технологии бурения и породоразрушающему инструменту (далее ПРИ), время строительства.

- разработку геомеханической модели совместно с гидродинамической моделью. В результате разработанных моделей определяются: зоны устойчивого состояния ствола скважины, гидроразрыв грунта, фильтрация бурового раствора в проницаемые пласты, тяговые усилия протаскивания и возможность осуществления процесса протаскивания трубопровода в скважину подводного перехода. На основании полученных данных становится возможным определить зоны осложнений, скорректировать профиль подводного перехода, определить необходимые свойства бурового раствора и сформировать программу промывки, осуществить выбор ПРИ.

Отсутствие данных расчетов при проектировании подводных переходов значительно осложняет задачу по выбору технологии строительства ствола скважины, по определению участков, на которых возможны осложнения и аварийные ситуации, связанные с отклонением траектории ствола скважины, обрушением стенок скважины, поглощением бурового раствора проницаемыми отложениями, а также сломом и повышенным износом бурового инструмента.

ОПТИМИЗАЦИЯ ИННОВАЦИОННОГО МЕТОДА ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ СИБИРИ И ДАЛЬНЕГО ВОСТОКА

Воронцов Д.В.¹, Милованова В.В.¹, Шушпанов И.Н.²

(¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

² Иркутский национальный исследовательский технический университет)

Замена дизельных генераторов на источники возобновляемой энергии в последние находят все большее применение в нефтегазовом производстве. В некоторых компаниях ВИЭ нашло свое применение, как источник электроснабжения оборудования магистральных нефтепроводов. Это актуально для компаний, которые работают в северных регионах России и на Дальнем Востоке, где доставка топлива осуществляется только в зимний период времени или на специальном гусеничном транспорте, что приводит к удорожанию топлива у конечного потребителя в 2-3 раза и в регионах, где обеспечить централизованное электроснабжение невозможно.

Разработан проект для одной из нефтяных компаний Восточной Сибири. Предлагается перевести дизельные-генераторы в резервные мощности энергии, а солнечно-ветровые установку сделать основным источником питания. Это решит несколько существенных вопросов: 1) уменьшение затрат на закупку топлива; 2) увеличение надежности электроснабжения; 3) уменьшение вредных выбросов в атмосферу; 4) соответствие политики государства в области энергосбережения и энергоэффективности и т.д.

Расчет параметров был произведен в специализированном программно-вычислительном комплексе. Рассчитаны оптимальные мощности солнечно-ветровой установки, основные технико-экономические показатели проекта. Подобран тип и количество основного технологического оборудования. Обоснована экономическая и техническая эффективность предлагаемой инициативы.

К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ВЕЛИЧИНЫ ПЕРЕКРЫВАЕМОГО ЗАЗОРА ПЕРИФЕРИЙНОГО УПЛОТНЕНИЯ ПЛАВАЮЩЕГО ПОКРЫТИЯ РЕЗЕРВУАРА

Гадельшин Р.З., Мумриков М.В.
(НТЦ ООО «НИИ Транснефть»)

На объектах транспорта и переработки нефти получили распространение вертикальные цилиндрические резервуары с наружными плавающими покрытиями (НПП), позволяющие значительно сократить потери нефти при хранении. Зазор между НПП и стенкой резервуара H_{ij} служит для исключения заклинивания НПП стенкой в случае неосесимметричных деформаций стенки или смещения НПП от оси резервуара и является основным источником потерь нефти. Для сокращения потерь используют периферийные уплотнения НПП, одной из основных характеристик которых является компенсирующая способность h , причем $h > H_{ij}$. Для обеспечения герметичности периферийных уплотнений необходимо обеспечить выполнение условия $h > H_{ij}$ для каждой образующей стенки i и уровня взлива j .

В работе приведены результаты экспериментальных исследований влияния уровня взлива в резервуарах РВСПК-50000 рулонной и полистовой сборки на величину H_{ij} при эксплуатации. Зазоры измерялись шаблоном между бортом НПП и стенкой резервуара в 36 (для резервуаров рулонной сборки) и 48 (для резервуаров полистовой сборки) точках при эксплуатации. Уровни взлива, при которых проводились измерения, соответствовали положению верха борта НПП на уровне верха каждого пояса стенки резервуара. Обработка результатов заключалась в осреднении величин зазора на каждом уровне взлива $H_{срj}$, а также определение размаха отклонений от среднего как от центра, так и к центру резервуара.

Стенка резервуара рулонной сборки имеет меньшую по сравнению с резервуаром полистовой сборки толщину и жесткость. Это приводит к значительному изменению H_{ij} при изменении высоты взлива: для одного из резервуаров $H_{ср3}$ составил 321 мм, а $H_{ср11} = 253$ мм. Максимальные отклонения зазора от средней величины наблюдались на третьем поясе и составили плюс 133 мм, минус 130 мм, минимальные на одиннадцатом поясе - плюс 65 мм, минус 60 мм. Изменение H_{ij} с изменением j для резервуаров полистовой сборки ниже: от $H_{ср2} = 273...276$ мм до $H_{ср7} = 260...269$ мм. Максимальные отклонения зазора наблюдались на шестом поясе и составили плюс 97 мм, минус 113 мм, минимальные на одиннадцатом поясе - плюс 76 мм, минус 100 мм. Величина среднего по поясу зазора $H_{срj}$ по мере заполнения резервуара снижается, причем для резервуара рулонной сборки снижение составляет 40...50 %, а для резервуара полистовой сборки не превышает 10 %. Полученные результаты позволяют обоснованно назначать компенсирующую способность периферийных уплотнений НПП, обеспечивая их герметичность.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГЕРМЕТИЧНОСТИ ПЕРИФЕРИЙНОГО УПЛОТНЕНИЯ ПЛАВАЮЩЕГО ПОКРЫТИЯ РЕЗЕРВУАРА

Гадельшин Р.З., Мумриков М.В.
(НТЦ ООО «НИИ Транснефть»)

Неотъемлемой составной частью наружных плавающих покрытий (НПП) вертикальных стальных резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов являются периферийные уплотнения (ПУ), используемые для сокращения потерь хранимого продукта через кольцевой зазор между НПП и стенкой резервуара. Современные ПУ включают в себя основное (первичное), защитные (вторичное, третичное) уплотнения и служебные устройства. Защитные уплотнения повышают герметичность ПУ за счет снижения интенсивности массообмена между насыщенным парами углеводородов пространством, ограниченным ПУ, и окружающей средой. Известно, что герметичность ПУ увеличивается при снижении общей площади сечения каналов, соединяющих ограниченное ПУ пространство с окружающей средой. Целью работы являлось определение площади каналов (зазоров) между защитным (вторичным) уплотнением (ВУ) и стенкой резервуаров РВСПК-50000 и оценка степени герметичности ПУ.

Для нахождения площади зазоров определяли их ширину как диаметр входящего в зазор щупа, и протяженность зазора по периметру ПУ. Использовались стержневые щупы Ø 3, 4, 5, 8, 10 мм, и линейка. Введение щупа в визуально выявленный зазор осуществлялось без приложения усилия. Если щуп Ø 3 мм входил в зазор только с приложением усилия такой участок к учету не принимался. Если ширина зазора превышала 3 мм, то в зазор поочередно вводили щупы большего диаметра. Для щупа каждого диаметра фиксировали протяженность зазора, в пределах которого щуп данного диаметра свободно перемещался вдоль зазора. Рассчитывали площадь зазора по каждому выявленному участку, а суммированием площадей по всем участкам - накопленную площадь зазоров по всему периметру ПУ. Существующие за рубежом нормативы ограничивают накопленную площадь зазоров между стенкой резервуара и ВУ величиной $21,2 \cdot 10^{-4} \text{ м}^2$ на метр диаметра резервуара, и ширину любого зазора - не более 12,7 мм.

В результате исследований установлено, что накопленная площадь зазоров между ВУ и стенкой для различных резервуаров составили от 0,001 до $0,03 \text{ м}^2$, что эквивалентно средней величине зазора от 0,006 до 0,16 мм. С увеличением высоты разлива в резервуаре накопленная площадь зазоров растет, достигая наибольшего значения при максимальном уровне разлива. Ранее было показано, что величина среднего по поясу зазора между НПП и стенкой резервуара по мере заполнения резервуара снижается. По-видимому, соответствующее снижению зазора между НПП и стенкой сокращение длины ВУ не происходит, что приводит к сжатию в окружном направлении, потере устойчивости формы ВУ и образованию зазоров.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СВАРНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ПОНТОННЫХ МОДУЛЕЙ ДЛЯ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ СИБИРИ И КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Галинский А.А., Рябков А.В.

(Тюменский индустриальный университет)

Настоящие исследования рассматривают вопрос проектирования композитных понтонных модулей с применением усиливающей металлической решетки на основе модели композитного понтонного модуля. На основе анализа предлагается замена внутренних деталей усиления понтонов из композитных материалов на металлоконструкции, с проработкой узлов примыкания металл-композит. Иными словами, изготовление новой комбинированной модели понтонных модулей, усиленных металлической конструкцией (фермой).

Результатом работы является разработка методики расчета нагрузок для математического моделирования конструкции понтонного модуля, создание 3D модели композитного понтона нового типа и разработка необходимых для изготовления конструкторских чертежей. Предложенная в данной работе модель позволяет сохранить несущую способность композитных понтонов, путем распределения нагрузок на металлическую упрочняющую решётку. При использовании несущей металлической конструкции в составе композитного понтонного модуля происходит снижение себестоимости изготовления с сохранением всех преимуществ композитных материалов. За основу для опытов был выбран метод испытания на растяжения по ГОСТ 32656-2014. Работы проводились на универсально-испытательной машине ТГМ-200. Сущность метода заключалась в следующем: к образцу прикладывалась растягивающая нагрузка, вектор которой совпадает с его основной осью, до тех пор, пока не происходило разрушение. Для определения ориентации волокон применен неразрушающий метод визуализации внутренней микроструктуры композита с использованием компьютерной микротомографии рентгеновским сканером SKYSCAN 1172-201. Микротомография проводилась по трем осям исследуемых образцов. В простейшем варианте, когда полимер армирован однонаправленными непрерывными волокнами и подвергается растяжению в направлении их ориентации, деформация компонентов одинакова и возникающие в них напряжения пропорциональны модулю упругости волокон и матрицы.

Вывод: При переходе от непрерывных волокон к дискретным часть длины каждого волокна не будет воспринимать полной нагрузки. Чем короче армирующее волокно, тем меньше его эффективность. В процессе нагружения при достижении предела прочности какого-либо волокна оно разрывается и более не участвует в работе. Усилие перераспределяется на целые волокна, процесс продолжается до момента лавинообразного разрушения большей части, а затем и всех волокон в нити.

Список литературы:

1. Рябков, А. В. Разработка новой технологии укладки трубопроводов на композитных понтонных модулях в условиях Сибири и Крайнего Севера: Монография / Антон Викторович Рябков, Вадим Андреевич Иванов, Аслан Фуадович Закураев. - Тюмень : Тюменский дом печати, 2014. - 392 с.

2. Дерцакян А. К. Переходы магистральных трубопроводов через болота / А. К. Дерцакян, Б. Д. Макуров - М.: Недра, 1975. - 214 с.

УРАВНЕНИЯ РАВНОВЕСИЯ ТРУБОПРОВОДА

Гумеров К.М., Харисов Р.А., Распопов А.А.

(ООО «НИИ Транснефть»)

Как показывает анализ литературы и нормативных документов, в основе большинства типовых расчётов напряженного состояния трубопроводов лежат расчётные формулы без учёта их исходной кривизны (в ненапряжённом состоянии). Нами получены следующие дифференциальные уравнения равновесия трубопровода с учётом его исходной кривизны:

$$\begin{aligned}
 E J \cdot \frac{d^4 v}{ds^4} - N_{\text{эф}} \left(\frac{d^2 v}{ds^2} + K_{0y} \right) - q_y &= 0 ; \\
 E J \cdot \frac{d^4 u}{ds^4} - N_{\text{эф}} \left(\frac{d^2 u}{ds^2} + K_{0x} \right) - q_x &= 0 ; \\
 \frac{f_1 + f_2 + f_3}{\sqrt{(u' + K_{0x} w)^2 + (v' + K_{0y} w)^2 + (1 + w' - K_{0x} u - K_{0y} v)^2}} + \\
 + \frac{J}{F} [(K_{0x} + u'')u''' + (K_{0y} + v'')v'''] + \frac{q_s}{E F} &= 0 ; \\
 f_1 &= (u' + K_{0x} w)(u'' + K_{0x} w' + K'_{0x} w); \\
 f_2 &= (v' + K_{0y} w)(v'' + K_{0y} w' + K'_{0y} w); \\
 f_3 &= (1 - K_{0x} u - K_{0y} v + w')(w'' - K_{0x} u' - K'_{0x} u - K_{0y} v' - K'_{0y} v). \\
 N_{\text{эф}} &= N_{\varepsilon} + F[(\mu - 0,5)\sigma_{\text{кц}} - E\alpha(T - T_0)]
 \end{aligned}$$

Здесь: s – координата вдоль оси трубопровода (может быть кривой); u, v, w – смещение трубопровода от исходного (ненапряжённого) состояния; E, μ – модуль упругости и коэффициент Пуассона металла трубы; α – коэффициент теплового расширения; F – площадь поперечного сечения трубы; J – момент инерции поперечного сечения; K_{0x}, K_{0y} – начальная кривизна трубы в горизонтальной и вертикальной плоскостях; $\sigma_{\text{кц}}$ – кольцевое напряжение; N, q – продольные и поперечные силы, действующие на трубопровод ($N_{\text{эф}}$ – эффективная сила, учитывающая давление продукта, N_{ε} – продольная сила, вызванная продольной деформацией ε).

Полученные уравнения позволяют численными методами решать важные задачи, в частности, моделировать ремонтные и строительные работы, находить оптимальные технические решения, оценить опасность тех или иных дефектов с учётом их местоположения [1].

Литература:

1. Лисин Ю. В., Неганов Д. А., Сергаев А. А. Определение допустимых рабочих давлений для длительно эксплуатируемых магистральных трубопроводов по результатам внутритрубной диагностики // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2016. №6(26). С. 30–37.

ПРИМЕНЕНИЕ ВИЗУАЛЬНОГО И ИЗМЕРИТЕЛЬНОГО КОНТРОЛЯ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Девицкий В.В., Штанько Е.О.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Выявление дефектов является важным элементом комплекса мероприятий по диагностике линейной части трубопровода. Для их выявления в сварных конструкциях (швах) используют различные виды контроля. Среди них важное место занимает визуальный и измерительный контроль. Визуальный и измерительный контроль – это единственный вид неразрушающего контроля, который может выполняться и часто выполняется без какого-либо оборудования и проводится с использованием простейших средств.

В силу того, что часть технических средств визуально-измерительного контроля доступны каждому, а сама процедура контроля может показаться достаточно простой, принято считать, что данный метод не несет в себе ничего сложного. Фактически же визуально-измерительный контроль является таким же сложным видом контроля, как и другие.

В работе рассмотрены вопросы влияния различных факторов, таких как контрастность и освещенность конструкции, на сложность распознавания дефектов, вопросы важности зрения при проведении визуального и измерительного контроля. Также рассмотрены возможности применения данного метода неразрушающего контроля в нефтегазовой отрасли.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЗНЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ ТИПА «ЖИДКОСТЬ – ГАЗ» НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ

Зацепин С.С., Купцов С.М.

(ООО «Газпром трансгаз Москва»,

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Передача теплоты между разными средами в технологическом оборудовании компрессорных станций магистральных трубопроводов – один из перспективных способов утилизации теплоты и снижения затрат на магистральный транспорт природного газа. С началом проектирования агрегатных газомасляных блоков остро встал вопрос расчёта, подбора и оценки эффективности теплообменных аппаратов, способных работать при высоких давлениях и перепадах температуры. До недавнего времени единственной конструкцией, удовлетворяющей этим требованиям были кожухотрубные теплообменные аппараты. Пластинчатые теплообменные аппараты при равной площади теплообмена значительно компактнее кожухотрубных, однако, ввиду необходимости поддержания герметичности между пластинами, на которые действует перепад температур, они неспособны работать при высоких давлениях и разницах температур. Тем не менее, недавно была предложена конструкция спирально-пластинчатого теплообменного аппарата. Данная конструкция обещает совмещение компактности пластинчатых и прочности кожухотрубных теплообменных аппаратов. Спиралеобразные теплообменные элементы полностью разгружены от температурных расширений металла, не имеют местных концентраций напряжений ни в основном металле, ни в сварных швах. Высокий коэффициент теплопередачи обеспечивается интенсивной турбулизацией потоков среды.

В данном исследовании приведены расчёт и выбор стандартного кожухотрубного теплообменного аппарата, вариант оптимизации стандартного теплообменного аппарата с учётом различающихся рабочих сред (масло-газ). Далее предложен вариант спирально-пластинчатого теплообменного аппарата, расчёт которого выполнен заводом-изготовителем для тех же свойств рабочих тел. Наибольший интерес в исследовании представляет сравнение массогабаритных параметров и экономический анализ перспектив внедрения спирально-пластинчатых теплообменных аппаратов.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ МАЛОТОННАЖНОГО СПГ

Звягин И.А., Куклина А.Н.

(научный руководитель: старший преподаватель Пивнов В.П.)

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

На данный момент уровень производства СПГ в России не позволяет бороться за лидерство на мировом рынке. Транспортировка природного газа в больших масштабах в виде СПГ - это достаточно новая для РФ концепция, требующая тщательного внимания. Поэтому актуальной задачей, имеющей важное практическое значение при производстве СПГ, является разработка и совершенствование технических и технологических решений. В соответствии с этим, должны быть решены следующие задачи:

- создание системы малотоннажного производства СПГ, способной конкурировать с другими видами производства на основе высоких экономических и технологических показателей;
- внедрение эффективного практического применения и распределения данного производства на территории РФ;
- разработка принципиально новых и усовершенствование уже имеющихся установок сжижения газа для малотоннажного производства;
- анализ методик хранения и распределения, а также принятие обоснованного решения о возможности их применения в данном производстве;
- оценка и разработка безопасных методов малотоннажного производства СПГ;
- разработка программно-вычислительного комплекса и автоматизация всех процессов производственной системы.

ОЦЕНКА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Имакаев Р.В.

(ООО «Газпром добыча Ямбург»)

В условиях Крайнего Севера трубопроводные системы эксплуатируются в экстремальных климатических условиях. Для данных территорий характерно явление морозного пучения грунтов, которое приводит к вертикальной подвижке свайных опор трубопроводов. Данное явление негативно сказывается на трубопроводных системах и приводит, соответственно, к увеличению скорости накопления дефектов.

В связи с тем, что местоположение опор в значительной мере определяет распределение напряжений и деформаций трубопроводных систем, актуальным вопросом является оценка максимально допустимых значений вертикальной подвижки опор при морозном пучении грунтов.

Расчеты с использованием программного комплекса «СТАРТ» показали, что при проектировочном расчете напряжения не превышают допустимых значений. При этом учет непроектных нагрузок, являющихся следствием морозного пучения грунтов и приводящего к перемещению некоторых опор показал, что происходит значительное перераспределение напряжений в технологической системе, в некоторых узлах превышая допускаемые значения. Соответственно будут появляться зоны потенциального зарождения дефектов и способствовать преждевременному выходу трубопроводов из строя. Так, при величине вертикальной подвижки опоры исследуемого участка трубопровода на 294 мм относительно проектного положения в зоне с максимальными значениями напряжений при номинальной толщине стенки напряжение в данном узле изменяется на 145,6 МПа (с 61,6 МПа до 207,2 МПа), достигая допускаемых значений напряжения. Изменение напряженно-деформированного состояния при этом наблюдается во всех узлах исследуемой трубопроводной системы.

На примере исследуемого участка трубопроводной системы определено влияние температуры окружающего воздуха на значение допустимого перемещения опор. Получены зависимости изменения напряжения от уменьшения толщины стенки, с использованием которых можно определить значение отбраковочной толщины в диапазоне температур, характерном для макроклиматического климата, в котором эксплуатируется исследуемая трубопроводная система. Так, например, в зоне с максимальными напряжениями отбраковочная толщина стенки при минус 20 °С составляет 17,6 мм, а при минус 70 °С – 18,3 мм.

Полученные результаты исследований необходимо учитывать при определении момента проведения ремонтных работ.

О ВОЗДЕЙСТВИИ РАЗНИЦЫ ТЕМПЕРАТУР НА ГАЗОПРОВОД

Исламов И.М.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Одной из важнейших характеристик напряженно-деформированного состояния (НДС) участка магистрального газопровода (МГ) является оценка напряжений от температурного перепада.

Температурный перепад определяется по формуле:

$$\Delta t = t_m - t_0$$

где: t_m – температура трубопровода на момент измерения;

t_0 – исходная температура.

Колебания температуры вызывают увеличение или снижение продольных напряжений, поэтому представляет интерес, как отражаются эти изменения на конкретном участке линейной части (ЛЧ).

Современные внутритрубные дефектоскопы (ВТД) способны, с высокой точностью измерять пройденные расстояния, давление и температуру газа, а также радиусы изгиба, характеризующие НДС обследованного участка.

На примере участка МГ диаметром 1420 мм с ненормативными радиусами изгиба (таблица) проведем оценку изменений на ЛЧ, при ВТД с разницей в два года (2015 и 2017 гг.), при этом давление газа одинаковое 6,6 МПа, а температура разная $t_0 = 16^\circ\text{C}$ (2015 г.), $t_m = 12,5^\circ\text{C}$ (2017 г.), т.е. $\Delta t = \text{минус } 3,5^\circ\text{C}$.

Таблица – Результаты ВТД за 2015 и 2017 гг. на участке МГ (3 точки)

Номер трубы	Радиус изгиба в диаметр.	Расстояние от камеры, м	Угол изгиба, в часах	Радиус изгиба в диаметрах и (%)	Расстояние от камеры, и (разница), м	Угол изгиба, в часах
7125	286D	78706,8	6,0	331D (+16 %)	78706,21 (–0,59)	6,2 (+0,2)
7131	238D	78775,4	6,2	216D (–10 %)	78774,99 (–0,41)	6,5 (+0,3)
7144	369D	78919,9	0,2	382D (+3 %)	78921,53 (+2,5)	11,9(–0,3)

Понижение температуры конструкции (трубопровода), при заземленных концах, должно вызвать продольные растягивающие силы. Так как минимальные радиусы изгиба фактически являются точками «перегиба» на ЛЧ, поэтому на них в первую очередь и должны воздействовать продольные силы.

Из таблицы видно 2 первых участка «выпуклые вниз», а 3 «выпуклый вверх», что соответствует синусоиде. На трубах № 7125 и № 7144 радиусы действительно увеличились, т.е. «распрямились», а на наименьшем радиусе (труба № 7131) уменьшился. Первые 2 точки «перегиба» незначительно сместились назад и «повернулись» по часовой стрелке, 3 «отодвинулась» и «повернулась» против часовой стрелки. Это свидетельствует, что в подземном трубопроводе происходят сложные процессы, с множеством факторов, в т.ч. воздействия геодинамического характера.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО ПОЛЯ КАТОДНОЙ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДОВ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПЛОЩАДОК С УЧЕТОМ ЭКРАНИРУЮЩЕГО ВЛИЯНИЯ ЗАЩИТНЫХ ЗАЗЕМЛЕНИЙ

Исупова Е.В.

(ФГБОУ ВО «Ухтинский государственный технический университет»)

При наличии электрического контакта между подземными трубопроводами и защитными заземлениями электроустановок на территории промышленных площадок в ряде случаев наблюдается эффект экранирования тока катодной защиты контурами защитных заземлений, что приводит к снижению эффективности защиты подземных трубопроводов от коррозии, ускоренному износу анодных заземлений, увеличению потребления тока катодной защиты, а также создает дополнительные препятствия для его равномерного распределения.

Цель работы - разработка математической модели токораспределения в системе противокоррозионной защиты трубопровода при наличии влияния системы защитного заземления, электрически соединенной с трубопроводом.

В работе представлены уравнения для расчета внешнего электрического поля, действующего на участок трубопровода, подключенный к произвольному количеству станций катодной защиты и имеющий электрический контакт с произвольным количеством защитных заземлений электроустановок, а также рассмотрены способы учета точек подключения к трубопроводу станций катодной защиты и защитных заземлений электроустановок при численном решении задачи о распространении тока в подземном трубопроводе.

Кроме того, представлены результаты разработки программного обеспечения, позволяющего производить расчет распределения силы тока в трубопроводе и разности потенциалов между трубопроводом и грунтом при наличии подключенных к трубопроводу защитных заземлений электроустановок. Проведено исследование влияния взаимного расположения станции катодной защиты и защитного заземления на распределения вдоль трубопровода силы тока катодной защиты и разности потенциалов между трубопроводом и грунтом. Проведена оценка влияния характеристик станции катодной защиты, защитного заземления и грунта на особенности проявления эффекта экранирования тока катодной защиты контурами защитных заземлений.

Результаты, полученные в ходе исследования, могут быть использованы для разработки рекомендаций по минимизации негативного влияния эффекта экранирования тока катодной защиты контурами защитных заземлений на территории промышленных площадок.

ПРОБЛЕМЫ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТЯНЫХ СМЕСЕЙ

Каримова Г.И.
(АО «Транснефть-Урал»)

Современное состояние и развитие нефтяной промышленности характеризуется прогрессирующим ростом объемов добычи высокосернистых, тяжелых и высоковязких нефтей. Следствием вовлечения в процесс разработки месторождений со сложными геолого-промысловыми условиями является все большая дифференциация добываемых нефтей по качеству.

Нефти различного качества, принимаемые от разных месторождений на головных сооружениях транспорта, перекачиваются единым потоком, в который попутно подкачиваются нефти из других месторождений. Потоки нефтей различного качества объединяются в соответствии со схемой нормальных грузопотоков в новые, образуя, в конечном счете, нефтяные смеси. В результате возникают проблемы определения и прогнозирования параметров полученных нефтяных смесей при их транспортировке.

В работе выполнен обзор существующих способов определения необходимых для трубопроводного транспорта и выполнения товарно-коммерческих операций параметров смеси высокопарафинистых высокозастывающих нефтей Казахстана и сернистых нефтей Урало-Поволжского региона. Выполнено сравнение результатов гидравлических расчетов по этим способам, выявлены их достоинства и недостатки, разработаны рекомендации по их применению.

На основе анализа широкого спектра теоретических данных и выполнения экспериментальных исследований по смешению исследуемых нефтей разработан ряд математических моделей для определения наиболее важных для трубопроводного транспорта параметров смешения.

Особенностями полученных моделей является отсутствие в них недостатков рассмотренных наиболее распространенных способов прогнозирования параметров смеси нефтей и высокая точность расчетов.

Результаты работы могут найти широкое применение в научных целях:

- для разработки аналогичных моделей при смешении различных сортов нефтей;
- в практике проектирования нефте- и нефтепродуктопроводов: при выполнении гидравлических расчетов, подборе насосно-силового оборудования, расстановке станций по длине нефтепровода;
- в практике эксплуатации: при определении оптимальных режимов работ нефтеперекачивающих станций.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЦИКЛИЧНОСТИ НАГРУЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА

Козырев О.А., Варшицкий В.М.
(ООО «НИИ Транснефть»)

Усталостные явления в металле трубопровода, обусловленные цикличностью изменения внутреннего давления, являются одной из наиболее важных причин аварий и разрушений линейной части магистрального трубопровода.

В настоящий момент цикличность нагружения объектов трубопроводного транспорта в организациях системы ПАО «Транснефть» рассчитывается из учета, что за один цикл нагружения технологического участка линейной части магистрального трубопровода внутренним давлением принимается включение любого насосного агрегата либо технологическое переключение на технологическом участке линейной части магистрального трубопровода, сопровождающееся увеличением внутреннего давления на выходе нефтеперекачивающей станции свыше 0,2 МПа.

Повышение точности определения цикличности нагружения объектов трубопроводного транспорта позволит повысить точность прогнозирования сроков безопасной эксплуатации участков с дефектами и снизить перебраковку дефектов.

Для повышения точности определения цикличности нагружения объектов трубопроводного транспорта предлагается использование фактической цикличности давления по данным СДКУ (система диспетчерского контроля и управления – ее датчики фиксируют все перепады давления, уровня налива нефти (для резервуара) за рассматриваемый промежуток времени). Данные СДКУ представляют собой нерегулярный процесс, который соответствует совокупности последовательных значений переменных нагрузок, возникающих в элементе конструкции за какой-либо характерный период эксплуатации (например, за 1 год).

Для приведения исследуемого нерегулярного процесса нагружения к регулярному, с эквивалентной циклической повреждаемостью используется описанная в ГОСТ 23207-78 схематизация методом «дождя» и правило линейного суммирования повреждений.

При наличии большого числа циклов нагружения обработка данных методом «дождя» проводится с применением автоматизированных программных комплексов.

МЕТОД ОЦЕНКИ ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ «БОЛЬШИХ ДЫХАНИЙ» БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ КОЭФФИЦИЕНТА ОБОРАЧИВАЕМОСТИ»

Коршак А.А.
(НТЦ ООО «НИИ Транснефть»)

Потери от «больших дыханий» за определенный период времени принято определять, как произведение величины потерь от одного «большого дыхания» на коэффициент оборачиваемости резервуара. При этом принимают, что резервуары эксплуатируются в режиме «прием-отпуск», а объем закачки и откачки считают равным их полезной вместимости. Рекомендации по выбору продолжительности простоя резервуара между опорожнением и заполнением, от которой зависит такая величина, как концентрация углеводородов в начале закачки, вообще отсутствуют.

На самом деле уровень взлива в резервуарах при закачке либо откачке изменяется всего на несколько метров, т.е. они эксплуатируются скорее в режиме «подключенные». Уменьшение амплитуды изменения уровня в резервуарах ведет к тому, что паровоздушная смесь в их газовом пространстве является более насыщенной. Соответственно, в ходе заполнения из резервуаров в атмосферу также вытесняется более насыщенная ПВС, вследствие чего относительные потери от одного «большого дыхания» (кг/м^3 ПВС) больше.

В докладе излагается метод расчета совокупных потерь от испарения при упрощающем допущении, что режим работы резервуара представляет собой повторяющуюся последовательность абсолютно одинаковых циклов, каждый из которых состоит из четырех операций (простой-откачка-простой-откачка). Приведено численное сравнение результатов вычислений потерь от «больших дыханий» по традиционной и предлагаемой методикам.

О ФОРМИРОВАНИИ ОПТИМАЛЬНЫХ СМЕСЕЙ ДЛЯ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ

Кутуков С.Е., Фридлянд Я.М., Гольянов А.И.

(ООО «НИИ Транснефть», НТЦ Трубопроводного транспорта)

Практический интерес представляет задача оптимизации состава смеси нефтей в партиях, сформированных для последовательной перекачки по нефтепроводу с наименьшими энергетическими затратами.

В самом общем случае формирования партий из ассортимента поставляемых на пункт приема-сдачи нефтей для двух поставщиков возможны четыре решения:

- формирование монопотока в смеси нефтей в концентрациях, соответствующих доли поставки в плановом задании на перекачку;
- формирование двух отдельных «чистых» партий, каждая из которых на 100% состоит из нефти каждого из поставщиков;
- формирование двух партий, одна из которых создана путем подмешивания части «легкой» нефти в партию «вязкого» продукта, а другая – формируется из остатков от смешения «легкой» нефти;
- подмешивание части «вязкой» нефти в «легкую» партию с последующей перекачкой оставшейся «вязкой» нефти в отдельной партии.

Исследования были проведены на пробах нефтей № 91 и № 31, показавших в экспериментах по смешению следующие значения вязкости:

Концентрация $C_{\text{№31}}$, дол.ед.	1,0	0,75	0,50	0,25	0
Вязкость при 20 °С, $\cdot 10^6 \text{ м}^2/\text{с}$	164,42	106,99	41,73	24,31	15,32
Концентрация $C_{\text{№91}}$, дол.ед.	0	0,25	0,50	0,75	1,0

В качестве критерия эффективности формирования партий* принято отношение энергопотребления на транспортировку отдельными партиями к затратам энергии на перекачку смеси, сформированной по принципу пропорциональности по плановому заданию (75% нефти № 31 и 25% - № 91).

По методике формирования оптимальных смесей, основанной на анализе изотермы вязкости бинарных смесей определены точки минимума и максимума критерия эффективности, а также разработаны рекомендации:

1. Перекачка «чистых» несмешанных партий экономичнее на 1%, чем перекачка смеси пропорциональной плановому заданию.
2. При добавлении «легкой» нефти № 91 в «вязкую» партию № 31 экономии энергоресурсов не наблюдается.
3. При формировании партии по принципу разбавления «вязкой» нефти №31 в плановом объеме «легкой» нефти №91 в соотношении 49:51 возможно получить максимально возможную экономию энергоресурсов 4,5%.
4. Ощутимый эффект от рационального распределения продукции, поступающей от поставщиков, по партиям для дальнейшей перекачки можно ожидать только в случае, когда доли в плановом задании близки к точке максимума критерия эффективности (80:20).

* Влияние вязкости нефти на энергоэффективность перекачки по магистральным нефтепроводам / С.Е.Кутуков, Я.М.Фридлянд, А.А.Шматков //Трубопроводный транспорт – 2017: Уфа, Изд-во УГНТУ, 2017. С.425-429.

ИСПАРЕНИЕ ПРИ ХРАНЕНИИ УЛЕВОДОРОДОВ В РЕЗЕРВУАРАХ

Левитин Р.Е.

(Тюменский Индустриальный Университет)

Одним из приоритетных направлений энергетической стратегии РФ является снижение безвозвратных потерь. Вместе с тем оценить эффективность направленных на это мероприятий можно весьма условно. Поэтому проблема определения выбросов нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуарах актуальна.

Метод определения количественных потерь от испарения прямым измерением изменения массы хранимого продукта по понятным причинам невозможен в промышленных масштабах. При хранении продуктов в закрытых резервуарах, в процессе эксплуатации которых должна быть обеспечена герметичность в пределах срабатывания дыхательного клапана, испарение хранимого продукта можно контролировать через изменение давления в емкости, через которое с учетом температурной поправки и можно выразить массу испарившегося продукта. Таким образом, данный метод определения потерь подразумевает под собой лишь несколько косвенных измерений: избыточное давление в емкости, температура и объем газового пространства над хранимым в резервуаре продуктом.

Резервуары эксплуатируются в схожих условиях, большинство методик предлагает производить расчет по эмпирическим зависимостям, выведенным на основе статистических данных и характеристиках типовых видов хранимых продуктов. Такие методики расчета потерь по определению не могут претендовать на высокую точность

Проведён анализ методик расчета используемые в России (методические указания по определению выбросов загрязняющих веществ в атмосферу из резервуаров), США (методику из стандартов API MPSM 19.1, API MPSM 19.2. Американского Института Нефти), Германии (методику руководящего документа Ассоциации инженеров Германии VDI 3479).

Все эти методики вносят четкое разделение потерь на два вида, поясняя, что процессы, протекающие во время сливо-наливных операций и во время хранения продукта в резервуаре, отличаются в корне.

Особенность разработанной методики состоит в том, что она не делит суммарные выбросы на потери от малых и потери от больших дыханий, что отличается от мирового опыта в данном вопросе.

Изменение давление в следствии испарившегося продукта, при известных значениях объема парогазового пространства позволяет вычислить массу испарившегося продукта.

В результате реализации данного метода, можно определить состояние паровоздушной смеси в резервуаре в любой момент времени, и выбросы нефти и нефтепродуктов при хранении в резервуаре.

ПРОЦЕССНО-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ ПОДХОД К ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Леонович И.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Развитие процессно-ориентированного подхода к нормативной деятельности и формированию новой системы нормативно-технической документации может приводить к неоднозначным ситуациям в области взаимодействия и взаимного дополнения требований сводов правил и национальных стандартов, а значит в стандартизации, в целом, что в свою очередь приводит к разночтению при соблюдении требований технических регламентов, особенно с учетом тотального лоббирования корпоративных интересов.

Процессно-ориентированный подход основан на систематическом определении процессов нормирования, а также управления ими и их взаимодействием с тем, чтобы результаты нормативной деятельности обеспечивали безопасность объектов капитального строительства.

Ситуацию значительно осложняет тот факт, что в процессе разработки национальных стандартов, которая обычно проходит на базе существующих норм и правил, в их требования вносятся те или иные необоснованные изменения. Таким образом, требования разработанных национальных стандартов начинают противоречить требованиям актуализированных сводов правил. Такая ситуация приводит к возникновению разночтений при проектировании и строительстве объектов, которые могут вызвать конфликтные ситуации при производстве и приемке работ. Практическую ситуацию с нормотворческой деятельностью можно показать на примере установления, систематизации и согласования требований и методик расчета в документах по проектированию и строительству промысловых трубопроводов для нефти и газа.

Основу инструментария проектировщика, согласно действующей системы нормативно-правового регулирования, должны составлять национальные стандарты и своды правил, которые устанавливают обязательные и добровольные требования направленные на обеспечение безопасности проектируемых промысловых трубопроводов, однако в практике Российской Федерации сложилась ситуация, при которой для промысловых трубопроводов вообще отсутствуют такие нормы. Ни в один из перечней (норм обязательного и добровольного применения) не входят те или иные документы, регламентирующие данную деятельность. Кроме того, между принятыми и актуализируемыми документами, не вошедшими в указанные перечни, но продолжающими применяться при проектировании объектов промыслового транспорта начинают возникать противоречия и прямые различия в требованиях, направленных на одну и ту же область проектных расчетов.

ПРОЧНОСТНОЙ РАСЧЕТ УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА ЗАКРЫТОЙ ПРОКЛАДКИ ГНБ В ФУТЛЯРЕ С УЧЕТОМ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПЕРЕПАДА

Макшин А.А., Мурзаханов Г.Х., Семенов А.С.
(МГЦ АО «МОСГАЗ»)

В данной работе рассматривается газопровод, проложенный закрытым типом в стальном футляре. Во время прокладки газопровода использовались скользящие опоры, которые устанавливались с определенным шагом. Пространство между трубопроводом и футляром ничем не заполнялось. Над самим газопроводом проходит теплотрасса.

Требовалось разработать модель для проведения расчета на прочность и устойчивость газопровода подземной прокладки под действием нагрузки от веса вышерасположенного грунта, а также расчет на прочность от действия температурного перепада при прорыве вышерасположенной теплотрассы.

По результатам расчета были получены максимальные значения напряжений в трубе и в стальном футляре, при статическом нагружении, при температурном перепаде. Так же был произведен расчет на устойчивость при действии веса грунта. Посчитаны коэффициенты запаса прочности для каждого рассматриваемого случая.

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ТЕРМИНОЛОГИЧЕСКОЙ РАБОТЫ. ОПЫТ СТАНДАРТИЗАЦИИ ТЕРМИНОЭЛЕМЕНТОВ В ОБЛАСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Малинкина Е.В.
(ООО «НИИ Транснефть»)

В докладе представлены анализ основных актуальных проблем регулирования использования терминологических элементов (терминов и их определений, обозначений и сокращений), а также опыт стандартизации терминов в области магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.

Современная развитая упорядоченная терминология в области транспортировки нефти и нефтепродуктов – один из необходимых инструментов успешного развития научной, учебной и производственной деятельности в этой области.

Наиболее важными видами терминологической работы являются отбор из профессиональной речи специалистов наиболее удобных и предпочтительных вариантов терминов, упорядочение, унификация и стандартизация терминологических элементов (терминов и их определений, обозначений и сокращений), используемых при научно-информационном обмене.

К терминологическим элементам установлен ряд требований (системность, независимость термина от контекста, краткость, абсолютная и относительная однозначность, простота и понятность, степень внедрения), однако они не всегда соблюдаются разработчиками документов.

С 01.04.2018 вводится в действие национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 57512-2017 «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Термины и определения». Разработке национального стандарта предшествовала разработка отраслевого стандарта ПАО «Транснефть», в котором был учтен многолетний опыт и сложившаяся система понятий (в части терминов и определений) при проектировании, строительстве и эксплуатации магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов, оказании услуг по транспортировке нефти и нефтепродуктов. Термины и определения, отобранные специалистами для включения в стандарт, прошли терминологическую обработку.

Внедрение ГОСТ Р 57512-2017 в деятельность организаций различных форм собственности позволит применять единую терминологию во всех видах документов и литературы по вопросам, связанным с магистральным трубопроводным транспортом нефти и нефтепродуктов.

ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРАЛЬНЫХ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ РИСКОВЫХ РЕЗЕРВОВ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Малиновский К.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Одной из основных задач газораспределительных организаций является эксплуатация сетей газораспределения. Сети газораспределения представляют собой сложные технические системы, состоящие из большого числа различных объектов. К этим объектам относятся, например, газопроводы различных видов и назначений. Сети газораспределения являются опасными производственными объектами. При эксплуатации таких объектов существует риск возникновения на них нежелательных событий, таких как аварии или инциденты, которые приводят к ущербам различной величины. Несмотря на выполнение газораспределительными организациями плановых мероприятий, направленных на минимизацию риска возникновения подобных событий, полностью устранить их техническими методами невозможно. Одной из мер по противодействию такому риску является создание в газораспределительных организациях финансовых рискованных резервов. Эти резервы предназначены для оперативного покрытия собственных ущербов газораспределительных организаций от аварий и инцидентов в рамках определенного отчетного периода, например, года. Создание в газораспределительных организациях подобных рискованных резервов является одной из составляющих защиты от экономических ущербов от аварий и инцидентов, поскольку ущербы, причиненные, например, третьим лицам, страхуются в рамках обязательного страхования ответственности. При формировании резерва в начале отчетного периода следует исходить из того, что его объем должен выбираться так, чтобы обеспечивалась возможность выполнения резервом своей задачи в течение всего отчетного периода, и при этом не переполнять его излишними средствами. Для этого необходимо моделировать динамику этого резерва. Из эксплуатационной практики известно, что аварии и инциденты имеют случайную природу и возникают в случайные моменты времени, при этом ущербы от них также случайны. Поэтому моделирование динамики рискованного резерва целесообразно проводить вероятностными методами. Моделирование предлагается осуществлять с помощью применения интегральной математической модели, которая описывается случайным процессом с непрерывным временем. Важнейшим этапом построения данной модели является адекватное описание ее вероятностной составляющей, которое необходимо проводить на основе анализа статистических данных по авариям и инцидентам, произошедшим в различных газораспределительных организациях.

О НЕОБХОДИМОСТИ АНАЛИЗА ДЕЙСТВИТЕЛЬНЫХ УДАРНЫХ НАГРУЗОК И ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ЗАЩИТНОЕ ПОКРЫТИЕ ТРУБОПРОВОДА

Мацюк Р.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В процессе эксплуатации магистральные трубопроводы защищают различными видами защитных покрытий. Оценка их долговечности – важнейшая задача, решение которой позволит оптимизировать сроки проведения диагностических и капитальных ремонтных работ, а также проводить технико-экономические расчёты эффективности применения конкретного покрытия на конкретном объекте. Как известно, долговечность покрытия напрямую зависит от соответствия его защитных свойств нагрузкам и воздействиям, которое в действительности будет испытывать покрытие.

В теории надежности принято характеризовать материал покрытия определёнными параметрами, которые служат численной мерой его качества. Одним из таких параметров защитных покрытий трубопроводов служит прочность покрытия при ударе. Прочностью защитного покрытия при ударе называют его способность противостоять разрушению под действием механической нагрузки, характеризующейся минимальной высотой свободного падения и минимальной массой груза при определенном размере бойка, при котором произошло растрескивание и/или отслаивание покрытия. Его нормированное значение зависит от температуры эксплуатации покрытия и диаметра трубопровода. Единица измерения Дж.

В соответствии с ГОСТ Р 51164-98 (приложение А) испытания проводят на трубах с покрытием или на образцах из труб с покрытием. Рекомендуемый размер образцов - 200×100 мм.

При проведении испытаний при температуре, отличной от комнатной, образцы с покрытием помещают в термокриокамеру, обеспечивающую автоматическое поддержание заданной температуры. Образцы нагревают или охлаждают до температуры выше или ниже температуры испытаний, устанавливают в приспособление для определения ударной прочности и проводят контрольный удар. Измерение температуры образца осуществляют с помощью цифрового контактного термометра (термопары) с точностью измерения ± 1 °С.

Проанализировав в процессе эксплуатации ударные нагрузки и воздействия, необходимо сделать вывод о критериальном подходе в испытании покрытий на удар. Величина удара при испытании будет зависеть от нескольких факторов, которые в свою очередь влияют на покрытие и его механические свойства.

ПРИМЕНЕНИЕ АВТОНОМНЫХ КОМБИНИРОВАННЫХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ УСТАНОВОК С НАКОПИТЕЛЯМИ ЭНЕРГИИ НА ОБЪЕКТАХ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

Мингалеева Р.Д.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В работе представлены результаты исследований, связанных с разработкой методов повышения энергоэффективности газотранспортных систем за счет использования автономных комбинированных энергетических установок (АКЭУ) малой и средней мощности с накопителями энергии, использующих возобновляемые источники энергии (ВИЭ), которые проводятся на кафедре термодинамики и тепловых двигателей в рамках совместных научных исследований РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и Королевского технологического университета (Стокгольм, Швеция), связанных с определением возможных сценариев развития энергетического рынка, оценки возможности использования возобновляемых ресурсов, в том числе в нефтегазовом секторе.

В настоящее время энергоснабжение объектов нефтегазовой отрасли, удаленных от основных объектов Единой энергетической системы Российской Федерации на расстояния, составляющие десятки и даже сотни километров, осуществляется преимущественно дизель-генераторными установками.

При этом многие объекты транспорта газа располагаются на территориях, перспективных для практического применения ВИЭ, в том числе с использованием энергии солнца и ветра. В связи с этим существенный интерес вызывают вопросы использования автономных комбинированных энергетических установок малой и средней мощности, использующих ВИЭ, для частичного решения проблемы энергообеспечения объектов транспорта газа, расположенных в удаленных, труднодоступных районах.

Для работы АКЭУ на базе ВИЭ необходим дополнительный источник энергии для непрерывного снабжения потребителя энергией. Такими источниками в условиях удаленных, труднодоступных районов могут стать дизельные генераторы либо накопители энергии.

В работе приведены расчетные соотношения для АКЭУ с накопителем энергии и представлены результаты экономико-математического моделирования показателей инвестиционной привлекательности проекта создания АКЭУ с использованием возобновляемых источников и с накопителем энергии.

ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ, МАГНИТНОЙ И ТЕПЛОВОЙ ОБРАБОТКИ НА РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТЕЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ

Михеев Д.М., Некучаев В.О.
(ФГБОУ ВО «УГТУ»)

Работа посвящена исследованию возможностей снижения энергетических затрат на транспортировку нефтей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции за счет применения ультразвуковой, магнитной и термообработки потока нефти. Характерной особенностью этих нефтей является высокое содержание парафинов и ярко выраженные аномальные свойства.

Магнитная обработка нефти осуществлялась как в стационарном, так и в проточном режимах с помощью постоянных магнитов МБН (0.5; 0.7 Тл), которые создавали сильное магнитное поле разной конфигурации в поперечном направлении к потоку нефти в тefлоновой трубке.

Для ультразвуковой обработки использовался технологический аппарат серии «Волна» УЗТА-0,4/22-ОМ, предназначенный для интенсификации процессов в жидких и жидкодисперсных средах. Для измерения реологических параметров исследуемых нефтей использовался ротационный вискозиметр Haake VT550.

Высокопарафинистая, высокозастывающая нефть Кыртаельского месторождения при измерении реологических параметров оказалась очень чувствительной к температурной и механической предысториям (сильно зависит от любого вида термообработки и скорости охлаждения). В этих условиях выделить экспериментально «чистое» влияние магнитного поля – очень сложная задача.

В результате проведенных экспериментальных исследований установлено, что магнитная обработка нефти из МН «Уса–Ухта» с помощью постоянных магнитов в проточном режиме (скорость потока 0,08 м/с) в течение 1 часа значительно снижает значение вязкости нефти (на величину порядка 30 – 35 %).

Экспериментально установлено, что термообработка, и акустическая обработка до 80 °С улучшают реологию парафинистой нефти с НПС «Ухта-1» и высокопарафинистой нефти Кыртаельского месторождения при пониженных температурах (0 – 15 °С), но для нефти Кыртаельского месторождения снижение вязкости заметно сильнее, а именно, в 3 раза по сравнению с необработанным образцом. Эффект действия ультразвука очень схож с термообработкой, если температура нагрева одинакова, следовательно в первом приближении в таких экспериментах, главное действие УЗ – это тепловое действие, т.е. нагрев нефти.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ НЕЛИНЕЙНЫХ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ И СИСТЕМ МОНИТОРИНГА НА БАЗЕ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ ДАТЧИКОВ ДЕФОРМАЦИИ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КИНЕТИКИ РАЗВИТИЯ КРН МГ

Мишарин Д.А.¹, Ряховских И.В.¹, Богданов Р.И.¹, Адмакин М.М.²

(¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ² ООО «Компания РВД»)

На протяжении последнего десятилетия коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) является одним из ключевых факторов, определяющих уровень технического состояния магистральных газопроводов (МГ) газотранспортной системы (ГТС) ПАО «Газпром».

Вследствие многостадийности и многофакторности процесса КРН металла труб по результатам трассовых диагностических обследований МГ наблюдается существенная избирательность (неравномерность) данного явления, как в отношении отдельных труб, так и кинетики процесса на различных участках газопроводов, в связи, с чем прогнозирование стресс-коррозии представляется в значительной степени не тривиальной задачей.

Анализ современных научно-технических исследований проблемы КРН трубных сталей в условиях эксплуатации МГ показал, что на сегодняшний день основным достижением является разработка качественных сценариев, объясняющих многостадийный механизм формирования и развития стресс-коррозионных повреждений на поверхности труб. Кроме того, рядом исследователей предложены алгебраические уравнения, описывающие кинетику процесса КРН на отдельных стадиях, с учетом параметров внешней среды, металлургического качества сталей, конфигурации дефектов и условий нагружения МГ. Большинство указанных зависимостей, получены в результате аппроксимации данных технического диагностирования локальных участков МГ и не могут применяться в масштабе всей ГТС.

В виду масштабного территориального охвата ГТС ПАО «Газпром» данным явлением представляется перспективным продолжение разработки унифицированной физико-математической модели прогнозирования кинетики развития процесса КРН для задачи расчета показателей надежности МГ. Такая модель позволит целостно описать процесс КРН, начиная от зарождения микротрещин и заканчивая их остановкой или разрушением оболочки трубы. Для учета многофакторности данного явления при разработке модели представляется перспективным использование математического аппарата нелинейных методов оптимизации в совокупности с системами мониторинга на основе волоконно-оптических датчиков деформации.

МОНИТОРИНГ ПОЛОЖЕНИЯ СВАЙ УСТРОЙСТВОМ ОБРАБОТКИ ЛАЗЕРНЫХ СИГНАЛОВ

Монич К.П.

(Тюменский индустриальный университет)

При возведении объектов нефтегазового комплекса в условиях Крайнего Севера и вечноммерзлых грунтов используют технологии свайных фундаментов. Из-за влияния различных факторов возможны отклонения от проектного положения. Допустимые отклонения контролируются в соответствии требованиям СНиП. В связи с этим своевременный мониторинг положения свайных фундаментов позволит вовремя предотвратить возникновение аварийной ситуации.

Величина отклонения вертикальных верхних опорных поверхностей забивных свай и изготовленных буронабивных свай относительно разбивочных осей измеряется оптическими приборами: теодолиты, нивелиры; рулетки от 1м до 50м. Ряд данных приборов обладает множеством недостатков: во-первых, для проведения точных измерений необходима высокая квалификация сотрудника; во-вторых, снятие данных измерения занимает продолжительное количество времени; в-третьих, затрудненность проведения измерений на труднодоступных участках. Для осуществления отдаленного мониторинга положения свайных фундаментов объектов нефтегазовой отрасли, предлагается использовать автоматизированную систему обработки лазерных сигналов.

Работа данного метода заключается в преломлении лазерного луча от отражающих элементов, установленных на поверхности свай, где в конечном итоге луч достигает приемника. Приемник, получая лазерный сигнал, сравнивает угол полученного луча с заданным. При малейшем отклонении от заданного положения луча, система сообщает об этом. То есть при отклонении свай от проектного положения система сразу фиксирует это и отправляет информацию в головной центр сбора данных объекта. Данный комплекс способен работать автономно без контроля человека при системном обслуживании, для функционирования необходимо подключение к электрической сети питания.

Данный метод мониторинга в первую очередь эффективно использовать на системах трубопроводного транспорта. В основе опор магистральных трубопроводов лежит использование двух свай, тем самым контроль над их положением представляет собой математически-ориентированную инженерную задачу. Система максимально упрощена и состоит из минимального количества необходимого оборудования.

Мониторинг положения свай методом обработки лазерных сигналов призван увеличить скорость сбора данных, получать необходимые данные из труднодоступных регионов и автоматизировать процесс мониторинга за свайными фундаментами.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДОЛГОВЕЧНОСТИ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДОВ

**Мустафин Ф.М.
(ФГБОУ ВПО УГНТУ)**

Активное развитие трубопроводного транспорта в России началось с конца 1950-х годов. По данным Ростехнадзора, 48% всех аварий на трубопроводах происходит по причине коррозии, около 70% трубопроводов требует капитального ремонта.

Оценка долговечности защитных покрытий позволяет оптимально назначить вид изоляции в зависимости от конкретных условий эксплуатации.

Особенностью созданной методики является принципиально новый подход к определению долговечности наружного защитного покрытия подземных трубопроводов по силе тока катодных станций без дополнительных замеров, без вскрытия траншеи и без применения разрушающих методов контроля.

Таким образом, в работе показано, что через полгода после укладки и начала эксплуатации изолированных стальных трубопроводов происходит скачок снижения переходного сопротивления защитных покрытий на 5-6 порядков из-за высоких значений водопоглощения материалов и диффузии молекул воды в полимерное покрытие. Установлено, что использование катодной поляризации ухудшает качество защитных покрытий, а именно усреднённое значение переходного сопротивления различных современных защитных покрытий трубопроводов при наличии катодной поляризации в 6-10 раз меньше чем при отсутствии ЭХЗ за первые годы эксплуатации, а также скорость снижения сопротивления изоляции во времени увеличивается на 30-40% при наличии катодной поляризации. Получена аналитическая зависимость и на её основе разработана методика РД 39-00147105-048-2014 «Методика определения долговечности защитных покрытий трубопроводов по параметрам катодной защиты».

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВИБРОКОМПЕНСИРУЮЩИХ СИСТЕМ МАГИСТРАЛЬНЫХ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

Назаров Р.Ю., Кантемиров И.Ф.
(УГНТУ)

Анализ результатов эксплуатации насосных агрегатов на промыслах, предприятиях магистрального транспорта нефти и нефтеперерабатывающих заводах показал их недостаточную надежность ввиду существенного влияния на насосно-энергетическое оборудование ряда внутренних и внешних дестабилизирующих факторов. Отказы и возможная авария оборудования и трубопроводов НПС могут привести к большому материальному и экологическому ущербу. Это вызывает необходимость наличия на НПС определенного количества резервных агрегатов, эксплуатационного и ремонтного персонала, ухудшает экономические показатели предприятий.

Для снижения вероятности выхода оборудования из строя, на предприятиях применяются виброизолирующие компенсирующие системы. В составе этих систем используются амортизаторы на резиновой основе. Для повешения эффективности виброизолирующей компенсирующей системы предлагается заменить резинометаллические амортизаторы на упруго-пластинчатые амортизаторы. За счёт исключения резиновой основы позволяет увеличить срок службы амортизаторов, следовательно, увеличить экономическую эффективность.

Для сравнения параметров двух амортизаторов упруго-пластинчатого и резинометаллического проведены испытания и исследования напряженно-деформированного состояния основных элементов амортизаторов численными методами.

По результатам выполненных экспериментов получили, что срок службы упруго-пластинчатых амортизаторов в 3 раза больше по сравнению с резинометаллическими амортизаторами.

Список литературы:

1. Мартышкин В.С. Гашение вибраций амортизаторами //Тр. ин-та/ЦНИИС. – 1952.
2. РД 153-39ТН-008-96 Руководство по организации эксплуатации и технологии технического обслуживания и ремонта оборудования и сооружений нефтеперекачивающих станций.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ УДАРНО-ВОЛНОВЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ТЕЧЕНИИ ГАЗА ПО ТРУБОПРОВОДУ С СОЕДИНЕНИЯМИ СЛОЖНОЙ ФОРМЫ

Найманбаев Ф.Ж.
(ООО «Газпром трансгаз Томск»)

В случае магистрального транспорта газа был зафиксирован эффект нагрева газа при различных режимах заполнения участков газопровода. Приведенный эффект проявлялся в тупиковых каналах – стояках отбора газа, находящихся на крановом узле при перепусках газа через обводную линию. Эффект вызывал, нагрев стояков отбора газа со стороны заглушенного конца до температур, приводящих к термическому разрушению уплотнений запорной арматуры и изоляции газопровода. В связи с этим, численное моделирование и физическое описание механизма разогрева стояков отбора газа является актуальной задачей при магистральном транспорте газа.

В процессе теоретического исследования явления нагрева газа, в качестве основного источника повышения температуры газа рассматривались ударно-волновые процессы, происходящие при течении газа. Физика ударной волны и высокотемпературных гидродинамических явлений очень хорошо описывает резкое изменение термодинамических параметров газа, в том числе температуры.

Теоретическая оценка физического эффекта возрастания температуры при перепусках газа через байпас производилась на основе численного моделирования течения с использованием программного пакета вычислительной гидродинамики для расчета характеристик потоковых процессов.

Для моделирования течения была воспроизведена реальная геометрия байпаса с характерными размерами соединений газопровода.

Численная модель построена на основе решения нестационарных уравнений Эйлера для невязкого сжимаемого газа. Для дискретизации уравнений Эйлера применен конечно-разностный метод и явная схема, имеющая первый порядок аппроксимации по пространству и времени.

Численное исследование образования ударных волн сжатия и процесс моделирования движения газа позволили:

1. Объяснить механизм нагрева при перепуске газа через обводную линию кранового узла.
2. Построить численную модель для случая сверхзвукового течения газа с образованием ударной волны сжатия в обводном канале. Произвести численный эксперимент.
3. Сформировать рекомендации и предложения для дальнейшего исключения нагрева газа за счет изменения конфигурации обводной линии.

ВЛИЯНИЕ ТИКСОТРОПИИ, ТЕРМООБРАБОТКИ И ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК НА НАЧАЛЬНОЕ НАПРЯЖЕНИЕ СДВИГА И ВРЕМЯ БЕЗОПАСНОЙ ОСТАНОВКИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА «УСА-УХТА»

Некучаев В.О., Михеев М.М.
(ФГБОУ ВО «УГТУ»)

В работе апробирована методика измерения статического напряжения сдвига для парафинистых нефтей, основанная на измерении зависимости напряжения сдвига от деформации при постоянной скорости сдвига с помощью ротационного вискозиметра CR типа.

С помощью ротационного реометра HAAKE VT550 измерены временные зависимости напряжения сдвига для разных малых скоростей сдвига, вследствие этого определены зависимости предела текучести нефти из МН «Уса-Ухта» от скорости сдвига и, таким образом, выведены истинные значения статического напряжения сдвига для разных температур.

Экспериментально показано влияние на величину предела текучести нефти из МН «Уса-Ухта» таких факторов, как температура, состав смеси, время тиксотропного упрочнения и термообработка. Доказано, что для нефти, транспортируемой по МН «Уса-Ухта», зависимость предела текучести от температуры с достаточной точностью можно описать экспоненциальной зависимостью (формулой Котена).

Известно, что на величину статического напряжения сдвига также влияют химические реагенты, например, депрессорные присадки. Действие депрессорных присадок типа ДПН-1 направлено прежде всего на снижение температуры застывания нефти, однако, экспериментально доказано, что добавление депрессорной присадки положительно влияет и на другие реологические свойства. В работе представлены результаты испытаний парафинистой Усинской нефти, обработанной депрессорной присадкой ДПН-1 (при разных концентрациях 20 - 40 г/т). Показано, что наличие депрессорной присадки позволяет значительно снизить величину начального напряжения сдвига.

Далее приведена оценка времени безопасной остановки и пускового давления сдвига после продолжительной остановки для некоторых участков нефтепровода «Уса-Ухта». Построены зависимости давления сдвига от времени остановки перекачки для случаев с применением депрессорной присадки и без. Установлено, что разница в значениях времени безопасной остановки для нефти с депрессорной присадкой и без довольно значительная. Для обоих случаев расчетное время безопасной остановки довольно большое и достаточное для проведения плановых остановок. Обусловлено это прежде всего нагреванием нефти на пункте подогрева «Чикшино» и небольшими дистанциями участков.

АКУСТИКО-ЭМИССИОННАЯ ОЦЕНКА СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Носов В.В.

(Санкт-Петербургский Горный университет, Санкт-Петербургский
политехнический университет Петра Великого)

Основная цель акустико-эмиссионного контроля (АЭК) трубопроводов согласно СТО Газпром 2-2.3-328-2009 - обнаружить развивающиеся дефекты и определить области их вероятного расположения с целью последующей идентификации характера источника АЭ другими средствами и методами неразрушающего контроля.

АЭК проводится при пневмо- или гидроиспытаниях.

Допустимая для инженерных расчетов магистральных газопроводов двухточечная аппроксимация кривой усталости

$$\begin{aligned} \lg N &= (\lg N_{-1} + 0,3)/(\sigma_{0,2}-\sigma_{-1}) = (\lg N + 0,3)/(\sigma_{0,2}-\sigma) \approx \\ &\approx \lg N_{-1}/(\sigma_{0,2}-\sigma_{-1}) = \lg N/(\sigma_{0,2}-\sigma) \end{aligned}$$

соответствует следующей графической интерпретации с параметрами Y_R, W_R и ΔW_R

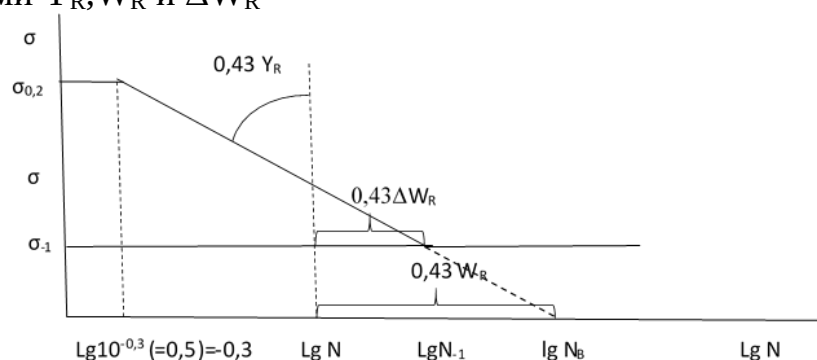


Рис. 1. Двухточечная аппроксимация кривой усталости с параметрами Y_R , W_R и ΔW_R .

Оперативно и неразрушающим путём определяя параметры данной кривой усталости по результатам акустико-эмиссионного контроля и разработанным методикам, определяем цикло циклов N до разрушения трубопровода по формуле

$$N = N_B / \exp W_{AE}$$

где $W_{AE} = d \ln N_{\Sigma} / d K_H = W_R$ — диагностический параметр (Рис. 1), N_{Σ} — число импульсов акустической эмиссии, регистрируемой при диагностическом нагружении трубопровода, K_H — коэффициент нагрузки, равный отношению диагностической нагрузки к рабочей.

НОВЫЕ МЕТОДЫ ТЕРМОБАРИЧЕСКОГО РАСЧЕТА ГАЗОПРОВОДОВ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Олейников Д.А., Михайлова Д.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Следует отметить, что в настоящее время одним из направлений энергосбережения является повышение рабочего давления в новых проектируемых, строящихся и уже работающих магистральных газопроводах. Проектирование магистральных газопроводов и оптимизация режимов их работы невозможно без проведения термобарического расчета линейных участков. В настоящее время существует целый ряд методик для расчета термобарического режима газопроводов. Использование предложенных методик для расчета сложных газопроводов нового поколения невозможно без проведения их предварительного анализа и оценки влияния различных допущений и особенностей интегрирования и получения расчетных соотношений. На основании этого была определена следующая цель работы - разработать методику термобарического расчета сложных газопроводов нового поколения.

Поставленная цель позволила выделить основные задачи, которые должны быть рассмотрены и решены в ходе работы:

- сбор эксплуатационных данных работы линейных участков сложных магистральных газопроводов;
- анализ существующих методик термобарического расчета магистральных газопроводов;
- разработка оптимальной системы термобарического расчета линейной части сложных магистральных газопроводов;
- сбор экспериментальных данных по термодинамическим и теплофизическим свойствам природного газа различного состава в диапазоне изменения давления от 0.5 до 40 МПа;
- анализ существующих методик и стандартов определения физических свойств природного газа;
- разработка новой системы аналитических соотношений для определения физических свойств природного газа различного состава в широком диапазоне изменения его термобарических параметров.

СООРУЖЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ НА КРАЙНЕМ СЕВЕРЕ

Олейникова Д.А., Гнатюк Д.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Магистральные трубопроводы, прокладываемые в трудных условиях таких как болота и мерзлые грунты, в теплый период года подвергаются риску отклонения от проектного положения под действием выталкивающей сил оттаявших вод. Данное явление может привести к оголению трубопровода, изменению его положения в грунте и т. д. Удаленность, большая протяженность, труднодоступность участков и экономически невыгодный ремонт подобных дефектов делают необходимым применять надежные и прочные средства баллаستировки и закрепления трубопровода в грунте.

Применение существующих методов закрепления магистральных трубопроводов далеко не всегда оптимально в заданных условиях. Использование действующих конструкций требует использования специализированной техники, вовлечение высококвалифицированного персонала, а также больших трудозатрат. Для срочного ремонта таких устройств также необходимо наличие специальной техники для их извлечения из грунта, а изготовление возможно только на специальных заводах.

В связи с этим предлагается использовать специальную конструкцию анкерных устройств, которая позволяет удерживать трубопровод в проектном положении не только за счет несущей способности грунта (подобно работе висячих свай), но и при помощи дополнительного сцепления, возникающего между анкерным устройством и грунтом. Предлагаемая конструкция позволит решить ряд таких задач, как:

- упрощение технологии производства, ремонта и демонтажа устройства;
- снижение затрат на изготовление анкеров посредством использования бывших в употреблении труб.

РАСЧЕТНАЯ МОДЕЛЬ РАСПРОСТРАНЕНИЯ ИЗЛУЧЕНИЯ ПРИ ГОРЕНИИ ВЫСОКОСКОРОСТНЫХ СТРУЙ ГАЗА

Овчаров С.В., Гамера Ю.В., Петрова Ю.Ю.

(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Применение риск-ориентированного подхода при регулировании промышленной безопасности на опасных производственных объектах (ОПО) нефтегазового комплекса повышает требования к моделированию возникновения и распространения поражающих факторов (ПФ) при возможных авариях на ОПО. При этом излишняя консервативность при расчете зон распространения ПФ может привести к необъективности в установлении степени опасности ОПО.

В случае аварии с возгоранием природного газа на ОПО газотранспортных систем доминирующим ПФ является тепловое воздействие от диффузионного горения природного газа при его турбулентном струйном истечении. В зависимости от сложившихся условий могут сформироваться два типа пламени пожара «пожар колонного типа» и факельное горение. На начальной стадии аварийной разгерметизации газопроводов высокого давления происходит истечение сильно сжатого газа со сверхзвуковыми скоростями в виде недорасширенной струи, а факельное горение реализуется как высокоскоростное струевое пламя. Далее в процессе истечения скорость потока газа падает и в высокоскоростном пламени сначала исчезает негорючий звуковой участок, а затем само пламя трансформируется в низкоскоростное струевое пламя.

Из анализа существующих методик расчета параметров термического воздействия при авариях с возгоранием природного газа на ОПО (СТО Газпром 2-2.3-351-2009, приказ МЧС № 404 от 10.07.2009) следует, что в данных документах основным проявлением струевого пламени считается настильный факел, при этом остается без внимания описание произвольно ориентированного в пространстве высокоскоростного пламени сверхзвуковой струи газа.

В докладе предложена инженерная методика расчета распространения теплового излучения при факельном горении сверхзвуковой струи газа в случае аварийной разгерметизации газопроводов высокого давления, в том числе верифицированная модель для определения геометрических характеристик произвольно ориентированного в пространстве факела высокоскоростной струи природного газа и аналитические соотношения для определения угловых коэффициентов облученности от произвольно ориентированного приподнятого факела. Приведены результаты математического моделирования распространения потока лучистой энергии при факельном горении сверхзвуковой струи природного газа.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕПЛОТЫ УХОДЯЩИХ ГАЗОВ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК В СИСТЕМЕ ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВНОГО И ПУСКОВОГО ГАЗА

Попова Т.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Ключевой проблемой энергетики России в настоящее время и на ближайшую перспективу является проблема энергосбережения и энергоэффективности при эксплуатации газотранспортных систем, а также снижение техногенной нагрузки на окружающую среду.

Снижение энергозатрат на транспорт газа, в первую очередь, связано с эффективностью работы газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и, в частности, газотурбинных установок (ГТУ), которые используются в качестве основного энергопривода центробежных нагнетателей на компрессорных станциях. Температура выхлопных газов ГТУ достигает порядка 500 °С, а это значит, что около 1,2-1,3 млн. ГДж теплоты в год выбрасывается в атмосферу. Поэтому одним из важнейших направлений стал поиск путей рационального использования теплоты выбрасываемых в атмосферу дымовых газов ГТУ.

Рациональное использование теплоты уходящих газов дает возможность повышения эффективности работы ГПА, экономии расхода газа, получения электричества, получения с использованием котлов-утилизаторов горячего пара и воды для теплофикации и теплоснабжения.

На КС с газотурбинным приводом центробежных нагнетателей обязательно установлен и непрерывно работает блок подготовки топливного и пускового газа, предназначенный для обеспечения требуемых параметров природного газа перед его подачей в камеру сгорания или в турбодетандер. Для подогрева газа в системе используется огневой подогреватель, представляющий собой теплообменный аппарат, где трубный пучок газа высокого давления погружен в раствор диэтиленгликоля. Диэтиленгликоль подогревается за счет тепла камеры сгорания этого устройства. Для обеспечения работы одного огневого подогревателя требуется в год сжигать 963600 м³ природного газа.

Оценка возможности подогрева топливного и пускового газа за счет теплоты горячей воды котла-утилизатора позволяет сделать вывод, что экономически, энергетически и экологически более целесообразным является исключение промежуточного теплоносителя – диэтиленгликоля – и подогрев топливного газа горячей водой из котла-утилизатора, либо замена самого огневого подогревателя на стандартный кожухотрубный теплообменный аппарат, где в качестве горячего теплоносителя будет использоваться горячая вода. Проведенные расчеты подтверждают отмеченные варианты использования теплоты, получаемой в утилизаторе, что приведет к значительной экономии технологического газа.

РАЗРАБОТКА ТИПА СОЕДИНЕНИЯ КОМПОЗИТНЫХ ПОНТОННЫХ МОДУЛЕЙ В УСЛОВИЯХ СИБИРИ И КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Прошин В.С., Рябков А.В., Галинский А.А.
(Тюменский индустриальный университет)

В предлагаемой работе рассматривается вопрос проектирования композитных понтонных модулей, а именно их взаимодействие между собой. Основными проблемами являются сохранение герметичности корпуса, соединения металл-композит, сохранение плавного поперечного и продольного перехода воздействующего на них трубопровода. Изучение данной проблемы показало необходимость разработки технологического гибко-возвратного соединения понтонов между собой.

В связи с конструкционной сложностью понтонного модуля и отсутствием опыта в деле практической реализации, теоретические разработки в данном направлении носили поэтапный характер[2].

Разработка контактной шарнирно-амортизированной сцепки понтонных модулей между собой предотвращает механические нагрузки трубопровода и способствует уменьшению провисания всей конструкции как в статическом состоянии, так и в условиях повышенной эксплуатации. Агрегат представляет собой две ответные части и сердечник, создавая петельное гибкое соединение. Ответные части, а именно петли всего соединения, привариваются к металлической армирующей решётке композитного понтонного модуля, снижая нагрузки на композитный корпус понтона. Также к верхней и нижней части армирующей решётки привариваются кронштейны амортизаторов, после установки которых мы получаем перекрёстную плавную амортизацию всей конструкции. Чтобы обезопасить сердечник от ударных нагрузок в отверстия под петли устанавливается смягчающий компонент.

Вся разработка конструкции была возможна благодаря современному технологическому подходу с применением метода 3D моделирования, с использованием системы автоматизированного проектирования SolidWorks 2017 и ANSYS 2017. По результатам расчёта предельных нагрузок была проведена оптимизация всей конструкции с учётом всех концентраторов нагрузки.

По результатам работы получили унифицированный все сезонный, способ соединения композитных понтонных модулей с металлической армирующей решёткой в условиях Сибири и Крайнего севера.

Список литературы:

1. Исследования методов расчета и автоматизации проектирования пространственных конструкций мостов: сб. науч. тр. /отв. ред. А. А. Потапкин; ВНИИтрансп. строит. -М.: Транспорт, 1981.-75 с.
2. Рябков А. В. Разработка новой технологии укладки трубопроводов на композитных понтонных модулях в условиях Сибири и Крайнего Севера: Монография / А.В. Рябков, В.А. Иванов, А.Ф. Закураев. - Тюмень: Тюменский дом печати, 2014. - 392 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИЗОЛЯЦИИ ТРУБ ДВУХСЛОЙНЫМ ЭПОКСИДНЫМ ПОКРЫТИЕМ В УСЛОВИЯХ БЫСТРОВОЗВОДИМЫХ ЗАВОДОВ И РЕМОНТНЫХ БАЗ

Рак О.А., Истомин А.И., Кунгурцева С.А., Баранова Н.А., Богатенков А.В.
(ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург», Челябинское отделение ИТЦ)

Непреодолимыми недостатками известных технологий трассовой переизоляции линейной части магистральных газопроводов (далее – ЛЧ МГ) являются зависимость качества ремонта от погодных и сезонных условий, сложность выполнения работ и обусловленные этим трудоёмкость, недостаточная контролируемость технологии и низкая технологическая дисциплина, влияющих на качество, а значит и на долговечность нанесенного покрытия.

По этим причинам в ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» в течение последних лет апробируется способ капитального ремонта ЛЧ МГ, предусматривающий восстановление и переизоляцию бывших в эксплуатации труб в условиях быстровозводимой притрассовой базы ремонта и изоляции труб (далее - база).

База представляет собой комплекс технологического оборудования, временно размещенный в укрытии на специально подготовленной площадке вблизи участка капитального ремонта (как правило, недалеко от компрессорной станции), который может быть легко демонтирован и смонтирован вновь при необходимости перебазирования оборудования на другой объект.

Одним из важных условий применения базы при капитальном ремонте ЛЧ МГ - эффективная технология изоляции труб.

Выбор технологии изоляции труб двухслойным эпоксидным покрытием, наплавляемым из порошковых красок, обусловлен его нечувствительностью к отклонениям геометрии бывших в эксплуатации труб (кривизне и овальности), а также к форме и высоте валика сварного шва. Кроме того, стоимость изоляционных материалов для нанесения такого покрытия на 30 % ниже стоимости других материалов базового (заводского) нанесения, например, трехслойных полиэтиленовых покрытий.

В докладе представлены результаты квалификационных испытаний технологии нанесения на трубы Дн1020 мм двухслойного наплавляемого эпоксидного покрытия в условиях базы, эксплуатируемой ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» и приводятся первые итоги эксплуатационных испытаний труб с этим видом покрытия в процессе капитального ремонта ЛЧ МГ ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург».

ПЛАНИРОВАНИЕ РЕМОНТНЫХ РАБОТ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КРИТЕРИАЛЬНОГО ПОДХОДА

Робышева А.А., Вознюк Е.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В настоящее время капитальный ремонт является основным процессом, обеспечивающим работоспособность и надёжность всей газотранспортной системы.

Таким образом, повышение уровня организации капитального ремонта является первостепенной задачей, успешное решение которой позволит значительно повысить качество и темпы ремонтных работ, при этом сократив затраты на их выполнение.

В статье рассмотрен современный подход к планированию ремонтных работ на линейной части магистральных газопроводов, заключающийся в оценке целесообразности или необходимости проведения капитального ремонта газопроводов с учётом комплекса факторов, включающих в себя финансово-экономические и организационные ограничения.

Кроме того, определены три уровня планирования ремонтных работ с использованием критериального подхода, на основе которых разработаны основные направления совершенствования проектирования капитального ремонта линейной части магистральных газопроводов.

РАЗРАБОТКА НОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ УКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ НА КОМПОЗИТНЫХ ПОНТОННЫХ МОДУЛЯХ В УСЛОВИЯХ СИБИРИ И КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Рябков А.В., Галинский А.А.

(Тюменский индустриальный университет)

В настоящее время преимущественно используется подземный способ прокладки трубопроводов с низкими несущими свойствами болот третьего типа (практически полное отсутствие минерального грунта). Это приводит к перемещению трубопроводов и потере их продольной и поперечной устойчивости. В связи с этим важной задачей является разработка новой технологии круглогодичного строительства и соответствующей конструкции монтажно-укладочного комплекса, объединяющей достоинства рассмотренных альтернативных технологических решений и свободной от их недостатков. Суть предлагаемого метода заключается в следующем: профиль комплексного сооружения, сконструированный из композитных материалов (понтон для постелирования) с колееобразующими направляющими обеспечит повышенную надежность вдольтрассовой дороги, плавучесть, плавность хода самоходного подъемно-погрузочного устройства, сконструированного в виде «сороконожки», что имеет ряд существенных достоинств при строительстве и эксплуатации всего комплекса. Этот комплекс реализуется с использованием высокопрочных композитных понтон, выполненных из базальто-пластикового композита и монтируемых под основание магистрального трубопровода, проложенного на всех типах болот и вечномерзлых грунтах.

Устройство композитного понтон под основание трубопроводной трассы включает в себя объемный корпус, составные элементы для трубопроводного основания, выполненных многозвенными модулями, состоящими из центральных и боковых понтон, композитных продольных и поперечных вантов (тросов). Данная система при строительстве полностью исключает использование экскаваторов для рытья траншеи, трубоукладчиков и трубовозов. Все это создает ощутимую экономию топлива и ресурсов при прокладке такой трубопроводной трассы и почти исключает вскрышные работы. В связи с вышеизложенным, целью является сооружение принципиально новой комбинированной понтонной дороги, изготовленной из композитных материалов стандартных размеров, собранных в единую «дорожку» со свойствами понтон с установлением специальных металлических колес по всей длине трассы, связанной тросами вдоль и поперек для постелирования трубопроводной системы.

Результатом явилось создание принципиально новой технологической схемы производства как монтажно-укладочных работ, так и разработка общего конструктивного решения монтажно-укладочного комплекса в автоматическом режиме для круглогодичного строительства трубопроводов в условиях Западной Сибири и Крайнего Севера.

Список литературы:

1. Дерцакян А. К. Переходы магистральных трубопроводов через болота / А. К. Дерцакян, Б. Д. Макуров - М.: Недра, 1975. - 214 с.
2. Рябков А.В. Всесезонное строительство трубопроводов на понтонных модулях в районах Сибири и Крайнего Севера / А.В. Рябков, А.Н. Шиповалов, И.В. Сероштанов. – М.: Деловой журнал «Neftegaz.ru», 2015. - С. 30 – 33.
3. Рябков А. В. Разработка новой технологии укладки трубопроводов на композитных понтонных модулях в условиях Сибири и Крайнего Севера: Монография / А.В. Рябков, В.А. Иванов, А.Ф. Закураев. - Тюмень: Тюменский дом печати, 2014. - 392 с.

УКРЕПЛЕНИЕ ГРУНТОВ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СООРУЖЕНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТХОДОВ СИНТЕТИЧЕСКИХ ЦЕОЛИТОВ

Савельев К.Н.
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Строительство сооружений нефтегазового комплекса зачастую осложнено инженерно-геологическими условиями, а именно наличием грунтов с низкой несущей способностью и не способных воспринимать проектные нагрузки от сооружений. При строительстве сооружений нефтегазового комплекса значительный объем составляют земляные работы и работы нулевого цикла. Учитывая то, что к надежности сооружений предъявляются высокие требования, при этом зачастую отсутствуют кондиционные местные грунтовые строительные материалы, при быстрых темпах и сжатых сроках работ необходимо применять передовые технологии в области геотехники, а именно фундаментостроения и укрепления грунтов.

Автором представлены результаты исследований по укреплению грунтов цементом с использованием отходов синтетических цеолитов, вырабатываемых во внутренних технологических процессах, эксплуатируемых объектов нефтегазового комплекса.

В целом проведенные автором исследования и эксперименты показали, что внесение в укрепляемый цементом грунт механоактивированных отходов синтетических цеолитов положительно сказывается на прочностных свойствах укрепляемых образцов грунта.

Использование синтетических цеолитов, выработанных в технологических процессах, для целей укрепления грунтов решает следующие задачи:

- рециклинг и утилизация промышленных отходов;
- снижение затрат на укрепление грунтов за счет сокращения расхода основного строительного материала – цемента;
- повышение прочностных свойств грунтов оснований;
- применение местных грунтов, в том числе органоминеральных.

УДК: 622.692.4

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ РИСКА АВАРИИ

Самигуллин Г.Х., Егорова Д.В., Самигуллина Л.Г.
(Санкт-Петербургский горный университет)

Магистральные газо- и нефтепроводы обеспечивают бесперебойную поставку углеводородов потребителям, независимо от географических и климатических условий. Значение трубопроводного транспорта возрастает с каждым днем, но также возрастает и риск возникновения аварийных ситуаций на трубопроводах. Обеспечение безопасности на предприятиях транспорта и хранения нефти и газа занимает приоритетное направление в нефтегазовой отрасли. Поэтому, одной из главных задач нефте- и газотранспортных компаний является совершенствование методов безопасной эксплуатации трубопроводов.

Среди всего спектра применяемых методов, применяемых для обеспечения безопасной эксплуатации линейной части магистральных трубопроводов и предотвращения аварий, является анализ уровня риска. Риск возникновения аварийной ситуации определяется, как правило, экспертным методом путем ранжирования опасных факторов, негативно воздействующих на трубопровод. К таким негативным факторам можно отнести :

- опасные природные явления – оползни, сейсмические проявления, затопление;
- внешние воздействия – контактные механические нагрузки (врезки, нарушение границ полосы отвода и др.), пересечение инженерных коммуникаций, автомобильных и железных дорог, пересечение водных преград.

Основной проблемой применения подобных методов, основанных на экспертном анализе внешних факторов, является устранение субъективности и необходимость применения комплексных показателей в оценке технического состояния участков магистральных трубопроводов.

В качестве комплексного показателя, позволяющего усовершенствовать методики оценки риска аварии, предлагается применять относительное значение прочности стенки трубопровода, полученный на основе испытаний микрообразцов. поврежденности стенки трубопровода. Численное значение предлагаемого показателя получается путем деления экспериментально определенной величины прочности микрообразцов, полученных с различных участков эксплуатируемых трубопроводов и доведенных до разрушения путем вдавливания индентора, к значению прочности металла в состоянии поставки. Относительный показатель прочности характеризует уровень поврежденности материала трубопровода в сочетании с ранжированием внешних негативных факторов позволяет повысить достоверность моделирования технического состояния линейной части магистральных трубопроводов, увеличить точность расчетов при оценивании риска возникновения аварийных ситуаций.

Проведение многофакторного количественного анализа опасности негативных воздействий осуществляется по системе «светофор», т.е. «зеленый» уровень – неопасный, «желтый» – умеренно опасный, «красный»- максимально опасный, что позволяет наиболее объективно оценить суммарный динамический риск для участков трубопроводов. Был разработан алгоритм расчета максимальных и минимальных рисков для эксплуатируемых трубопроводов, который был апробирован при анализе риска аварий на линейной части магистрального трубопровода острова Сахалин.

СОКРАЩЕНИЕ ПОТЕРЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА В СИСТЕМЕ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ БАЛАНСОВЫХ КАРТ

Семейченков Д.С., Тухбатуллин Ф.Г.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В рамках реализации Федерального закона от 23.11.2009 № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности и о внесении изменений в отдельные законодательные акты Российской Федерации» дочерние общества ПАО «Газпром» достигли значительных результатов в части уменьшения потерь природного газа при добыче, транспортировке, подземном хранении, переработке и распределении.

Наибольшая экономия ТЭР приходится на магистральный транспорт газа за счет выполнения большого комплекса энергосберегающих мероприятий:

- сокращение расхода газа на технологические нужды ЛЧ МГ, ГРС;
- оптимизация режимов работы технологических объектов ГТС;
- реконструкция и модернизация технологического оборудования КС;
- улучшение технического состояния ГПА за счет проведения ремонтных работ;
- сокращение потерь газа на технологических объектах КС, ЛЧ МГ, ГРС;
- прочие мероприятия.

До момента подачи газа конечному потребителю, природный газ должен пройти через газораспределительную систему, в которой величина потерь достигает существенных значений. Учитывая, что газораспределительная система России является одной из самых разветвленных и протяженных в мире, величина экономии ТЭР в системе распределения газа может быть увеличена, прежде всего, за счет уменьшения технологических потерь газораспределительных организаций (ГРО). Именно в системе распределения природного газа видится серьезный энергосберегающий потенциал.

Исходя из причин появления технологических потерь природного газа в газораспределительных сетях, в работе дополнена существующая классификация потерь. Проведен анализ основных энергосберегающих мероприятий в ГРО, касающихся потерь газа в сетях газораспределения, а также разработано предложение, позволяющее значительно сократить потери за счет своевременного проведения технического обследования и технического диагностирования газопроводов, применяя балансовые карты.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИЧЕСКИХ ПОДХОДОВ К РАСПРОСТРАНЕНИЮ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЙ МЕТАЛЛА ТРУБ НА ЭКСПЛУАТИРУЕМЫЕ ТРУБНЫЕ СЕКЦИИ

Скородумов С.В., Никитин Н.Ю., Нестеров Г.В.

(ООО «НИИ Транснефть»)

Большая протяженность магистральных нефтепроводов и нефтепродуктопроводов (более 70 тысяч километров) требует разработки методических подходов к распространению результатов механических испытаний металла трубных секций на трубы, эксплуатирующиеся в составе участков магистральных трубопроводов, изготовленные по аналогичным техническим условиям и из аналогичной маркой стали.

Распространение результатов механических испытаний, проведенных на образцах металла одной или нескольких труб, на весь участок или на группу участков осложняется рядом факторов. К ним относятся:

1. Различные условия циклического нагружения на разных участках магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода;
2. Различные конструктивные параметры труб (диаметр, толщины стенки и т.д.) при одних и тех же марках сталей и ТУ;
3. Микроструктурные особенности трубных сталей (полосчатость структуры, размер (балл) зерна и т.д.).
4. Применение марок сталей различных лет производства.
5. Частичное отсутствие проектной или рабочей документации.

В связи с этим, распространение результатов механических испытаний металла одной трубной секции на весь участок является многопараметрической задачей с наличием достаточно неоднозначных зависимостей.

Одним из методов решения данной задачи является применение методов статистического анализа. В частности, методологии статистической обработки экспериментальных данных, методов кластерного, корреляционного и регрессионного анализа. Применение совокупности описанных методов позволило разработать методику, выявляющую корреляционные связи между такими величинами как предел текучести, временное сопротивление и относительное сужение и предельным циклическим нагружением (т.е. между механическими характеристиками стали трубы и технологическим режимом эксплуатации магистрального нефтепровода или нефтепродуктопровода). Аналогичные связи были выявлены для конструктивных параметров труб, а именно толщиной стенки и диаметром, а также связи между механическими характеристиками и микроструктурным строением трубных сталей. По результатам корреляционного анализа были выведены регрессионные уравнения в линейном приближении, связывающие механические характеристики, технологические и конструкционные параметры трубы.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ВЫПОЛНЕНИЯ ПРАВИЛ АДДИТИВНОСТИ ВЯЗКОСТИ И ПЛОТНОСТИ ПРИ СМЕШИВАНИИ ТЯЖЁЛЫХ И ЛЁГКИХ НЕФТЕЙ МЕСТОРОЖДЕНИЙ РЕСПУБЛИКИ КОМИ

Соколов А.А., Некучаев В.О.

(Ухтинский государственный технический университет)

В настоящее время по магистральным нефтепроводам «Уса – Ухта» и «Ухта – Ярославль» транспортируются смеси разнородных нефтей Тимано-Печорской нефтегазовой провинции: легкие малопарафинистые нефти (Уса девон), парафинистые и высокопарафинистые нефти (нефти Харьгинского, Кыртаельского и Ардалинского месторождений, Южная Лыжа), тяжелые высоковязкие нефти (Уса пермо-карбон и Ярега). Для многих практических задач транспорта смесей таких аномальных нефтей, например, теплогидравлических расчетов режимов перекачки, требуется знать их результирующие плотность и вязкость. Для смеси идеальных растворов существуют правила аддитивности определенных параметров, которые, однако, как показывают экспериментальные исследования, могут существенно нарушаться при смешении таких сложных коллоидных жидкостей, как разнородные аномальные нефти, содержащие различные количества парафинов, смол и асфальтенов.

Поэтому, весьма актуальной задачей является экспериментальное изучение выполнения правил аддитивности при определении плотности и вязкости смеси нефтей через их значения для отдельных компонентов смеси. При невыполнении классических правил целесообразно исследовать возможность их коррекции для описания наблюдаемых в эксперименте значений результирующих параметров.

В работе были проведены исследования выполнения аддитивности вязкости, плотности и коэффициента светопоглощения для смесей нефтей Усинского и Ярегского месторождений. Проведенные эксперименты показали, что, в целом, для плотности изученных смесей достаточно хорошо выполняются правила аддитивности. Могут наблюдаться отклонения измеренных значений от рассчитанных на 2-3 процента в сторону увеличения. Для коэффициентов светопоглощения отклонения могут достигать 10-15 процентов. Самый большой интерес представляют результаты измерений вязкости смеси разнородных нефтей. В работе показано, что, например, вязкость смеси тяжелой Ярегской и легкой Усинской нефтей может быть в 2 – 2.5 раза меньше, чем рассчитанная по известному правилу аддитивности Вальтера. Для смеси тяжелой и легкой нефтей Усинского месторождения имеют место отклонения в ту же сторону, но меньшие по величине: по плотности 1 %, по вязкости до 10 %, по коэффициенту светопоглощения до 4%. Методами регрессионного анализа модернизирована формула Вальтера для расчета вязкости смесей по соответствующим правилам аддитивности, но с другими константами.

ВЛИЯНИЕ СОСТАВА И СТРУКТУРЫ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ НА ЕЁ СПОСОБНОСТЬ ПРОТИВОСТОЯТЬ РАЗВИТИЮ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ

Тарарычкин И.А.

(Луганский национальный университет им. В. Даля)

Возникновение и развитие аварийных ситуаций на объектах трубопроводного транспорта представляет опасность для обслуживающего персонала, населения и наносит прямой ущерб окружающей среде. Один из механизмов развития аварии связан с последовательной блокировкой транспортных узлов. Если блокирование транспортных узлов системы происходит в случайной последовательности, то такой сценарий развития событий называется прогрессирующей блокировкой.

Для оценки способности системы противостоять такому процессу повреждения следует использовать показатель стойкости к прогрессирующей блокировке узлов F_x представляющий собой среднее количество узлов системы, блокировка которых приводит к полному отключению от источника всех потребителей целевого продукта.

Расчетное определение значений F_x выполнялось с использованием разработанной программы имитационного моделирования. Установлено, что корректное сопоставление значений F_x для различных сетевых объектов возможно в том случае, если сравниваемые системы имеют одинаковое количество узлов и равное число потребителей продукта.

В этой связи практический интерес представляет изучение влияния структуры и количества линейных элементов в системе на её способность противостоять развитию процесса прогрессирующей блокировки узлов. Оценка наличия такого влияния выполнялась путем сравнения значений F_x установленных для следующих вариантов структуры трубопроводных транспортных систем.

1. Система, построенная на основе полного графа с 6-ю вершинами. При этом узел-источник имеет прямую связь с единственным потребителем продукта.

2. Система, построенная на основе графа с топологией «линия» в составе которой имеется 6 вершин. При этом узел-источник соединен с единственным потребителем продукта через 4 промежуточных узла.

В первом случае количество линейных элементов в системе $R = 15$, а расчетное значение $F_x = 0.4$. Во втором случае $R = 5$, а значение $F_x = 0,166$. Видно, что трехкратное увеличение числа трубопроводов в составе системы приводит к росту значений показателя стойкости в 2,4 раза.

Таким образом, увеличение количества линейных элементов в составе систем трубопроводного транспорта можно рассматривать как инструмент повышения её стойкости к развитию аварийных ситуаций, имеющий при этом ограниченную эффективность.

ОБОСНОВАНИЕ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ УДАЛЕННЫХ ОТ ТРУБОПРОВОДОВ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ ИСКУССТВЕННЫМИ ГАЗОВЫМИ ГИДРАТАМИ

Телепко А.С., Крапивский Е.И.
(Санкт-Петербургский Горный университет)

Газоснабжение населенных пунктов является одной из актуальных проблем их жизнедеятельности. Хранение и транспортировка природного газа в виде гидратов рассматривается в настоящее время в качестве альтернативной технологии газификации для удаленных от газопроводов населенных пунктов.

Рассмотрен упрощенный способ получения газовых гидратов за счет предварительного повышения давления и использования микронных капель воды, распыляемых навстречу потоку газа. Ускоренному образованию гидратов могут способствовать турбулентность, перемешивание газа в трубопроводе, добавление ПАВ.

Несмотря на то, что из 1 м³ газовых гидратов при регазификации получается лишь 170 м³ природного газа, а из сжиженного – 600, газогидраты имеют преимущества по транспортировке как сухой пакетируемый груз. Для их перевозки не требуются сложные криогенные технологии. Кроме того, можно использовать стандартные технологии перевозки рефрижераторных морских грузов.

Для хранения газовых гидратов планируется применять систему из нескольких связанных между собой газгольдеров. Газгольдерами называют сосуды большого объема, предназначенные для хранения газов под давлением.

В настоящее время Крыловский государственный научный центр занимается разработкой проекта для компании ОАО «КБ Вымпел» по созданию судна ледового типа для транспортировки природного газа в виде газовых гидратов.

Затраты на морскую транспортировку газовых гидратов оцениваются в 60% от затрат на транспортировку СПГ. При создании газогидратного судна могут применяться конструктивные решения для ледовых сухогрузных судов. Применение газогидратной технологии будет экономически выгодным, начиная уже с расстояния 1000 км. А поскольку газогидрат содержит в своем составе не только газ, но и воду, то это делает газогидратную технологию более безопасной.

Таким образом, наиболее эффективным оказывается морской транспорт газа в гидратном состоянии, причем дополнительный экономический эффект может быть достигнут при одновременной реализации потребителям транспортируемого газа и чистой воды, остающейся после разложения гидрата.

УЛЬТРАЗВУКОВОЙ КОНТРОЛЬ ТОНКОСТЕННЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБ МАЛОГО ДИАМЕТРА ВНУТРИДОМОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ПО ПРОГРАММЕ ФОНДА КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА Г. МОСКВЫ

Ткачев А.А., Красеньков А.П.
(УТН АО «МОСГАЗ»)

Для эффективного решения актуальной задачи контроля тонкостенных сварных соединений внутридомовых газопроводов по Техническому заданию лаборатории Управления технического надзора АО «МОСГАЗ» компанией ООО «АЛТЕС» был применен унифицированный пьезоэлектрический фокусирующий преобразователь раздельно-совмещенного типа РСМ-5Ф.

Данный тип преобразователей позволяет контролировать сварные соединения труб малого диаметра от 14 до 57 мм и толщиной стенки от 2.0 до 6.0 мм. Необходимость контроля внутридомовых газопроводов подобного типа и размера обусловлена ужесточением требований по контролю качества со стороны Правительства города Москвы и инициативой Генерального директора АО «МОСГАЗ» после участвовавших случаев техногенных аварий на внутриквартирных газопроводах по всей России.

Результаты работы показали, что разработанный преобразователь обеспечивает равномерность чувствительности по толщине шва ± 1 дБ, а отношение полезный сигнал /шум от плоскодонного отверстия диаметром 1 мм достигает 18 - 22 дБ при контроле труб диаметром от 14 до 57 мм. с толщиной стенки 2.0...6.0 мм.

Имеются хорошие отзывы и наработанная статистика по применению фокусирующих преобразователей для обнаружения различных дефектов таких как: непровары, поры, шлаковые включения и другие дефекты размером 0,3 мм и более.

Данный метод контроля с применением преобразователей РСМ-5Ф является достоверным, малозатратным и оперативным. Применение ультразвукового контроля на этапе прокладки (замены) внутридомовых газопроводов является обоснованным с обязательной проработкой и внедрением в НТД на уровне Правительства РФ.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УДАРА В МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕТФЕПРОВОДАХ

Уланов В.В., Солонин П.И.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ПАО «Транснефть»)

На сегодняшний день проблема гидравлического удара не является полностью решенной, т.к. в настоящее время работы, посвященные как экспериментальному, так и теоретическому исследованию данного вопроса, встречаются реже, однако вопрос остается актуальным и в наши дни. В связи с этим в данной работе приведены краткие сведения о тех основных публикациях, которые затрагивают принципиальные моменты теории гидравлического удара и могут быть использованы для исследования резких колебаний давления в различных трубопроводах, в частности – нефти. Также важность и актуальность изучения гидравлического удара заключается в том, что он может привести к разрыву трубопровода или концентрации напряжения, которые в дальнейшем приведут к разгерметизации трубопровода и потере транспортируемого продукта. Одной из основных характеристик гидравлического удара является скорость распространения волны изменения давления C . Для определения этой величины часто используют формулу Д.Кортевега, предложенную для расчетов еще Н.Е.Жуковским, которая учитывает, как упругие свойства жидкости, так и упругость материала стенок труб.

Для решения данной проблемы предлагается программный комплекс “Гидросистема” предназначенный для проведения на ПЭВМ выбора диаметров, определения пропускной способности трубопроводов, теплового и гидравлического расчета разветвленных и неразветвленных трубопроводов, перекачивающих газы, жидкости и газо-жидкостные смеси. Данный продукт предоставляет следующие основные возможности: 1. гидравлический расчет установившегося изотермического течения. 2. расчет двухфазного установившегося газо-жидкостного течения с кипением и конденсацией в неразветвленном трубопроводе по- и против течения; 3. расчет неустановившегося переходного течения (процесса гидравлического удара) в трубопроводах, транспортирующих жидкость; 4. расчет трубопроводов с насосами, заданными характеристиками; 5. автоматическое перекрытие ветвей в изотермическом и тепловом расчете при расчете закрытых задвижек и затворов; 6. ввод исходных данных и просмотр результатов расчета на основе графического представления расчетной схемы, с выводом ее на печать и экспорта в формат DXF; А также более сложные расчеты, которые описаны в докладе.

К ВОПРОСУ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ВРЕМЕНИ БЕЗОПАСНОЙ ОСТАНОВКИ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Федоров П.В.

(ООО «НИИ Транснефть»)

Обеспечения гарантированного запуска магистрального нефтепровода (МН), транспортирующего высокопарафинистые нефти, после его остановки сопряжено с вопросом корректного определения времени безопасной остановки МН. Из-за высокого содержания парафина (более 6%) в таких нефтях при температурах ниже температуры массовой кристаллизации проявляются неньютоновские свойства, характеризующиеся появлением статического напряжения сдвига.

Кроме того, для нефтей с содержанием парафина менее 6% при низких температурах окружающей среды и продолжительных остановках могут образовываться условия, при которых требуемое пусковое давление превышает напорные характеристики установленного насосного оборудования и (или) разрешенные рабочие давления отдельных секций линейной части МН. В таких случаях необходимо выполнять расчеты времени безопасной остановки МН (ВБО).

Под ВБО принято понимать такое время, по истечению которого перекачка нефти по трубопроводу может быть возобновлена при допустимом уровне давления в МН.

На данный момент в действующих нормативных документах существуют два алгоритма расчета времени безопасной остановки нефтепровода, основанные на принципиально отличающихся критериях расчета:

- РД-75.180.00-КТН-198-09 (минимальная температура нефти в МН должна быть выше ее температуры застывания на 3°C);
- РД 39-30-139-79 (требуемый напор в момент запуска МН не должен превышать напор, создаваемый насосно-силовым оборудованием НПС, и несущей способности трубопровода).

Из практики расчетов известно, что могут создаваться условия, при которых появление статического напряжения сдвига происходит при температурах выше, чем температура застывания на 3-7°C, поэтому руководствоваться критерием минимальной температуры нефти нецелесообразно.

Физические явления, происходящие при запуске МН наиболее корректно отражает алгоритм, изложенный в РД 39-30-139-79, а, следовательно, его применение является более обоснованным.

В дополнении к порядку расчета, установленному в РД 39-30-139-79, для каждой точки МН следует определять достаточность пускового давления для сдвига потока нефти до и после анализируемой точки профиля с учетом фактических геодезических отметок.

ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ПРОМЫВКИ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ОСЕВОГО КОМПРЕССОРА ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ НА РАБОТАЮЩЕМ ГПА

Федосеев А.Ю., Калинин А.Ф.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ООО «Газпром трансгаз Москва»)

Очистка проточной части осевого компрессора является основным способом поддержания технического состояния газотурбинного двигателя на высоком уровне в межремонтный период. Существующие методы промывки с помощью моющего раствора разделяются на промывку на холодной прокрутке и на режиме. Данные способы очистки имеют различные методики выполнения и назначение: если очистка на холодной прокрутке предназначена для максимально качественной и полной очистки проточной части осевого компрессора, то очистка на режиме имеет своей целью поддержание параметров работы двигателя на высоком уровне между промывками на холодной прокрутке.

Авторами с помощью анализа изменения контролируемых параметров работы ГТУ до и после очистки проточной части на режиме был обнаружен как положительный, так и отрицательный эффект от данного вида технического обслуживания. В качестве контролируемых параметров работы ГТУ были выбраны степень повышения давления воздуха в ОК, частота вращения ротора ОК, температура продуктов сгорания перед силовой турбиной ГТУ, расход топливного газа, эффективный КПД ГТУ, коэффициент технического состояния ГТУ по мощности и ряд других.

Для выяснения возможных причин отсутствия положительного эффекта, достигаемого при очистке осевого компрессора на режиме, авторами были рассмотрены процессы, происходящие в газотурбинном двигателе во время промывки. Было проанализировано изменение температуры сжатого воздуха по длине осевого компрессора. Это позволило определить, что на работающей ГТУ вне зависимости от режима её работы происходит испарение водной составляющей моющего раствора. На основании данного факта была выдвинута гипотеза о том, что в процессе очистки на режиме в компрессоре происходит перераспределение загрязнений с первых на последние ступени. Данная гипотеза была подтверждена в ходе эксперимента. Лопатка была помещена в нагретый поток воздуха, после чего на неё был распылен моющий раствор и проведено сравнение массы лопатки в начале и конце эксперимента.

На основании выявленных закономерностей, оказывающих влияние на эффективность очистки, предложены рекомендации по минимизации их негативного влияния.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РЕМОНТА ТРУБОПРОВОДОВ С НЕНОРМАТИВНОЙ КРИВИЗНОЙ ОСИ

Фигаров Э.Н., Лебеденко И.Б., Варшицкий В.М.
(ООО «НИИ Транснефть»)

Для определения параметров ремонта, обеспечивающих безопасность выполнения ремонтных работ по приведению участков трубопровода с ненормативной кривизной оси в нормативное состояние, необходимо знать напряженно-деформированное состояние трубопровода после вскрытия траншеи и снятия грунтового давления. На участках с ненормативной кривизной приоритетным способом выполнения ремонта является ремонт методом изменения высотного положения трубопровода без разрезки и без остановки перекачки. В связи с этим в расчетах необходимо учитывать продольные усилия от температурного перепада и внутреннего давления.

Для определения напряженно-деформированного состояния трубопровода после снятия грунтовой нагрузки, авторами предложен алгоритм разработки расчетных схем, которые описывают фактическую кривизну трубопровода до выполнения, в процессе выполнения и после выполнения ремонтных работ. Методика основана на подборе параметров расчетных схем, позволяющих получить совмещение расчетной эпюры кривизны и эпюры кривизны участка трубопровода по данным внутритрубно́й диагностики. Приведены расчетные схемы для различных случаев образования ненормативной кривизны, разработанные с учетом фактической кривизны участка, определенной по результатам внутритрубно́й диагностики.

После выполнения ряда расчетов определяется оптимальная протяженность вскрываемого участка, при котором разгрузка трубопровода будет максимальна.

В случае если разгрузка трубопровода не привела к снижению напряженного состояния до нормативных значений, выполняются расчеты технологических параметров ремонта (необходимая высота подъема участка трубопровода, количество трубоукладчиков, шаг расстановки трубоукладчиков, усилия на крюке трубоукладчика и т.д.). Для оценки результирующих напряжений при изменении высотного положения трубопровода с учетом начального напряженного состояния, применяется метод суперпозиции. Принимается, что ремонт выполнен удовлетворительно, если напряжения в стенке трубопровода после ремонта не превышают нормативных значений.

Приведен пример расчета участка трубопровода при проведении ремонтных работ с учетом фактической кривизны участка по данным внутритрубно́й диагностики.

РАЗРАБОТКА СПОСОБА РАВНОМЕРНОГО НАНЕСЕНИЯ СТЕКЛОТКАНИ НА ПОВЕРХНОСТЬ ТРУБОПРОВОДА

Фролов М.Д., Берг В.И.

(Тюменский индустриальный университет)

В настоящее время остро стоит проблема износа трубопроводов. На данный момент более 30% всех объектов трубопроводного транспорта эксплуатируются от 20 до 30 лет, порядка 47% нефтепроводов превысили порог эксплуатации в 30 лет. Несмотря на эти показатели, расходы на капитальный ремонт остаются на прежнем уровне. В связи с этим актуальным становится разработка нового способа укрепления трубопроводных объектов.

Экономичным материалом, обладающим повышенными прочностными характеристиками и износостойкостью является стекловолокно. Оно представляет собой сплетенные стеклонити небольшого диаметра. Стекловолокно, в свою очередь, сплетается и образует прочный композитный материал – стеклоткань. Основной сложностью нанесения данного композита является сложность равномерного нанесения связующего компонента представленного эпоксидной или фенольной смолами.

В результате исследований был установлен наиболее оптимальный способ равномерно нанесения стеклоткани на поверхность трубопровода. Он заключается в двухслойной пропитке эпоксидной смолой. Данное решение достигается путем реализации принципа «шариковой ручки» в конструкции, в основу которой легла машина по нанесению изоляции. Суть способа состоит в прохождении слоя стеклоткани, находящейся под натяжением не меньше 500 Н, через валики, соединенные в свою очередь с емкостью наполненной связующим компонентом. Находясь под натяжением, стеклоткань заставляет вращаться валики вокруг своей оси, которые в свою очередь равномерно пропитываются эпоксидной смолой, которая затем переходит непосредственно на поверхность стеклоткани.

Существует также альтернативный, разработанный авторами вариант, он заключается в использовании метода «сухой намотки» и плавного нагрева композитного материала. При нагревании впитавшаяся и высохшая эпоксидная смола выделяется с поверхности стеклоткани, что обеспечивает полную смачиваемость поверхности. Сложность данного метода заключается в проблеме обеспечения установки достаточно мощным источником энергии, который позволит разогреть композитный материал до необходимой температуры. Эффективность укрепления трубопроводов материалами на композитной основе была экспериментально доказана в ряде работ зарубежных авторов.

РАЗРАБОТКА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫХ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК В РАМКАХ ПОЛИТИКИ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Харитонов Е.В., Дусметова Г.И., Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р.,
Бурова Г.О., Оладеле Э., Окекве Р.

(Казанский национальный исследовательский технологический
университет)

В настоящее время места добычи углеводородов и рынков ее сбыта находятся на достаточном отдалении. Все это влечет в себе большие энергетические потребления и, для того чтобы снизить энергетическую нагрузку на процессы добычи и транспорта наиболее рациональным является использование специальных реагентов, способствующих снижению нагрузки на оборудования.

Исходя из этого, разработана композиция (присадка), состоящая из наночастиц (20-30 нм), низкомолекулярного полимера и синтетического ПАВ-Реапон-4В.

Противотурбулентные свойства присадок оценивали по снижению гидравлического сопротивления (эффект Томса) перекачиваемой среды при 23-25⁰С на специально разработанной установке для стендовых испытаний расходных характеристик гидравлических сопротивлений (условия близкие к реальным).

График зависимости изменения расхода дизельного топлива (ДТ) при добавлении различных противотурбулентных присадок, использующихся в ПАО «Транснефть» и синтезированная NAVA 7 представлен на рис.1.

Гидродинамическая эффективность разработанной присадки с наноконпонентом в среднем в 1.5-1.8 раза выше, чем у промышленной противотурбулентной присадки M-FLOWTREAT и Baker Hughes на дизельной фракции.

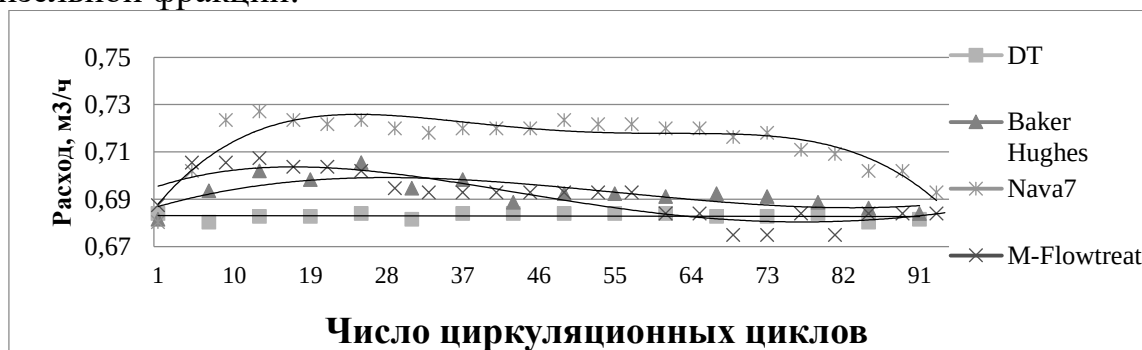


Рис.1. График зависимости расхода ДТ от циркуляционных циклов для промышленных и синтезированной (NAVA 7) присадок (из расчета 100г/т).

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ НЕФТИ И ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА: ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИСАДКИ И ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ДАННЫЙ ПОКАЗАТЕЛЬ

Хасбиуллин И.И., Зверев Ф.С., Валиев М.И.

(ООО «НИИ Транснефть»)

Зарубежные и отечественные компании, транспортирующие углеводороды, в технологических процессах перекачки нефти и нефтепродуктов применяют противотурбулентные присадки (ПТП). В основном их добавляют для увеличения пропускной способности, снижения рабочего давления в трубопроводе и сокращения энергетических затрат. ПТП представляют собой высокомолекулярные полимерные вещества, позволяющие уменьшить коэффициент гидравлического сопротивления перекачиваемой жидкости при турбулентном режиме ее течения.

Однако на практике, без проведения лабораторных испытаний, трудно оценить работоспособность ПТП в тех или иных условиях. Актуальность данного вопроса обусловлена тем, что число участников рынка присадок для снижения гидравлического сопротивления постепенно возрастает, и, соответственно, образцов ПТП, представляемых ими, становится все больше. Поэтому ПТП, как и остальные химреагенты для нефтяной отрасли, целесообразно подбирать по следующему пути: лабораторные испытания – опытно-промышленные испытания – промышленное применение.

Суммируя многолетний опыт промышленного применения ПТП на магистральных трубопроводах, факторы, влияющие на эффективность ПТП, можно условно разделить на внешние и внутренние. К внутренним, например, относится химический состав и молекулярная масса полимерного компонента присадки, к внешним – диаметр и длина трубопровода, скорость потока, температура, состав углеводородной жидкости.

Специалисты ООО «НИИ Транснефть» при проведении научно-исследовательских работ оценивают эффективности изучаемых образцов ПТП на основании сравнительных испытаний на турбулентном реометре капиллярного типа и/или на установке для испытания присадок петлевого типа. Последняя также позволяет оценить, как влияют на эффективность определенной марки ПТП внешние факторы (например, режим перекачки, компонентный состав и температура перекачиваемой жидкости).

В ходе выполнения работ установлены соответствующие зависимости эффективности ПТП на основе полиальфаолефиновых полимеров от вышеуказанных факторов в среде нефти и дизельного топлива, и найдены пороговые значения, при которых применение ПТП малоэффективно или нецелесообразно.

ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕХАНИЧЕСКИ НЕОДНОРОДНЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Четверткова О.В., Распопов А.А., Гумеров К.М., Ямилев М.З.
(ООО «НИИ Транснефть»)

Механическая неоднородность сварных соединений обусловлена влиянием сварочных процессов и проявляется в образовании участков с разными механическими характеристиками в металле шва и околошовной зоны. Неоднородность механических характеристик является причиной возникновения сложного напряженно-деформированного состояния, поэтому анализ прочности сварных соединений необходимо выполнять с учетом фактора неоднородности. Наибольший интерес с точки зрения несущей способности соединений представляет механическое поведение мягких прослоек, характеризующихся пониженными значениями предела текучести и временного сопротивления.

В данной работе проведен анализ существующих методик расчетной оценки несущей способности сварных соединений тонкостенных оболочек давления с учетом фактора механической неоднородности и закономерностей ее влияния на напряженно-деформированное состояние. Проведен расчет предельной несущей способности неоднородных тел с мягкими прослойками на основе анализа полей деформации и напряжений, рассчитанных численным методом. Схема двухосного нагружения сварного соединения, соответствующая наиболее опасному расположению мягкой слойки приведенная на рисунке 1.

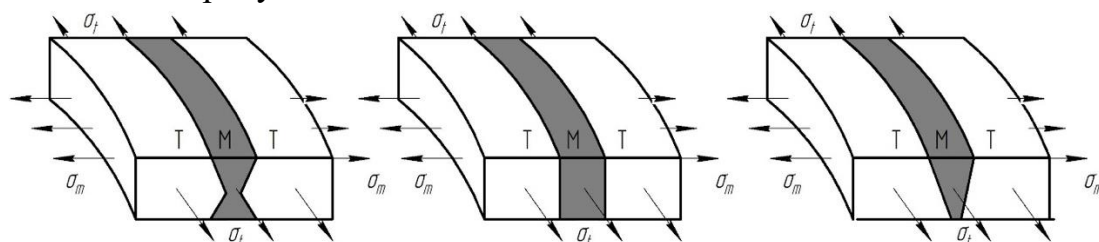


Рисунок 1 – Схема нагружения механически неоднородных соединений при различных формах сварного шва: М – зона мягких прослоек, Т – зона твердых прослоек, σ_m – продольные напряжения, σ_t – кольцевые напряжения.

В результате расчетов установлена зависимость предельной прочности сварных соединений элементов трубопроводов от соотношения предела текучести материала сварного шва и основного металла, формы шва и его размеров, в том числе от «эффективной» ширины шва, а также от соотношения σ_m / σ_t . Подтверждено существование эффектов упрочнения и разупрочнения сварных соединений.

Список литературы:

1. Лисин Ю.В., С.В. Эрмиш, Н.А. Махутов, Д.А. Неганов, В.М. Варшицкий, Влияние напряженно-деформированного состояния на предельное состояние трубопровода // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017.Т.7. №4.С.12-16.

ОЦЕНКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ

Шайхутдинова М.Ш.^{1,2}, Дудников Ю.В.³, Гоц С.С.⁴, Ямалетдинова К.Ш.⁴
(1-АО «Транснефть-Урал», 2-УГНТУ, 3-Управление правления
Федеральной службы по надзору в сфере природопользования по
Республике Башкортостан, 4- Башкирский Государственный Университет)

Донные отложения представляют собой многокомпонентную смесь соединений, состоящей из углеводородов, асфальтенов, смол, неорганических соединений, сокращают полезную ёмкость резервуаров и затрудняют их эксплуатацию. По своим электрофизическим свойствам донные отложения занимают промежуточное положение между полупроводниками и диэлектриками.

Экспериментальные исследования электрофизических свойств нефти и донных отложений были начаты нами несколько лет тому назад. На этапе планирования экспериментальных исследований был осуществлен выбор системы параметров, диапазона частот и применяемого метода обработки сигналов. Каждый из этапов исследования характеризовался методом обработки сигналов (цифровые либо аналоговые), диапазоном частот, диапазоном температур, а также типом эквивалентной схемы замещения исследуемого образца. По результатам полученных экспериментальных исследований была произведена косвенная оценка энергетических характеристик донных отложений (оценка значения теплоты сгорания). В основе расчёта лежат эмпирические формулы, используемые при описании патента на изобретение № 2117280 от 10.08.1998 г.:

$$Q_s^a = (q - a) - (\Delta q - b) \times \ln(n_t) \text{ (кДж/кг)},$$

где n_t критерий тождественности продукта при температуре t в диапазоне от 0 до 50 °С, который вычисляют как отношение электропроводностей образца при частоте 1 МГц к электропроводности при частоте 1 кГц при данной температуре, $q = 47250,2$ кДж/кг теплота сгорания образца, содержащего легкие фракции, $\Delta q = 758$ кДж/кг уменьшение теплоты сгорания для образца, содержащего тяжелые фракции,
 $a = 0,2374 \times t^2 + 2,878 \times t$; $b = 0,143 \times t^2 - 4,25 \times t$.

При этом для 25 °С значение теплоты сгорания составило $Q=49406,15$ кДж/кг, для 40 °С теплота сгорания равна $Q=48888,85$ кДж/кг. Данные расчеты позволяют косвенно, без прямого полного сжигания образца в калориметрической бомбе в среде сжатого кислорода и измерения количества теплоты, которое описывается в ГОСТ 21261-91 27.06.91г., определить значение энергетических характеристик, которые учитываются при безопасной эксплуатации резервуаров нефтеперекачивающих станций, нефтепромыслов, нефтеперерабатывающих заводов.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Шаталов Д.А. Сапсай А.Н.

(ООО «НИИ Транснефть», ПАО «Транснефть»)

Магистральные нефте-, газо- и продуктопроводы относятся к системам повышенного риска I класса - опасные производственные объекты чрезвычайно высокой опасности.

Подводные переходы магистральных трубопроводов (ППМТ) относятся к наиболее ответственным участкам трубопроводов. В настоящее время ПАО «Транснефть» эксплуатирует порядка 1500 подводных переходов трубопроводов.

Эксплуатационные воздействия на ППМТ характеризуются количеством циклов изменения рабочего давления, временем нагружения, температурой. Потенциальная опасность на ППМТ нарастает с увеличением внешних воздействий (природных, антропогенных, техногенных) и риски возникновения повреждений, отказов и аварий повышаются.

Для обеспечения максимальной безопасности ППМТ, на стадии проектирования необходимо провести общий анализ: безопасность → живучесть → надежность → ресурс → жесткость → устойчивость → прочность с повышенным уровнем определенности в формировании технического задания на стадиях соблюдения требований эксплуатации, применяемых материалов и технологии строительства;

– дополнительный анализ опасных воздействий (природных, антропогенных, техногенных) и условий эксплуатации.

При сооружении ППМТ траншейным методом, особое внимание необходимо уделять взаимному влиянию русловых процессов водного объекта и подводного перехода.

Метод наклонно-направленного бурения обладает рядом преимуществ перед траншейным способом: сокращение времени строительства, слабое влияние природных и антропогенных воздействий, возможность строительства в стесненных условиях в независимости от времени года, сопоставимой в ряде случаев стоимости строительства.

Метод микротоннелирования целесообразно применять в сложных инженерно-геологических условиях. Так, например, надежность ППМТ при сейсмической активности до 7 баллов (по MSK-64) обеспечивается прочностью конструкции микротоннельного перехода.

В работе рассмотрены технико-экономические вопросы строительства трассы трубопровода. Сформулированы ограничения применения методов строительства ППМТ. Представлена технико-технологическая схема выбора метода строительства ППМТ.

К ВОПРОСУ О ВЛИЯНИИ КАТОДНОЙ ПОЛЯРИЗАЦИИ НА ЖИЗНЕСПОСОБНОСТЬ СВБ

Шестаков А.А., Худякова Л.П., Широков А.В., Хажиев А.Д., Симонов А.В.
(ООО «НИИ Транснефть»)

Наиболее опасными в плане биокоррозионных повреждений являются сульфат - восстанавливающие бактерии (СВБ). Ряд авторов отмечает, что воздействие продуктов жизнедеятельности СВБ носит характер, сходный по своему механизму с электрохимической коррозией, протекающей на поверхности металла за счет формирования микро - и макро – гальванопар. Коррозионное воздействие на металл со стороны СВБ носит язвенный характер, величина некоторых язв и питтингов может на порядок превышать скорость общей коррозии.

Одним из классических методов, применяемых для предотвращения коррозионных повреждений, в том числе и биокоррозионных, является катодная защита [1-2]. Цель данного исследования - установление зависимости величины катодной поляризации на рост и развитие СВБ.

Для исследований использовалась установка, состоящая из источника постоянного тока, рабочих и вспомогательных электродов, помещенных в герметичную электрохимическую ячейку, резисторов переменного сопротивления. В качестве материала рабочего электрода использовалась трубная сталь.

Потенциал, подаваемый на рабочий электрод, контролировали по величине тока, протекающего между рабочим и вспомогательным электродами. Зависимость тока от потенциала определяли на стадии подготовки по результатам снятия поляризационной кривой в рабочей среде.

Ячейки, с помещенными в них рабочим и вспомогательным электродами, заполнялись средой с определенным содержанием СВБ. С помощью резистора по миллиамперметру устанавливается ток, соответствующий необходимому потенциалу поляризации.

Длительность испытаний составляла 30 суток. Периодически, один раз в трое суток, из каждой ячейки отбиралась проба для определения количества планктонной формы СВБ. В конце эксперимента определялось количество адгезированных форм СВБ [3]. По результатам устанавливалось значение защитного потенциала.

Список литературы:

1. ГОСТ Р 51164-98 Трубопроводы стальные магистральные. Общие требования к защите от коррозии.
2. SP0169-2013 «Control of External Corrosion on Underground or Submerged Metallic Piping Systems»
3. РД 39-0147103-364-90 «Оценка бактерицидной эффективности реагентов относительно адгезированных сульфатвосстанавливающих бактерий в промышленных условиях».

СИСТЕМНЫЙ ПОДХОД ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕРРИТОРИЙ ПРИОРИТЕТНОЙ ЗАЩИТЫ И ОБЪЕКТОВ СОЦИАЛЬНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ОТ РАЗЛИВОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Шестаков Р.Ю., Айсматуллин И.Р., Слепнёв В.Н.
(ООО «НИИ Транснефть»)

Системный подход к защите территорий и населения от разливов нефти и нефтепродуктов - одно из перспективных направлений работы ООО «НИИ Транснефть».

Первые основы методологии системного подхода к защите от разливов нефти были заложены коллективом авторов в 2016 году при подготовке работы, посвящённой обеспечению безопасности территорий Арктической зоны РФ от разливов нефти при возможных авариях на магистральном трубопроводе «Заполярье-Пурпе» (самом северном трубопроводе системы «Транснефть»). Более полную апробацию методика системного подхода получила при выполнении научно-исследовательской работы по разработке защитных мероприятий для перевалочного комплекса «Шесхарис».

Системный подход представляет собой методику, включающую [1]:

- 1) анализ рельефа и местности расположения исследуемого опасного производственного объекта;
- 2) определение зон и объектов приоритетной защиты;
- 3) оценку объёмов возможных разливов нефти, анализ риска возникновения аварий и определение наиболее опасных с этой точки зрения участков;
- 4) компьютерное моделирование разливов нефти и нефтепродуктов, определение путей их распространения;
- 5) предложения по локализации и ликвидации последствий возможных аварий, а также предложения по устройству защитных сооружений и приборного контроля разливов нефти и нефтепродуктов.

Системный подход предлагается к внедрению на объектах системы «Транснефть», приближенных к объектам приоритетной защиты: водным объектам, автомобильным и железным дорогам, населённым пунктам; для разработки защитных мероприятий для территорий и населения, переоценке сил и средств для локализации и ликвидации последствий возможных аварийных ситуаций.

Список литературы:

1. Половков С.А., Шестаков Р.Ю., Айсматуллин И.Р., Слепнёв В.Н. Системный подход при разработке мероприятий по предупреждению и локализации последствий аварий на нефтепроводах в Арктической зоне РФ// Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. – 2017. - №1(28) – С. 20-28.

ОДИН ИЗ АСПЕКТОВ ПРОБЛЕМЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Шпотаковский М.М.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Проектирование или реконструкция магистрального газопровода (МГ), как и любого другого инженерного сооружения, "обречены" на успех, если эти задачи рассматриваются как технико-экономические, что, прежде всего, относится и к температурным (тепловым) режимам МГ больших диаметров, составляющих основу Единой системы газоснабжения России.

Тепловой режим МГ является одним из основных факторов, определяющих экономичность работы газопроводов больших диаметров, т.к. по сравнению с другими факторами этот режим оказывает решающее "технологическое" влияние на технико-экономические показатели работы таких МГ.

Если на компрессорных станциях (КС) указанных МГ предусмотрено охлаждение транспортируемого газа (технический аспект задачи), то следует решить вопрос об оптимизации как тепловых режимов газопроводов, так и режимов работы оборудования КС, реализующего эти режимы (экономический аспект).

Однако, в настоящее время, решению задачи оптимизации тепловых режимов указанных МГ не уделяется достаточного внимания.

Предложены методики оптимизации тепловых режимов МГ и режимов работы, в частности, установок (УВОГ), состоящих из аппаратов воздушного охлаждения (АВО). Одна из этих методик уже реализована в виде программы, входящей в состав математического обеспечения автоматизированных рабочих мест диспетчеров на КС.

Рассмотрены варианты оснащения КС различными видами энергоприводов центробежных нагнетателей газа: газотурбинными и электрическими.

Решение указанной оптимизационной задачи является одним из важнейших элементов энергосберегающей технологии транспорта природного газа по МГ больших диаметров.

Оптимизация тепловых режимов как участков МГ, так и всего газопровода, а также оборудования для их реализации, является "общегазопроводным" мероприятием, которое должно организовываться и систематически контролироваться единым центром диспетчерской службой (участка МГ, всего МГ или центральной), а средства, полученные в результате экономии энергозатрат подлежат распределению между различными объектами МГ: КС участниками этих мероприятий пропорционально их вкладу в общее дело.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ХII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

12-14 февраля 2018 г.

*Секция 4. «Технология переработки нефти и газа,
нефтехимия и химмотология топлив и смазочных
материалов»*

Москва
2018 г.

**РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУРЫ ЭМУЛЬСОЛА
ВОДОСМЕШИВАЕМОЙ СМАЗОЧНО-ОХЛАЖДАЮЩЕЙ
ЖИДКОСТИ ДЛЯ ОБРАБОТКИ АВИАЦИОННЫХ СПЛАВОВ**

Агабеков С.С., Анисимов В.Г., Багдасаров Л.Н.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ООО «Русские
Компоненты»)

Цель настоящей работы – разработка конкурентоспособной рецептуры эмульсола водосмешиваемой СОЖ на основе отечественных компонентах и сравнение ее с импортными аналогами.

Исследован рынок отечественных компонентов, используемых при приготовлении СОЖ. Был подобран эмульгатор на основе жирных кислот талового масла и аминов. Эмульгатор был улучшен антикоррозионными присадками. Состав эмульсола указан в таблице.

Таблица – состав эмульсола

Наименование компонента	Массовая доля, %
1. Масло промышленное И-8А	45,00
2. Олеиновая кислота	16,00
3. Триэтаноламин	10,00
4. Диэфир дикарбоновой кислоты	6,00
5. Жирный спирт С16-С18	16,00
6. Вода дистиллированная	7,00

Было проведено сравнение физико-химических и эксплуатационных свойств эмульсий и концентратов СОЖ, разработанной нами и импортными аналогами. В ходе исследования и сравнения показателей, было выявлено, что СОЖ на основе отечественных компонентов не уступает импортным аналогам, а по некоторым пунктам, даже, превосходит их.

К ВОПРОСУ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА «ДИЗЕЛЬ-РК» ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧ ХИММОТОЛОГИИ

Адгамов И.Ф., Шаталов К.В.

(ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России»)

Влияние показателей качества дизельного топлива (ДТ) на эффективность работы дизеля оценивают экспериментально при энерго- и ресурсозатратных стендовых испытаниях на полноразмерных двигателях. Однако при разработке (модернизации) топлив уже на этапе теоретических исследований важно знать, как показатели качества ДТ влияют на показатели дизеля.

Для теоретической оценки влияния показателей качества ДТ на эффективность работы дизеля изучена возможность применения программного комплекса «Дизель-РК», широко используемого конструкторами при проведении теплового расчета, анализа, исследования и оптимизации всех типов двигателей внутреннего сгорания, в том числе дизелей. «Дизель-РК» моделирует рабочий процесс дизеля с учетом формы камеры сгорания и конструкции распылителя, рециркуляции отработавших газов, перепусков воздуха и газа, многоразового впрыска (процесс RCCI), системы управления клапанами газораспределения, также программа содержит средства визуализации, многозонную модель дизельной струи, детальный кинетический механизм для расчета «быстрых» NO_x и периода задержки самовоспламенения при RCCI. Программа содержит базу данных с различными видами топлив, а также имеется возможность вносить в программу новые виды топлив.

В качестве примера проведен расчет работы дизеля Д-245.1 на ДТ экологических классов К1 и К5 с цетановыми числами (ЦЧ) 46 ед. и 53,3 ед., дополнительно внесенных в имеющуюся базу топлив. Протокол расчета на каждом топливе содержит более 70 показателей (индикаторные, эффективные показатели, показатели рабочего процесса, «жесткости» и другие), характеризующие эффективность работы дизеля на исследуемых топливах.

По полученным данным установлено, что при работе дизеля на топливе с ЦЧ 53,3 ед. по сравнению с топливом с ЦЧ 46 ед. показатели «жесткости» улучшаются (максимальное давление цикла и скорость нарастания давления газов уменьшились соответственно на 2,6 % с 115,5 бар до 112,5 бар и на 44,3 % с 7,76 бар/град. до 4,32 бар/град., а период задержки воспламенения снизился на 24,8 % с 11,00 град. п.к.в. до 8,27 град. п.к.в.), рабочий процесс протекает «мягко», а дизель работает без стуков. При этом наблюдается незначительное ухудшение индикаторных и эффективных показателей дизеля (на 1-4 %), обусловленное более низкой теплотворной способностью топлива с ЦЧ 53,3 ед. по сравнению с топливом с ЦЧ 46 ед.

Анализ результатов свидетельствует о возможности применения программного комплекса «Дизель-РК» на этапе теоретических исследований для оценки влияния новых (модернизированных) марок ДТ на показатели эффективности работы дизеля.

**ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»: РОССИЙСКИЕ ИННОВАЦИОННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ.
ПРОМЫШЛЕННЫЙ ОПЫТ ЭКСПЛУАТАЦИИ КАТАЛИЗАТОРОВ
КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА ПОДТВЕРЖДАЮТ
КОНКУРЕНТНЫЕ ПРЕИМУЩЕСТВА ТЕХНОЛОГИИ «ГАЗПРОМ
НЕФТЬ»**

Андреева А.В.
(ПАО «Газпром нефть»)

Стратегический партнер в сфере разработки, производства и применения катализаторов крекинга — Институт проблем переработки углеводородов Сибирского отделения РАН (ИППУ СО РАН). Благодаря такому партнерству «Газпром нефть» регулярно обновляет «производственный ряд» катализаторов кат.крекинга, неустанно обеспечивая растущие потребности рынка.

Сегодня катализаторы крекинга производства Омского НПЗ эксплуатируются на 4-х установках суммарной мощностью по перерабатываемому сырью около 7 млн. т/год. Эксплуатация катализаторов крекинга марок М и Н позволяет достигать высоких отборов целевых продуктов и их высокого качества. Так, полная замена катализатора на Г-43-107 АО «Газпромнефть – Московский НПЗ» импортного аналога на катализатор крекинга марки М способствовала увеличению отбора бензиновой фракции с 51,8 %мас. до 53,9 %мас. Эксплуатация катализатора крекинга марки Н на установке ГК-3 АО «Ангарская нефтехимическая компания» позволила перейти на выпуск бензина с октановым числом до 93,9 пункта.

Полномасштабная модернизация на площадке катализаторного производства в 2016 году позволила перейти к производству катализатора нового поколения серии «Авангард». Данный катализатор характеризуется повышенной активностью, термической стабильностью и обеспечивает повышенный выход бензиновой фракции более 57 мас. %. При замене в 70 % каталитической системы на катализатор марки Авангард-1 на установке С-200 КТ-1/1 ОНПЗ наблюдается прогнозируемый рост отбора и качества целевых продуктов: отбора бензиновой фракции ($\Delta + 1,6$); конверсии и отбора светлых продуктов ($\Delta + 1,0$). При замене в 50 % каталитической системы на катализатор марки Авангард-2 на установке 43-103 ОНПЗ наблюдается прогнозируемый рост отбора и качества целевых продуктов: отбора бензиновой фракции ($\Delta + 3,7$); конверсии и отбора светлых продуктов ($\Delta + 1,6$).

**ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»: РОССИЙСКИЕ ИННОВАЦИОННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ.
МАКСИМАЛЬНОЕ ВОССТАНОВЛЕНИЕ АКТИВНОСТИ
КАТАЛИЗАТОРА ГЛУБОКОЙ ГИДРООЧИСТКИ НЕФТЯНЫХ
ФРАКЦИЙ**

Андреева А.В.
(ПАО «Газпром нефть»)

Наиболее рациональным способом использования дезактивированных катализаторов гидроочистки современных поколений является восстановление их активности путём сочетания стадий окислительной регенерации и реактивации органическими комплексообразователями. Институтом катализа СО РАН и «Газпром нефть» создана инновационная технология, обеспечивающая полное восстановление свойств дезактивированных катализаторов глубокой гидроочистки дизельного топлива.

В рамках производственной программы АО «Газпромнефть-ОНПЗ» катализатор глубокой гидроочистки дизельного топлива, реактивированный по инновационной технологии, подтвердил восстановление активности на уровне свежего катализатора. Реактивированный катализатор в период с мая 2016 года по апрель 2017 года обеспечил выпуск дизельного топлива стандарта ЕВРО 5.

Сравнение полученных показателей с данными промышленной эксплуатации свежих катализаторов показало, что реактивированный катализатор эксплуатируется в гидроочистке различного по составу сырья в широком интервале температур и расходов.

Для иллюстрации возможностей реактивированного катализатора наиболее показательным является период с 1 по 22 июня 2016 года. За это время гидроочистка проводилась при объёмной скорости подачи сырья $2,33 \text{ ч}^{-1}$, сырьём являлась прямогонная летняя дизельная фракция, содержащая 12,50-13,75 об. % лёгкого газойля каталитического крекинга (ЛГ). Получение гидрогенизата со средним остаточным содержанием серы 7 ppm из сырья со средним содержанием серы 3350 ppm достигалось при средней температуре на входе в реакторный блок 367°C . Примерно такие же показатели достигались на втором потоке Л-24-6 при гидроочистке близкого по составу сырья на свежих катализаторах. Например, при указанных выше значениях объёмной скорости по сырью, давлению, кратности циркуляции и чистоте ВСГ, гидроочистка сырья (3300-3450 ppm S, 10 об. % ЛГ) с получением гидрогенизата, содержащего менее 10 ppm S, проводилась при входной температуре 370°C в начальный и 378°C в конечные периоды эксплуатации катализаторов.

**ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»: РОССИЙСКИЕ ИННОВАЦИОННЫЕ
ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕПЕРЕРАБОТКЕ.
РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОГО
КАТАЛИЗАТОРА ПРОЦЕССА ОЛИГОМЕРИЗАЦИИ БУТАН-
БУТИЛЕНОВОЙ ФРАКЦИИ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА
ВЫСОКООКТАНОВОГО КОМПОНЕНТА АВТОМОБИЛЬНОГО
БЕНЗИНА**

Андреева А.В.
(ПАО «Газпром нефть»)

Эффективным и рациональным направлением использования многотоннажных ресурсов олефиновых фракций, в частности пропан-пропиленовой и бутан-бутиленовой (ББФ), является их олигомеризация с получением продуктов с высокой добавленной стоимостью, таких как высокооктановые компоненты автомобильных бензинов.

На основе проведенных исследований успешно разработана и принята к реализации в промышленных условиях технология производства цеолитсодержащего катализатора олигомеризации КОБ-1, разработанного в ходе НИОКР совместно с компанией ООО «Унисит».

В рамках производственной программы на блоке олигомеризации установки получения МТБЭ АО «Газпромнефть-МНПЗ» катализатор КОБ-1 показал увеличенный срок межрегенерационного пробега более чем в 2,5 раза, увеличенный выход олигомеризата на 30% в сравнении с промышленным аналогом. По результатам пробега в Компании принято решение о внедрении катализатора олигомеризации КОБ-1.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИСКУССТВЕННЫХ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ РАСЧЕТА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Анисимов Д.И.

(ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России»)

Искусственные нейронные сети (ИНС)— математическая модель, а также её программное или аппаратное воплощение, построенная по принципу организации и функционирования биологических нейронных сетей — сетей нервных клеток живого организма. С появлением методов нейронного моделирования, становится возможным находить достаточно сложные нелинейные зависимости за короткие сроки. Данные методы позволяют получить адекватные модели для описания различных процессов.

К таким «сложным задачам» можно отнести и задачи, которые решает химмотология. Эксплуатационные свойства горюче смазочных материалов (ГСМ) такие как воспламеняемость, склонность к отложениям, конструкционная совместимость, смазывающая способность и др., проявляющиеся при производстве, хранении, применении, в значительной степени определяют надежность техники. Поэтому установление устойчивых количественных связей между качеством ГСМ их составом является важной задачей.

Применение искусственных нейронных сетей представляет новый подход к решению задач по нахождению таких связей. Так, собрав достаточно данных по составу какого-либо ГСМ и его эксплуатационным характеристикам, и обучив на этих данных ИНС можно получить систему, рассчитывающую эксплуатационные свойства нефтепродуктов по составу.

Для предварительной оценки возможности использования искусственных нейронных сетей для расчета химмотологических свойств нефтепродуктов в качестве прогнозируемого значения был выбран физико-химический показатель максимальная высота некоптящего пламени авиакеросинов. На основе выборки паспортов на реактивные топлива, была создана и обучена ИНС, которая проверялась на 5 образцах авиакеросинов не участвующих в обучении.

Полученные результаты показали, что созданная ИНС достаточно точно рассчитывает значения максимальной высоты некоптящего пламени, ошибка получаемых значений не превышает 1%.

Таким образом, применение ИНС для расчета максимальной высоты некоптящего пламени авиакеросинов показывает принципиальную возможность их использования для оценки эксплуатационных свойств нефтепродуктов.

СИНТЕЗ МЕТАЛЛИЧЕСКИХ КАТАЛИЗАТОРОВ НА ОСНОВЕ ГАЛЛУАЗИТА ДЛЯ ПАРЦИАЛЬНОГО ОКИСЛЕНИЯ АРОМАТИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ

Артемова М.И., Чудаков Я.А., Глотов А.П., Ставицкая А.В,
Винокуров В.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Процессы парциального окисления ароматических углеводородов кислородом воздуха вызывают повышенный интерес в силу своей экологической и экономической целесообразности и позволяют получать целый ряд таких важных продуктов нефтехимии, как ангидриды, спирты, альдегиды, органические кислоты.

На сегодняшний день перспективным направлением в развитии катализа является использование природных материалов в качестве носителей. Одним из таких материалов является галлуазит – глинистый минерал с трубчатой наноструктурой. Низкая стоимость, биоразлагаемость и уникальные химические свойства галлуазита дают ему преимущества перед дорогими синтетическими материалами, такими как углеродные нанотрубки и цеолиты.

В данной работе методом пропитки галлуазита были синтезированы катализаторы, содержащие различные металлы (Fe, Co, Cu). Полученные образцы были охарактеризованы комплексом физико-химических методов анализа: просвечивающей электронной микроскопией (ПЭМ), рентгенофазовым анализом (РФА), низкотемпературной адсорбцией-десорбцией азота и термопрограммируемой десорбцией аммиака (NH_3 -ТПД).

Образцы катализаторов были исследованы в реакциях парциального окисления бензола, толуола, о- и п-ксилолов. Эксперименты проводили в стальных автоклавах объемом 40 мл со стеклянными вкладышами в присутствии воды при температурах 150-180°C и давлении воздуха 0,5-3,0 МПа. Анализ состава продуктов реакции проводили методом газожидкостной хроматографии.

Результаты анализа состава продуктов позволили сделать выводы о зависимости конверсии и селективности от температуры, давления и природы металла. Наибольшую активность в окислении бензола и толуола проявляет железосодержащий катализатор, а о- и п-ксилолов – медьсодержащий. Легче всего окислению поддается о-ксилол. Повышение давления в реакционной системе приводит к увеличению конверсии субстратов в 2-3 раза.

Работы проведены при финансовой поддержке государства в лице Министерства образования и науки РФ (уникальный идентификатор проекта RFMEFI57717X0239; номер соглашения 14.577.21.0239).

ПРОИЗВОДСТВО ТОПЛИВА МАЛОВЯЗКОГО СУДОВОГО С ВОВЛЕЧЕНИЕМ ТЯЖЕЛЫХ КОМПОНЕНТОВ И ДЕПРЕССОРНО- ДИСПЕРГИРУЮЩИХ ПРИСАДОК

Артемяева Ж.Н.¹, Дьячкова С.Г.², Кузора И.Е.¹, Старикова О.В.¹,
Посельская Т.Ю.²

(¹АО «АНХК», ²ФГБОУ ВО «ИРНИТУ»)

Важнейшими современными задачами развития нефтепереработки являются увеличение глубины переработки нефти. В связи с этим, актуальным является максимальное использование продуктов вторичного происхождения и утяжеленных прямогонных фракций для производства товарных топлив, в частности топлива маловязкого судового (ТМС).

С целью изучения возможности производства ТМС с использованием тяжелого нефтяного сырья АО «АНХК» нами была разработана рецептура основы ТМС, на базе которой испытаны 14 товарных депрессорно–диспергирующих присадок (ДДП).

Известно, что ТМС производится из дистиллятных фракций, получаемых прямой перегонкой нефти, а также из продуктов вторичных процессов нефтепереработки. Согласно ТУ 38.101567-2014 для ТМС нормируется температура застывания: ≤ -10 °С. Использование тяжелых компонентов в приготовлении ТМС приводит к несоответствию по данному показателю. Применение ДДП [1] позволяет снизить температуру застывания, улучшить прокачиваемость топлива. Вместе с тем, с применением депрессорных присадок в топливах связана проблема расслоения топлива с депрессорной присадкой при холодном хранении, что может быть устранено путём введения в топливо диспергатора парафинов.

И депрессор, и диспергатор могут подбираться для топлива по-отдельности, но могут использоваться в виде бифункционального пакета. В настоящее время предпочтение отдаётся именно таким пакетам [2].

В продолжение наших исследований [3] в качестве базовой основы ТМС нами предложена композиция на основе компонентов, получаемых на установках первичной и вторичной переработки нефти АО «АНХК»: тяжелых прямогонных среднедистиллятных фракций, дистиллята вакуумного, лёгкого газойля каталитического крекинга и тяжелой фракции гидрокрекинга.

В ходе испытаний на базовой основе ТМС установлено, что 5 из исследуемых 14 ДДП позволяют получать необходимое качество ТМС по низкотемпературным показателям, а также обеспечить его стабильность при холодном хранении. Это следующие присадки: ДД-08 ООО "Алтайские присадки"; Dodiflow 8022 «CLARIANT»; Dodiflow 8112 «CLARIANT»; Infineum R707 ООО «Мультисол»; Infineum IDN 10966 ООО «Мультисол». Исследования по изучению и оценке химмотологических свойств ТМС с использованием этих присадок продолжаются.

Список литературы:

1. Папок К. К., Рагозин Н. А. Словарь по топливам, маслам, присадкам. «Химия», 1975.
2. Данилов А. М. Применение присадок в топливах. – М.: Мир, 2005-288 с.
3. Ж.Н. Артемяева, О.В. Старикова, Т.Ю. Посельская, Е.М. Галушко, С.Г. Дьячкова Материалы VII всероссийской научно-практической конференции с международным участием «Перспективы развития технологии переработки углеводородных, растительных и минеральных ресурсов» ИРНИТУ. – Иркутск.-2017, с. 128-130.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛКИЛНАФТАЛИНОВЫХ МАСЕЛ В КАЧЕСТВЕ ДИСПЕРСИОННОЙ СРЕДЫ ПОЛИМОЧЕВИННЫХ СМАЗОК

Ахмедов К.Н., Килякова А.Ю., Тонконогов Б.П.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В настоящее время алкилнафталиновым (АН) маслам в нашей стране не уделяется должного внимания. Вместе с тем опыт применения АН масел за рубежом показывает, что на их основе можно создать высококачественные продукты масляного производства. Немаловажным, а даже актуальным в наше время является экологический аспект производства и применения масел и смазок с последующей их утилизацией без вреда для экосистемы. Обнаружено, что АН масла на основе моно- и диалкилнафталинов не склонны к газовыделению и окислению и не загрязняют окружающую среду, так как подвергаются биоразложению в естественных условиях.

Целью работы является исследование методов получения, состава и свойств смазок на основе АН масел с применением полимочевинных загустителей, а также области их применения. Получено и проанализировано три опытных образца смазок с различным процентным содержанием дисперсионной среды и загустителя. Было замечено, что от изменения %-ного содержания загустителя в опытных образцах из основных показателей качества смазок кардинально изменялись только значения пенетрации, в то время как коллоидная стабильность и температура каплепадения изменились не существенно. Также была проведена сравнительная характеристика одной из полученных смазок с отечественным и зарубежным аналогами (таблица 1). Сравнительный анализ показал, что смазка на АН масле в качестве дисперсионной среды и полимочевине в качестве загустителя ничем не уступает лучшим отечественным и зарубежным аналогам, а по некоторым показателям эксплуатационных свойств превосходит их.

После поверхностного изучения основных показателей и характеристик, очевидна перспективность данного процесса получения и применения пластичных смазок на основе АН масел.

Таблица 1 – Сравнительная характеристика пластичных смазок

Показатель	Образец №3	Политерм многоцелевая	Mobil Polyrex EM 103
Коллоидная стабильность, % масс.	1,14	4,27	2,10
Цвет	Светло-желтый	коричневый	синий
Температура каплепадения, °C	>250	224	270
Пенетрация, мм*10 ⁻¹ при 25°C	276	260	256

РЕКОНСТРУКЦИЯ УСТАНОВКИ ГИДРООЧИСТКИ БЕНЗИНА КОМПЛЕКСА ЛК-6У ПАВЛОДАРСКОГО НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО ЗАВОДА

Бабидорич М.И.¹, Реутова О.А.²
(¹ОмГТУ, ²ОмГУ им. Ф.М. Достоевского)

В работе представлен проект по реконструкции реакторного блока установки гидроочистки бензина комплекса ЛК-6У Павлодарского нефтехимического завода, выполненного на базе ПАО "ОНХП".

Цель работы: показать возможность для увеличения производительности установки гидроочистки бензина комплекса ЛК-6У при сохранении стабильной работы оборудования.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- моделирование реакторного блока установки гидроочистки в среде Aspen HYSYS;

- пинч-анализ теплообменной системы;

- технологический расчет оборудования.

Модернизация Павлодарского нефтехимического завода позволит увеличить количество вовлекаемого сырья в процесс каталитического риформинга на 24%. Что в свою очередь приведет к изменению нагрузки на технологическое оборудование установки предварительной гидроочистки нафты.

Для обеспечения стабильной работы реакторного блока гидроочистки при увеличении производительности потребуется монтаж дополнительного сырьевого насоса и холодильника продуктов. Пинч-анализ теплообменной системы показал, что при увеличении производительности возрастает энергопотенциал продуктового потока, при этом монтаж дополнительного рекуперативного теплообменника приведет к снижению нагрузки на печь подогрева сырья и холодильники продуктов реакции на 30%.

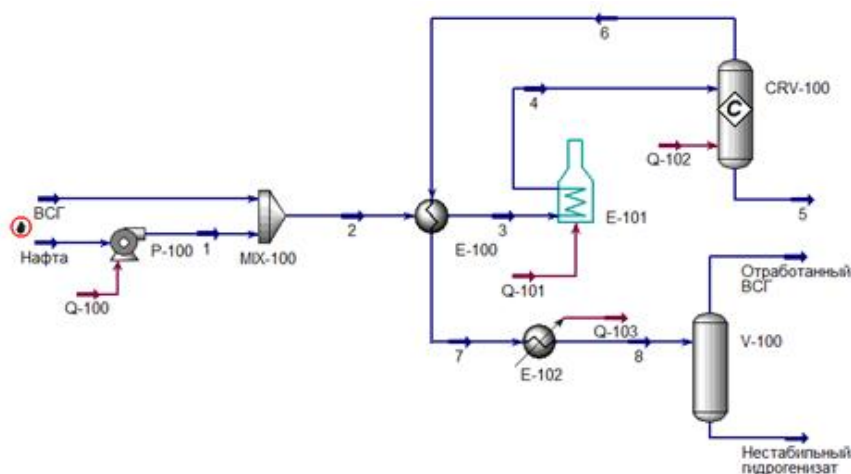


Рисунок 1. Компьютерная модель реакторного блока установки гидроочистки бензина

ОПТИМАЛЬНОЕ КОМПАУНДИРОВАНИЕ КОТЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ

Байгускарова Л.Ф., Гадынанова С.Ф., Гайсина А.Р.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Котельное топливо является одним из наиболее крупнотоннажных нефтепродуктов в нашей стране. Топочный мазут используется как топливо для стационарных котельных установок, судовых топок и промышленных печей. Значительное количество котельного топлива получают на нефтеперерабатывающем заводе смешением (компаундированием) из компонентов, которые вырабатываются на различных установках [1].

В настоящее время в товарном производстве на одной из площадок уфимских НПЗ достичь получения качественного котельного топлива и одновременного проведения «быстрого» компаундирования достаточно сложно [1].

Для того, чтобы понять картину компаундирования котельного топлива на производственной площадке уфимского НПЗ, авторами данного исследования было собран ряд показателей за сентябрь, октябрь и ноябрь 2017 года следующих компонентов котельного топлива: вакуумный остаток с установки «Висбрекинг гудрона», вакуумный газойль легкий с установки АВТ-6, прямогонная дизельная фракция с установки АВТ-6, легкий каталитический газойль с установки Г-43-107М/1.

Отобрали вышеуказанные фракции за 3 декабря 2017 года и определили следующие показатели: вязкость условную при 100 °С (для гудронов при 80 °С), содержание фракций до 350 °С, содержание серы и температуру вспышки в открытом тигле.

Согласно литературным данным и требованиям к котельному топливу выбрали топливную композицию.

Расчет некоторых показателей смесей, а именно содержание серы и содержание фракции до 350 °С, провели по правилу аддитивности и сравнили их с экспериментальными данными. Кроме этого, определили еще ряд показателей, такие как, температуру вспышки в открытом тигле, вязкость условную при 100 °С и вязкость кинематическую при 100 °С.

Сравнивая результаты экспериментов с нормами показателей качества, можно сделать вывод о том, что все смеси соответствуют требованиям, предъявляемым к топочному мазуту.

Список литературы:

1 Байгускарова, Л.Ф., Подбор оптимальной рецептуры компаундирования котельных топлив по вязкости / Л.Ф. Байгускарова, А.Р. Гайсина, К.Г. Жуков, К.Е. Станкевич // Материалы Международной научно-практической конференции «Нефтегазопереработка – 2017». – 2017. – С. 80-81.

МОДЕЛИРОВАНИЕ И АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА ДЛЯ УСЛОВИЙ АРКТИЧЕСКОГО КЛИМАТА

Баканев И.А.
(ООО «РН-ЦИР»)

В 2017 году исполнилось сто лет с момента рождения новой отрасли топливно-энергетического комплекса – отрасли сжижения природных газов, которая началась со строительства установки по сжижению в Западной Виргинии (США), пуск ее состоялся в 1917 году. Опыт эксплуатации показал, что производство СПГ на тот момент было нерентабельным ввиду отсутствия апробированных криогенных технологий и низкого спроса на продукцию. Рост цен на энергоносители после нефтяного кризиса 1970-х годов и рост их потребления сделало производство сжиженных природных газов (СПГ) не только рентабельным, но и более удобным и выгодным с точки зрения перехода с трубопроводного транспорта на новые пути транспортировки газа. Производство СПГ дает возможность реагировать на быстро меняющиеся условия мирового рынка углеводородных газов, позволяет отказаться от технологических газопроводов и перейти на новые методы транспортировки газов, тем самым решая многие проблемы.

Существует множество технологий сжижения природного газа. Их сравнительный анализ по различным критериям: опыт работы, производительность и гибкость процесса, применяемые хладагенты и оборудование, удельные затраты энергии, технико-экономические показатели сжижения, эксплуатационные затраты и др. показывает, что наиболее оптимальными являются две из них - C_3MR и DMR . Хотя технология C_3MR и превосходит все остальные почти по всем параметрам (поверхность теплообмена, число единиц оборудования и т.д), технология сжижения DMR является перспективной и не уступает по некоторым показателям технологии сжижения C_3MR , к тому же эффективность процесса DMR может быть улучшена за счет применения более эффективной конструкции теплообменного блока.

В настоящей работе приведены результаты моделирования технологий сжижения природного газа C_3MR и DMR в программном комплексе ASPEN HYSYS, их анализ и сравнение по ряду критериев, рассмотрено влияние холодного арктического климата на эффективность этих технологий, приведены расчеты основных технических и расходных показателей энергоресурсов и материалов установки сжижения. Выбрана оптимальная технология для условий арктического климата.

Список литературы:

1. Голубева И.А., Мещерин И.В., Дубровина Е.П. Производство сжиженного природного газа: вчера, сегодня, завтра – М.: Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. 2016. № 6. С. 4-13.

ПРИНЦИПЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ГОРЮЧЕ-СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ ОЦЕНКЕ ИХ СООТВЕТСТВИЯ ТРЕБОВАНИЯМ ГОСУДАРСТВЕННОГО ЗАКАЗЧИКА

Балак Г.М., Приваленко А.Н., Орешенков А.В.
(ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России»)

Одним из элементов системы оценки соответствия горюче-смазочных материалов (ГСМ) требованиям государственного заказчика является установление неизменности на протяжении всего периода выпуска ГСМ их компонентного состава, а также его идентификация. Идентификация ГСМ является, кроме того, необходимым этапом исследований причин отказов техники, связанных с применением ГСМ.

С учетом особенностей характеристик ГСМ их идентификация должна включать подтверждение соответствия/несоответствия показателей качества ГСМ требованиям нормативной документации (НД) на группу/подгруппу/марку ГСМ, а также нормам программ квалификационных испытаний, и состава ГСМ как присутствия и содержания компонентов основы и присадок – требуемому НД и/или заявляемому в материалах предприятий-изготовителей ГСМ, и/или указываемому в спецификациях к договорам поставки ГСМ.

На основе общих принципов химической идентификации разработаны принципы и алгоритмы идентификации состава ГСМ с требуемой достоверностью с использованием в качестве идентификационных следующих признаков: фактов присутствия и значений концентрации основных веществ и технологических примесей из состава основ и присадок, классов/групп соединений и индивидуальных соединений, а также особенностей их строения и содержания в составе исследуемого образца ГСМ примесей соединений/продуктов, не предусмотренных НД и/или материалами предприятия-изготовителя, – при идентификации компонентного состава; содержания металлов из состава их соединений, растворимых либо солубилизованных в веществе ГСМ, и содержания неметаллов – при идентификации элементного состава. Разработанный на основе предложенных принципов идентификации ГСМ алгоритм исследования химмотологических причин отказов техники включает, кроме того, использование в качестве идентификационных признаков особенности морфологии вещества ГСМ как присутствия, концентрации, размеров и строения частиц механических примесей и детектируемых сложных структурных единиц, являющихся возможными прекурсорами осадков в составе вещества ГСМ. По аналогии с химической идентификацией идентификация состава ГСМ проводится с использованием комплекса физических, физико-химических и химических методов исследования состава вещества.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТАЛЛОВ В НАНОСТРУКТУРИРОВАННОЙ ФОРМЕ В ПРОЦЕССАХ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА НЕФТЯНОГО СЫРЬЯ (НЕФТИ, МАЗУТА, ПЕЧНОГО ТОПЛИВА)

Балобаева Н.Н., Леонтьева А.И., Брянкина А.Н.

(ФГБОУ ВО «Тамбовский государственный технический университет»)

Одним из современных способов повышения глубины каталитической переработки нефти и её тёмных фракций является использование композиций металлов в наноструктурированной форме, обладающей высокой поверхностью контакта в процессах каталитического крекинга нефтяного сырья, а также облагораживания светлых нефтяных фракций, являющихся сырьем для производства моторных топлив. Сегодня специалисты данной области проявляют высокий интерес к наноразмерным катализаторам, в том числе металлам и их оксидам, частицы которых за счет своих малых размеров (до 100 нм) проявляют в реакционной среде специфические свойства и демонстрируют высокую эффективность каталитического воздействия.

Результаты экспериментальных исследований процесса крекинга нефти при введении в сырье частиц металлов в наноструктурированной форме (Ni, Mn, Cr) с размером частиц от 10 до 50 нм в смеси с частицами оксидов металлов (W_2O_3 , Al_2O_3), проявляющими слабые кислотные свойства, в виде суспензии в органических растворителях (прямогонный бензин, дизельная фракция) обеспечивали увеличение выхода бензиновой фракции (н.к.+30 °С, к.к.+195 °С), с 25 до 33 %масс.

Оценка эффективности применения металлов в наноструктурированной форме в процессе крекинга мазута (отбензиненной нефти) при введении в сырье суспензии частиц Pt эквивалентным диаметром от 10 до 50 нм в смеси с частицами цеолита ZSM-5 обеспечивает выход бензиновой фракции в данном случае больше на 15 % по сравнению с крекингом того же мазута при введении в сырье только частиц цеолита.

В результате исследования влияния наноразмерных частиц на процесс термо-каталитического разделения светлого печного топлива удалось увеличить выход бензиновой фракции из печного топлива на 10% при введении в сырье частиц Ni, Cr, Mn в наноструктурированной форме.

Анализ группового и компонентного составов полученных бензиновых фракции позволил выявить прирост доли высокооктановых компонентов в продуктах крекинга нефтяного сырья в присутствии частиц металлов в наноструктурированной форме: ОЧИМ бензиновой фракции, полученной при перегонке нефти, выросло на 10 единиц; бензиновой фракции, полученной при перегонке печного топлива – на 13 единиц.

СТАБИЛИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ТЕРМООКИСЛИТЕЛЬНОЙ ДЕСТРУКЦИИ ЗАЩИТНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ БАКОВ- АККУМУЛЯТОРОВ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Беломестнова Ю.С., Татур И.Р., Леонтьев А.В
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Защитные жидкости в баках-аккумуляторах горячего водоснабжения (БАГВ) подвергаются термоокислительной деструкции, вследствие воздействия на них температуры и кислорода, находящегося в контакте с металлом. В результате снижается вязкость, увеличивается газопроницаемость покрытия и коррозия БАГВ.

В действующей нормативно – технической документации (НТД) установлены значения показателей, определяющих ресурс работы ЗЖ.

Определена возможность увеличения их срока службы ЗЖ, путем введения в ее состав «свежей» ЗЖ. Однако при этом ускоряется процесс деструкции ЗЖ в БАГВ из-за содержания в системе продуктов окисления.

Цель работы – стабилизация процессов деструкции ЗЖ, находящихся в эксплуатации.

В качестве объектов исследования использованы ЗЖ, находившиеся в эксплуатации в БАГВ ПАО «ТГК -1», «свежая» ЗЖ (ТУ 26-02-592-83 изм. 1-9 с динамической вязкостью при 90°С - 1,54 Па·с и условной вязкостью при 20°С - 54 с). Ингибитор окисления – присадка Агидол-1 в концентрациях от 0,25 до 1,0 % мас.

Показано, что для обеспечения своих функций динамическая вязкость ЗЖ должна быть в пределах 0,2 – 0,3 Па·с при 90°С (условная вязкость при 20°С 30 – 60 с), что достигается при использовании «свежей» ЗЖ в объемной концентрации 60-80% от находящейся в эксплуатации. Концентрация ингибитора Агидол-1 в смеси ЗЖ составляет не менее 0,5% мас. В результате введения ингибированной ЗЖ в БАГВ термоокислительная стабильность и защитные свойства ЗЖ в БАГВ возрастают и соответствуют требованиям НТД.

Применение такого способа стабилизации процесса окисления ЗЖ увеличивает их ресурс работы и снижает затраты предприятия по эксплуатации БАГВ.

ОСЛОЖНЕНИЯ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГЛИКОЛЕВЫХ СИСТЕМ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Бриков А.В., Маркин А.Н.

(Салым Петролеум Девелопмент Н.В., Филиал Тюменского
индустриального университета в г. Нижневартовске)

В нефте- и газодобыче гликоли находят широкое применение при первичной подготовке и транспортировке нефти и газа. Основными проблемами, возникающих при использовании гликолей, являются: ухудшение теплообмена и локальный перегрев в теплообменниках в результате отложений органических продуктов на стенках теплообменников; уменьшение производительности центробежных насосов в результате налипания отложений продуктов деструкции гликолей на крыльчатке. Осложнения связаны с образованием органических и минеральных отложений. Методом пиролитической хроматомасс-спектрометрии было установлено, что органическая часть отложений представляет собой полимер со структурой подобной ПЭГ.

Другой важной проблемой, возникающей при эксплуатации систем регенерации гликолей, является образование гелей ПЭГ, приводящее к закупорке фильтров и необходимости их частой очистки. В лабораторных условиях авторами были получены гели ПЭГ из водных, водногликолевых и гликолевых растворов ПЭГ и изучены их свойства. Установлено, что гели образуются при взаимодействии водных и водногликолевых растворов ПЭГ с ионами кальция, железа (II) и (III) при температуре 115-140 °С. Образование геля наблюдается в широком (от 3,8 до 9,7) интервале рН. Гели проявляют аномальные реологические свойства, а именно мгновенное полное прекращение течения при превышении некоторой скорости сдвига.

Возможен следующий механизм образования геля в системах регенерации гликолей нефтегазодобывающих предприятий. При температуре 120-170 °С из низкомолекулярных гликолей образуется ПЭГ. Основными механизмами образования ПЭГ являются радикальная полимеризация и поликонденсация. ПЭГ в концентрациях до 0,1 % мас. не оказывает заметного влияния на вязкость водногликолевых растворов. При резком увеличении концентрации ионов металлов в водногликолевом растворе, что может быть связано с вводом в эксплуатацию нового добывающего горизонта, происходит сшивание ПЭГ. Процесс сшивания ПЭГ проходит при температурах 115-140 °С в течение 0,6-2,5 часов. Это объясняет резкое прекращение образования геля в системах регенерации гликолей нефтегазодобывающих предприятий – после быстрого образования геля концентрация ПЭГ в водногликолевом растворе снижается и уже недостаточна для образования новых порций геля.

Таким образом, контроль концентрации ПЭГ в гликолях наряду с подбором реагентов, позволяющих эффективно удалять как органические, так и минеральные отложения является актуальной задачей.

МИНЕРАЛЬНЫЕ КОМПОЗИЦИИ ЭЛЕМЕНТОВ ФИЛЬТРА ДЛЯ ПРОЦЕССА АДСОРБЦИОННОЙ ДЕСУЛЬФУРИЗАЦИИ НЕФТИ И ПРОДУКТОВ ЕЕ ПЕРЕРАБОТКИ

Брянкин К.В., Альмансури Ахмед Чид Ауда, Алаамери Ехсан Хашим
Мохаммед

(ФГБОУ ВО «Тамбовский государственный технический университет»)

Сера в нефти и нефтепродуктах является одной из наиболее распространенных примесей. Содержание ее в нефтепродуктах жестко регламентируется государственными стандартами. Концентрация этого химического элемента и его производных в сырой нефти колеблется от сотых долей до шести процентов. Сернистые химические соединения в нефтяных фракциях распределены неравномерно. Обычно их концентрация возрастает с увеличением температуры кипения нефтепродукта. Обессеривание или десульфуризация нефти в мире проводится в основном методами разрушения или извлечения сероорганических соединений.

Предлагается адсорбционный способ десульфуризации нефти и нефтепродуктов. В качестве сорбентов фильтра используется матрица продукта (пепельные структуры), который подвергается процессу очистки от серы и ее соединений и минеральные природные соединения. Пепельными структурами называем соединения, которые прошли обработку (сжигание) при температуре 1000 °С. Матрицами называем структуру вещества, нанесенную на носитель соль (NaCl) и обработанного при температуре 1000 °С.

Фильтр для десульфуризации прямогонного бензина содержит слои: матрица продукта, подвергаемого очистке, пережженная при 1000 °С, и минеральные продукты – земля, глина, песок. Активирование матрицы прямогонного бензина проводили путем прокаливания ее с металлами в наноструктурированной форме в муфельной печи в течение 50 минут.

В элементный состав матрицы прямогонного бензина были введены следующие металлы в наноструктурированной форме Ni, Co, Cu, Fe, W. В ходе проведенных исследований по определению элементного состава было принято решение о введении дополнительного слоя фильтра, состоящего из следующих металлов в наноструктурированной форме: Fe, Co, Cu, Ni, Zn, Si, Al. Активацию элементов матрицы и компонентов фильтра после использования проводили путем их прокаливания в муфельной печи при температуре 300 °С.

Предложенные структуры матриц объекта десульфуризации и компонентов слоев фильтра природного происхождения для адсорбционного метода удаления серы и серосодержащих соединений из нефти и продуктов ее переработки обеспечивают удаление серосодержащих соединений на 68% от первоначального состава.

ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ПЕРЕРАБОТКЕ ТЯЖЕЛОЙ СМОЛЫ ПИРОЛИЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

Булавка Ю.А., Якубовский С.Ф., Хохотов С.С., Ляхович В.А.
(Полоцкий государственный университет)

Тяжелая смола пиролиза (ТСП) является побочным продуктом пиролиза углеводородного сырья, представляют собой смесь различных групп углеводородов с температурой кипения выше 180°C. В настоящее время рационального применения не находит, в большинстве случаев используется как компонент котельного топлива. Только в России производство тяжелой смолы пиролиза доходит до 325 000 тонн в год. В Беларуси на заводе «Полимир» ОАО «Нафтан» объемы выработки тяжелой смолы пиролиза 12000...16000 тонн в год. Выполненный нами анализ результатов хроматографии белорусской ТСП позволил идентифицировать ингредиенты жидкого концентрата, определено более 225 индивидуальных веществ, при этом содержание ароматических углеводородов доходит до 67% мас., в частности, нафталина до 18 % мас. В связи с этим, по нашему мнению, наиболее целесообразным способом использования жидкого концентрата ТСП является извлечение из него нафталина [1]. Нами запатентован способ получения нафталина из фракции жидких продуктов пиролиза углеводородного сырья, включающий простую атмосферную и затем вакуумную разгонку ТСП с выделением концентрата нафталина, который подвергают азеотропной ректификации, а затем направляют на стадии кристаллизации и прессования. ГУ «БелИСА» разработан бизнес-план проекта данной технологической установки с горизонтом расчета на 5 лет, инвестиционные затраты составляют около 3,1 млн долл. США, чистый дисконтированный доход 6,9 млн долл. США, внутренняя норма доходности 74 %, динамический срок окупаемости 2,67 года, рентабельность продукции 28%, данные результаты подтверждают целесообразность инвестирования денежных средств в данный проект.

Нами выполнены исследования по использованию ТСП, из которой извлечён нафталин в качестве противосмерзающего средства для транспортировки при низких температурах воздуха нефтяного кокса, полезных ископаемых и других рыхлых вскрышных пород с повышенной влажностью железнодорожным и прочими видами транспорта. Установлено, что предлагаемый продукт не уступает по физико-химическим свойствам промышленному аналогу Ниогрину: по температуре застывания (не выше -45 °C), температуре вспышки, условной вязкости и прочим параметрам.

Дополнительная информация:

1. Сравнительная оценка растворяющей способности углеводородов и спиртов по отношению к нафталину/Якубовский С.Ф., Булавка Ю.А., Казак Е.В.//Вестник Полоцкого государственного университета. Серия В, Промышленность. Прикладные науки. - 2016. - № 3. - С. 160-163.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ ДЕПРЕССОРНО-ДИСПЕРГИРУЮЩИХ ПРИСАДОК В ДИЗЕЛЬНОМ ТОПЛИВЕ РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА

Буров Е.А., Иванова Л.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Для России, страны, которая находится в зонах умеренного и субарктического климатов и для большей части территории которой характерна низкая температура окружающей среды в осенне-зимний период - получение высококачественных низкозастывающих сортов дизельного топлива одна из важных народно-хозяйственных задач. В 2016 году объем производства зимнего и арктического топлива в общем балансе нефтепереработки не превысил и 18%.

Одним из экономически оправданных способов улучшения низкотемпературных свойств дизельного топлива является введение депрессорно-диспергирующих присадок. При использовании данного класса присадок можно получить топливо с улучшенными низкотемпературными показателями. Однако приемистость топлив к присадкам зависит от их химического состава и взаимного соотношения углеводородов различных классов в исходном топливе.

Целью данной работы - исследование эффективности действия депрессорно-диспергирующих присадок в дизельных топливах различного химического состава. В качестве объектов исследования были взяты базовые гидроочищенные образцы топлив Ярославского (1), Рязанского(2) и Новокуйбышевского НПЗ (3).

Важнейшим фактором, определяющим эффективность действия присадок данного типа - является количественное содержание и молекулярно-массовое распределение н-алканов в дизельном топливе. Топливо 3 по сравнению с другими исследуемыми образцами, характеризовалось более высоким содержанием высокомолекулярных н-алканов, что определяло его низкотемпературные свойства: более высокие значения температуры помутнения, застывания и предельной температуры фильтруемости (ПТФ). В каждом из исследуемых образцов было проведено сравнительное испытание 3-х композиционных присадок (депрессор + диспергатор), вырабатываемых фирмами: BASF (Keroflux 6402 и 3614), Innospec (OFI 7680 5200) и отечественная присадка ВЭС-410 совместно с отечественным диспергатором «Депран».

Для образцов топлива 1 и 2 наиболее эффективными являлись композиции депрессор:диспергатор в соотношении 2:1. При применении отечественной композиции присадок в данных образцах наблюдается синергизм, приводящий к снижению ПТФ на 3 °С, по сравнению с топливом, содержащим только депрессор ВЭС-410. Топливо 3 оказалось мало восприимчивым к введению диспергаторов.

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПРОЦЕССА ТЕРМОЛИЗА ОТРАБОТАННЫХ ШИН

Васильев Д.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В последние годы во многих странах большое внимание уделяется проблеме использования образующихся во всё возрастающих количествах отходов производства и потребления, в том числе изношенных автомобильных шин, которые являются одним из самых крупнотоннажных полимерных отходов.

Целью данного исследования было предоставить подробный обзор технологий переработки резиносодержащих отходов, реализуемых в РФ и странах СНГ, выявить наиболее эффективные и экологичные методы переработки.

В настоящее время в России наиболее популярным является переработка изношенных шин в резиновую крошку (РК) различных фракций, наибольшим спросом из которых пользуется фракция от 0 до 3 мм. В зависимости от используемого оборудования выход РК может составлять от 35 до 80%.

Вторым по популярности способом переработки изношенных шин является пиролиз. Суть процесса заключается в термическом разложении шин под действием высоких температур свыше 450°C без доступа кислорода воздуха. Получаемые при этом продукты - жидкая фракция и углеродсодержащий остаток (УСО) не пользуются спросом.

Существует еще ряд «экзотических» способов переработки изношенных шин, таких как: криотехнология, озонная технология, бародеструкция. Они представлены в виде единичных проектов и практически не имеют перспектив для дальнейшего развития.

Первоначально процесс низкотемпературного термолиза резиновых отходов был осуществлен в ООО «НТД Таманно», к сожалению прекратившей свое существование. Затем процесс был модернизирован, разработан, осуществлен и отработан на опытной установке в ООО «НПП Термолиз». Основой послужила замена реактора с псевдоожиженным слоем на спиральный реактор, что изменило не только сам процесс, но и всю аппаратную конфигурацию. Процесс отличается от широко используемого в промышленности пиролиза более мягкими условиями: температура около 350°C (вместо 500°C) и давление, близкое к атмосферному. Работа происходит в непрерывном режиме, установка полностью герметична, автоматизирована и экологична.

Список литературы:

1. Лapidус А.Л. Газохимия: учебник для вузов / Лapidус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.:ИЦ РГУ нефти и газа, 2013.— 405 с.

НОВЫЕ КАТАЛИЗАТОРЫ ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО ПИРОЛИЗА БЕНЗИНА

Васильев Д.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Процесс пиролиза является базовым процессом нефтехимии, вокруг которого и базируются современные олефиновые нефтехимические комплексы. Рост потребления в этилене и других низших олефинах требует дальнейшей интенсификации процесса пиролиза, повышение его селективности. Такая тенденция связана с дефицитом и высокой стоимостью бензиновой фракции, которая является основным сырьем для пиролиза, а также с общей задачей углубления переработки нефти.

Одно из направлений интенсификации пиролиза - проведение его в присутствии гетерогенных катализаторов с целью повышения выхода низших олефинов из различных видов сырья.

В РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М.Губкина исследуется процесс каталитического пиролиза в присутствии KVO_3 на носителе.

Активность катализатора проявляется только при высоких температурах, что говорит о большой роли гомогенного инициирования в объёме между гранулами катализатора. Это позволяет сделать вывод о гетерогенно-гомогенном механизме каталитического пиролиза, основные стадии которого аналогичны термическому. Реакция инициирования идёт как гетерогенно, так и гомогенно, а реакция имеет определённую роль. Вторичные реакции, в том числе реакции уплотнения, идут в основном гетерогенно, что подтверждается экспериментальными данными.

В РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина на кафедре Газохимии были разработаны гетерогенные катализаторы пиролиза, такие как KVO_3 , $KNbO_3$ и $KSnO_3$ на носителях, позволяющих уменьшить расход сырья на 1 тонну этилена в 1,25-1,3 раза, а на 1 тонну ненасыщенных углеводородов в 1,2 раза при температурах на 40-80°C ниже, чем при термическом пиролизе в жестком режиме.

Важнейшими эксплуатационными характеристиками катализаторов пиролиза является их стабильность и коксуемость, поскольку длительность пробега промышленной печи в случае каталитического пиролиза не должна уступать длительности работы наиболее совершенных печей термического пиролиза. Улучшение эксплуатационных характеристик ванадиевого катализатора пиролиза велось, как в направлении поиска совершенного носителя, так и введении промодутирующих добавок, ингибирующих процесс коксообразования.

Список литературы:

1. Жагфаров Ф.Г. Разработка процесса каталитического пиролиза углеводородного сырья. Дисс. на соиск. уч. степ. д-ра техн. наук. - М., Рос. гос. ун-т нефти и газа им. И. М. Губкина, 2005. – 258с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ХИМИЧЕСКОЙ СТАБИЛЬНОСТИ СОВРЕМЕННЫХ ТОПЛИВ ДЛЯ РЕАКТИВНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Власенкова Л.А.

(ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России»)

Химическая стабильность топлив для реактивных двигателей определяется склонностью к окислению входящих в его состав компонентов – углеводородных групп и гетероатомных соединений, окисление которых приводит к образованию соединений, ухудшающих эксплуатационные свойства топлив. Содержание компонентов в топливе зависит от технологического режима процесса его получения.

Производство топлив для реактивных двигателей долгое время ограничивалось исключительно технологиями прямой перегонки нефти и стандартной гидроочистки керосиновых фракций. Механизм окисления топлив для реактивных двигателей подобного состава был подробно изучен и экспериментальным образом установлены сроки хранения.

На сегодняшний день большая часть производимых топлив для реактивных двигателей являются смесевыми, при этом в качестве одного из компонентов топлива активно используется керосиновая фракция глубокого гидрокрекинга. Глубокий гидрокрекинг проводится в жестких условиях, что приводит к образованию углеводородной среды, в значительной степени отличающейся по своему составу и структуре от стандартных топлив прямой перегонки или гидроочистки. В этой связи, актуальным является исследование химической стабильности современных топлив для реактивных двигателей.

Для изучения химической стабильности топлив для реактивных двигателей, авторами был разработан метод, сущность которого заключается в термостатировании 75 см³ топлива в замкнутом объеме при повышенных температуре (100 °С) и давлении кислорода (400 кПа) в присутствии инициатора окисления с регистрацией параметров испытания и определении массы поглощённого кислорода и максимальной скорости его поглощения.

В ходе проведенных исследований было установлено, что в условиях разработанного метода топлива для реактивных двигателей на основе прямогонных и демеркаптанизованных керосиновых фракций обладают максимальной химической стабильностью, средний уровень химической стабильности характерен для гидроочищенных топлив и наихудшей химической стабильностью обладают топлива на основе керосиновой фракции гидрокрекинга. Добавление в состав топлив на основе керосиновых фракций гидрокрекинга прямогонного компонента способствует улучшению показателей химической стабильности.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ДОБАВОК К УГЛЕВОДОРОДНОМУ СЫРЬЮ НА ПРОЦЕСС ОБРАЗОВАНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ

Власова Г.В., Пивоварова Н.А., Колосов В.М., Сальникова Т.В.
(ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»)

Технологические добавки, введенные в углеводородное сырье на разных стадиях его добычи и переработки, оказывают не только позитивное, но могут проявлять и негативное воздействие на последующие стадии его транспортировки, хранения, подготовки и переработки.

В связи с этим целью данной работы является исследование влияния технологических добавок различной природы на состав отложений в технологическом оборудовании Астраханского газоперерабатывающего завода ООО «Газпром добыча Астрахань».

Объектом исследований служил стабильный газовый конденсат Астраханского газоконденсатного месторождения с добавлением деэмульгатора Геркулес 1603, ингибитора коррозии Додиген 4482 – 1С и осадок (в виде механических примесей) из газосепаратора-водоотделителя с комбинированной установки первичной перегонки газоконденсата. Выбор перечисленных составов был обусловлен их применением на АГПЗ ООО «Газпром добыча Астрахань».

На блоке ЭЛОУ были отобраны пробы отложений из электродегидрататора, на блоке АТ были отобраны пробы отложений из емкости Е-51 и трубчатой печи П-51.

Все отобранные пробы отложений имели чёрный или темно-бурый цвет, представляли собой рассыпчатую или влажную массу с характерным запахом углеводородов.

Также было установлено, что на блоке АТ в результате образования значительного слоя коррозионных отложений в электродегидрататоре и попадания продуктов коррозии в аппараты последующих этапов переработки газоконденсата происходили неполадки (закорковывание и прогар змеевика печи), приводившие к внеплановому останову установки на ремонт.

Эти данные подтверждаются результатами анализа состава отложений в печи П-51 в период 2012-2016 г.г. На протяжении этого времени наблюдается аккумулятивное накопление значительного количества углерода, механических включений, продуктов деструкции ингибитора коррозии на внутренней поверхности змеевиков печи П-51 блока АТ.

Таким образом, на объемы и качественный состав отложений влияет накопление в сырье мелкодисперсных органических включений и механических примесей в аппаратах предварительной подготовки сырья так же, как аккумулятивное накопление продуктов коррозии на стенках аппаратов.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ НОВЫХ ФУНКЦИОНАЛЬНЫХ УГЛЕРОДНЫХ И КЕРАМИЧЕСКИХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ КЛАТРОХЕЛАТОВ d-МЕТАЛЛОВ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ МОЛЕКУЛЯРНОГО ВОДОРОДА

Волошин Я.З., Бузник В.М., Бугаенко М.Г., Белая И.Г., Санджиева Д.А.,
Дедов А.Г.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Москва, Россия)

Важнейшей задачей для глобального будущего человечества является развитие безопасных, экологически чистых и возобновляемых источников энергии и водород представляет собой потенциальную альтернативу углеродсодержащему сырью. Клатрохелаты железа и кобальта, примеры которых представлены на рис.1, были протестированы в полупромышленных генераторах водорода (в том числе, и иммобилизованные на углеродном носителе), показав высокую электрокаталитическую активность в реакции $2\text{H}^+ / \text{H}_2$. Введение заместителей с терминальными полиароматическими группами в молекулы клатрохелатов позволила осуществить эффективную иммобилизацию клатрохелатного электрокатализатора за счет сильной физической сорбции на поверхность катодного материала (Рис.1) и соответствующих рабочих электродов и получить долгоживущие высокоэффективные гетерогенные электрокаталитические системы.

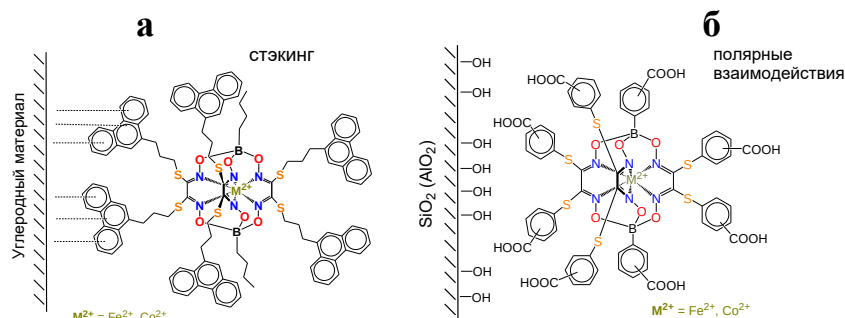


Рис. 1. Иммобилизация функционализированных клатрохелатов на поверхность углеродных (а) и керамических (б) материалов.

Установлено, что активность железо- и кобальт-содержащих углеродных материалов на основе их клатрохелатов незначительно ниже, чем в случае Pt, и эти материалы перспективны для использования в электролизерах воды и топливных элементах.

Работа выполнена при финансовой поддержке РНФ (грант № 17-13-01468). Дедов А.Г. также благодарит Минобрнауки РФ (государственное задание “Ведущие исследователи на постоянной основе”, проект 4.6718.2017/6.7 (анкета 1422)) за поддержку.

1. O.A. Varzatsky, Y.Z. Voloshin, A.G. Dedov et al, Int.J.Hydrogen Energy, 2017, 27894 – 27909

2. Y.Z. Voloshin, I.G.Belaya, M.G.Bugaenko, A.G. Dedov et al, Electrochim.Acta, 2018, ELECTACTA-S-17-09135.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ВХОДНЫХ СЕПАРАТОРОВ УОГ НА УКПГ ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Габдулов И.Н., Кадыров Т.Ф.
(ООО «Газпром добыча Ямбург»)

Сепарационное оборудование установки очистки газа (УОГ) на установке комплексной подготовки газа (УКПГ) Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНГКМ), эксплуатируется в условиях падающей добычи на поздней стадии разработки месторождения. УОГ включает в себя 9 сепараторов (С), которые установлены на входе в дожимную компрессорную станцию (ДКС). В соответствии с требованиями СТО Газпром 2-2.1-588-2011 к качеству газа перед ГПА на ДКС, нормативное значение уноса не должно превышать 15 мг/м³.

На УКПГ Ямбургского месторождения установлены сепараторы с промывочной секцией ГП 1300.00. Конструктивно сепаратор выполнен с входной секцией с сепарационными элементами ГПР 353, выходной секцией с сепарационными элементами ГПР 515 и промывочной секцией с 2-я массообменными тарелками с центробежными элементами ГПР 340. Согласно план-графику проведено комплексное обследование С при фактических параметрах эксплуатации УОГ. По результатам обследования выявлено, что величина капельного уноса жидкости из сепаратора находится в диапазоне от 10 (С-1/3) до 70 (С-1/7) мг/м³, повторный замер уноса капельной жидкости на С-1/7 составил 17,5 мг/м³, что не соответствует требованиям СТО Газпром.

Поэтому для повышения эффективности работы сепараторов и обеспечения оптимальных условий эксплуатации, исходя из расчетных данных, было принято решение по уменьшению числа сепарационных элементов, путем частичного глушения элементов ГПР 353, что позволит увеличить скорость потока газа и уменьшить величину уносов, а также оптимизировать работу сепаратора.

**РАЗРАБОТКА МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ЗАГУЩАЮЩЕЙ
ПРИСАДКИ «МАКСОЙЛ ВЗ-011», ВХОДЯЩЕЙ В СОСТАВ
ГИДРАВЛИЧЕСКОГО МАСЛА АМГ-10**

Гаврилов П.А., Красная Л.В., Чернышова А.В., Зуева В.Д.,
Приваленко А.Н.
(ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России»)

Исследования направлены на изучение загущающей поли(мета)алкилакрилатной присадки «Максойл ВЗ-011» в составе гидравлического масла АМГ-10, включающие разработку методов направленных на ее количественное определение в составе масла, установление ее компонентного соответствия, а также молекулярно-массового распределения.

Поставленные задачи решались с использованием существующих и вновь разработанных методов: фильтрации, оптической микроскопии, ИК-спектроскопии, высокоэффективной жидкостной хроматографии. В результате проведенных исследований установлены причины забивки фильтров, связанных с качеством присадки «Максойл ВЗ-011», входящей в состав гидравлического масла АМГ-10.

Методами ИК-спектроскопии и ВЭЖХ, установлены отличия в основном компоненте двух партий присадки, что объясняется длиной цепи полиметилметакрилатов. Так для присадки партии №1 характерно наличие одного более тяжелого ($M_m \approx 5000$) полимера, для присадки партии №2 нескольких, более легких полимеров (по массе изменяющихся от >1860 до ≈ 5000), и имеющих, соответственно, на каждый из полимеров установленное количество карбонильных групп. Эти различия объясняют лучшую способность к фильтрации присадки из партии №2, что подтверждалось методами по определению содержания механических примесей, коэффициента фильтруемости и оптической микроскопии.

Проведение исследования, по предварительно препаративно разделенным присадкам двух партий (выделению их составных частей), а также дальнейшему исследованию с использованием ИК-спектроскопии и ВЭЖХ, подтвердили распределение основного фрагмента действующего вещества присадки по всем составляющим частям присадки, а также молекулярно-массовому распределению полимеров, входящих в их состав.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПРОТОННОЙ КИСЛОТНОСТИ ТВЕРДОКИСЛОТНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ ИЗОМЕРИЗАЦИИ ЛЕГКИХ ПАРАФИНОВ МЕТОДОМ ИК-СПЕКТРОСКОПИИ

Газаров К.Р., Мещеряков С.В., Газаров Р.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Развитие каталитического процесса изомеризации на сегодня - один из наиболее эффективных способов решения проблемы снижения суммарного содержания ароматических углеводородов, позволяющий получать товарный бензин, соответствующий действующим и перспективным экологическим требованиям к топливам. На сегодня в промышленной практике наиболее широко используются твердые кислоты **на основе цеолитов, сульфатированного оксида циркония и хлорированной окиси алюминия.**

Как известно, активность катализаторов изомеризации напрямую связана с наличием на его поверхности сильных протонных центров. Это обусловлено механизмом процесса изомеризации, который предполагает участие протондонорных (бренstedовских) центров катализатора в образовании карбокатиона на стадии активации молекулы углеводорода.

В РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина разработан новый класс твердокислотных катализаторов для процесса изомеризации пентан-гексановой фракции - твердых суперкислот (с активным покрытием из оксокомплексов 12-го ряда с модифицированной структурой Кеггина, содержащих d-металлы, в т.ч. и платиноиды, непосредственно во внутренней координационной сфере).

Нами проведена методом ИК-спектроскопии диффузного отражения (с использованием в качестве молекулы-зонда дейтероацетонитрила) сравнительная оценка кислотных характеристик - бренstedовской протонной кислотности - большой группы известных в мировой практике твердокислотных катализаторов изомеризации, а также вновь синтезированных нанесенных образцов оксокомплексных катализаторов на различных типах носителей. В качестве объектов сравнения, в частности, были изучены образцы промышленных цеолитов различных типов, а также твердокислотный катализатор последнего поколения – сульфатированный оксид циркония (промышленный катализатор СИ-2).

Экспериментальные данные позволяют выстроить следующий ряд по протонной (бренstedовской) кислотной активности для вышеперечисленных образцов катализаторов:

$\text{ГПК}/\text{ZrO}_2 \sim \text{ГПК}/\text{SiO}_2 \sim \text{ГПК}/\text{ZrO}_2 + 10\% \text{Al}_2\text{O}_3 > \text{ГПК}/\text{Al}_2\text{O}_3 \sim \text{SO}_4/\text{ZrO}_2$ (СИ-2) > цеолиты (цеолит НУ, цеолит ZSM-5, цеолит НХ).

Полученные данные позволяют говорить о перспективности разработанного нового класса твердых оксокомплексных суперкислот для процесса изомеризации легких углеводородов.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ КАЧЕСТВА БИТУМОВ, ПОЛУЧЕННЫХ ИЗ АШАЛЬЧИНСКОЙ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ ПО РАЗЛИЧНЫМ ТЕХНОЛОГИЯМ

Галиуллин Э.А., Фахрутдинов Р.З, Фарахов М.И.
(ФБГОУ ВО «КНИТУ»)

В данной статье приводятся результаты исследований качества битумов, полученных из сверхвязкой нефти (СВН) Ашальчинского месторождения Республики Татарстан различными методами. В рамках проведенной работы рассматривались процессы получения битума с окислением и без окисления. Для получения неокисленных битумов рассматривались процессы паротермической обработки нефти и глубоковакуумной вакуумной перегонки. Окисление гудронов Ашальчинской СВН велось в пленочном режиме при низких температурах (200-220 °С).

Полученные по вышеописанным технологиям битумы из Ашальчинской СВН марки БНД 70/100 далее были проанализированы на соответствие стандарту на дорожные битумы (ГОСТ 33133-2014). В табл. 1 представлены сводные результаты анализов по всем образцам.

Таблица 1 - Результаты анализов битумов из Ашальчинской СВН

Показатели		Образцы битумов, полученные:			ГОСТ 33133- 2014
		Паротерми- ческим методом	Глубокова- куумной перегонкой	Окислением	
Пенетрация, 0,1 мм	при 25°С	90	92	91	70-100
	при 0°С	19	19	30	He <21
Температура, °С	размягчения	47	48	49	He <47
	хрупкости	-12	-16	-25	He > -18
Дуктильность, см	при 25°С	>100	>100	>100	He <62
	при 0°С	0,3	0,7	3,7	He <3,7

По данным табл.1 видно, что неокисленные битумы из Ашальчинской СВН, не отвечают большинству требований нового стандарта, в частности по низкотемпературным показателям. При этом нужно отметить, что паротермический метод дает несколько худшие результаты, в сравнении с глубоковакуумной перегонкой. Образцы окисленных битумов обладают значительным запасом по всем показателям за исключением дуктильности, определяемой при 0 °С. На основании проведенных исследований можно заключить, что для обеспечения современных требований к качеству дорожных битумов необходимо получать их окислением гудронов при мягком температурном режиме.

СОВРЕМЕННЫЕ АВТОМОБИЛЬНЫЕ БЕНЗИНЫ С ПРИСАДКАМИ НА ОСНОВЕ ОТЕЧЕСТВЕННОГО СЫРЬЯ

Ганина А.А.¹, Дьячкова С.Г.², Кузора И.Е.¹, Деркач Д.С.²
(¹АО «АНХК», ²ФГБОУ ВО «ИРНИТУ»)

Применение оксигенатов в качестве компонентов моторных топлив позволяет улучшить экологические показатели и химмотологические свойства бензинов. В настоящее время оксигенаты, применяемые в качестве кислородсодержащих добавок к топливам, имеют ряд недостатков, таких как токсичность, отсутствие фазовой стабильности, высокие акцизы на спиртосодержащую продукцию, экологические ограничения на использование в ряде стран. В связи с этим, в последние годы особое внимание исследователей привлекают бутиловые спирты (БС), не относящиеся к подакцизным товарам, обладающие более высокой удельной теплотой сгорания, низким давлением насыщенных паров, меньшей токсичностью и коррозионной активностью по сравнению с низшими спиртами.

В 2015 году в АО «Ангарская нефтехимическая компания» (АО «АНХК») на базе Испытательного центра-Управления контроля качества были проведены испытания по оценке эффективности оксигенатов при производстве автобензинов. Объектами исследования были: бутиловые спирты (изобутиловый спирт и нормальный бутиловый спирт, побочные продукты их производства и метил-трет-бутиловый эфир). В результате проведенных исследований проведена оценка эффективности смесей кислородсодержащих соединений, подобраны оптимальные рецептуры и выработаны автомобильные бензины с вовлечением оксигенатов собственного производства [1].

Одним из побочных продуктов оксосинтеза (процесс производства бутиловых спиртов) - является эфирная головка изобутилового спирта (ЭГИБС), которая представляет собой смесь различных низкомолекулярных спиртов и эфиров (оксигенатов). Применение ЭГИБС как компонента автомобильных бензинов позволит расширить сырьевую базу оксигенатов. Существенным недостатком ЭГИБС является высокое содержание воды: от 1,0 до 10,0 % мас., среднее 5,0 % мас. (данные за 2016 год). При добавлении ЭГИБС к бензиновому продукту вода образует устойчивую эмульсию, топливо мутнеет, и его эксплуатационные характеристики ухудшаются.

На основании комплекса проведенных исследований и сравнения методов предварительной подготовки ЭГИБС, связанной с удалением влаги (ректификации и экстракции) по энергоэффективности выбран процесс экстракции. Подтверждена возможность использования ЭГИБС, после предварительной подготовки, в качестве компонента автобензина [2].

Список литературы:

1. И.Е. Кузора, Д.А. Дубровский, И.Ю. Марущенко, Ж.Н. Артемьева, С.В. Забродина, А.А. Ганина, С.Г. Дьячкова. Опыт и аспекты производства бензинов неэтилированных с вовлечением бутиловых спиртов в АО «Ангарская нефтехимическая компания», // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. 2016. №10, С. 25-29.

2. А.А. Ганина, Д.С. Деркач, С.Г. Дьячкова. *Материалы VII Всероссийской научно-практической конференции с международным участием, посвященная 55-летию кафедры автоматизации производственных процессов*, 2017, С. 149-151.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТЬ ПРЕДПРИЯТИЙ ТЭК. РАСЧЕТ ЗАГРЯЗНЕНИЯ АТМОСФЕРЫ ВРЕДНЫМИ ВЫБРОСАМИ НА ПРИМЕРЕ ТОПЛИВОЗАПРАВОЧНОГО КОМПЛЕКСА

Гарипов Р.М., Козлов И.А.
(ПАО «ЛУКОЙЛ», ООО «ЛУКОЙЛ-АЭРО-Челябинск»)

Негативным последствием урбанизации является загрязнение воздуха в жилых зонах благодаря деятельности человека. В настоящее время становится жизненно необходимым мониторинг изменений состояния окружающей среды, прежде всего, воздуха для предотвращения экологических проблем. Проведен анализ вредных выбросов в атмосферу на примере альтернативного топливозаправочного комплекса (АТЗК), расположенного на территории аэропорта г. Челябинска и показано, что необходимо нормирование концентрации выбросов оксида углерода, диоксидов азота и серы, а также сажи, керосина, метанола и этилцеллозольва. Целью данной работы является расчет загрязнения атмосферы оксидами углерода, азота и серы, а также сажи, керосина, метанола и этилцеллозольва с целью выяснения качества воздуха в жилой зоне. Основной задачей работы стали расчеты загрязнения приземного слоя воздуха на основе экспериментальных данных количества примесей. Согласно п. 2.4. ОНД-86 учет фоновое загрязнение обязателен для всех предприятий, и всех загрязняющих веществ, для которых выполняется условие: величина наибольшей приземной концентрации, создаваемая вредным выбросом рассматриваемого предприятия в зоне влияния выбросов предприятия на границе ближайшей жилой застройки (q) составляет величину больше единицы (значение q рассчитывается в долях ПДК). Согласно ОНД-86, если для вредного вещества, выбрасываемого предприятием, концентрация не превышает 0,1 ПДК, то учет фоновое загрязнение атмосферы не требуется, и группы веществ, обладающие комбинированным вредным воздействием, в которые входит данное вещество, не рассматриваются. На основании этого расчеты выполнены по трём веществам: метанолу, 2-этоксизтанолу и керосину. По остальным веществам и группе, обладающей комбинированным действием, расчет нецелесообразен. Значения фоновых концентраций для метанола, 2-этоксизтанолу и керосина не установлены (согласно письму Челябинского ЦГМС №14-1313 от 12.11.2014г). Полученные результаты рассеивания загрязняющих веществ в атмосфере свидетельствуют о том, что создаваемые выбросами предприятия приземные концентрации для всех загрязняющих веществ, не превышают критерия качества воздуха в жилой зоне – значения $q=0,1$. Это значение превышено только на складе ГСМ. На основании полученных результатов о том, что в жилой зоне предприятия загрязнение атмосферного воздуха выбросами загрязняющих веществ меньше установленных допустимых значений, предложено установить нормативы ПДК данных веществ в целом по предприятию и для каждого источника в отдельности установить на уровне существующего выброса.

ПАССИВАЦИЯ КАТАЛИЗАТОРА ПОЛУЧЕНИЯ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ОЛОВОМ ПРИ ПЕРЕРАБОТКЕ ПБФ

Гафарова Э.Б., Бургуа-Зебальос Д.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Процесс получения ароматических углеводородов из пропан-бутановых фракций долгое время рассматривался как один из способов утилизации ШФЛУ. Однако, одним из существенных недостатков процесса является небольшая работа каталитических систем до регенерации [1,2]. В работе исследуется влияние добавок олова на катализатор 5% Zn- ЦВМ (30) при введении металла пропиткой.

При изучении зависимости конверсии, выхода и селективности процесса от содержания олова в катализаторе, содержащем от 0,1 до 1,0 % мас. металла, были выявлены следующие особенности процесса: при повышении содержания олова наблюдается уменьшение конверсии ПБФ и уменьшение метанообразования, выход целевого продукта – ароматических углеводородов – проходит через максимум при содержании 0,25 % масс. олова (рисунок 1).

Таким образом, применение добавок олова перспективно для катализатора 5% масс Zn-ЦВМ при ароматизации ПБФ, при этом оптимальная концентрация добавки олова составляет 0,25% мас.

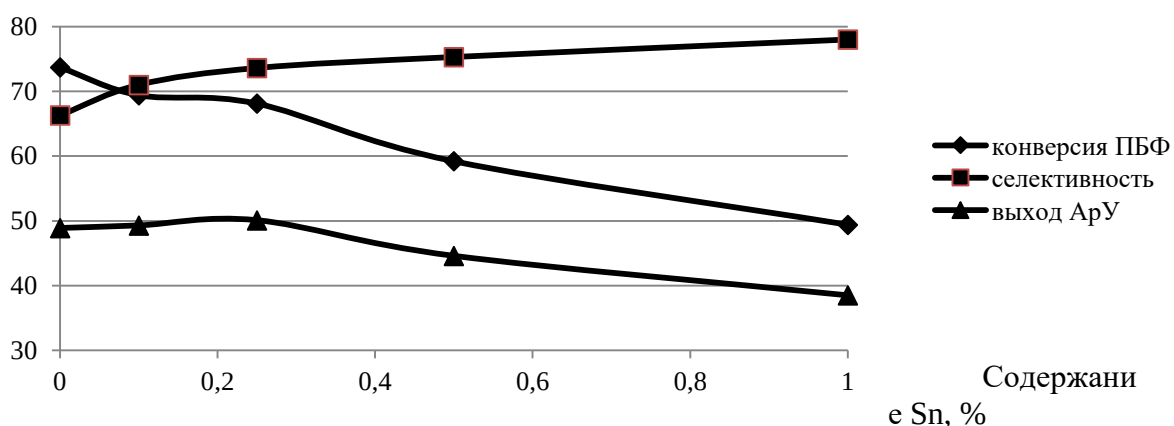


Рис. 1. Зависимость показателей ароматизации ПБФ от содержания олова в Zn- ЦВМ (30) при 600°C и 550 ч⁻¹

Список литературы:

- 1 Катализатор процесса окислительной ароматизации низших алканов// Козлов А.М., Федорова Е.Б., Карпов А.Б., Козлов К.М. патент на изобретение RUS 2603774 14.10.2015
- 2 Катализатор процесса окислительной ароматизации низших алканов// Козлов А.М., Федорова Е.Б., Карпов А.Б., Козлов К.М. патент на изобретение RUS 2603775 14.10.2015

ВЛИЯНИЕ СОДЕРЖАНИЕ ОЛОВА ПРИ ПОЛУЧЕНИИ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ПБФ НА ПАССИВАЦИЮ КАТАЛИЗАТОРА Zn-ZSM-5 (90)

Гафарова Э.Б., Бургуа-Зебальос Д.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Процесс получения ароматических углеводородов из пропан-бутановых фракций можно рассматривать как источник дополнительного количества БТК-фракции наряду с легкой смолой пиролиза и риформатом [1]. Однако, малое время работы катализатора из-за значительного закоксовывания снижает перспективность процесса. Одним из возможных методов снижения коксообразования является внесение в катализатор малых количеств олова, что и сделано в данной работе. Исследование пассивации катализатора 5% Zn ZSM-5(90) оловом проводили при введении металла пропиткой в количестве 0,1; 0,25; 0,5 % мас.

При введении олова конверсия пропан-бутановой смеси уменьшается, но повышается селективность, происходит снижение как метанообразования, так и выхода полиядерных ароматических углеводородов [2]. Показатели процесса приведены на рис. 1. Согласно экспериментальным данным введение олова более 0,25% масс. не актуально. Следует отметить, что состав продуктов реакции зависит от содержания олова.

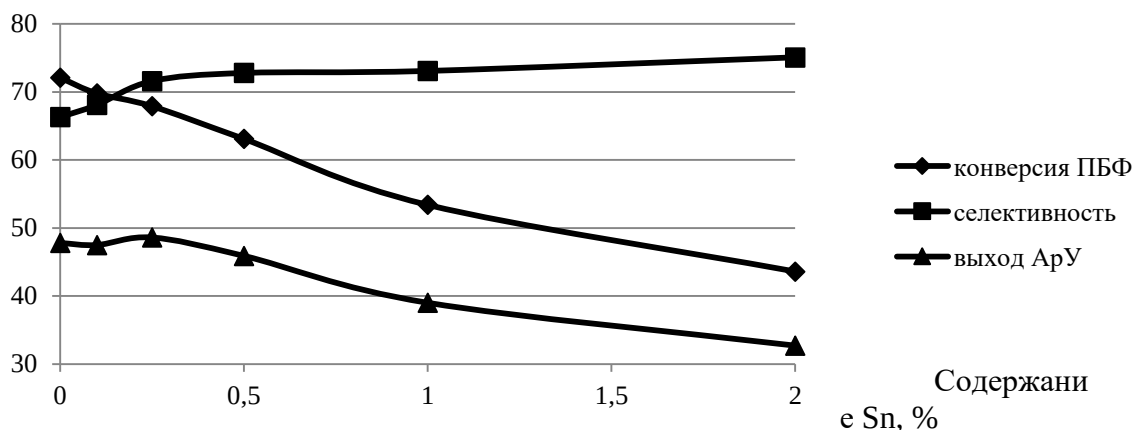


Рис. 1. Зависимость показателей ароматизации ПБФ от содержания олова в Zn-ZSM-5 (90) при 600°C и 550 ч⁻¹

Список литературы:

- 1 Жагфаров Ф.Г., Карпов А.Б., Козлов А.М. Основные процессы глубокой химической переработки природного газа. М.: Букстрим, 2013. 172 с.
- 2 Карпов А.Б., Козлов А.М., Жагфаров Ф.Г. Современные методы анализа газа и газоконденсата. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2015. 238 с.

РЫНОК СЕРЫ – СЕГОДНЯ И ПРОГНОЗЫ

Гейгер В.Ю.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Рынок серы и серной кислоты в Российской Федерации из года в год сталкивается с двумя проблемами - это транспортировка серы и ее перепроизводство. И если первый вопрос хоть и медленно, но начал решаться, то, что делать со вторым – по-прежнему непонятно.

Крупнейшими производителями серы на глобальном рынке сегодня являются Китай, США, Канада и Россия. Основные объемы газовой и нефтяной серы производят американские компании ExxonMobil, ConocoPhillips, Chevron и Valero Energy, британская BP, англо-голландская Shell и российский «Газпром».

Ведущим поставщиком серы на внутренний рынок является «Газпром сера», чья доля составляет 85%. Оставшиеся 15% распределены между ГК «Норильский никель», «Лукойл», АНК «Башнефть», «Тенгизшевройл» и другими компаниями.

Основными потребителями серы в России являются производители минеральных удобрений. В существенно меньших объемах серу потребляют другие производители химической продукции и целлюлозно-бумажные комбинаты. Полученные результаты позволяют прогнозировать, что в 2020 г. в России использование серы может варьироваться в диапазоне 3,9-4 млн т. При этом доля основного потребителя этого продукта в отечественной экономике – химической и нефтехимической продукции – в среднесрочной перспективе несколько снизится, составив порядка 80% (в настоящее время – 88,6%). В свою очередь, производство серы в России в ближайшие годы будет расти гораздо быстрее потребления. В период с 2020 до 2025 гг. выпуск серы увеличится на 500 тыс. т, потребление - на 250 тыс. т. Профицит внутреннего рынка стимулирует компании к поиску новых сфер применения.

Так, разработаны технологии производства дорожно-строительных материалов на основе серы. К таким инновационным строительным материалам относятся серобетон, сероцемент и сероасфальт, обладающие высокими прочностными характеристиками, повышенной износо-, коррозионно- и химической стойкостью, низкой водопроницаемостью, большой устойчивостью к резким перепадам температур, кроме того, экономичны и экологически безопасны. Поэтому проблема перепроизводства серы будет частично снята.

Сдвинулась с мертвой точки и проблема транспортировки жидкой серы. Сегодня вагоностроители переключаются на производство вагонов нового поколения повышенной грузоподъемности. Также предприятия производят специальную цистерну для расплавленной серы с использованием коррозионностойкой стали для котла и кожуха.

Список литературы:

1. Лapidус А. Л., Голубева И. А., Болотина М. В. Производство и потребление газовой серы: проблемы и перспективы // Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. — 2006. — № 9. — С. 25-32.

ПРОИЗВОДСТВО ЭТИЛЕНА ИЗ РАЗЛИЧНОГО ВИДА СЫРЬЯ НА ЗАВОДАХ РОССИИ

Геяси П.А.Ф.

(научный руководитель: профессор Жагфаров Ф.Г.)
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Основным процессом нефтехимии, во многом определяющим уровень развития отрасли, является пиролиз. Базовым продуктом полимерной промышленности, получаемым при помощи пиролиза, служит этилен – простейший олефин, являющийся сырьём для множества соединений.

В данной работе представлен анализ сырьевой базы пиролиза и современного состояния производства этилена в мире и Российской Федерации.

Для пиролиза применяются различные виды сырья, включая газообразное сырьё, бензиновые фракции, тяжёлые нефтяные фракции. При этом наиболее высоких выходов целевых продуктов добиваются при использовании газообразных углеводородов и прямогонного бензина.

Наиболее важным для промышленности продуктом пиролиза является этилен, так как продукты, получаемые на его основе, находят широкое применение во многих отраслях промышленности. Постоянно растущий спрос на продукты этилена способствует увеличению мировых мощностей по его производству.

Несмотря на тенденцию к увеличению производства этилена в пределах Российской Федерации, мощности отечественных предприятий существенно уступают мощностям мировых лидеров отрасли.

В настоящее время выпуск этилена ведется на 11 предприятиях нефтехимической отрасли России. В 2016 г. Выработка этилена составила 2 783,4 тыс. т/год при общей мощности порядка 3670 тыс т./год. К примеру, крупнейшие страны-производители этилена – США и КНР – обладают мощностями 28,1 и 13,8 млн т/год соответственно. Улучшение неудовлетворительных результатов в данной отрасли предполагается осуществить путём ввода в эксплуатацию ряда современных производств этилена, обладающих беспрецедентными для России мощностями.

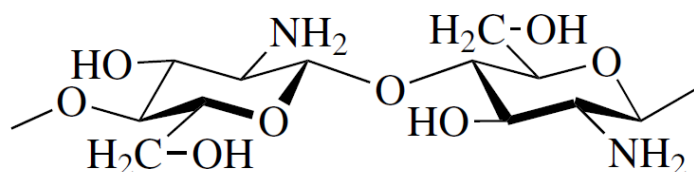
Список литературы:

1. Жагфаров Ф.Г., Карпов А.Б., Козлов А.М. Основные процессы глубокой химической переработки природного газа: учеб. пособие для вузов. М.: Букстрим, 2013. - 172 с.

ТИОКАРБАМОИЛЬНЫЕ ПРОИЗВОДНЫЕ ХИТОЗАНА- КОМПОНЕНТ ЗАГУСТИТЕЛЯ БИОРАЗЛАГАЕМОЙ СМАЗКИ

Гличева К.Р., Алексанян К.Г., Килякова А.Ю.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Хитозан является широко распространённым природным полимером, продуктом деацетилирования хитина, содержащегося в панцирях насекомых и ракообразных. С химической точки зрения он представляет собой частично деацетилированный полиглюкозоамин.



Целью данной работы является получение такого компонента загустителя, который мог бы применяться в тяжело нагруженных и высокотемпературных узлах трения и быть биоразлагаемым по истечению срока службы.

Нами синтезированы производные хитозана с S, N, O- содержащим мостиком. Полученное гелеобразное вещество использовали в качестве компонента загустителя. Испытания проводили на маслах марок И-20,С-9 к концентрациями компонента загустителя 10, 20, 25,30%

В дальнейшем планируется подбор рецептуры для создания оптимальной смазки и проведение испытаний на трибологические и реологические свойства.

АСПЕКТЫ ПЕРЕРАБОТКИ СИНТЕЗ-ГАЗА

Голдобина М.А., Давыдова М.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Природный газ уже получил широкое применение в качестве топлива, имея высокую теплотворную способность, экологичность и огромные ресурсы. В настоящее время сырьевой базой химической переработки газа являются выделяемые из природного газа компоненты C_2 - C_4 . В то время как процессы превращения метана в ценные химические продукты, характеризуются большей неоднозначностью с точки зрения рентабельности возможных путей организации процесса.

Получение химических продуктов из метана отличаются многостадийностью, поскольку, несмотря на активные исследования в области прямой конверсии метана, практически вся переработка метана реализуется через этап получения синтез-газа. В России синтез-газ имеет ключевое значение при производстве метанола и аммиака, одних из самых крупнотоннажных химических процессов. Однако, не стоит забывать и о процессах получения жидких углеводородов (процесс Фишера-Тропша) и кислородосодержащих соединений (варианты карбонилирования).

Различные методы получения синтез-газа дают разные составы технологического газа, которые отличаются не только соотношением оксида углерода и водорода, но и количеством инертных примесей в смеси. Отдельно стоит отметить возможность получения синтез-газа путем газификации твердых топлив, что также стоит отнести к рассматриваемому вопросу.

Промышленная реализация процессов получения целевых продуктов из синтез-газа может осуществляться с использованием циркуляционной или каскадной схем. В работе [1] приведен термодинамический метод, позволяющий сравнить эти модификации с точки зрения себестоимости продукции на начальных этапах разработки проекта. Метод включает в себя сравнение эксплуатационных затрат, выбор и расчет реакторного оборудования и количества катализатора, что в конечном счете определяет капитальные затраты и экономическую эффективность каждого варианта оформления процесса. Каскадной схеме соответствуют большие капитальные затраты (число ступеней каскада определяет капиталоемкость), циркуляционной – эксплуатационные (кратность циркуляции определяет затраты на работу компрессора). На примере синтеза метанола показано, что при увеличении доли инертных компонентов в системе предпочтение стоит отдавать каскадной схеме.

Список литературы:

1. Sosna M. K. et al. Application of the thermodynamic method to developing the process of producing methanol and dimethyl ether from synthesis gas //Theoretical Foundations of Chemical Engineering. – 2007. – Т. 41. – №. 6. – С. 809-815.

СВОЙСТВА ПОЛУЖИДКИХ СИЛИКАГЕЛЕВЫХ СМАЗОК ДЛЯ ТЯЖЕЛОНАГРУЖЕННЫХ УЗЛОВ ТРЕНИЯ

Голованова Е.В., Макаров А.Д.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Пластичные силикагелевые смазки применяются в различной технике и оборудовании, работающем при повышенных температурах и специфичных условиях эксплуатации. В тоже время практически отсутствует информация о работах по созданию, исследованию и использованию полужидких силикагелевых смазок (ПЖС). Не вызывает сомнения, что во многих производственных процессах при повышенных температурах применение полужидких смазок на неорганических загустителях может обеспечить надёжную и безотказную работу оборудования.

В данной работе для приготовления полужидких смазок использовали нефтяное масло (И-40А) и синтетические полиметилсилоксановые жидкости с разной молекулярной массой (ПМС-350, ПМС-1000 и ПМС-10000) в качестве дисперсионной среды. Различные молекулярные массы были выбраны с целью проверки загущающего эффекта ПМС жидкостей. По сравнению с нефтяными маслами, ПМС жидкости обеспечивают гораздо более высокую термическую стабильность, обладают низкой температурой застывания и малой вязкостью при низких температурах.

Очевидно, что без использования стабилизаторов структуры получить полужидкую силикагелевую смазку невозможно. Одним из возможных стабилизаторов структуры может стать синтетический каучук СКТН-А, применяемый в качестве добавок к герметикам, который позволяет стабилизировать пространственно-структурный каркас за счет химической «сшивки» силикагелевых частиц.

Показано что использование 1% СКТН-А позволяет стабилизировать полужидкую структуру силикагелевой смазки при сравнительно низких концентрациях загустителя (3-7%). При этом значительно улучшаются вязкостно-скоростные свойства (динамическая вязкость падает в 3-4 раза). Также на 10-15% уменьшается диаметр пятна износа при концентрации 5% загустителя.

Проведенные исследования показали, что опытные образцы ПЖС на неорганических загустителях характеризуются свойствами близкими к товарным полужидким смазкам на органических загустителях. В настоящее время проводится уточнение полученных данных с целью выявления и оптимизации основных технологических режимов, а также подбор композиции присадок и наполнителей (оптимального состава и концентрации) с целью улучшения свойств полужидких силикагелевых смазок.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОДОРОДА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ МОТОРНО-ТОПЛИВНЫХ СМЕСЕЙ

Головачев А.О.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Одним из наиболее перспективных путей снижения токсичности моторных смесей на углеводородной основе является использование смесового топлива, представляющего собой смесь СПГ и водорода в разных пропорциях или смеси СУГ с водородом. Водород как моторное топливо имеет ряд свойств, которые позволяют повысить эффективность рабочего процесса двигателей, значительно повысить экономичность и радикально уменьшить токсичность отработавших газов.

Из всех моторных топлив водород является наиболее энергоёмким. Его низшая теплота сгорания в три раза превышает этот показатель углеводородных топлив. Продуктом сгорания водорода является вода, что делает данный вид топлива экологически чистым. Однако при использовании топлив в двигателях внутреннего сгорания определяющим фактором является теплота сгорания топливовоздушной смеси. Из-за малой плотности водорода его объемная часть в стехиометрической смеси с воздухом на 6% меньше теплоты сгорания смеси природного газа и на 14% меньше теплоты сгорания смеси бензина. Этим объясняется снижение мощности двигателя при переводе его на питание чистым водородом. Поэтому наиболее целесообразно и эффективно применение водорода в качестве добавки, причем топливоподачу необходимо организовать таким образом, чтобы на режимах холостого хода и частичных нагрузок двигатель работал на топливных смесях с высоким содержанием водорода. По мере возрастания нагрузок концентрация водорода должна снижаться, и на режиме полного дросселя подачу водорода необходимо прекратить. Это позволяет сохранить мощностные характеристики двигателя на прежнем уровне.

РАЗРАБОТКА ОТЕЧЕСТВЕННОЙ ПРОТИВОИЗНОСНОЙ ПРИСАДКИ К АВИАКЕРОСИНАМ

Горюнова А.К.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России»)

Целью работы является – разработка отечественной противоизносной присадки, обеспеченной отечественными сырьевыми ресурсами и технологической базой, взамен присадки Хайтек-580 (США).

Из поверхностно-активных соединений, способных улучшать противоизносные свойства среднедистиллятных топлив, широкое практическое применение нашли высокомолекулярные кислоты (для реактивных топлив – это дистиллированные нафтеновые кислоты, димер линолевой кислоты, для дизельных топлив – жирные кислоты талловых масел). В ходе поиска подобных соединений, обеспеченных отечественной сырьевой и технологической базами, в качестве компонентов противоизносной присадки к авиакеросинам были выбраны дистиллированные жирные кислоты таллового масла, сафлоровое и рапсовое масло.

Исследуемые компоненты присадки были введены в рабочей концентрации 0,003 % масс. в гидроочищенную керосиновую фракцию. Результаты сравнительных испытаний показали, что опытные компоненты присадок по своей эффективности не уступают товарным противоизносным присадкам (диаметр пятна износа изменяется в пределах 0,48–0,58 мм, что соответствует значениям этого показателя для товарных топлив с присадкой Хайтек-580). Исследования, касающиеся влияния компонентов присадок на термоокислительную стабильность (ТОС), показали, что выбранные образцы ухудшают уровень ТОС (наблюдается рост нерастворимых продуктов окисления и смол и снижение температуры начала образования отложений). Причиной этому служат содержащиеся в растительных и талловых маслах смоляные кислоты и другие примеси.

В этой связи в качестве компонентов присадки были исследованы индивидуальные ненасыщенные жирные кислоты – олеиновая и элаидиновая. Введение индивидуальных жирных кислот в авиакеросины также приводит к улучшению смазывающей способности топливной композиции. Исследование влияния этих компонентов на ТОС топлива показало, что индивидуальные жирные обладают диспергирующим эффектом и уменьшают концентрацию осадков, а по показателю температура начала образования отложений образец топлива с элаидиновой кислотой находится на одном уровне с растительными маслами. Поэтому в качестве активного вещества отечественной противоизносной присадки к авиакеросинам была выбрана олеиновая кислота, являющаяся товарным продуктом и вырабатываемая отечественной промышленностью в больших объемах.

УЛУЧШЕНИЕ СМАЗЫВАЮЩИХ СВОЙСТВ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ВВЕДЕНИЕМ ПРИСАДОК

Григорьева О.С., Вдовина С.В.

(Альметьевский государственный нефтяной институт, НХТИ (филиал)
КНИТУ)

Введение масляных компонентов растительного происхождения в состав моторных топлив подтверждает ряд многочисленных аргументов, доказывающих их преимущества перед синтетическими.

Альтернативные углеводородным топливам из растительного сырья являются возобновляемым источником энергии. В настоящее время актуальность работ по их применению в дизельных двигателях повышается. Инновационные разработки затрагивают как изменение конструкции двигателей, так и модифицирование растительных масел: алкилирование, этерификация и др., с целью приближения их физико-химических свойств и показателей к уровню показателей стандартного дизельного топлива.

Для повышения смазывающих свойств дизельного топлива были предложены композиции противоизносных присадок на основе органических соединений. Большую часть уже разработанных противоизносных присадок имеют в своей основе эфиры различного состава, полученные переэтерификацией животных жиров или растительных масел спиртами или фенолами, при этом удаляется глицерин.

Карбоксильные соединения превосходят по поверхностной активности гидроксильные соединения и образуют на металлических поверхностях более прочную хемосорбционную пленку, защищающую металл от изнашивания. Зависимость противоизносной эффективности соединений от длины углеводородного радикала практически линейная.

Исследования показали влияние на противоизносные свойства топлива добавок соединений, содержащих карбонильную, простую эфирную и сложноэфирную группы. По противоизносной эффективности соединения располагаются в следующий ряд: кислоты > спирты > сложные эфиры > альдегиды и кетоны > простые эфиры.

Наряду с кислородсодержащими соединениями уделяется много внимания и органическим компонентам, имеющим в своем составе один или несколько других гетероатомов (S, N) или атомов металлов. Так, было выяснено, что топливные композиции, содержащие терпеновые производные 2,5-димеркапто-1,3,4-тиадиазола, при испытаниях на машине трения значительно улучшают один из основных показателей качества дизельного топлива – диаметр пятна износа.

ПРОЦЕСС КАТАЛИТИЧЕСКОГО ПИРОЛИЗА УГЛЕВОДОРОДОВ

Давыдова М.В., Голдобина М.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

На сегодняшний день этилен и пропилен являются важнейшими источниками сырья для нефтехимических производств. На их базе получают широкий спектр продуктов и полупродуктов, таких как спирты, альдегиды, кетоны, оксиды, полимеры и др. По данным «Федеральной службы государственной статистики» производство этилена в России в 2016 году составило 279 тысяч тонн. Основным процессом получения этилена и пропилена в промышленности является пиролиз углеводородного сырья.

Сырье пиролиза может варьироваться от газообразного до твердого, наибольший выход низших олефинов наблюдается при применении в качестве сырья пиролиза этана, пропана и бутана, содержащихся в природных, попутных нефтяных и нефтезаводских газах, а также газового бензина. [1]

Оказать воздействие на процесс пиролиза также можно влияя на основные факторы процесса: время контакта, температура реакции и парциальное давление компонентов. Одним из современных методов модификации процесса пиролиза является использование композиций оксидов переходных металлов с оксидами щелочных и щелочноземельных металлов, осажденных на носителях, в качестве катализаторов. В работе [2] приведены результаты исследований по разработке таких катализаторов. Каталитический пиролиз позволяет увеличивать скорость деструкции углеводородов и образования низших олефинов, снизить количество образующегося кокса, что повышает выход целевых продуктов и селективность процесса.

Подбор эффективных катализаторов промышленного пиролиза является одной из важнейших задач нефтехимии, поскольку процесс пиролиза является ключевым путем получения множества синтетических продуктов, имеющих огромное народнохозяйственное значение.

Список литературы:

1. Жагфаров Ф.Г., РАЗРАБОТКА ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО ПИРОЛИЗА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ Диссертация на соискание ученой степени доктора технических наук / Российский государственный университет нефти и газа (национальный исследовательский университет) им. И.М. Губкина. Москва, 2005
2. Zhagfarov F. G., Grigor'Eva N. A., Lapidus A. L. New catalysts of hydrocarbon pyrolysis //Chemistry and technology of fuels and oils. – 2005. – Т. 41. – №. 2. – С. 141-145.

АМИНОВАЯ ОЧИСТКА ГАЗОВ ОТ КИСЛЫХ ПРИМЕСЕЙ, АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ

Дашкина А.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Известно, что природный газ содержит сероводород, который ядовит, ухудшает качество добытого газа, вызывает коррозию металлов. В связи с этим сероводород необходимо из газа извлекать, в дальнейшем получая из него побочный продукт – серу. Однако в связи с большим содержанием сероводорода на некоторых месторождениях, а также с широким применением серы она становится весьма прибыльным продуктом на производстве. Для извлечения кислых примесей из газа применяют алканолламины, которые позволяют извлекать из природных газов нежелательные компоненты.

Однако при использовании алканолламинов возникают некоторые проблемы: вспенивание абсорбента, термохимическая деструкция, осмоление и другие. В результате снижается активность абсорбента и эффективность процесса в целом. Эти проблемы требуют решения. На стадии аминовой очистки есть смысл оптимизировать состав абсорбента для получения кислого газа, содержащего большее количество сероводорода. Для этого необходимо применять смесь МДЭА и ДЭА, так как МДЭА селективно извлекает именно сероводород, что благоприятно отражается на количестве и качестве получаемой серы.

Проблему вспенивания решают фильтрацией регенерируемого раствора, а также добавлением специальных реагентов-пеногасителей.

Для решения проблемы термической деструкции абсорбентов необходимо тщательно контролировать такие параметры, как состав газа, режим работы десорбера, а также наличие примесей в самом абсорбенте.

Контроль содержания пластовой воды, выносимой вместе с газом, позволяет решать проблему осмоления. Однако здесь необходимо также регулировать содержание продуктов деструкции, а также продуктов коррозии.

Список литературы:

1. Производство и потребление газовой серы: проблемы и перспективы, Лapidус А.Л., Голубева И.А., Болотина М.В., Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. 2006. № 9. С. 25-32.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ НА УПСВ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Дворецкас Р.В., Жилин И.И.
(ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»)

В работе изучена технология, позволяющая интенсифицировать отделение пластовой воды на установках предварительного сброса воды (УПСВ). Для повышения эффективности обезвоживания нефти и снижения эксплуатационных затрат предложено осуществлять промывку нефти подтоварной водой путем подачи воды в поток водонефтяной эмульсии через диспергатор модернизированной конструкции на линии входа в отстойные аппараты. Коалесценция диспергированной промывочной подтоварной воды с глобулами воды, эмульгированными в нефти, приводит к укрупнению капель, что приводит к гораздо более интенсивному разделению эмульсии в отстойном аппарате.

В рамках выполнения научно-технической работы проведено лабораторное моделирование процесса обезвоживания нефти путем промывки подтоварной водой, оценка эффективности метода и разработка рекомендаций по промышленному применению технологии на примере УПСВ ЦДНГ №11 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

С целью обоснования необходимости внедрения данной технологии проведены испытания обезвоживания нефти на УПСВ в лабораторных условиях. По данным моделирования при внедрении технологии обезвоживания нефти путем промывки подтоварной водой на УПСВ с применением диспергатора можно если не полностью отказаться от добавления дезэмульгатора, то по предварительной оценке, снизить расход реагента, при этом качество подготовки нефти повысится. В рамках исследований установлено оптимальное пропорциональное соотношение промывочной воды и жидкости для эффективного осуществления процесса.

Применение технологии обезвоживания нефти путем промывки подтоварной водой на УПСВ обладает комплексным технологическим эффектом, включающим:

- 1) снижение расхода реагента-деэмульгатора;
- 2) увеличение глубины разделения водной и углеводородной фаз;
- 3) улучшение качества подготовки подтоварной воды, закачиваемой в систему ППД.

Согласно расчетам экономия на обезвоживании нефти при внедрении технологии по рассматриваемой УПСВ составит до 3,5 млн. руб. в год. Экономический эффект достигается не только за счет снижения расхода химического реагента, но и по причине сопутствующих положительных эффектов от снижения обводненности и повышения качества воды, закачиваемой в систему ППД.

**ЭКСПРЕСС-ОПРЕДЕЛЕНИЕ (СКРИНИНГ)
ПОЛИХЛОРИРОВАННЫХ БИФЕНИЛОВ В
ТРАНСФОРМАТОРНЫХ МАСЛАХ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
ОБОРУДОВАНИЯ**

Демичева Е.А., Давыдов И.А., Никифоров М.П.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, Центр международного
промышленного сотрудничества ЮНИДО в Российской Федерации)

На предприятиях нефтегазового комплекса накоплено значительное количество электротехнического оборудования – трансформаторов, конденсаторов, масляных переключателей – загрязненного полихлорированными бифенилами (ПХБ) – стойкими органическими загрязнителями. В отношении этого оборудования остро стоит вопрос идентификации загрязнения ПХБ качественно и количественно.

Разработан метод экспресс-определения полихлорированных бифенилов в трансформаторных маслах. Метод основан на определении концентрации общего хлора потенциометрическим титрованием. Концентрация ионов хлора в титруемой пробе эквивалентна концентрации органически-связанного хлора при условии отсутствия примесей неорганических хлоридов.

Методом были проанализированы образцы трансформаторного масла и произведено сравнение результатов экспресс-определения с методом скрининга по методике Clor-N-Oil компании Dexsil Corp. (США), и исследованием по методу газовой хроматографии по ГОСТ Р МЭК 61619-2013. Результаты представлены в таблице 1.

Таблица 1.

№ пробы	Марка оборудования	Концентрация ПХБ по методу Dexsil, мг/кг	Концентрация ПХБ по ГОСТ Р МЭК 61619-2013, мг/кг	Концентрация ПХБ по методу потенциометрического титрования, Мг/кг
1	С-35 (ШПЭ-12)	45,79	21,5	14,0
2	ТМ-180/10	42,69	Менее 1	3,3
3	ТМПУ-6300/35 ЖУ-1, 31277	52,71	Менее 1	6,8
4	УТМРУ-3600/35	65,82	Менее 1	2,3

Метод экспресс-определения ПХБ в трансформаторных маслах показал хорошую корреляцию с результатами газовой хроматографии в области низких концентраций ПХБ, и лучшую по сравнению с широко распространенной методикой Clor-N-Oil. Положительные результаты эксперимента в области низких концентраций ПХБ имеют особую практическую значимость, так как предельное содержание ПХБ в трансформаторных маслах установлено на уровне 50 мг/кг.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННЫХ ПРИРОДНЫХ ГАЗОВ В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО КЛИМАТА

Дубровина Е.П.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Сжиженный природный газ (СПГ) – это природный газ, охлажденный после очистки от примесей до температуры конденсации ($-161,5^{\circ}\text{C}$), представляющий собой смесь метана, этана, пропана и бутанов с небольшими примесями более тяжелых углеводородов и некоторых азотных соединений.

Основным преимуществом СПГ перед природным газом является удобство его хранения и транспортировки, что дает возможность газификации объектов, удаленных от магистральных трубопроводов на большие расстояния, не прибегая к строительству дорогостоящих трубопроводных систем.

Основные технологии сжижения, применяемые в настоящее время: модернизированный каскадный процесс (Conoco Philips); каскадный процесс с использованием смешанного хладагента; процесс с предварительным трехуровневым циклом на первом СХА и основным дроссельным циклом на втором СХА с одним значением давления расширения и двумя температурными уровнями расширяемого хладагента; процесс с дроссельным циклом на СХА с одним значением давления расширения и тремя температурными уровнями расширяемого хладагента; C3MR/Split MR (Air Products and Chemicals Inc.) - процесс с предварительным трехуровневым предварительным охлаждением пропаном и основным дроссельным циклом на СХА с одним значением давления расширения и двумя температурными уровнями расширяемого хладагента; процесс с предварительным трехуровневым пропановым циклом, основным детандерно-дроссельным циклом на СХА и криогенным детандерно-дроссельным циклом на чистом холодильном агенте (азот).

Рассмотрев основные технологии производства сжиженного природного газа, и изучив условия строительства завода в арктическом климате, была выбрана технология производства СПГ с предварительным охлаждением пропана, и основным охлаждением на смешанных хладагентах (C3MR). Этот выбор был сделан исходя из:

- богатого опыта использования данной технологии;
- условий, благоприятствующих арктическому климату;
- гибкости данной технологии;
- относительно низких капитальных затрат (в отличие от DMR).

Список литературы:

1. Голубева И.А., Мещерин И.В., Дубровина Е.П. Производство сжиженного природного газа: вчера, сегодня, завтра. Мир нефтепродуктов 2016, №6 с.4-13

ЗАВИСИМОСТЬ МАСЛОЕМКОСТИ САЖИ ОТ ЕЕ УДЕЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ

Ефанова О.Ю.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

За последнее десятилетие количество автомобилей с дизельными двигателями, как легковых, так и грузовых с каждым годом в России увеличивается. Ведь автомобили с дизельными двигателями известны большим пробегом и своей экономичностью. Увеличивается. Автомобили с дизельными двигателями известны большим пробегом и своей экономичностью. Соответственно, все современные технологии направлены на получение моторных масел для дизельных двигателей с увеличенным ресурсом работы масла. Увеличение интервалов замены масла привело к увеличению уровня твердых загрязнений, состоящих в основном из карбенов, карбоидов и сажи (85 %), и большей деградации масла.

Особенно сильно загрязняется масло при работе двигателя с малой частотой вращения на холостом ходу, пониженных тепловых режимах, что обусловлено худшими условиями процесса сгорания и относительно высоким прорывом газов в картер непрогретого двигателя.

Известно, что увеличение уровня сажи в масле до десяти процентов, резко повышает вязкость, в узлах трения возникает масляное голодание. Наиболее подвержен масляному голоданию клапанный механизм по причине создания разрывов масляной пленки.

Известно, что сажа адсорбирует из масла углеводороды определенного типа и строения. Целью исследования является изучение закономерностей адсорбции отдельных углеводородов содержащихся в маслах сажевыми частицами, а также определение зависимости маслосъемности сажи от удельной поверхности твердых загрязнений.

В результате были составлены математические модели определения маслосъемности сажи для масла гидрокрекинга VHVI-4, индустриального масла И-20А и моторного масла М-10Г₂К. Полученные математические модели для масла гидрокрекинга VHVI-4 и индустриального масла И-20А отличаются большим коэффициентом корреляции и минимальной погрешностью. Модель для моторного масла М-10Г₂К имеет пониженный коэффициент корреляции и большую погрешность, что, прежде всего связано с тем, что в масле М-10Г₂К, в отличие от И-20А и VHVI-4 содержится пакет присадок с моюще-диспергирующими свойствами, учитывать влияние которых в данной модели затруднительно.

ПРОБЛЕМА КОКСООБРАЗОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ ПИРОЛИЗА

Зиганшина В.Р.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Процесс пиролиза нефтегазового сырья развивался и совершенствовался на протяжении нескольких десятилетий - вначале в качестве эффективного метода получения ароматических углеводородов, а затем, с ростом востребованности непредельных газообразных углеводородов - для производства низших олефинов. Сырьем процесса пиролиза может выступать как газообразное сырье (этан, пропан, н-бутан и их смеси), так и бензиновые фракции; спектр получаемых продуктов также широк – этилен и пропилен, а также обширный ряд жидких продуктов. Наряду с целевыми компонентами, в процессе пиролиза образуется твердый коксообразный продукт, основной составляющей которого является углерод. Пиролизный кокс откладывается на стенках трубчатого реактора и оказывает крайне неблагоприятное воздействие на результаты пиролиза – вследствие снижения теплопередачи через стенку реактора, ускорения науглероживания, коррозии и износа материала труб уменьшается выход олефинов и минимизируется срок службы труб. [1]

Кокс может образовываться по причине действия двух механизмов – из-за гетерогенного разложения молекул углеводородов или в результате реакций присоединения. Одним из основных методов снижения коксоотложения является применение специальных ингибиторов. В их роли могут использоваться, к примеру, серосодержащие соединения, такие как диметилдисульфид. Но это вещество обладает значительными недостатками, в частности, увеличивается содержание серы в жидких и газообразных продуктах пиролиза, что осложняет дальнейшие процессы их переработки. Поиск и апробация новых эффективных соединений для ингибирования коксообразования – актуальный объект исследований в настоящее время. Так, эксперименты с применением растворов солей олова и бора выявляют существенное снижение отложения кокса. Для подавления коксообразования при высокотемпературном пиролизе наиболее действенными являются спиртовые растворы (в сравнении с водными), которые снижают коксообразование до 75%. [2]

Список литературы:

- 1) Жагфаров Ф.Г., Карпов А.Б., Козлов А.М. Основные процессы глубокой химической переработки природного газа. – М.: Букстрим, 2013. – 172 с.
- 2) Карпов А.Б., Кондратенко А.Д., Козлов А.М., Жагфаров Ф.Г. Влияние ингибиторов на коксообразование и содержание ароматических углеводородов в тяжелой смоле пиролиза // Газовая промышленность. - №2 (734). - 2016. - С. 41-44.

ИССЛЕДОВАНИЕ АКТИВНОСТИ СУЛЬФИДИРОВАННОГО (CuNiMo/Al₂O₃) КАТАЛИЗАТОРА

Зимин А.А., Карелов Д.С., Кузьмина Р.И.

(Саратовский государственный университет имени Н.Г. Чернышевского)

В ближайшие годы самыми крупнотоннажными процессами нефтепереработки продолжают оставаться гидрогенизационные технологии и роль этих процессов будет возрастать в связи ужесточением норм по содержанию серы в моторных топливах, а также увеличением глубины переработки нефти и вовлечением нетрадиционных углеводородных ресурсов в переработку. Данные технологии являются каталитическими, и в их основе лежат катализаторы на основе сульфидов металлов переменной валентности.

В статье представлены результаты сульфидирования катализатора гидроочистки CuNiMo/Al₂O₃. В работе рассмотрены различные варианты сульфидирования катализаторов гидроочистки. В ходе сравнительного анализа способов нанесения серы на поверхность катализатора был выбран метод, при котором сульфидирующий агент подавался вместе с сырьем. Исследование активности катализатора и последующее сравнение с несulfидированным CuNiMo/Al₂O₃ показало, что сульфидированный катализатор проявил большую гидродесульфидирующую способность при низких температурах, чем несulfидированный. Максимальная степень очистки составила 84% при остаточном содержании серосодержащих компонентов 0,33 % масс.

Разработанный катализатор позволяет рассматривать его в качестве катализатора в процессах вторичной переработки и улучшения качества нефтяного топлива. Кроме того, модифицированный катализатор существенно снижает содержание остаточной серы в товарном продукте, что, в свою очередь, позволит снизить выбросы оксида серы в атмосферу.

РАЗРАБОТКА БИФУНКЦИОНАЛЬНОЙ ПРИСАДКИ ДЛЯ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ

Зиннатуллина Г.М., Спащенко А.Ю., Баулин О.А.
(ООО «Газпром нефтехим Салават», ФГБОУ ВО «Уфимский
государственный нефтяной технический университет»)

Тенденции мирового потребления нефтепродуктов показывают, что в ближайшие 10 лет доля дизельного топлива (ДТ) будет увеличиваться, в то время как доля бензина начнет уменьшаться.

Основную долю вырабатываемого ДТ в России составляет летнее ДТ, однако для России важна проблема производства зимних марок топлив исходя из географического расположения нашей страны, а также климатических условий.

В этой связи, нами были проведены исследования по разработке присадки для ДТ, позволяющей улучшить низкотемпературные свойства.

В качестве компонентов при разработке присадки нами были использованы побочные продукты нефтехимических производств ООО «Газпром нефтехим Салават», которые не находят дальнейшего квалифицированного применения. Результаты проведенных исследований представлены в таблице 1.

Таблица 1–Результаты исследований ПТФ образцов ДТ с присадкой

Показатель	Значение показателя, °С, при концентрации присадки, мас. %									
	0	0,05			0,1			0,2		
	-	Содержание НМПЭ в присадке, %			Содержание НМПЭ в присадке, %			Содержание НМПЭ в присадке, %		
		10	20	30	10	20	30	10	20	30
ПТФ ЗДТ-1	-4	-10	-12	-12	-12	-13	-14	-13	-15	-17
ПТФ ЗДТ-2	-7	-12	-13	-13	-13	-14	-15	-14	-15	-19

Результаты проведенных исследований по улучшению смазывающей способности ДТ представлены в таблице 2.

Таблица 2–Результаты исследований СДПИ образцов ДТ с присадкой

Показатель	Значение показателя, мкм, при концентрации присадки, мас. %									
	0	0,05			0,1			0,2		
	-	Содержание НМПЭ в присадке, %			Содержание НМПЭ в присадке, %			Содержание НМПЭ в присадке, %		
		10	20	30	10	20	30	10	20	30
СДПИ ЗДТ-1	611	550	544	539	544	535	518	535	492	468
СДПИ ЗДТ-2	589	530	527	519	527	501	491	501	486	461

Введение до 0,2 % масс. разработанной присадки в ДТ производства ООО «Газпром нефтехим Салават» не приводит к изменению показателей качества ДТ сверх допускаемых значений, предусмотренных ГОСТ 32511-2013. Таким образом, разработанная бифункциональная присадка позволяет заметно улучшить важные эксплуатационные характеристики ДТ с одновременным решением важной экологической проблемы – рационального использования побочных продуктов.

РЕГУЛИРОВАНИЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ БИТУМОВ ДОРОЖНЫХ МАРОК

Исупова Е.С., Гуреев А.А., Абалаков А.А., Будко А.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

К сожалению, сегодня практически ни один из НПЗ России не готов к выпуску всего ассортимента дорожных битумов по ГОСТ 33133, введённому с 1 сентября 2016 г. для строительства и ремонта федеральных дорог РФ. Главным образом из-за невозможности обеспечения их низкотемпературных свойств. Это, в свою очередь, обусловлено проблемой обеспечения необходимого группового химического состава (ГХС), а, следовательно, и дисперсности сырья для производства окисленных по традиционной технологии прямого окисления или компаундированных битумов.

Нефтяные битумы – это типичные дисперсные системы, в которых дисперсионной средой являются масла и смолы, а дисперсной фазой – асфальтены. В зависимости от степени агрегирования/пептизации нефтяные битумы образуют различные мицеллярные системы – золи, золи-гели, гели. И образующийся тип дисперсной системы связан непосредственно с её ГХС. Очень низкая концентрация парафино-нафтеновых соединений способствует снижению дисперсности системы, увеличению размера ССЕ и ухудшению её низкотемпературных характеристик.

В работе установлены зависимости основных низкотемпературных показателей битумов дорожных марок от ГХС сырья окисления. Предложены технологические решения по подготовке сырья для получения окисленных и компаундированных битумов. Они основаны на регулировании фракционного состава гудронов – сырья окисления, а также использовании специальных полупродуктов нефтепереработки. Такой дифференцированный подход – использование технологии прямого окисления для производства наиболее «твёрдых» марок окисленных дорожных битумов по ГОСТ 33133 и технологии компаундирования глубокоокисленных и прямогонных гудронов для выпуска более «мягких» марок этих битумов – позволяет обеспечить на НПЗ стабильное производство дорожных марок битумов по ГОСТ 33133.

СИНТЕЗ И ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ КОМПОНЕНТОВ ТОПЛИВНЫХ ПРИСАДОК

Исхакова И.И., Климентова Г.Ю., Гаптелганиева И.И.
(КНИТУ)

Фундаментальные исследования по разработке топливных присадок показали, что литиевые соли изомерных карбоновых кислот обладают высоким антидетонационным эффектом [1]. В качестве исходных веществ ранее были использованы высшие изомерные C_8-C_{16} (ВИКК) и неodeкановые кислоты. Однако ВИКК сняты с производства, а неodeкановые кислоты – импортный продукт. В развитие работ по подбору компонентов антидетонационных присадок, были синтезированы нафтенаты лития. Для исследования были взяты 3 образца нафтеновых кислот, которые очищались перегонкой под вакуумом (Ia-в, К.Ч. а – 199.9, б – 190.19, в- 193.31 мг КОН/г). Неполной нейтрализацией дистиллированных кислот LiOH (кипячением в толуоле с удалением воды) были получены кислые нафтенаты лития (IIa-в, К.Ч. а – 22.22, б – 17.3, в – 27.27 мг КОН/г).

Применение топливных присадок обеспечивается не только их целевыми свойствами, но и влиянием их на иные параметры топлив. Важным показателем является образование гомогенных растворов присадок в углеводородах, т.е. их высокая растворимость. Была исследована предельная и низкотемпературная растворимость солей (II) в углеводородах (гексане, бензине). Низкотемпературные свойства солей определяли на приборе-анализаторе ИРЭН – 2.2. Образцы готовились смешением компонентов и выдерживанием при комнатной температуре в течение 1ч. Установлено, что введение солей в концентрационных пределах 0,1-2 % масс. не влияет на фазовую стабильность топлива до -70°C.

Исследование предельной растворимости солей (II) в углеводородах проводили визуально-изотермическим методом, суть которого заключается в измерении показателя преломления растворов солей и построении графика зависимости показателя преломления от концентрации раствора. Показано, что соль (IIa) имеет лучшую предельную растворимость в гексане – 5% масс. и бензине – 10 % масс., что на несколько порядков превышает рабочую концентрацию антидетонационных присадок.

Таким образом, нафтенаты лития, обладающие хорошей низкотемпературной и предельной растворимостью в бензине, могут рассматриваться в качестве компонентов антидетонационных присадок.

Список литературы:

1. Пат. 2203927 Российской Федерации, МПК⁷ 7C 10L 1/8. Присадка к углеводородному топливу / Маврин В.Ю., Коваленко А.П., Климентова Г.Ю. и др.

РАЗРАБОТКА КАТАЛИЗАТОРОВ ДЕГИДРИРОВАНИЯ ИЗОБУТАНА

Кагерманов Ш.Ш.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Изобутилен, продукт нашего синтеза, используется в качестве мономера для производства полимеров – каучуков специального назначения. Также из него получают оксигенаты – это специальные кислородосодержащие компоненты, которые используются в качестве присадок в топливе.

Дегидрирование изобутана в изобутилен протекает на твердых катализаторах – оксидах металлов VI группы таблицы Менделеева, способных к адсорбции водорода при высокой температуре. В промышленности получили широкое распространение катализаторы, состоящие из оксида хрома на оксиде алюминия.

Уникальность данной работы в том, что исследование процесса получения изобутилена дегидрированием изобутана проводится с использованием отработанного алюмохромового катализатора. Основной целью является разработка катализатора, при котором будут достигаться наибольшие показатели конверсии и выхода процесса дегидрирования изобутана. Условия синтеза: объемная скорость 600-900 ч⁻¹, температура 600 °С. В среднем при использовании стандартного простого отработанного катализатора конверсия составила 43%, выход – 35%.

Нахождение оптимального решения для использования данного процесса очень важно и решает экономические и экологические проблемы. Используемый отработанный катализатор уменьшает затраты на процесс, что делает его более привлекательным для инвестиций. Также в основном весь отработанный алюмохромовый катализатор процесса дегидрирования подлежит захоронению, что создает вредное воздействие на экологию, а мы создаем возможность для его дальнейшего использования.

ПРЕВРАЩЕНИЯ ЭТАНОЛА НА ЦЕОЛИТАХ MFI, СИНТЕЗИРОВАННЫХ ГИДРОТЕРМАЛЬНО-МИКРОВОЛНОВЫМ МЕТОДОМ

Караваев А.А., Митиненко А.С., Локтев А.С., Дедов А.Г.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Получение продуктов нефтехимии из спиртов биогенного происхождения, в частности, из этанола – стратегическая задача, отвечающая принципам «зеленой» химии.

В настоящей работе в качестве катализаторов превращения этилового спирта впервые исследованы синтезированные гидротермально-микроволновым методом цеолиты MFI (кремнеземный модуль 87 и 136). Синтез цеолитов проводили при 190 °С в течение 3 часов в тefлоновых автоклавах с датчиками температуры и давления, помещенных в микроволновую установку Speed Wave Berghof 4.

Превращения этанола исследовали в кварцевом реакторе проточного типа при 320°С-600°С, атмосферном давлении и скорости подачи этанола 2,3 ч⁻¹.

Показано, что в данных условиях на цеолите с кремнеземным модулем 136 этанол превращался преимущественно в газообразные продукты, среди которых преобладал этилен. Выход жидких углеводородов не превышал 10% масс. от теоретически возможного.

Использование цеолита с меньшим кремнеземным модулем - 87 позволило увеличить выход жидких углеводородов. При 320-400 °С выход жидких углеводородов достигал 24-28% масс. Повышение температуры вело к снижению выхода жидких углеводородов за счет увеличения выхода газообразных продуктов.

Максимальный выход жидких углеводородов – 28% масс. - наблюдался при 400 °С. В их составе преобладали ароматические углеводороды, выход которых составил 25% масс. Ароматические углеводороды содержали 4% бензола, 22% толуола и 27% этилбензола и ксилолов, остальное - ароматические углеводороды C₉₊.

Образование газообразных углеводородов при 400 °С протекало с наименьшим выходом - 50%. При этой температуре выход олефинов C₂-C₄ составил 29% масс., в том числе этилена 16 % масс., пропилена 6 % масс., бутенов 7 % масс. При более высоких температурах выход олефинов C₂-C₄ возрастал до 74-87% масс., в том числе выход этилена составил 50-60% масс., пропилена - 16-17% масс., бутенов – 9-10% масс.

Работа выполнена при поддержке РФФИ (грант 16-03-00273) и Минобрнауки России (базовая часть государственного задания «Организация проведения научных исследований», анкета № 1422.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ПРОЦЕССА ОБЕЗМАСЛИВАНИЯ ГАЧЕЙ МЕТОДОМ СТАТИЧЕСКОЙ КРИСТАЛЛИЗАЦИИ

Карпенко О.В., Грушова Е.И.

(УО «Белорусский государственный технологический университет»,
ОАО «Завод горного воска»)

Метод статической кристаллизации для выделения твердых парафинов из нефтяного сырья не является новым, однако, в настоящее время становится очень актуальным в связи с тем, что обеспечивает снижение энергетических и материальных затрат, не требует применения в технологии полярных растворителей, отсутствуют дорогостоящие узлы фильтрации и центрифугирования продукта, экологически безопасен. Процесс статической кристаллизации состоит из трех последовательно повторяющихся стадий: получение отека (стадия 1); переработка сырья (стадия 2); получение продукта (стадия 3). Каждая стадия состоит из фаз кристаллизации, частичного плавления и полного плавления.

Однако, этот наиболее экологичный способ получения твердого парафина на данный момент не позволяет перерабатывать гачи, имеющие высокую вязкость и содержащие более 20% углеводородов выше C_{35} нормального и изо-строения. Процесс обезмасливания таких гачей получается затянут во времени и, соответственно, реализация его становится экономически нецелесообразной.

Объектом исследования являлся высококипящий гач, полученный в ОАО «Нафтан» (г. Новополоцк, РБ) при депарафинизации рафинатов селективной очистки масляных фракций. В качестве технологического приема, позволяющего расширить сырьевую базу для производства твердого парафина, предлагается использовать в качестве модифицирующей добавки в гач тетрагидрофурфуриловый спирт (ТГФС) в количестве 0,5%.

Процесс обезмасливания высококипящего гача и его смеси с ТГФС проводили по одной из стадий процесса статической кристаллизации – стадии переработки сырья. Введение ТГФС в количестве 0,5% позволило уменьшить время стадии переработки сырья на 2,5 часа в сравнении с переработкой высококипящего гача без добавки, а также снизить температуру фазы выделения отеков на $1^{\circ}C$. Массовая доля масла в расплаве при обезмасливании высококипящего гача с добавкой ТГФС на 0,5% ниже, чем в аналогичном эксперименте без добавки. Содержание углеводородов нормального строения в расплаве при обезмасливании высококипящего гача с добавкой ТГФС на 6% выше, что должно положительно отразиться на качестве получаемого твердого парафина.

Таким образом, введение в гач ТГФС в количестве 0,5% позволяет улучшить показатели статической кристаллизации при переработке высококипящего парафинсодержащего сырья.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КИСЛОРОДСОДЕРЖАЩИХ ДОБАВОК РАЗЛИЧНОГО СОСТАВА НА ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ

Карпунина А.О., Столоногова Т.И., Самойлов В.О.,

Чернышева Е.А., Капустин В.М.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ИНХС РАН)

Сегодня повышение октанового числа бензинов является одной из актуальных проблем производства моторных топлив. Получение высокооктановых бензинов для современных двигателей невозможно без использования октаноповышающих добавок. Наиболее востребованными октаноповышающими добавками на сегодняшний день являются различные эфиры.

В данной работе было проведено комплексное исследование влияния новых кислородсодержащих добавок на физико-химические свойства бензиновых фракций и их смесей с целью выявления эффективности октаноповышающих добавок. В качестве кислородсодержащих добавок к бензинам впервые исследовали золькеталь (эфир глицерина и ацетона) и метиловый эфир золькеталья (МЭЗ).

Проведенные исследования показали, что при добавлении золькеталья к отдельным бензиновым компонентам их октановое число увеличивается. Наибольший прирост октанового числа наблюдается у прямогонного бензина, наименьший – у риформата. Выявлено, что наибольшая приемистость наблюдается для низкооктановых фракций, содержащих насыщенные углеводороды, преимущественно парафины нормального строения. При добавлении золькеталья к бензиновой смеси ее октановое число возрастает с увеличением концентрации оксигента.

При введении МЭЗ в бензины положительный эффект по октановому числу наблюдается только в случае с прямогонным бензином, для других компонентов выявлен отрицательный эффект. По-видимому, такой эффект связан со структурой молекулы МЭЗ, а именно с экранированием атома кислорода метильным заместителем в эфирной группе. С увеличением концентрации МЭЗ в бензиновой смеси ее октановое число уменьшается, в связи с чем, использование МЭЗ в качестве октаноповышающей добавки к реальным бензинам нецелесообразно.

Таким образом, показана целесообразность использования золькеталья в качестве октаноповышающей добавки. Также при введении золькеталья в бензин наблюдается утяжеление фракционного состава и уменьшение давления насыщенных паров смеси. Это дает возможность использовать золькеталь в качестве компонента бензиновой смеси, содержащей значительное количество легких фракций, например, газового бензина, бутана, изомеризата и др.

ПЛАЗМЕННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТХОДОВ

Киташов Ю.Н.³, Ляхов А.Г.¹, Дюков К.В.², Назаров А.В.³

(1- ООО Новые Технологии Нового Мира, 2-ООО Современные инновационные технологии, 3-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Проблема безопасной утилизации отходов производства и потребления до сих пор не решена даже в наиболее развитых странах мира и становится все более острой. Так например, большой проблемой стала утилизация биологических отходов промышленного животноводства и птицеводства из-за высокой концентрации антибиотиков, что существенно затрудняет их биологическую очистку.

В РФ нерешенной, хотя и весьма старой остается задача утилизации кислых гудронов на ряде НПЗ, а также некоторых видов нефтешламов.

Группе наших специалистов, удалось разработать и проверить экологически чистый метод переработки и утилизации практически любых видов отходов, на основе плазменных процессов, позволяющих существенно снизить затраты на ликвидацию отходов и при этом получать экономический эффект. В основе предложенной технологии по переработке и утилизации всех видов органических отходов используется процесс создания локальных зон с высокой температурой до 3000 °С, без использования внешних энергетических источников. Утилизация проходит с протеканием электроплазмохимического процесса, непосредственно в массе отходов.

В результате протекания плазмохимического процесса выделяется тепловая энергия, превышающая более чем в два раза тепловую энергию при сжигании подобных отходов обычным способом. Кроме тепловой и электрической энергии, появилась возможность получения целого ряда полезных материалов и веществ. Создан и испытан промышленный образец реактора. Возможна переработка и утилизация всех видов углеродосодержащих отходов на основе парогазовой деструкции: твердых бытовых и промышленных, нефтешламов, кислых гудронов, отходов морских и воздушных портов; железнодорожного транспорта; медицинских и биоорганических отходов; осадков сточных вод очистных сооружений и многих других. Степень опасности перерабатываемых отходов 2...4 классы по ГОСТ 12.1.007.

Технологическое оборудование может поставляться как в мобильном, так и в стационарном исполнении. Производительность мобильной установки от 200 кг/час. Производительность стационарной установки от 2000 кг/час до 5000 кг/час. Установки оборудованы соответствующей автоматикой. Влажность перерабатываемого сырья до 80%, Конструктивная масса стационарной установки не более 3,4 т. Длина загружаемого кускового сырья до 1,2 м, диаметр до 0,2 м. Степень уничтожения (переработки) отходов до 95-99%.

РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ОБЕСПЕЧЕНИЮ КАЧЕСТВА ПРОДУКЦИИ НА УСТАНОВКАХ МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Козлов А.М., Кондратенко А.Д.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Внедрение инноваций на установках предварительной обработки газа, обеспечивают преимущества того или иного проекта по сжижению газа. При производстве СПГ, основное внимание должно уделяться мероприятиям по подготовке газа к ожижению, т.е. по доведению природного газа до параметров, позволяющих конденсацией получить СПГ требуемого качества [1,2].

Объектом исследования данной работы являются современные технологии малотоннажного производства сжиженного природного газа высокого качества (с низким содержанием высококипящих компонентов).

Цель работы – диверсификация рынка сбыта природного газа за счёт использования сжиженного природного газа высокого качества, производимого по технологии малотоннажного производства, в качестве моторного топлива.

Результатом работы являются предложения по обеспечению качества продукции на установках малотоннажного производства сжиженного природного газа, используемого в качестве моторного топлива.

В процессе работы был изготовлен и смонтирован лабораторный макет блока очистки, проведены комплексные испытания очистки и осушки природного газа, направляемого на ожижение, обобщены результаты экспериментальных работ.

В результате исследования на основе анализа полученных экспериментальных данных разработаны предложения по обеспечению качества продукции на установках малотоннажного производства сжиженного природного газа.

Эффект от использования результатов НИР обусловлен повышением качества подготовки газа перед сжижением и возможностью дальнейшей реализации СПГ в качестве газомоторного топлива.

Список литературы:

1 Жагфаров Ф.Г., Карпов А.Б., Григорьева Н.А. Инновационные технологии при подготовке природного газа в проектах производства сжиженного природного газа // Технологии нефти и газа, №6 (113), 2017. С. 14-19

2 Кондратенко А.Д., Карпов А.Б., Козлов А.М., Мещерин И.В. Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа// Нефтегазохимия, № 4, 2016. С. 31-36.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КРИСТАЛЛИЗАЦИИ ВОДЫ В ИНВЕРТНЫХ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЯХ

Колотова Д.С.¹, Деркач С.Р.¹, Simonsen G.², Sjöblom J.²

¹Мурманский государственный технический университет,

²Norwegian University of Science and Technology)

В процессе добычи и транспортировки нефти из смеси нефти и пластовой воды образуются инвертные эмульсии. При этом в нефти может содержаться некоторое количество растворенных газов. В результате воздействия низких температур и высоких давлений, при транспортировке такой многокомпонентной смеси возникает риск образования гидратов. Изучение кинетически процесса кристаллизации водных капель в водонефтяных эмульсиях при определенных термобарических условиях является важным аспектом в борьбе с образованием гидратных отложений в транспортных трубопроводах. Дисперсии лед-в-нефти, формирующиеся в процессе кристаллизации, рассматриваются как модельный процесс, имитирующий образование зародышей гидратов в реальных системах [1].

В работе исследована кристаллизация водных капель в эмульсиях вода-в-нефти Северного моря. Кинетика изотермической кристаллизации изучена методом дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК). На основании кинетического уравнения установлена корреляция между кинетикой изотермической и неизотермической кристаллизации. Предложена математическая модель, в рамках которой рассчитаны значения степени кристалличности эмульсий, и предсказывающая образование зародышей кристаллов льда при различных температурах и скоростях охлаждения. Предложенная модель хорошо описывает кинетику кристаллизации капель в обратных водонефтяных эмульсиях как автокаталитический процесс и показывает, что при более низких температурах образование кристаллов льда происходит с большей скоростью. Предельная степень кристалличности водных капель в неизотермических условиях зависит от скорости охлаждения. Предложенная модель будет использована для совершенствования технологий трубопроводного транспорта нефтяного сырья в условиях Арктики.

Работа выполнена при поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 16-58-20008) и научно-исследовательского совета Норвегии (проект NORRUS № 254959).

Список литературы:

Kolotova D., Brichka K., Simonsen G., Simon S. C., Derkach S., Paso K. G., Sjöblom J. Droplet crystallization in water-in-crude oil emulsions: influence of salinity and droplet size. *Energy & Fuels*, 2017. Vol. 31. P. 7673-7681.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАТРИЯ И КАЛИЯ В ПРИРОДНОМ ГАЗЕ

Кондратенко А.Д.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Разработаны государственные и международные стандарты по атомно-абсорбционному определению элементов в газах. Нормируемым для природного газа является показатель по содержанию ртути [1]. Однако, в природный газ могут попадать и другие металлы, например, в виде паров компрессорного масла барий, кальций, магний, цинк как присадки или натрий и калий элементы загрязнений.

При отборе проб газа необходимо учитывать, в какой физической форме находится определяемый элемент. В природном газе загрязняющие компоненты могут находиться в виде газов, паров и аэрозолей. Иногда одно и то же вещество может находиться одновременно в виде паров и аэрозолей.

Газообразные или парообразные примеси собирают в жидкие поглотительные растворы и на зернистые сорбенты: кремнезем, активированный уголь, полимерные и другие сорбенты, а также на пленочные сорбенты, инертные носители или жидкие неподвижные фазы, нанесенные на твердые носители с высокоразвитой поверхностью.

Для определения веществ в газах используют различные химические и физико-химические методы. В качестве основного метода определения концентрации металлов в аэрозолях рекомендуется атомно-абсорбционная спектрофотометрия с пламенной и электротермической атомизацией пробы.

В результате работы разработана методика проведения исследований по содержанию пыли и масла в природном газе. Выполнен пробоотбор и исследования по содержанию пыли и масла в природном газе на компрессорных установках ГТУ-ТЭЦ ЭС-1 Центральная ТЭЦ.

Список литературы:

1. Карпов А.Б., Козлов А.М. Определение ртути в природном газе методом «холодного пара» // В книге: Химическая технология. ХТ'12. Пленарные доклады. Технология неорганических веществ и материалов IV всероссийская конференция по химической технологии, Всероссийская молодежная конференция по химической технологии, Всероссийская школа по химической технологии для молодых ученых и специалистов: сборник тезисов докладов. под редакцией Ю. А. Заходяевой, В. В. Беловой. 2012. С. 311-313.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЩЕЙ СЕРЫ В ПРИРОДНОМ ГАЗЕ

Кондратенко А.Д.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Углеводородное сырье (нефте-газоконденсат, газовое сырье, попутный нефтяной газ) многих месторождений содержит большие количества серосодержащих соединений. Содержание сероводорода в попутном нефтяном газе и газе сепарации может достигать 7 % мол. и 30 % мол. соответственно [1].

Наличие серосодержащих соединений в углеводородном сырье и товарной продукции интенсифицирует коррозию применяемого оборудования, может вызывать отравление катализаторов в процессах нефтехимического синтеза. Продукты сгорания серосодержащих соединений (оксиды серы) оказывают вредное воздействие на здоровье человека и окружающую среду. Поэтому содержание серосодержащих соединений в углеводородной продукции нормируется, обычно в виде содержания сероводорода, меркаптановой серы и общей серы.

Данная работа направлена на гармонизацию методов определения общей серы в природном газе с современными международными требованиями и на повышение достоверности результатов измерений

В ходе работы разработаны требования к методическому и приборному обеспечению определения общей серы в природном газе. По результатам – разработан проект межгосударственного стандарта ГОСТ 26374-201X «Газ горючий природный. Определение общей серы».

Стандарт устанавливает следующие методы определения массовой концентрации общей серы:

- метод окислительной микрокулометрии – при массовой концентрации общей серы в исследуемом газе от 1 до 200 мг/м³;
- метод, основанный на предварительном сжигании серосодержащих компонентов природного газа до диоксида серы и последующем титровании его водным раствором хлорида бария – при массовой концентрации общей серы в исследуемом газе от 25 до 700 мг/м³.

Результаты работы будут использованы Департаментом ПАО «Газпром», ответственным за работу Единой системы газоснабжения России и дочерними обществами ПАО «Газпром» при планировании, организации и контроле работ по методическому обеспечению определения общей серы в природном газе.

Список литературы:

Карпов А.Б., Козлов А.М., Жагфаров Ф.Г. Современные методы анализа газа и газоконденсата: Учебное пособие. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 238 с.

РАЗРАБОТКА ТЕРМИНОЛОГИЧЕСКОЙ БАЗЫ В ОБЛАСТИ КАЧЕСТВА ПРИРОДНОГО ГАЗА

Кондратенко А.Д.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Современный подход к стандартизации со стороны основных субъектов этой деятельности - государственных органов и производителей продукции и услуг - определяется тем, что стандартизация сегодня - это ключевое звено политики в области торговых отношений в мировом масштабе, стабилизирующий фактор обеспечения функционирования социально-экономической сферы жизнедеятельности общества, наконец, совокупность инструментов повышения конкурентоспособности национальных экономик [1].

Основной целью стандартизации научно-технической терминологии на национальном уровне является установление однозначно понимаемого и непротиворечивого понятийного аппарата во всех видах документации и литературы, входящих в сферу работ по стандартизации или использующих результаты этих работ.

В связи со значительным количеством действующих нормативных документов различного уровня в области качества природного газа, существует ряд практически одинаковых терминов, отражающих определенное понятие, а отдельные термины и определения неточно определяют суть описываемого ими понятия.

В ходе данной работы обоснован выбор терминов и определений из действующих нормативных документов по тематике качества природного газа для включения в разрабатываемый стандарт. По результатам – разработан национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 57608-2017 «Газ горючий природный. Качество. Термины и определения».

Результаты работы будут использованы Департаментом ПАО «Газпром», ответственным за работу Единой системы газоснабжения России и дочерними обществами ПАО «Газпром» при планировании, организации и контроле работ по обеспечению единства измерений в области качества природного газа.

Эффект от использования результатов НИР обусловлен совершенствованием понятийного аппарата в области качества природного газа за счет установления единообразия в терминологии.

Список литературы:

Карпов А.Б., Козлов А.М., Жагфаров Ф.Г. Современные методы анализа газа и газоконденсата: Учебное пособие. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. – 238 с.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭНЕРГИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Кондратенко А.Д.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Повышение стоимости энергии и использование природных горючих газов различного состава приводят к целесообразности оплаты на основе измерения тепловой энергии. Однако, процедуры, с помощью которых определяются значения теплоты сгорания газа различными способами у потребителя и поставщика могут быть не согласованы.

На настоящий момент отсутствует практика использования различных методов определения теплотворной способности природного горючего газа с целью определения энергии природного газа отпущенной поставщиком и принятой получателем, что обуславливает необходимость разработки соответствующих предложений. Для разрешения проблем, связанных с добычей, транспортировкой и распределением газа вплоть до конечного потребителя актуальным остается вопрос разработки стандартизированной методики измерения энергии природного газа [1].

Данная работа направлена на повышение точности измерений показателей качества природного газа за счет совершенствования нормативной базы Российской Федерации в соответствии с современными требованиями рынка.

В ходе данной работы проведён анализ современных методов определения энергии природного газа. По результатам – разработан национальный стандарт Российской Федерации ГОСТ Р 57614-2017 (ИСО 15112:2011) «Газ горючий природный. Определение энергии».

Результаты работы будут использованы Департаментом ПАО «Газпром», ответственным за работу Единой системы газоснабжения России и дочерними обществами ПАО «Газпром» при планировании, организации и контроле работ по методическому обеспечению определения энергии природного газа.

Эффект от использования результатов НИР обусловлен повышением точности определения энергии при приёмке-передачи природного газа. Результаты расчетов при реализации газа Группой «Газпром» в России показывают, что интегральный эффект за 10 лет взаиморасчётов поставок природного газа на основе тепловой энергии составляет 5,387 млрд. руб., индекс эффективности равен 2,102.

Список литературы:

Козлов А.М., Карпов А.Б., Федорова Е.Б., Жагфаров Ф.Г. Определение энергии - важный фактор при реализации природного газа // Нефтегазохимия. № 4. 2015. С. 31-34.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ ПИРОЛИЗА БЕССЕРНИСТОГО СЫРЬЯ

Кривошеева А.С.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Пиролиз прямогонных бензиновых фракций и сжиженный газ в настоящее время является основным источником газообразных олефинов и ароматических углеводородов для нефтехимической промышленности. Но при уменьшении объемов прямогонных нефтяных бензиновых фракций в перспективе в качестве сырья следует рассматривать и синтетические жидкие углеводороды, которые не содержат серосодержащих соединений. Учитывая, что серосодержащие соединения рассматриваются как вещества, уменьшающие коксообразование, то при применении не содержащего серу сырья следует ожидать повышенного коксообразования. [1,2]

В работе для определения коксовых отложений на металлическом кольце, помещенном в реакционную зону кварцевого реактора, в качестве сырья применялись прямогонные бензиновые фракции, полученные при перегонке синтетических жидких углеводородов, пиролиз проводился при температуре 820°C, времени контакта 0,5 с и разбавлении водяным паром 40% масс. в течении 3 часов.

Рассматривая синхронный термический анализ (СТА) как совмещение термогравитометрии (ТГ) и дифференциальной сканирующей калориметрии (ДСК) при проведении испытаний возникает возможность одновременного определения как потерь массы, так и выделяющегося тепла.

Были проведены опыты без добавления серосодержащих соединений и с добавлением этилмеркаптана и проведен анализ отложений. При выполнении СТА-анализа кольцо продувалось смесью 10% кислорода и 90% азота при 25°C в течении 30 минут, в дальнейшем температура повышалась со скоростью 10°/мин до 800°C. Для каждого выжига кокса были характерны несколько ступеней потери массы, что можно связать с наличием различных коксовых отложений и их распределением.

В результате выполнения работы показано, что при пиролизе жидких синтетических бензиновых фракций добавление серосодержащих соединений значительно (до 2 раз) снижает коксовые отложения.

Список литературы:

1 Мещерин И.В., Жагфаров Ф.Г., Лapidус А.Л., Карпов А.Б., Василенко В.Ю. Нефтегазохимия – ключ к освоению Арктики// Нефтегазохимия. 2015. № 2. С. 16-20.

2 Карпов А.Б., Мещерин И.В., Лapidус А.Л., Жагфаров Ф.Г., Кондратенко А.Д. Оценка эффективности процесса пиролиза с использованием GTL-бензиновой фракции// Нефтегазохимия. 2016. № 1. С. 14-18.

ОБОСНОВАНИЕ ТРЕБОВАНИЙ К УСЛОВИЯМ ИСПЫТАНИЙ МОТОРНОГО МАСЛА В Ф-МОДЕЛИ ПРОЦЕССА ХРАНЕНИЯ

Кугай М.А., Маньшев Д.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Существующие методики оценки сохраняемости моторных масел предполагают определение значений показателей качества при выборочных наблюдениях и фиксированных условиях, лишь косвенно характеризующих изменение их свойств в условиях реального хранения. Основным недостатком этих методик является отсутствие принципа рассмотрения моторного масла в химмотологической системе «моторное масло – средство хранения – процесс хранения».

С целью повышения информативности оценки при ускоренных испытаниях сохраняемости моторных масел в складских условиях при длительном хранении реализован принцип физического моделирования, ранее успешно использованный для оценки сохраняемости углеводородных горючих.

Из обобщения данных по опытному хранению ФАУ «25 Гос НИИ химмотологии Минобороны России» следует, что одним из преобладающих процессов, влияющих на изменение качественных показателей моторных масел, склонных к изменению в процессе хранения, является процесс седиментации – процесс осаждения тяжелых фракций (присадок) из объема моторного масла.

Соотношение, отражающее существование связей между переменными, характеризующими процесс седиментации при длительном хранении, может быть представлено в виде:

$$Y_i = \varphi(h, T, H, \nu, \tau_{\text{хр.}}, g),$$

где Y_i – результат процесса хранения; h – высота налива моторного масла в средстве хранения, м; T – температура окружающей среды в климатическом районе хранения, К; H – влажность окружающей среды в климатическом районе хранения, кг/м³; ν – кинематическая вязкость моторного масла, м²/с; g – ускорение силы тяжести в гравитационном поле, м/с²; $\tau_{\text{хр.}}$ – время хранения, с.

Обязательным требованием к условиям испытаний в Ф-модели является обеспечение равенства критерия подобия процесса седиментации отношению произведения значений ускорения силы тяжести в гравитационном поле, времени хранения, высоты налива в средстве хранения к значению кинематической вязкости моторного масла при соблюдении условия однозначности, заключающемся в равенстве значений кинематической вязкости.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПЕРЕРАБОТКИ ШФЛУ НА УСТАНОВКЕ ПОЛУЧЕНИЯ ПРОПАН-БУТАНА ПРОИЗВОДСТВА УРЕНГОЙСКОГО ЗПКТ

Кудряшов И.Р., Равилов А.Р.
(ООО «Газпром переработка» ЗПКТ)

Водометанольная смесь, поступающая на объекты ООО «Газпром переработка», является результатом борьбы с возможным образованием газогидратов на объектах добычи. Для предотвращения закупоривания скважин применяется метанол. Растворяясь в воде, присутствующей в потоке флюида в стволе скважины, он образует водометанольную смесь (ВМС), которая с газовым конденсатом поступает на Завод по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ). В процессе переработки газового конденсата ВМС концентрируется в широкой фракции лёгких углеводородов (ШФЛУ), получаемой из деэтанализованного конденсата.

По результатам исследований было установлено, что в результате образования азеотропной смеси «вода-метанол-пропан» при ректификации широкой фракции легких углеводородов в дистиллятном продукте – сжиженных углеводородных газах (СУГ) – формируется жидкий остаток. Количество жидкого остатка (который в основном является водометанольной смесью) в СУГ регламентируется по ГОСТ Р 52087-2003 и ГОСТ 20448-90 для Российской Федерации и по ГОСТ Р 51104-97 для экспорта.

В настоящее время в связи с увеличением количества ВМС, поступающей вместе с нестабильным конденсатом Заполярного месторождения на производственные мощности Завода по подготовке конденсата к транспорту, возросли риски производства СУГ с содержанием жидкого остатка, превышающего предельно допустимые значения по ГОСТ Р 52087-2003.

Для исключения риска получения продукции несоответствующего качества и связанного с этим вероятного снижения прибыли предлагается модернизация процесса переработки широкой фракции лёгких углеводородов на установке получения пропан-бутана Завода по подготовке конденсата к транспорту.

РАЗРАБОТКА РЕГУЛЯТОРОВ ФИЛЬТРАЦИИ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ (РУО)

Кузнецов А.Е., Заворотный В.Л., Стародубцева К.В.,
Слепченко Н.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В состав рецептур промывочных жидкостей на углеводородной основе (РУО) входят химические реагенты, отвечающие за процессы регулирования их реологических и фильтрационных технологических свойств РУО. Например: мел, мрамор, утяжелители, органоглина, битумы, асфальтиты, гильсониты и др. Порошкообразный вид таких реагентов упрощает технологию их использования на буровой как, например, регулятора фильтрации высокоокисленного (хрупкого) битума – ВОК-битума. ВОК-битум был разработан под руководством проф. Мухина Л.К. в 70-е годы. ВОК-битум это комплексный реагент, который может исполнять роль – поверхностно активного вещества (ПАВ), стабилизатора, пластификатора, структурообразователя и регулятора фильтрации. В отечественной практике бурения он широко применялся, как компонент буровых эмульсионных промывочных жидкостей на водной (НЭБР) и углеводородной основе (ИБР и ЭРУО). В настоящее время ВОК-битум в РФ не выпускается, а вместо него используют, импортируемые реагенты: природные асфальтиты (Иран), гильсонит (США), сульфированный асфальт (Китай).

Разработка импортозамещающих технологий по производству отечественных химических реагентов для РУО на основе отечественных природных асфальтов и асфальтитов, либо синтетических битумов и их модификаций в настоящее время является актуальной задачей.

В России в чистом виде месторождения битумов представлены редко, они могут быть следующих типов: пластовые, жильные, в которых находятся, в основном, асфальтены и асфальты, а также линзовые и поверхностные. Асфальтиты (асфальты) содержатся в составе различных битум содержащих пород, но встречаются и в чистом виде. В поверхностных месторождениях асфальты содержатся в кирах или находятся в чистом виде. Для промышленного применения подходит продукция месторождений асфальтитов и асфальтов Леккемского (Ухта) и Ивановского (Оренбург) или использование синтетических битумов отечественного производства. Проведенные лабораторные исследования на основе синтетических битумов и отечественных природных асфальтитов показали, что можно на их основе производить необходимые для нефтегазодобычи РФ химические реагенты, соответствующие отечественному и мировому уровню.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ОЧИСТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА С ВЫДЕЛЕНИЕМ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА

Кузнецов О.А., Томина К.А., Кузнецова Е.О.

(Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Оренбурге,
Оренбургский гелиевый завод ПАО «Газпром», УГНТУ)

За время эксплуатации Оренбургского газоперерабатывающего завода предприятия произошли большие изменения, как в количестве, так и в составе перерабатываемого сырья. Содержание сероводорода в кислом газе, направляемом на установку Клауса в нем упало с 63-65 % до 50 %, что привело к снижению степени конверсии сероводорода и к ряду технологических проблем.

На первом этапе решения проблемы предлагается технология селективной очистки природного газа с получением потока диоксида углерода, направляемого на смешения с отходящими газами установок Клауса, в котором содержание сероводорода составляет 1-2 %. Для этого применяется N-метилпирролидона-2. Растворимость сероводорода в N-метилпирролидоне-2 более чем в десять раз больше, чем у диоксида углерода.

Также возможно применения смеси МЭА+МДЭА и N-метилпирролидона-2, с целью повышения его селективности.

Результатами первого этапа:

- повысить эффективность ведения процесса абсорбционной очистки газа;
- улучшить качество кислого газа – сырья для процесса Клауса - путем снижения количества диоксида углерода;
- снизить нагрузку на печь подогрева кислого газа;
- увеличить качество товарной серы.

На втором этапе достигается высокая степень чистоты диоксида углерода, который закачивается в пласт для повышения нефтеотдачи. Закачка одной тонны диоксида углерода позволяет дополнительно получать нефти до 1,6 тонны.

Чистый диоксид углерода предлагается использовать на предприятии вместо азота. Рассматривается его введение в реакцию с водяным паром и метана для получения синтез газа.

На третьем этапе исследования рассматривается возможность разделения диоксида углерода и сероводорода из кислого газа.

Сферой применения результатов исследования практически все нефте- и газоперерабатывающие заводы. В мире насчитывается более 500 установок получения серы методом Клауса. Их общая производительность более 20 000 000 тонн серы в год.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ АДСОРБЦИИ АММИАКА КАК СПОСОБ ОЦЕНКИ АКТИВНОСТИ КАТАЛИЗАТОРОВ

Куриленко И.А.

РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Физико-химические исследования катализаторов позволяют глубже «заглянуть» в сущность каталитических процессов и подтвердить или понять скрытые причины, по которым протекает тот или иной каталитический процесс. Это относится и к зависимостям, возникающим при получении ароматических углеводородов из пропан-бутановой фракции, так как только совместное рассмотрение данных, полученных на лабораторной установке по конверсии, выходу и селективности и данных физико-химических исследований позволяет осознанно оптимизировать состав катализаторов и параметры процесса. Одним из используемых методов исследования является термодесорбция (ТПД) аммиака в токе гелия [1,2]

Ранее полученные данные позволили установить, что добавки в состав Zn-цеолитных катализаторов ароматизации пропан-бутановых фракций свинца или олова повышают их характеристики при получении ароматических углеводородов, а также способствуют снижению коксообразования и доли полиядерных углеводородов в продуктах реакции, увеличивают режрегенерационный пробег. Тем не менее, механизм уменьшения выхода полиядерных углеводородов и отложения кокса не понятен.

При рассмотрении результатов ТПД аммиака можно увидеть, что при введении олова или свинца изменяется количество активных центров (уменьшение общей кислотности). Например, при пассивировании катализатора Zn-ZSM-5 оловом снижается доля высокотемпературных центров; при пассивировании катализатора Zn-ZSM-5 свинцом снижается доля высокотемпературных центров и уменьшается максимум пика десорбции аммиака с высоких температур, что свидетельствует об уменьшении количества и активности высокотемпературных кислотных центров.

Таким образом, путём изучения ТПД аммиака показано, что механизм действия олова и свинца заключается в блокировании наиболее активных высокотемпературных центров цеолитов. Это проявляется в уменьшении коксо- и метанообразования.

Список литературы:

- 1 Карпов А.Б., Козлов А.М. Разработка адсорбционно-селективных технологий выделения гелия. Сборник тезисов 69-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ-2015». С. 161.
- 2 Лapidус А.Л., Жагфаров Ф.Г., Григорьева Н.А., Худяков Д.С., Козлов А.М. Химическая переработка природного газа и газового конденсата//Химия и технология топлив и масел. №2. 2010. С. 52-56.

УЛУЧШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ЗАЩИТНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ БАКОВ-АККУМУЛЯТОРОВ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Леонтьев А.В., Татур И.Р., Беломестнова Ю.С.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Защитные жидкости (ЗЖ) являются универсальным средством защиты баков – аккумуляторов горячего водоснабжения от коррозии и воды от аэрации. ЗЖ, обладая достаточно высокими антиаэрационными свойствами, не удовлетворяют возрастающим требованиям по защитной способности. Одним из способов повышения защитных свойств является применение ингибиторов коррозии. Наряду с высокими защитными свойствами, важнейшим эксплуатационным показателем ЗЖ является термоокислительная стабильность. Для её увеличения целесообразно вводить антиокислительные присадки, которые позволяют получить ЗЖ с высокими защитными и термоокислительными свойствами.

Цель настоящего исследования - повышение эксплуатационных свойств ЗЖ, путем введения в её состав ингибиторов коррозии и антиокислительных присадок.

Объекты исследования: товарная защитная жидкость на нефтяной (индустриальное масло И-20 и изопарафиновое масло VHVI-4) и синтетической (полиальфаолефиновое масло PAOM-10) базовой основе; ингибитор коррозии: ФМТ (ТУ 24-003-48938796-2003), BASF Irgacor 843, BASF Irgacor NPA, BASF Irgacor L-12; антиокислительные присадки: BASF Irganox L 140, Santoflex 6PPD и антиокислительная композиция: Агидол-1 (ТУ 38.5901237-90) и МДС-5 (продукт конденсации бората диэтаноламина с олеиновой кислотой).

Установлено, что наиболее эффективным ингибитором коррозии для ЗЖ является ингибитор ФМТ (жирные кислоты таллового масла, модифицированные производными хлорофилла) в концентрации 5 % мас. Значение комплексного показателя защитной способности ЗЖ, содержащей ингибитор коррозии ФМТ, увеличивается с 19,5 до 82,5 отн. ед по сравнению с не ингибированной жидкостью.

Методом масс-спектрометрии и термогравиметрического анализа подтверждено, что атомы меди, входящие в состав ингибитора ФМТ, являются инициаторами процесса деструкции полиизобутилена (ПИБ) в составе ЗЖ.

Выявлено, что при введении в состав ингибированной ЗЖ антиокислительных присадок наибольшей эффективностью обладает присадка аминного типа (Santoflex 6PPD) N-(1,3-диметилбутил)-N'-фенил-п-фенилендиамин в концентрации 0,5 % мас. Константа скорости реакции термодеструкции ПИБ в составе ингибированной ЗЖ в присутствии этой присадки снижается с 0,70 ч⁻¹ до 0,63 ч⁻¹.

Установлено, что антиокислительная композиция, содержащая 2,6-дитретбутил-4-метилфенол - 0,3 мас. % (Агидол-1) и продукт конденсации олеиновой кислоты с боратом диэтаноламина, нейтрализованного КОН (МДС-5) - 0,2 % мас., в составе ЗЖ, на основе нефтяного масла, снижает термоокислительную деструкцию ПИБ без антиокислительных присадок на 27 % отн.

Показано, что присадка аминного типа (Santoflex 6PPD) и композиция алкилфенола (Агидол-1) с продуктом конденсации бората диэтаноламина с олеиновой кислотой (МДС-5) являются деактиваторами меди.

Таким образом, применение ЗЖ, включающей ингибитор коррозии и композицию антиокислительных присадок, позволяет увеличить ее срок службы в БАГВ энергетических предприятий с 4 до 17 лет.

УСТОЙЧИВОСТЬ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Леонтьева А.И., Балобаева Н.Н., Аль Фадхли Кхазаал Хамид Кхазаал, Аль Рубайи Раафат Абдурахман Ахмет
(ФГБОУ ВО «Тамбовский государственный технический университет»)

Добыча нефти сопровождается образованием эмульсий типа «вода в нефти» (В/Н) при изменении давления в поровых каналах. На установках первичной подготовки нефти образуются «промежуточные слои» - эмульсии В/Н, содержащие 80-85% воды.

В нефти содержание минеральных солей может сдержаться до 700..800 мг/л минеральных солей. Высокодисперсные и растворенные минеральные соли повышают устойчивость водонефтяных эмульсий, за счет создания комплекс минеральных веществ, участвующих в стабилизации бронирующих оболочек нефтяных глобул.

Соли, содержащиеся в водах эмульсий В/Н, могут находиться в трех состояниях:

- 1) растворенные в воде,
- 2) координированные вокруг глобул нефти, сорбированные с незначительной энергией связи;
- 3) сорбированные на поверхности глобул нефти, с энергией связи, близкой к хемосорбции.

В пластовой воде присутствуют эмульгаторы – кислоты и соли. Все нефти образуют эмульсии, но способность их к эмульгированию различна. Чем больше в нефти содержится полярных компонентов, тем выше стойкость образующейся эмульсии: нефти парафинового основания образуют менее стойкие эмульсии, чем нефти нафтенового основания.

Чем больше минерализация воды, тем выше стойкость эмульсий. Так как неустойчивость эмульсий связана с избытком межфазной свободной энергии, то эмульгаторами должны быть веществ, снижающие поверхностное натяжение на границе раздела фаз.

В процессе перемешивания нефти с пластовой водой и образования мелких капелек нефти, частицы эмульгатора адсорбируются на поверхности этих капелек (раздела фаз) и образуют пленку (оболочку), препятствующую слиянию капелек при столкновении, создавая структурно-механический барьер.

Вследствие ориентации молекул и боковой когезии соседних молекул, образования водородных связей или гидрофобного взаимодействия, идет образование неполярных групп. Адсорбционные слои структурируются и обладают определенными структурно-механическими свойствами: высокой вязкостью и прочностью.

Соли и их ионы оказывают основное влияние на устойчивость водонефтяных эмульсий.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ КОНЦЕНТРАТОВ ВЯЗКОСТНЫХ ПРИСАДОК, РАЗРАБОТАННЫХ НА ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-СМ» ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА АВТОМОБИЛЬНЫХ МАСЕЛ

Макаров А.П.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Сегодня производство смазочных материалов активно развивается, следуя новым трендам в области топливной экономичности, увеличению ресурса работы смазочных материалов, а также более бережного отношения к окружающей среде.

До 1960х годов в мире доминировали сезонные моторные масла, т.е. масла, используемые либо летом, либо зимой. Однако в процессе развития отрасли появились масла с возможностью их использования в любое время года – всесезонные масла. Это стало доступно благодаря появлению загущающих присадок, механизм действия которых основан на изменении формы макромолекул полимеров в зависимости от температуры.

В работе рассматривается эффективность процесса вовлечения загущающих присадок в моторные масла на примере компании «Газпромнефть – смазочные материалы», одного из лидеров среди российских производителей моторных, трансмиссионных и индустриальных масел, а также специальных жидкостей. В зависимости от формы загущающей присадки (твердые брикеты, гранулы или уже готовый, растворенный в базовом масле загуститель), производственный процесс вовлечения загущающей присадки в моторные масла может строиться различным образом. При работе с твердыми брикетами или гранулами, компания тратит определенное время на приготовление раствора концентрата загустителя для его последующего вовлечения в товарный смазочный материал. При использовании уже готового концентрата, поставляемого в жидком виде, такой необходимости не возникает. Это значительно экономит ресурсы производственной площадки, особенно, если смазочный материал, в который вовлекается данный концентрат производится не часто. Выбор формы закупаемой загущающей присадки, на данный момент основывается на ее себестоимости, что не позволяет учесть ряд важнейших технологических и экономических аспектов, возникающих в процессе приготовления товарных масел.

В процессе выполнения работы были проанализированы преимущества и недостатки приготовления собственных концентратов загущающих присадок и закупки готовых растворов концентратов. Показано, что на итоговую стоимость используемого загустителя влияет большое количество факторов, возникающих в производственной цепочке.

ПРОБЛЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА НЕФТЯНЫХ ТВЕРДЫХ ПАРАФИНОВ ПО ГОСТ 23683

Махин Д.Ю., Кошевой В.О., Капустин В.М.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Качество нефтяных твёрдых парафинов, выпускаемых в настоящее время РФ, регламентируется ГОСТ 23683-89 «Парафины нефтяные твердые», и, строго говоря, рассматривает требования по качественным характеристикам только высоко- и очищенных парафинов. Данный стандарт предполагает классифицирование нефтяных парафинов на марки П-1, П-2, В2, В3, В4, В5, Т-1, Т-2, Т-3, С. Отметим, что нефтяные парафины группы парафины В, С не выпускаются в качестве товарных продуктов более 20 лет, высокоочищенные парафины марки П производятся только на двух НПЗ, очищенные парафины группы Т выпускаются на трех НПЗ, при этом их суммарный выпуск едва ли превышает 10-15% от общего количества парафинов в России. Стандарт ГОСТ 23683-89 не предусматривает требования как к малоочищенным парафинам марки НС, так и к гачам депарафинизации и петролатумам, на которые и приходится основное производство нефтяных парафинов.

Существенной проблемой действующего стандарта является тот факт, что некоторые методы испытания и методики, описанные в ГОСТ 23683-89 устарели. В частности, содержание серы определяется в соответствии с ГОСТ 1437. Сущность метода заключается в сжигании навески с последующим титрованием продуктов сгорания, в частности SO_2 и SO_3 , при этом исследование занимает несколько часов, хотя существуют методики, позволяющие определять содержание серы за несколько минут.

В то время как параметр «содержание серы» является в большей степени экологической характеристикой, цвет нефтепродукта – его качественная характеристика, позволяющая судить как о его групповом составе, так и глубине очистки. Существует несколько методов определения цвета твердых нефтяных парафинов: в соответствии с ГОСТ 20284-74 «Нефтепродукты. Метод определения цвета на колориметре ЦНТ», цвет по Сейболту по ASTM D 156, цвет по ASTM D 1500. Многообразие методов не дает четкого понимания реального цвета, в связи с отсутствием корреляции и способов перевода.

Отсутствие общих норм дает возможность выпускать продукцию разного качества, не всегда соответствующего мировым стандартам по экологичности и безопасности. Становится очевидным, что классификация по ГОСТ 23683-89 фактически полностью устарела и не отвечает современным представлениям и тенденциям на рынке нефтяных парафинов, требует значительной переработки или полноценной замены.

АНАЛИЗ ПРОБЛЕМ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК КОМПЛЕКСНОЙ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Мехедова А.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Подготовку продукции скважин к транспорту на газовых промыслах осуществляют на установках комплексной подготовки газа (УКПГ) и пунктах подготовки газа, в состав которых входят те или иные технологические процессы, а также система сбора скважинной продукции, дожимные компрессорные станции (ДКС), аппараты воздушного охлаждения (АВО) и другое вспомогательное технологическое оборудование (теплообменные аппараты, печи, факельные установки и др.).

Основной задачей промысловых УКПГ на месторождениях является обработка его до определенного качества для того, чтобы обеспечить условия транспортировки по магистральным газопроводам.

Так как большинство установок на УКПГ работают уже довольно долго, то при их эксплуатации возникает ряд проблем. В блоке осушки газа при эксплуатации колонн регенерации выявились следующие проблемы: на большинстве УКПГ колонны работают с перегрузкой по пару; при частичной регенерации происходит обводнение гликоля; при использовании испарения в печи возможна деструкция гликоля, так как абсорбент подвергается более длительному воздействию более высоких температур; вследствие низких скоростей на внутренней поверхности труб печи образуется слой твердого осадка продуктов деструкции гликоля и солей. Кроме того, на установках регенерации гликолей возникают проблемы коррозионно-эрозионного износа теплопередающих поверхностей и внутренних устройств испарителей, колонн регенерации, теплообменников, трубопроводов и запорно-регулирующей арматуры [1].

Решением данных проблем может служить перевод процесса рециркуляции раствора гликоля через печь с жидкофазным нагревом; для минимизации осаждения солей на поверхности теплообмена и минимизации деструкции гликоля скорость принудительного движения нагреваемой жидкости должна составлять 1,5–2,5 м/с; применение присадок, как добавок к осушителю; изготовление АВО, арматуры и насосов из коррозионно-стойких конструкционных сталей; монтаж в кубовой части колонн узлов ввода потока из печи для улучшения разделения парожидкостной смеси позволит уменьшить концентрацию воды в регенерируемом ДЭГ.

Список литературы:

1. Ф.Г. Жагфаров, А.Б. Карпов, Н.А. Григорьева Инновационные технологии при подготовке природного газа в проектах производства сжиженного природного газа // Технологии нефти и газа №6, 2017 - С. 14-18

КОМПЛЕКСНАЯ ОЧИСТКА ОТХОДЯЩИХ ГАЗОВЫХ ВЫБРОСОВ

Михайлов А.А., Иванова М.С., Томский К.О.

(Политехнический институт (филиал) СВФУ им.М.К.Аммосова в
г. Мирном)

В настоящее время в процессах очистки газовых выбросов в мире все большее место занимают каталитические технологии. Наибольший интерес представляют способы окисления, основанные на использовании экологически чистого окислителя – молекулярного кислорода. Основная сложность сводится к его активации, так как O_2 в стандартных условиях мало реакционноспособен.

Недостатками существующих на сегодняшний день способов очистки газовых выбросов являются невысокая степень очистки отходящих газов, высокие эксплуатационные затраты при их реализации, а также возможность их осуществления только при высоких концентрациях загрязнителей в отходящих газах.

Целью исследования является определение оптимальных параметров каталитической очистки отходящих газов от CO_2 , SO_2 , NO_x в растворах трифторуксусной кислоты.

Поставленная задача достигается описываемым способом очистки дымовых газов, включающим прокачивание потока газов через емкость, заполненную 5,0-10,0 М водным раствором трифторуксусной кислоты, насыщенной кислородом, отделение образовавшихся побочных продуктов, утилизацию последних, регенерацию отработанного раствора трифторуксусной кислоты путем насыщения кислородом и рециркуляцию регенерированного раствора на прокачивание.

Исследовались абсорбционные способности растворов трифторуксусной кислоты в зависимости от концентраций растворов и значения pH.

В процессе очистки осуществлялся постоянный контроль состава очищенных газов. При фиксировании проскока загрязнителей поток очищаемых газов направляли во вторую емкость, заполненную новой порцией трифторуксусной кислоты, насыщенной кислородом. Результатом предварительного насыщения ТФК кислородом является образование сильного окислителя. Соответственно, при прокачивании отходящих газов загрязняющие их токсичные низшие оксиды серы, азота, углерода мгновенно окисляются в пероксосоединения с последующей перегруппировкой и образованием олигомеров - оксидов этих же элементов, но более высокой валентности.

Таким образом, возможно осуществлять очистку отходящих газов от указанных газовых загрязнителей с эффективностью, близкой к 100%.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА РИФОРМИНГА В БЕЗВОДОРОДНОМ РЕЖИМЕ НА БЕСПЛАТИНОВЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ

Муниров Т.А., Давлетшин А.Р., Амангельдиев Д.М., Мунирова А.А.
(УГНТУ)

Каталитический риформинг бензиновых фракций является важным процессом, обеспечивающим производство высокооктановых компонентов автобензина и ценных углеводородов для нефтехимии.

В ходе работы проведено исследование процесса каталитического риформинга без применения водорода на катализаторах, не содержащих платину.

Эксперименты проводились на пилотной установке на промышленном сырье – гидроочищенном прямогонном бензине фракции 105-180 °С. Параметры процесса: давление 10 атм., объемная скоростью подачи сырья 1 ч⁻¹, температура от 350 до 450°С. Характеристики используемых катализаторов приведены в таблице 1.

Таблица 1 – Характеристики используемых катализаторов

Образец катализатора	Массовая доля компонентов катализатора
Катализатор 1	MoO ₃ 20-30%+NiO 1-5%/Al ₂ O ₃
Катализатор 2	25% MoO ₃ + 4%CoO/Al ₂ O ₃
Катализатор 3	25-38% Al ₂ O ₃ / 60-72% SiO ₂

Таким образом, изучена каталитическая активность ряда промышленно производимых катализаторов при различных температурах процесса, производимого без предварительной подачи водородсодержащего газа. Из результатов экспериментов следует, что катализатор 2, содержащий в своем составе молибден и кобальт, проявляет наибольшую активность в реакциях дегидрирования в среднетемпературной области (350-400 °С). Содержание аренов в полученных продуктах увеличилось на 14,0 % при температуре 350 °С и на 19,2 % при температуре процесса 400 °С. При проведении экспериментов при температуре 350 °С также высокую активность показал цеолитный катализатор 3 (прирост ароматических углеводородов составил 8,4 %). При температуре 450 °С наблюдается снижение активности катализаторов 2 и 3.

По результатам исследований произведен анализ результатов, выбраны температура процесса и катализатор для дальнейших исследований.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ПАРАМЕТРОВ ПРОЦЕССА ОКИСЛЕНИЯ НА КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ ГУДРОНА ВИСБРЕКИНГА¹

Мурашкина А.В.

(ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России»)

Продукты окисления тяжелого нефтяного сырья любого происхождения, как правило, рассматриваются как сырье или компоненты при производстве дорожных битумов. В данной работе изучали возможность использования в качестве сырья остатка висбрекинга гудрона смеси нефтей, поступающих на экспорт. Процесс проводили в реакторе барботажного типа при варьировании параметров в интервале: температура 220-270 °С, расход воздуха 4-10 дм³/мин·кг; продолжительность окисления 2-6 часов. Испытания проводили с использованием метода многофакторного планирования эксперимента. Компонентный состав исходного сырья и опытных образцов битума исследовали на приборе IATROSCAN (Япония) с применением с применением метода тонкослойной хроматографии и плазменно-ионизационным детектированием хроматографа. Исходное сырье содержало 15,88 % отн. насыщенных углеводородов; 44,12 % отн. ароматических углеводородов; 29,29 % отн. – смол и 10,72 % отн. асфальтенов. Математическая обработка полученных данных позволила получить уравнения регрессии для состава опытных образцов:

$$y_1 = 8,27 + 0,66x_2 - 1,22x_3$$

$$y_2 = 35,42 - 7,51x_3$$

$$y_3 = 41,15 + 7,01x_3$$

$$y_4 = 15,02 - 2x_2 + 1,94x_3$$

где x_1 – расход воздуха, дм³/мин·кг; x_2 – температура, °С; x_3 – время окисления, ч; y_1 – насыщенные углеводороды; y_2 – ароматические углеводороды; y_3 – смолы; y_4 – асфальтены.

Анализ полученных уравнений показал, что содержание компонентов дисперсионной среды уменьшается с увеличением времени окисления, об этом свидетельствуют отрицательные коэффициенты при аргументах в уравнении регрессии. Эти компоненты в результате реакций окислительной конденсации и уплотнения превращаются в смолы и асфальтены. Содержание последних растет с увеличением времени окисления. Повышение температуры в зоне реакции оказывает отрицательное влияние на содержание асфальтенов в битуме. Под действием температуры и кислорода асфальтены превращаются в карбены. Присутствие карбенов в битуме ухудшает его эксплуатационные свойства. Следовательно, использование остатков висбрекинга гудрона в качестве сырья для производства битумов нецелесообразно.

¹ Окисление остатка висбрекинга проводили с использованием лабораторной базы кафедры ТНХС и ИЖТ Московского технологического университета (Института тонких химических технологий им. М.В. Ломоносова)

РАЗГОНКА ВЫСОКОСЕРНИСТОЙ БИТУМИНОЗНОЙ НЕФТИ АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В ПРИСУТСТВИИ УЛЬТРАДИСПЕРСНОЙ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ

Мустафин И.А.¹, Лапшин И.Г.¹, Ганцев А.В.¹, Судакова О.М.²

(¹ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет», ²ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет»)

Исследована возможность применения ультрадисперсных каталитических систем для переработки высокосернистых битуминозных нефтей на примере нефти Ашальчинского месторождения Республики Татарстан. Ультрадисперсная каталитическая система была получена термодеструкционной разгонкой вакуумного газойля в присутствии 2-этилгексанота никеля. Её использование в количестве 10% масс. на нефть при термодеструктивной разгонке последней позволяет увеличить выход дистилятной фракции с пределами выкипания в н.к. 112–220°C с 43 до 73%.

Высокая дисперсность каталитических систем, содержащих ультрадисперсные суспензии металлов и их соединений, позволяет развить удельную поверхность катализаторов от сотен до тысячи м²/г. Малые размеры частиц и отсутствие стерических препятствий позволяют проводить процессы деструкции молекул углеводородов нефти любого размера, в отличие от промышленных цеолитных катализаторов. Применение каталитической системы, полученной при деструкционной разгонке вакуумного газойля в присутствии 2-этилгексанота никеля, позволяют из тяжёлой ашальчинской нефти выделить практически до 88% масс. светлых нефтепродуктов в виде дистилятной (73,3% масс.) и газовой фракций. Полученный в ходе разгонки нефти в присутствии каталитической системы дистилят представляет собой достаточно лёгкую фракцию углеводородов с температурой выкипания 112–220°C.

Добавление металлорганических солей в нефть и нефтепродукты, содержащие реакционноспособную сульфидную серу, может привести к образованию осадка из сульфидов металлов. Поэтому весьма важно формирование ультрадисперсных суспензий металлов в более инертной среде. Образование таких систем возможно, например, в вакуумном газойле, парафине или мазуте. Применение металлорганических добавок при термокрекинге вакуумного газойля может значительно смягчить условия проведения процесса. Получаемый при этом крекинг-остаток может быть использован в качестве каталитической добавки при переработке тяжёлых нефтей и нефтяных остатков.

Работа выполнена при поддержке проекта №15-13-00115 Российского научного фонда.

НОВЫЕ АКТИВНЫЕ И СЕЛЕКТИВНЫЕ КАТАЛИЗАТОРЫ КИСЛОРОДНОЙ И УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОНВЕРСИИ МЕТАНА В СИНТЕЗ-ГАЗ НА ОСНОВЕ ЦЕОЛИТОВ MFI

Мухин И.Е., Локтев А.С., Дедов А.Г., Моисеев И.И.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Синтез-газ (СГ) - важный полупродукт ряда процессов нефтехимии, в настоящее время производимый преимущественно с использованием высокотратного эндотермического процесса паровой конверсии метана. Получаемый СГ с соотношением $H_2/CO > 3$, требует дальнейшей переработки для использования в синтезах метанола и Фишера-Тропша, в процессах оксосинтеза. СГ приемлемого для указанных процессов состава $H_2/CO = 2$ или меньше, удастся получить, используя реакции кислородной конверсии метана (ККМ) или углекислотной конверсии метана (УКМ). Широко известные Ni катализаторы ККМ и УКМ склонны к дезактивации из-за зауглероживания или образования неактивных соединений никеля с носителями.

Нами разработаны активные и селективные катализаторы получения синтез-газа кислородной и углекислотной конверсией метана на основе Ni, Co, и Ni+Co, нанесенных на цеолит MFI, полученный гидротермально-микроволновым методом, или промышленно производимый цеолит MFI. Суммарное содержание металлов в катализаторах (2% масс.) существенно ниже, чем у описанных в литературе аналогичных катализаторов ККМ и УКМ, не содержащих металлов платиновой группы. Каталитические свойства исследовали в кварцевом реакторе проточного типа, подавая неразбавленные инертным газом смеси CH_4 с O_2 или CO_2 . Масса загруженных катализаторов 0,2 г фракция 0,5-1 мм. Показано, что Ni и Ni+Co катализаторы, нанесенные на цеолит MFI, синтезированный гидротермально-микроволновым методом, показывают близкий к 100% выход синтез-газа в процессе ККМ, а те же металлы, нанесенные на каждый из использованных цеолитов, эффективны и в углекислотной конверсии метана. Совместное присутствие никеля и кобальта в составе катализатора на основе цеолита, синтезированного гидротермально-микроволновым методом, обеспечивает получение контакта, устойчивого к зауглероживанию в процессе углекислотной конверсии метана, тогда как никелевый катализатор образует значительное количество углеродных волокон. Полученные результаты могут быть использованы для реализации новых технологических процессов окислительной конверсии метана в синтез-газ.

Работа выполнена при поддержке Российского научного фонда (проект 14-13-01007П), Президиума РАН и Минобрнауки России (базовая часть государственного задания «Организация проведения научных исследований», анкета № 1422).

БИМОДАЛЬНЫЙ ОКСИД АЛЮМИНИЯ В ПРАКТИКЕ ПРИГОТОВЛЕНИЯ КАТАЛИЗАТОРОВ ГИДРООЧИСТКИ

Нагиев Р.С.¹, Водянкина О.В.², Чернов Е.Б.³, Горленко Н.П.⁴

(^{1,2} ФГАОУ ВО «Национальный исследовательский Томский
государственный университет», ¹ ПАО «Газпром»,
^{3,4} БУ ВО «Сургутский государственный университет»)

Как известно, существует несколько способов приготовления оксида алюминия с бимодальным типом распределения пор. В общем случае методика приготовления бимодального оксида алюминия сводится к изменению значения рН кислого раствора (например, раствор соли сульфата алюминия) до значения рН щелочного раствора. Либо, наоборот, к изменению значения рН щелочного раствора (например, раствор соли алюмината натрия) до значения рН кислого раствора [1].

Добавление в вышеуказанные растворы различных гидролизующих добавок позволяет получать на стадии осаждения оксид алюминия с более узким диапазоном распределения пор, либо с более широким диапазоном распределения пор. К таким добавкам, в первую очередь, следует отнести аммиак, мочевины и карбонат аммония. При добавлении в исходный раствор аммиака наблюдается резкое снижение распределения пор по размерам приготовленного носителя относительно бимодального оксида алюминия, приготовленного без гидролизующей добавки. В случае добавок в исходный раствор таких гидролизующих агентов как мочевины и карбонат аммония можно наблюдать более широкополосное распределение пор по размерам относительно бимодального оксида алюминия, приготовленного без гидролизующей добавки. Широкое распределение пор по размерам можно объяснить присутствием карбонат-ионов CO_3^{2-} , источником которых, собственно, и выступают мочевины и карбонат аммония. Именно карбонат-ионы CO_3^{2-} оказывают решающую роль на формирование широкополосного распределения пор на стадии прокаливания носителя катализатора гидроочистки [2].

Список литературы:

1. Маити С.К., Анчита, Х., Алонсо, Ф и Рана, М.С. 2004/ Приготовление, характеристика и оценка катализаторов гидроочистки сырья Майя. *Катал. Сегодня* 98: 193-199.
2. Х. Анчита, Дж. Спейт (ред.). Переработка тяжелых нефтей и нефтяных остатков. Гидрогенизационные процессы: пер. с англ. [Х. Анчита и др.]; под ред. О. Ф. Глаголевой. – СПб.: ЦОП «Профессия», 2012. с. 229-231.

ПЕРЕРАБОТКА НЕФТЕШЛАМОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КОМБИНИРОВАННОЙ ВОЛНОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ

Назаров А.В.¹, Киташов Ю.Н.¹ Зоркин В.А.²

(1-РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2- ООО «Нью Грин
Текнолоджи»)

Проблемы переработки нефтешламов, нефтяных остатков, тяжелых нефтей остаются одними из актуальнейших технологических и экологических задач нефтяной и нефтеперерабатывающей отраслей промышленности. Разработанный специалистами акустического института имени Н.Н.Андреева и сотрудниками РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина комплекс АКВА Контур, предназначен для переработки нефтешламов, тяжелых нефтей и нефтяных остатков и очистки нефтезагрязненных грунтов. Комплекс включает мобильные рабочие модули, где смонтированы специальные устройства, в том числе: ультразвуковые системы, пароструйные гидрокавитаторы, акустические (малогерцевые) волновые системы, системы магнитной обработки, различные сепараторы и центрифуги. В зависимости от сырья и поставленных задач, подбирается оптимальная конфигурация комплекса из набора модулей.

Основой комплекса являются ультразвуковые системы, работающие в режиме кавитации. Ультразвук и кавитация успешно разрушают молекулы органических веществ, в том числе даже бензола. Ультразвук способен также разрушать молекулы воды с образованием перекиси водорода и свободных радикалов. Последние вступают в реакцию с радикалами органических веществ и гетероатомных соединений и препятствуют их рекомбинации. Таким образом, при сочетании углеводородной среды и небольшого количества воды и проведении жесткой ультразвуковой обработки возникает эффект изменения состава сырья, сравнимый с мягким гидрокрекингом, но без давления водорода, высокой температуры и катализаторов. Авторы подобрали также определенные условия, при которых ультразвук способствует разрушению стойких эмульсий.

Для нефтешламов очень важным является достигаемый эффект очистки минеральных примесей от пленки углеводородов на их поверхности при ультразвуковой обработке, а также ускорение коагуляции частиц. В работе комплекса АКВА Контур мы также наблюдаем эффекты последействия воды после кавитации и используем рециркуляцию части обработанной воды в емкость с сырьем.

Дополнительно с помощью ультразвука можно получить эффект обеззараживания воды или ила, содержащего микроорганизмы. Ультразвук разрывает их клеточные оболочки, а кроме того может вызвать ультразвуковую люминесценцию (УФ излучение).

Опыт работы более 20 установок АКВА Контур различного назначения и конфигурации показал их высокую надежность.

АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЙ ПОЛУЧЕНИЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО КЛИМАТА

Настин А.Н.
(ООО «РН-ЦИР»)

Транспортирование природного газа технологическим трубопроводом не позволяет ориентироваться под быстроменяющиеся условия рынка углеводородов, требуется развитие новых способов перевозки газа. Производство сжиженного природного газа позволило решить множество проблем, поэтому в России, а также большинстве стран мира идет активное развитие этой отрасли, с применением новых и развитием существующих методик. Следует отметить, что большинство проектов СПГ, разрабатываемых в России, находится в условиях арктического климата.

Безусловным лидером среди действующих установок получения СПГ является технология C_3MR . Однако последние проекты, находящиеся в условиях арктического климата: Сахалин-2, Snohvit – использовали технологии DMR и MFC, соответственно. Принципиальное отличие каждой технологии сжижения заключается в выборе предварительного охлаждения, а также в выборе приводов для компрессорного оборудования (газотурбинный или электрический).

В данной работе приведено сравнение технологий C_3MR , DMR и MFC по технико-экономическим показателям, производительности, удельным затратам энергии и др. Моделирование процессов сжижения природного газа проводилось в пакете ASPEN HYSYS. Все технологии показали относительно высокие результаты, однако, перспектива применения в условиях арктического климата делает более выгодным охлаждение в предварительном цикле смешанными хладагентами, которые используются в DMR и MFC. Их максимальная производительность (при условии использования газотурбинного привода) совпадает с периодом максимального спроса на сжиженный газ, что позволит получить дополнительный экономический эффект.

Список литературы:

1. Голубева И.А., Мещерин И.В., Дубровина Е. П. Производство сжиженного природного газа; вчера, сегодня, завтра – М.: Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. 2016. №6 с.4-13с.

О НОРМИРОВАНИИ СВОЙСТВ ДОРОЖНЫХ ВЯЖУЩИХ

Нгуен Тхи Тхань Иен, Моисеева А.С., Зоря Д.В., Оверин Д.И.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, АНО «НИИ ТСК»)

Поведение дорожных вяжущих под действием внешних деформирующих сил определяют комплексом показателей их структурно-механических свойств: вязкости, пластичности, эластичности, хрупкости, прочности и др. С целью возможно точной имитации внешних факторов, влияющих на реологические свойства нефтяных дорожных битумов во времени их эксплуатации, в США и ряде стран ЕЭС сегодня используют систему Суперпейв (SUPERior PERforming Asphalt PAVements). Разработчики позиционируют Суперпейв как комплексную систему проектирования составов асфальтобетонных смесей, удовлетворяющих самые высокие требования к их эксплуатационным характеристикам в зависимости от транспортной нагрузки, интенсивности и характера движения, а также от климатических условий на конкретном участке эксплуатации дорожного покрытия. В программе Суперпейв (внедрение которой в РФ уже продекларировано ФДА «Росавтодор») марку битумного вяжущего по классификации «PG - Performance Grade $X \pm Y$ » определяют по интервалу работоспособности между двумя температурами испытания, соответствующими минимальной и максимальной расчетным температурам дорожного покрытия в предполагаемой регионе. Максимальную температуру (X), характеризующую теплостойкость битума, измеряют с помощью динамического сдвигового реометра (DSR). Для определения минимальной температуры (Y), являющейся показателем низкотемпературных свойств вяжущего, используют реометр с изгибающейся балкой (BBR). Перспектива применения системы Суперпейв потребует установить корреляцию всех показателей классификации PG с требованиями ГОСТ 33133 и перестроить всю лабораторно-испытательную базу битумных материалов в РФ! И установить соответствие качества ныне производимых дорожных битумов в РФ требованиям классификации PG! Результаты сопоставления и соответствия свойств вяжущих по этим стандартам приведены в следующей таблице.

ГОСТ 33133	БНД 50/70	PG 70-22
	БНД 100/130	PG 64-28
СТО АВТОДОР 2.1	БНДУ 60	PG 70-22
	БНДУ 85	PG 70-28
ГОСТ 22245	БНД 60/90	PG 64-22
	БНД 90/130	PG 58-22

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА СПГ В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО КЛИМАТА

Носырева А.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Природный газ уже получил титул топлива XXI века, поскольку его потребительские свойства имеют ряд преимуществ по сравнению с нефтью, а запасы значительно больше. Однако практически все новые газовые месторождения находятся в районах, чья географическая удалённость от мест потребления газового топлива ставят под сомнение экономическую эффективность строительства магистральных трубопроводов. Поэтому всё большее внимание специалисты уделяют возможностям производства сжиженного природного газа.

Сжиженный природный газ (СПГ) представляет собой жидкую многокомпонентную смесь легких углеводородов, основу которой составляет метан. Но до самого процесса сжижения при производстве СПГ природный газ необходимо очистить от углекислого газа и сероводорода, удалить влагу, очистить от ртути и отделить фракцию C_{2+} . По оценкам аналитиков будущее – за СПГ, сегодня это одно из наиболее активно развивающихся направлений в энергетике. Однако Россия пока находится в стороне от общемирового тренда на СПГ, так как традиционно делала ставку на экспорт газа по газопроводам, сказывается и технологическое отставание.

Настоящая работа посвящена проблемам переработки газа в условиях арктического климата на примере полуострова Ямал. Цель научно-исследовательской работы - анализ основных технологий при производстве СПГ: очистки от кислых примесей и сжижения природного газа. Выбор оптимальной технологии зависит от ряда факторов, таких как состав газа, концентрация кислых примесей в природном газе, расход сырья, технологическое давление, экологические требования и др.

Первый этап работы - выбор технологии сероочистки природного газа, подаваемого на сжижение. Из всего спектра технологий был произведен выбор лучшей технологии путем анализа литературных данных и при помощи моделирования в программном комплексе AspenHYSYS. Второй этап работы - моделирование технологий сжижения природного газа (C_3MR и DMR) в условиях арктического климата полуострова Ямал и расчет основных технических и расходных показателей энергоресурсов и материалов смоделированных технологий.

По результатам проведенных исследований при реализации проектов СПГ в условиях арктического климата рекомендованы следующие технологии: для сероочистки природного газа, подаваемого на сжижение, – ADIP-X, для сжижения природного газа – DMR.

Список литературы:

1. Голубева И.А., Мещерин И.В., Дубровина Е. П. Производство сжиженного природного газа; вчера, сегодня, завтра. Мир нефтепродуктов - 2016. №6. С.4-13.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО МЕТОДА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИИ ПРОЦЕССОВ ПОЛУЧЕНИЯ МЕТАНОЛА И ДИМЕТИЛОВОГО ЭФИРА ИЗ СИНТЕЗ-ГАЗА

Оганянц С.С.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Предложен термодинамический метод, предназначенный для выбора наиболее экономически эффективного варианта организации технологической схемы при разработке новых процессов переработки природного газа. Апробация метода проводилась на примере технологии синтеза метанола. Метод был применен при проектировании нового производства - синтеза диметилового эфира.

Основная задача, которая ставится перед предлагаемым методом заключается в выборе, еще на самых ранних этапах разработки процесса, структуры технологической схемы, при реализации которой удастся снизить капитальные и эксплуатационные затраты, а следовательно, и себестоимость конечной продукции.

Метод базируется исключительно на фундаментальных законах химической термодинамики и для его реализации необходим лишь минимум кинетических данных, которые могут быть получены в лабораторных условиях.

Алгоритм проведения анализа технологического процесса по предложенному методу включает в себя расчет основных технологических показателей каскадной и циркуляционной схем для одного и того же состава синтез-газа, сравнение эксплуатационных затрат циркуляционной и каскадной схем, выбор и расчет основного (реакторного) оборудования, сравнение капитальных затрат каскадной и циркуляционной схем, сравнение экономической эффективности циркуляционной и каскадной схем.

Следует отметить, что полученные с помощью данного метода результаты являются лучшими с экономической и технологической точки зрения. Более высоких показателей из-за влияния других факторов (например, кинетических) достичь в исследуемой технологии будет невозможно.

Список литературы:

1. Применение термодинамического метода для разработки технологии процессов получения метанола и диметилового эфира из синтез-газа / Сосна М.Х., Соколинский Ю.А., Шовкопляс Н.Ю., Королев Е.В. – М.: Теоретические основы химической технологии. 2007. Т. 41. № 6. С. 611-618.

2. Лapidус А.Л. Газохимия: учебник для вузов / Лapidус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г. – 2-е изд., перераб. и доп. – М.: ИЦ РГУ нефти и газа, 2013.— 405 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ АКТИВАЦИИ Co-СОДЕРЖАЩЕГО КАТАЛИЗАТОРА НА СИНТЕЗ ФИШЕРА–ТРОПША

Ощёхин К.Н.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Синтез жидких углеводородов из оксида углерода и водорода (синтез Фишера–Тропша) – один из методов получения химических продуктов и компонентов моторных топлив на базе различных видов углеродсодержащего сырья (угля, торфа, природного газа, органических отходов и биомассы). Одним из достоинств продуктов синтеза Фишера–Тропша в отличие от продуктов, полученных из нефти, является отсутствие в их составе серосодержащих соединений, а также низкое содержание ароматических углеводородов.

Нанесенные кобальтовые катализаторы считаются весьма перспективными для процесса Фишера–Тропша, главным образом вследствие их высокой селективности в отношении образования алканов нормального строения.

В работе [1] изучено влияние температуры активации модельного катализатора 10% Co/SiO₂ на основные показатели синтеза Фишера–Тропша. Показано, что наибольшая конверсия монооксида углерода (44%) и производительность по углеводородам C₅₊ (54 г/м³) достигнуты в условиях активации катализатора при 400°C и объёмной скорости подачи водорода 100 ч⁻¹. При этом зафиксированное интенсивное газообразование, привело к падению селективности при температуре активации 400–450°C. Зависимость активности катализаторов и производительности по углеводородам C₅₊ от температуры активации носят экстремальный характер.

В результате исследования также получены кривые температурно-программированной десорбции (ТПД) СО с поверхности катализаторов и температурно-программированного восстановления (ТПВ), на основании последних можно прогнозировать каталитические свойства системы 10% Co/SiO₂.

Таким образом, условия предварительной обработки катализаторов синтеза жидких углеводородов существенно влияют на основные показатели процесса. Исследования, направленные на создание высокопроизводительных и селективных каталитических систем процесса Фишера–Тропша, особенно актуальны.

Список литературы:

1. Лapidус А.Л., Крылова А.Ю., Елисеев О.Л., Ерофеев А.Б., Худяков Д.С. Влияние температуры восстановления катализатора Co/SiO₂ на синтез углеводородов из СО и Н₂. Химия твердого топлива №5, 1998. – с. 43–49.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ ВОССТАНОВЛЕНИЯ КАТАЛИЗАТОРА Co/SiO_2 НА ПОКАЗАТЕЛИ ПРОЦЕССА ФИШЕРА–ТРОПША

Павловский В.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В связи с непрерывным ростом мирового потребления моторных топлив разведанных запасов нефти, по оценкам специалистов должно хватить примерно на 40 лет, поэтому резко возрастает интерес к использованию других видов углеводородного сырья, в частности природных газов. Одним из способов получения синтетической нефти на основе альтернативных сырьевых ресурсов может служить синтез Фишера–Тропша.

Очень важен поиск оптимальных условий предварительной обработки катализаторов синтеза Фишера–Тропша, поскольку они в значительной степени определяют свойства катализаторов.

При исследовании влияния температуры восстановления модельного катализатора 10% Co/SiO_2 на синтез углеводородов из оксида углерода и водорода было установлено, что оптимальная температура восстановления образца в токе водорода 400°C. При этом достигается наибольшая активность контакта и производительность по жидким углеводородам. Однако из-за значительного газообразования селективность по жидким углеводородам невысока. Восстановленный при 400°C образец позволяет получать продукты с максимальным содержанием бензиновой фракции (66%) и минимальным содержанием фракции $\text{C}_{11}\text{--C}_{18}$ (29%). Содержание изопарафинов в них составляет 16%. Также было установлено, что повышение температуры восстановления катализатора водородом с 350 до 400°C приводит к росту оптимальной температуры синтеза со 190 до 200°C. Дальнейшее повышение температуры восстановления до 500 °C не оказывает влияния на оптимальную температуру синтеза жидких углеводородов [1].

Развитие синтеза Фишера–Тропша, который мог бы в недалеком будущем удовлетворить потребность в бессернистых компонентах моторных топлив и ценных химических веществах, получаемых на основе сравнительно недефицитного угля и попутного газа, и одновременно решить проблему транспортировки энергоносителей к местам их потребления в труднодоступных районах страны является важным для газохимической отрасли.

Список литературы:

1. Лapidус А.Л., Крылова А.Ю., Елисеев О.Л., Ерофеев А.Б., Худяков Д.С. Влияние температуры восстановления катализатора Co/SiO_2 на синтез углеводородов из CO и H_2 . Химия твердого топлива №5, 1998. – с. 43–49.

НОВЫЙ ЭКСПРЕСС-МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ АЗОТ- И СЕРОСОДЕРЖАЩИХ ОРГАНИЧЕСКИХ СОЕДИНЕНИЙ В ТОПЛИВАХ

Пархоменко А.А., Марченко Д.Ю., Санджиева Д.А., Иванова Е.А.,
Кузнецова О.В., Удовиченко А.Н., Дедов А.Г.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В настоящее время одной из остро стоящих проблем в контроле качества топлив является необходимость создания методов, позволяющих экспрессно и на месте, т.е. во внелабораторных условиях выполнять анализ топлив. Особенно это касается активно проверяемых, так называемых экологических показателей, связанных с присутствием веществ, содержание которых в топливах или запрещено, или ограничивается ТР ТС 013/2011. Так, в автомобильном бензине “экологического класса 5” запрещено присутствие N-метиланилина, а общее содержание серы допускается не более 10 мг/кг. Определение таких показателей на сегодняшний день возможно только в условиях стационарной лаборатории, что требует затрат времени на доставку проб в лабораторию и использование дорогостоящего оборудования. Поэтому разработка экспресс-методов, позволяющих одновременно определять содержание как азот- и серосодержащих соединений в топливах представляет большой интерес.

Нами разработан новый экспресс-метод определения азот- и серосодержащих соединений при их совместном присутствии в углеводородных средах. Метод основан на разделении азот- и серосодержащих соединений методом тонкослойной хроматографии, проявлении хроматографических пятен 0,1%-ым раствором хлоранила в хлороформе. В качестве методов детектирования использовали спектрофотометрию с применением портативного спектрофотометра i1Pro и цветометрию с применением цветокалиброванного сканера.

Разработанный метод позволяет определять содержание N-метиланилина и N,N-диметиланилина в интервале концентраций 10-100 мг/кг, дибензтиофена и его производных в интервале 10-100 мг/кг, метилфенилсульфида и его производных в интервале 10-60 мг/кг. Метрологические характеристики разработанного экспресс-метода позволяют использовать его для контроля топлив на соответствие требованиям ТР ТС 013/2011.

Работа была выполнена при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках выполнения государственного задания “Ведущие исследователи на постоянной основе”, проект 4.6718.2017/6.7 (анкета 1422) и государственного задания в сфере научной деятельности, проект 10.5422.2017/БЧ.

РЕАКЦИИ БЕЛЛА-БУДУАРА И ВОДЯНОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ СИНТЕЗА ФИШЕРА-ТРОПША

Перминов С.М.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Технологии получения моторных топлив из ненефтяного сырья в последние десятилетия становятся все более актуальными. Один из перспективных методов их осуществления – конверсия углеводородсодержащего сырья в синтез-газ и дальнейшее его превращение в жидкие углеводороды по реакции Фишера – Тропша.

Синтез Фишера-Тропша сопровождается рядом побочных превращений, наиболее существенное из которых – прямое гидрирование оксида углерода в метан, реакция водяного газа и диспропорционирование СО (реакция Белла-Будуара).

Была поставлена задача количественно оценить процессы, связанные с превращением СО в СО₂ в условиях, копирующих условия синтеза Фишера-Тропша на типичных кобальтовых катализаторах, приготовленных пропиткой носителей SiO₂ и γ-Al₂O₃ и содержащих 20 мас. % кобальта. Были также исследованы катализаторы, промотированные ZrO₂.

Испытания катализаторов проводили в проточной установке с интегральным трубчатым кварцевым реактором с неподвижным слоем катализатора при атмосферном давлении [1].

Для испытания были выбраны каталитические системы, содержащие кобальт, нанесенный пропиткой на носители - γ-Al₂O₃ марки А-64 и силикагель КСКГ, - с последующим прокаливанием, непромотированные и промотированные 3 процентами ZrO₂.

В результате видно, что введение ZrO₂ в состав катализатора Co/SiO₂ резко снижает его активность в реакции водяного газа, в то же время для катализатора на основе γ-Al₂O₃ это приводит к обратному эффекту.

Было обнаружено незначительное количество метана в отходящем газе. Максимальный выход метана составил 4,4 % при 200 °С на образце Co-ZrO₂/Al₂O₃.

В условиях синтеза Фишера-Тропша на кобальтовых катализаторах основное количество СО₂ образуется по реакции водяного газа, в то время как реакция диспропорционирования СО не играет особой роли. Общая степень превращения СО в СО₂ зависит от природы носителя и наличия промотора, она минимальна для катализатора Co-ZrO₂/Al₂O₃.

Список литературы:

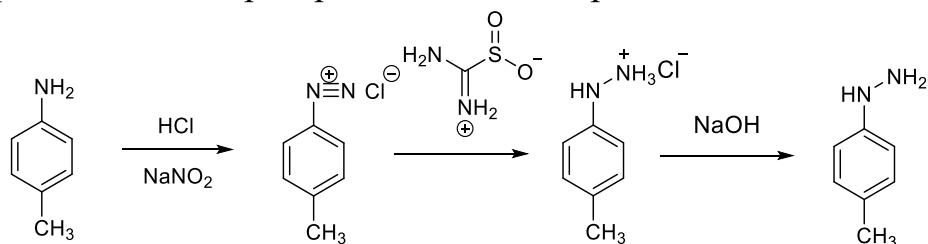
1. Лapidус А.Л., Елисеев О.Л., Крючков М.В. Реакции Белла-Будуара и водяного газа в условиях синтеза Фишера-Тропша: Химия твердого топлива. 2011. № 5. С. 26-28.

НОВЫЙ СПОСОБ СИНТЕЗА ПАРА-ТОЛИЛГИДРАЗИНА ПУТЕМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ СОЛИ ДИАЗОНИЯ ФОРМАМИДИНСУЛЬФИНОВОЙ КИСЛОТЫ

Пилипенко М.С., Иванова Л.В, Примерова О.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Арилгидразины являются органическими реагентами, широко применяемыми в органическом синтезе: для идентификации и трансформации карбонильных соединений, в синтезе многочисленных гетероциклических структур, включая ряд важных биологически активных веществ. Кроме того, арилгидразины являются исходными соединениями в синтезе хинодиазидов, используемых для определения содержания ионов металлов в растворах.

При получении арилгидразинов чаще других применяют восстановление солей диазония, в качестве восстановителей обычно применяют хлорид олова (II) или бисульфит натрия. В данной работе нами предложен способ получения п-толилгидразина восстановлением соли диазония формамидинсульфиновой кислотой. Данный восстановитель действует мягче, чем хлорид олова, и, в отличие от бисульфита натрия может храниться в лаборатории длительное время.



На первой стадии проводили диазотирование пара-толуидина. Реакция проходила при температуре 0-5°C в течение 40 минут. Восстановление пара-толуидиндиазоний хлорида проводили двумя способами: в первом случае использовали хлорид олова (II), реакцию проводили по известной методике [1], выход толилгидразина при этом составил 65%. Во втором случае реакцию проводили при 0-10°C постепенно прикапывая раствор соли диазония к щелочному раствору формамидинсульфиновой кислоты. Выпавший осадок отфильтровали, растворили в 40% растворе NaOH, экстрагировали эфиром. После упаривания эфира продукт был выделен с выходом менее 15%, низкий выход обуславливает необходимость оптимизации условий восстановления, однако ИК-спектр продукта совпадает со спектром чистого пара-толилгидразина, что указывает на успешное получение целевого вещества.

Список литературы:

1. Х.Беккер, Г. Домшке, Э.Фангхенель. Органикум. Том 2. Пер. с нем – М.: Мир, 1992. – с. 267-275

ПОЛЕЗНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА. ИСПОЛЬЗОВАНИЕ УСТАНОВКИ НА ТОПЛИВНЫХ ЭЛЕМЕНТАХ

Попов В.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ПАО «Оренбургнефть»)

Ключевые слова: утилизация попутного нефтяного газа (ПНГ), объёмы сжигания ПНГ на факелах УПСВ Родниковская, штрафы за сжигание ПНГ на факелах, установка на карбонатных топливных элементах (УкТЭ), конструктивные особенности УкТЭ, принцип действия УкТЭ, преимущества теплоэнергетической установки на карбонатных топливных элементах, КПД установки, срок службы энергетической установки на топливных элементах, техническое обслуживание теплоэнергетической установки, выхлоп установки, использование электроэнергии УПСВ Родниковская.

Большая доля всего добываемого попутного нефтяного газа (ПНГ) сжигается на факелах, что не является лучшим решением в проблеме утилизации ПНГ, не говоря о вреде экологии, а с 2012 года за сжигание ПНГ государством предусмотрены выплаты штрафов, причем с каждым годом их размер становится все больше и больше.

Установка на карбонатных топливных элементах (УкТЭ) способна потреблять ПНГ и вырабатывать при этом высококачественный электрический ток, тем самым отпадает потребность сжигать ПНГ на факелах, выплачивать штрафы.

Вырабатываемое электричество способно питать погружные электродвигатели (ПЭД) скважин месторождения и электродвигатели блочных кустовых насосных станций (БКНС), таким образом получается существенно снизить потребление электроэнергии из внешних источников.

УкТЭ имеет модульную конфигурацию, обеспечивает бесшумную и надежную работу, в атмосферу выделяется небольшое количество CO₂ и практически равное нулю количество загрязняющих веществ, что делает установку экологически чистой и простой в использовании

Принципиально Установка на карбонатных топливных элементах может применяться на любых УПСВ и УПН, где есть источник ПНГ, воды и потребители электроэнергии, что обеспечивает ее универсальность в использовании.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОЛУЧЕНИЯ ВЫСОКООКТАНОВОГО БЕНЗИНА НА ОСНОВЕ НИЗКООКТАНОВОЙ НАФТЫ ПРОЦЕССА ФИШЕРА-ТРОПША

Потанин Д.А., Ершов М.А., Капустин В.М.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Процесс Фишера-Тропша позволяет получать синтетические моторные топлива, используя в качестве сырья альтернативные энергоресурсы, такие как природный газ, уголь, биомасса. Полученный продукт, который обычно принято называть синтетической нефтью, представляет собой смесь легких и средних дистиллятов с температурой выкипания до 350-360°C. Ректификацией синтетическую нефть делят на бензиновую, керосиновую и дизельную фракции. Производство реактивного и дизельного топлив на основе керосиновой и дизельной фракций освоено достаточно хорошо в виду относительной простоты переработки последних в товарные продукты. В то же время бензиновая фракция по причине неудовлетворительного качества (низкая детонационная стойкость, высокое содержание олефиновых углеводородов), как правило, является сырьем процесса пиролиза. Для получения товарного автомобильного бензина из синтетической нефти требуется затратное и многостадийное облагораживание в процессах гидрирования, изомеризации и риформинга, что значительно усложняет всю цепочку получения товарного автобензина.

Одновременно с процессом Фишера-Тропша синтез-газ используют для получения метилового спирта. Потенциальная возможность совместного производства данных продуктов может быть использована для получения альтернативных высокооктановых топлив на основе нефти Фишера-Тропша и метилового спирта. Дальнейшее смешение упомянутой композиции с ароматическими углеводородами, которые также могут быть получены в результате переработки синтез-газа и метанола, позволит производить качественные высокооктановые автомобильные бензины.

Разработанные топливные композиции соответствуют основным требованиям, предъявляемым к характеристикам автомобильного бензина по ГОСТ 32513, EN 228, GB 17930-2013 и аналогичным стандартам. Полученные топлива обладают детонационной стойкостью не менее 90,0 ед., определённой по исследовательскому методу, достаточное давление насыщенных паров без вовлечения газовых фракций, низкое содержание промытых и непромытых смол (не более 5 мг/100 см³) и серы (не более 10 мг/кг), высокую химическую стабильность (индукционный период – более 360 мин.) Основными потребителями таких топлив могут являться транспортные средства с гибкой топливной системой – так называемые flexible fuel vehicles (FFVs), выпуском которых уже отметились ведущие мировые автопроизводители. Представленная разработка защищена патентом РФ № 2640199.

СИНТЕЗ НОВЫХ 1,2,4-ТРИАЗОЛОВ – ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ АНТИОКИСЛИТЕЛЕЙ ПОЛИМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ

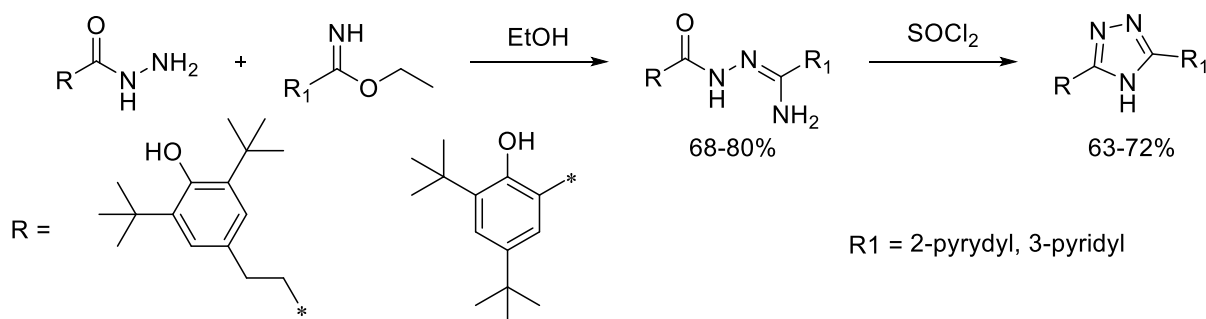
Примерова О.В., Стяжкова А.А., Кошелев В.Н., Иванова Л.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Все полимеры и продукты на их основе подвержены деградации при воздействии кислорода, тепла, ультрафиолетового излучения. Эти факторы являются причиной деградации полимеров, вызывая существенные изменения их свойств и в конечном итоге сокращают ожидаемый срок службы в отсутствие антиоксидантов. Одним из наиболее широко используемых антиоксидантов является 4-метил-2,6-ди-трет-бутилфенол, который добавляется как к минеральным, так и синтетическим маслам и к полимерам, однако наиболее эффективные антиоксиданты в дополнение к фенольному фрагменту часто содержат серу и азот, которые могут быть включены в состав функциональных групп, а также входить в гетероциклическую систему.

В настоящей работе был синтезирован ряд новых 3,5-замещенных 1,2,4-триазолов с фрагментом пространственно-затрудненного фенола.

Целевые разрывы были получены, начиная с гидразидов 2-гидрокси-3,5-ди-трет-бутилбензойной кислоты и 3-(4-гидрокси-3,5-ди-трет-бутилфенил) пропановой кислоты в два этапа.



Оба гидразида подвергали взаимодействию с иминоэфирами никотиновой и изоникотиновой кислот в этаноле при кипячении в течение 2 часов, в результате чего были получены N-ациламидразоны. Гетероциклизацию N-ациламидразонов проводили в растворе SOCl₂ при комнатной температуре в течение 5 часов с образованием новых 1H-1,2,4-триазолов. После выделения и очистки выходы N-ациламидразонов и 1,2,4-триазолов составили 70-82% и 57-66% соответственно.

Состав синтезированных соединений подтвержден элементарным анализом, и структура подтверждена методами ИК-фурье-спектроскопии, спектроскопии ЯМР¹H и ¹³C, масс-спектрометрии. Предполагается, что синтезированные соединения способны проявлять антиоксидантную активность в полимерах.

МАЛОТОННАЖНЫЕ GTL-ПРОЦЕССЫ НА БАЗЕ ПАРЦИАЛЬНОГО ОКИСЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ БЕЗ СТАДИИ ПОЛУЧЕНИЯ СИНТЕЗ-ГАЗА

Пряхина Д.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Применение традиционных GTL-технологий экономически оправдано только при больших масштабах производства. Поэтому создание эффективных малотоннажных технологий конверсии углеводородного сырья в химические продукты для удалённых месторождений Крайнего Севера России, а также для переработки небольших объёмов газа из альтернативных, нетрадиционных и малоресурсных источников углеводородного сырья, остаётся одним из наиболее перспективных направлений в данной области.

Большинство разрабатываемых малотоннажных технологий химической переработки природного газа основано на его предварительной конверсии в синтез-газ. На этот процесс приходится до 70% всех затрат, связанных с получением конечных продуктов, поэтому основные усилия в разработке малотоннажных газохимических процессов направлены на создание новых более эффективных технологий его получения.

Более перспективными могут оказаться методы прямой конверсии углеводородных газов в химические продукты: парциальное окисление метана в метанол и процессы на его основе; парциальное окисление тяжёлых компонентов ПНГ с получением метанола и СО; окислительный крекинг тяжёлых компонентов ПНГ.

Проведённые к настоящему времени исследования парциального окисления метана и C₂⁺-углеводородов показывают, что этими методами можно получать парогазовые смеси, содержащие метанол, этилен, СО с примесью других продуктов окисления, причём соотношение получаемых компонентов варьируется в широких пределах составом исходного сырья и условиями проведения процесса. Последующее взаимодействие оксигенатов и СО, олефинов и СО позволяет получать широкий спектр GTL-продуктов нового типа [1].

На основании выполненных исследований установлены оптимальные параметры проведения процессов и определены их технологические характеристики.

Список литературы:

1. Савченко В.И., Макарян И.А., Фокин И.Г., Седов И.В., Магомедов Р.Н., Липилин М.Г., Арутюнов В.С. Малотоннажные GTL-процессы на базе прямого окисления углеводородных газов без стадии получения синтез-газа: Нефтепереработка и нефтехимия. Научно-технические достижения и передовой опыт. 2013. № 8. С. 21-26.

ВЛИЯНИЕ ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА Co-КАТАЛИЗАТОРА НА СИНТЕЗ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ CO И H₂

Пурис А.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Уменьшающиеся запасы нефти, рост экологических проблем и жесткая конкуренция на мировом рынке способствуют увеличению спроса на альтернативные источники получения жидких углеводородов. В настоящее время один из таких перспективных источников – это синтез Фишера–Тропша. Большое внимание уделяется получению компонентов моторных топлив, масел, парафинов и химических реагентов из сырья, такого как уголь, горючие сланцы, биомасса и т.д. Для совершенствования этого процесса проводятся исследования по улучшению свойств катализаторов, в частности изучается влияние размера частиц катализатора на синтез жидких углеводородов из CO и H₂.

В работе [1] исследовано влияние дисперсности катализатора 10% Co/SiO₂ и его разбавления на основные показатели синтеза углеводородов из CO и H₂. На состав продуктов синтеза Фишера–Тропша значительное влияние оказывают диффузионные процессы, т.е. транспортировка реагентов к активным центрам и удаление продуктов из реакционной зоны. При этом наибольшая селективность катализатора достигается при среднем значении диффузных ограничений, которые зависят от размера частиц катализатора. Разбавление катализатора с малым размером зерен крупнодисперсным кварцем уменьшает перепад давления в реакторах с фиксированным слоем катализатора, работающих при атмосферном давлении.

Установлено, что наилучшие показатели имеет катализатор фракционного состава 1–3 мм, выход жидких углеводородов на этом образце достигает 55 г/м³, селективность – 65% (56% для разбавленного образца), при этом конверсия CO при оптимальной температуре составляет 40% (44% для разбавленного образца). Разбавление катализатора кварцем в объемном отношении 4:1 для всех фракционных составов приводит к увеличению его активности, снижению селективности в отношении образования жидких углеводородов и уменьшению их средней молекулярной массы. Выход углеводородов C₅₊ и содержание олефинов при этом остается без изменений.

Приведенные данные свидетельствуют о том, что подобные исследования процесса получения жидких углеводородов на основе ненефтяного сырья являются актуальным.

Список литературы:

1. Лапидус А.Л., Крылова А.Ю., Елисеев О.Л., Худяков Д.С. Влияние размера частиц катализатора 10% Co/SiO₂ на синтез углеводородов из CO и H₂. Химия твёрдого топлива № 1, 1998. – с. 3–8.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ГЛУБОКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗОВЫХ КОНДЕНСАТОВ

Рамазанова А.Р., Тараканов Г.В., Нурахмедова А.Ф., Савенкова И.В.
(Астраханский государственный технический университет, ООО «Газпром
добыча Астрахань»)

Значительную нишу в объеме переработки жидкого углеводородного сырья занимают газовые конденсаты, состоящие в основном из углеводородов от C_5H_{12} до $C_{20}H_{42}$ и входящие в пластовые смеси многих газовых и газоконденсатных месторождений в количестве до 5-500 г/м³ газа. В 2014 году суммарная суточная добыча газовых конденсатов в России и мире составляла соответственно 458 тыс. и 9468 тыс. баррелей.

Глубина переработки газовых конденсатов определяется содержанием в них светлых фракций, выкипающих до 350-360 °С, и составляет от 80 до 100 % (без учета безвозвратных потерь). Мазуты (газоконденсатные остатки), содержащиеся в некоторых газовых конденсатах, в настоящее время совершенно не перерабатываются, а используются только лишь в качестве низкоквалифицированного котельного топлива.

В таких условиях рациональным углубляющим направлением переработки газовых конденсатов будет использование различных эффективных малотоннажных термодеструктивных процессов глубокой переработки газоконденсатных остатков с возможным последующим гидрооблагораживанием полученных продуктов. К этому направлению относится, в частности, газификация газоконденсатных остатков с получением водорода, горючих газов (оксида углерода и метана), синтез-газа (смесь водорода и оксида углерода) и топлива для газотурбинных установок электростанций. Строительство такой установки целесообразно при ее мощности не ниже 500 тыс. т/год и на функционирующем заводском производстве с соответствующей инфраструктурой.

Другими направлениями термодеструктивной глубокой переработки являются пиролиз газовых конденсатов с получением низкомолекулярных олефинов и дифференцированный термический крекинг тяжелых газоконденсатных фракций, протекающий при различных технологических параметрах (в том числе в среде водорода или его доноров) и предназначенный для получения компонентов судовых топлив.

Возможно также производство из газовых конденсатов или их остатков технического углерода для шинной, резинотехнической, полиграфической, лакокрасочной и других отраслей промышленности.

Перспективным направлением глубокой переработки газоконденсатных остатков может также стать их гидроконверсия в суспендированном слое наноразмерного катализатора, содержащего соли металлов VI-VIII групп, предназначенная, в первую очередь, для тяжелого нефтяного сырья.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОИЗВОДСТВА И РЕАЛИЗАЦИИ СЕРЫ АСТРАХАНСКОГО И ОРЕНБУРГСКОГО ГПЗ (ПАО «ГАЗПРОМ»)

Родина Е.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

ПАО «Газпром» - крупнейшая российская компания по разведке, добыче, переработке и продаже природного газа. Одной из отличительных особенностей данной компании в сфере переработки является переработка высокосернистого газа на Астраханском и Оренбургском газоперерабатывающих заводах (ГПЗ) с производством серы в качестве товарного продукта.

Астраханский ГПЗ изначально был построен с целью выпуска дефицитной серы. На заводе осуществляется переработка газа с Астраханского месторождения, содержание сероводорода в газе которого составляет до 25%. Завод состоит из двух очередей производительностью по 6 млрд м³ отсепарированного газа каждая, производство серы осуществляется на 2-ух установках по технологии Клауса (около 5 млн тонн серы в год) и включает также блок доочистка газа – по технологии Сульфрин и узел дегазации жидкой серы. Производительность каждой установки составляет: 77,17 т/час жидкой серы - номинальная, 88,77 т/час жидкой серы - максимальная. Извлечение серы из газа составляет 99,6 %.

Оренбургский ГПЗ - крупнейшее предприятие в Европе с проектной производительностью каждой из трех очередей 15 млрд. м³ сырого газа Оренбургского НГКМ (содержание H₂S до 2,7%). На заводе семь установок Клауса и шесть установок Сульфрин. На трех очередях завода эксплуатируется прямой процесс Клауса.

Сегодня рынок серы перенасыщен. На основных потребителей серы Астраханского ГПЗ – Марокко и Тунис приходится более 80% экспортных продаж серы. Более того, существует риск вытеснения российской серы из Северной Африки за счет введения на рынок серы из Катара и ОАЭ (около 8-12 млн. тонн в год), имеющей ценовые преимущества за счет снижения транспортных затрат. В ближайшие годы ожидается опережение роста производства серы в сравнении с потреблением.

Таким образом, становится разумным альтернативное использование серы в строительстве и дорожных покрытиях – в производстве сероасфальта и серобетона. Данные технологии уже достаточно давно апробированы и нашли широкое применение в мире, но пока не нашли применения в России.

Список литературы:

1. Лapidус А.Л., Голубева И.А. Современное состояние производства серы из природных газов. Области применения серы. / Промышленный сервис. 2012. № 2. С. 40-46.

РАССЕЯНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ СТРАВЛИВАНИИ ЧЕРЕЗ НЕСТАЦИОНАРНЫЕ ИСТОЧНИКИ

Ростовцев В.О.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Стравливание и/или продувка газоконденсатной/газовой смеси в атмосферный воздух представляет собой стандартную технологическую операцию для объектов добычи и транспорта газа.

Особенностью рассеяния газа, выходящего из свечей объектов добычи и транспорта газа, по сравнению с подавляющим большинством организованных источников залповых выбросов является истечение газа из устья свечи с очень высокой скоростью на начальном отрезке времени и существенная нестационарность всех параметров газа на срезе свечи: массового расхода, скорости выхода, давления, плотности и температуры. Эти особенности предопределили структуру математической модели для атмосферного участка.

Атмосферный участок разбивается на два: струйный и адвективно-диффузионный. Предполагается, что на первом (струйном) участке рассеяния газа атмосферной турбулентной диффузией можно пренебречь. Газ движется в виде «жесткой» расширяющейся струи, параметры которой, и в первую очередь, средняя скорость значительно превышают скорость ветра. Как только средняя скорость достигнет некоторого значения, характерного для интенсивных организованных источников, начинается диффузионно-адвективный участок, рассеяние на котором описывается с помощью нестационарной модели. При ее получении использовались допущения для стационарных моделей и аналитическое решение нестационарного уравнения турбулентной диффузии для мгновенного источника.

В работе представлены результаты расчетов рассеяния природного газа по нескольким объектам.

ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВОГО КОНТАКТОРА ДЛЯ ПРОЦЕССА СЕРНОКИСЛОТНОГО АЛКИЛИРОВАНИЯ ИЗОБУТАНА ОЛЕФИНАМИ

Рулло А.В., Цадкин М.А., Бадикова А.Д., Хафизов Р.Р.

(Башкирский государственный университет г. Уфа)

В ходе опытно-промышленных работ были проведены испытания нового реакционного устройства, для чего в схему промышленной установки сернокислотного алкилирования был включён опытный узел, оснащенный реактором конфузور-диффузорной конструкции, позволяющим в условиях каталитического процесса, проварьировать технологические параметры, исследовав влияние предварительной подготовки эмульсии изобутана с кислотой и, в целом, оценить преимущества турбулентного аппарата [1].

Для проведения алкилирования в режиме струйного смешения реагирующих потоков и катализатора в условиях промышленного производства, был разработан, спроектирован, изготовлен и смонтирован малогабаритный вертикальный трубчатый смеситель [2-3]. Реактор представляет собой цилиндрический аппарат, оснащенный диффузор-конфузорными кольцевыми элементами с известным углом раствора диффузора. Опытный блок со струйным аппаратом был включен в схему промышленной установки, оснащенной типовым промышленным реакционным аппаратом, с мешалкой и аммиачным охлаждением.

В ходе опытных испытаний новой технологии, с использованием регламентных сырья и реагентов, варьировались способы подачи реагентов, соотношения «катализатор/углеводороды», «изопарафины/олефины», концентрация кислоты, расход реагентов, температура и давление в аппарате. Во всех испытаниях получены продукты с показателями, характерными для типичных продуктов сернокислотного алкилирования.

Список литературы:

1. Прочухан Ю.А., Цадкин М.А., Кудашева Ф.Х., Гимаев Р.Н., Бадикова А.Д. Опытные-промышленные испытания струйного контактора нового типа для сернокислотного алкилирования // Вестник Башкирского университета. 1996. № 3(1). С. 25.

2. Гимаев Р.Н., Прочухан Ю.А., Кудашева Ф.Х., Цадкин М.А., Бадикова А.Д. Струйный контактор нового поколения для процесса сернокислотного алкилирования // Химия и технол. топлив и масел. 1998. № 5. С. 42.

3. Колесов С.В., Цадкин М.А., Бадикова А.Д., Р.Р.Рахманов, Кудашева Ф.Х., Гимаев Р.Н. Сернокислотное алкилирование изобутана бутиленами в трубчатом проточном реакторе // Химия и технол. топлив и масел. 2002. № 4. С. 15.

КАТАЛИЗАТОРЫ КРЕКИНГА В РЕАКЦИЯХ АЛКИЛИРОВАНИЯ И АЦИЛИРОВАНИЯ

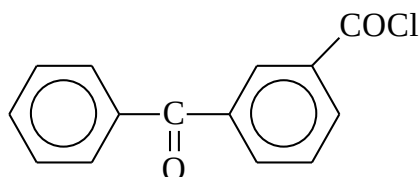
Рябов В.Д., Чернова О.Б., Бронзова И.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Катализаторы крекинга – бицеолитный катализатор марки М-1 и моноцеолитный катализатор марки КМЦ-99 (производство компании Роснефть) исследовались в реакции алкилирования аренов бензилхлоридом и в реакции ацилирования аренов бензоилхлоридом.

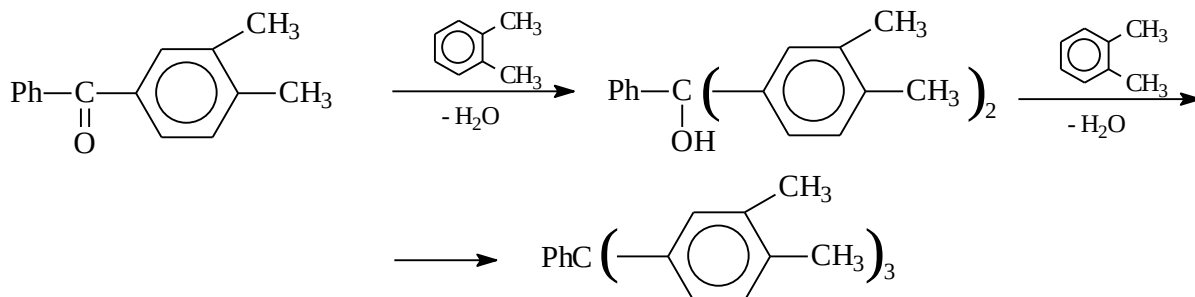
При алкилировании бензилхлорида получены производные дифенилметана, в числе которых бензил-*o*-ксилол, применяемый в качестве теплоносителя для химических реакторов. Побочно в реакции бензилирования даже при большом избытке арена образуются смолообразные продукты поликонденсации бензилхлорида. Из продуктов бензилирования бензола выделен димер бензилхлорида (*n*-хлорметилдифенилметан).

При бензоилировании аренов в присутствии катализатора КМЦ-99 основными продуктами были соответствующие кетоны.

В случае катализатора М-1 при бензоилировании бензола и толуола проходила исключительно реакция самоконденсации бензоилхлорида с образованием димера:



При бензоилировании *o*-ксилола на катализаторе М-1 наряду с соответствующим кетоном был получен продукт его последующей конденсации с *o*-ксилолом, представляющий собой производное тетрафенилметана (трис-*o*-ксилилфенилметан), образование которого проходило, вероятно, по схеме:



ИЗМЕНЕНИЕ ФРАКЦИОННОГО СОСТАВА АСФАЛЬТЕНОВ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В ПРОЦЕССЕ КАТАЛИТИЧЕСКОГО АКВАТЕРМОЛИЗА

Салих И.Ш.С., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В.
(Казанский (Приволжский) федеральный университет)

В настоящее время в связи со снижением запасов традиционной нефти, все большее внимание обращено в сторону нетрадиционных запасов углеводородов. Поэтому в ближайшем будущем нефтедобывающая и нефтеперерабатывающая промышленность будут тесно связаны с освоением нетрадиционных ресурсов УВ сырья, таких как высоковязкие нефти и природные битумы, содержащие большое количество смолисто-асфальтеновых компонентов. Перспективными являются технологии, направленные на добычу и подготовку тяжелого нефтяного сырья, приводящие в результате к снижению вязкости и позволяющие получать основные фракции углеводородов. К таким процессам относятся гидротермально-каталитическое воздействие, направленное на преобразование высокомолекулярных компонентов тяжелой нефти.

В работе исследованы асфальтены, выделенные из образца высоковязкой нефти и продуктов каталитического и некаталитического акватермолиза в присутствии кобальтсодержащего катализатора. Получены 5 фракций асфальтенов методом ступенчатой экстракции спирто-бензольным растворителем с различным содержанием спирта после осаждения асфальтенов из нефти горячим изоктаном. В процессе каталитического акватермолиза наблюдается снижение содержания асфальто-смолистых соединений и незначительное повышение содержания легких фракций (насыщенные и ароматические углеводороды) по сравнению с контрольным опытом без катализатора в результате интенсификации деструктивного гидрирования, преимущественно по наименее прочным $-C-S-C-$ связям в молекулах смол и асфальтенов. Обнаружено явление перераспределения между фракциями асфальтенов, экстрагируемыми растворителями различного состава и растворяющей силы, и снижение средней молекулярной массы асфальтенов для каждой из фракций под действием катализатора.

Таким образом, действие катализатора для внутрипластового использования при добыче высоковязких нефтей направлено на снижение содержания асфальто-смолистых соединений и снижение их молекулярной массы. В работе проведено физическое моделирование паротепловой обработки высоковязкой нефти без и с добавлением в систему нефтерастворимого прекурсора катализатора, активная форма которого формируется непосредственно в процессе акватермолиза.

ПОДГОТОВКА ГАЗА К СЖИЖЕНИЮ: ОЧИСТКА ПРИРОДНОГО ГАЗА ОТ РТУТИ

Самохвалова В.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Сжиженный природный газ (СПГ) – жидкая криогенная смесь легких углеводородов, в которой содержится до 99% метана. Жидкость без цвета и запаха, получаемая путем охлаждения природного газа до $-160\text{ }^{\circ}\text{C}$, который перед сжижением подвергается очистке. В отличие от природного газа коммунально-бытового назначения в газе, идущем на сжижение, нормируется такой показатель как содержание ртути (не более 10 нг/м^3).

Разновидности методов очистки сжижаемого газа можно разделить по типу используемого адсорбента и по месту расположения адсорбера в технологической цепочке очистки природного газа.

По типу адсорбента: нерегенеративные и регенеративные [1]. К нерегенеративным относятся методы, в которых в качестве адсорбентов используется либо активированный уголь, импрегнированный серой, либо оксиды и сульфиды реактивных металлов, нанесенные на основу, представляющую собой либо активированный уголь, либо оксид алюминия. К регенеративным относятся методы, в которых используются молекулярные сита, пропитанные серебром.

По месту расположения адсорбера в технологической цепочке очистки природного газа [2]:

1) Очистка в отдельной установке, располагаемой после установки осушки газа. Адсорбент – активированный уголь, импрегнированный серой;

2) Очистка, совмещенная с осушкой в одном адсорбере. Адсорбент – молекулярные сита, пропитанные серебром;

3) Очистка, проводимая до установки удаления кислых примесей. Адсорбент – оксиды или сульфиды переходных металлов.

Так как СПГ является природным газом высокой степени очистки, то после его регазификации мы получаем сырье, из которого возможно получение широкого спектра газохимической продукции. Согласно [3] чистый метан может идти на производство хлорметанов, а более тяжелые составляющие на пиролиз.

Список литературы:

1. Федорова Е.Б. Современное состояние и развитие мировой индустрии сжиженного природного газа: технологии и оборудование. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2011. – 159 с.

2. N. Eckersley Advanced mercury removal technologies // Hydrocarbon Processing. - January 2010. - P. 29-35.

3. Жагфаров Ф.Г., Карпов А.Б., Козлов А.М. Основные процессы глубокой химической переработки природного газа. – М.: Букстрим, 2013. – 172 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ АДсорбЕНТОВ ВЫДЕЛЕНИЯ ГЕЛИЯ

Самсоненко И.А.
(НИЦ «Газопереработка»)

В настоящее время во всем мире для промышленного выделения гелия из природного газа используют криогенную технологию, основанную на методе низкотемпературной конденсации и последующей ректификации компонентов. Основной недостаток криогенного способа получения гелия – большие энергетические затраты на охлаждение и сжижение компонентов природного газа.

Отличительной особенностью гелия является исключительно высокая проникающая способность, обеспечивающая возможность применения на практике мембранных технологий для процессов разделения гелийсодержащих газовых смесей. Гелий хорошо проникает через кварцевое стекло. Но кварц – минерал очень тугоплавкий, поэтому изготовление тонких кварцевых трубок или пластин – весьма трудоемкая операция, а их хрупкость ставит под сомнение надежность сепарационных агрегатов на такой основе.

В качестве мембранных материалов предложено использовать полые стеклокристаллические алюмосиликатные микросферы - ценосферы, являющиеся микросферическим компонентом летучих зол и образующиеся в процессе сжигания угля. Такой некриогенный способ обогащения гелием смеси аналогичен методу короткоцикловой безнагревной адсорбции — PSA- процессу [1]. Современное производство позволяет получать большие объемы микросфер различного состава.

Популярность микросфер объясняется их уникальными свойствами, в частности, оптимальным соотношением площади поверхности к занимаемому объему. Шарообразная форма наполнителя означает, что для увлажнения его поверхности потребуется меньшее количество жидких компонентов производимой продукции (смола, отвердителя, модификатора, растворителя и т.д.), чем для формового наполнителя иной, отличной от сферы формы. Применение полых сфер позволяет существенно облегчать производимые композиционные материалы, улучшать их теплоизолирующие и звукопоглощающие свойства. В ряде случаев химический состав микросфер придает им уникальные свойства огнезащитных, стойких и прочных материалов.

Список литературы:

1. Карпов А.Б., Козлов А.М. Разработка адсорбционно-селективных технологий выделения гелия. - В сб.: «Нефть и газ – 2015». - М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. 161 с.

**ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДА
ФРАКЦИОНИРОВАНИЯ НАТИВНЫХ АСФАЛЬТЕНОВ В
ПОПЕРЕЧНОМ ТЕМПЕРАТУРНОМ ПОЛЕ ДЛЯ
ХАРАКТЕРИЗАЦИИ ДЕГАЗИРОВАННЫХ НЕФТЕЙ**

Санжаров В.В.², Новиков Е.А.¹, Сергеев Ю.А.², Сафиева Р.З.²

(1 - ООО Сок Трейд, 2 - РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Главным компонентом, составляющим дисперсную фазу природных нефтей, являются асфальтены. При этом выясняется, что различия химического состава асфальтенов не достаточны для объяснения изменений физико-химических свойств нефтей как асфальтеносодержащих систем. Последние в рамках коллоидно-химического подхода относят к нефтяным дисперсным системам (НДС). Исследования коллоидно-химических свойств НДС значимы для процессов разработки, добычи, транспортировки и переработки нефти. Асфальтены принято относить к проблемным компонентам, осложняющим эти процессы вследствие протекания фазовых превращений и образования нерастворимых отложений на различных поверхностях: пласта, стенок труб и деталях оборудования.

Проведенные ранее измерения дисперсности асфальтеносодержащих дисперсий были ограничены возможностями существующих методов, которые показывают значительный разброс для одних и тех же систем, имеющимися сведениями о склонности асфальтенов к агрегации и требованиями к пробоподготовке образцов для исследований. Большинство исследований выполнено для модельных систем, в которых выделенные из нефти асфальтены использовали в качестве дисперсной фазы для приготовления модельных систем. Для оценки влияния тяжелых компонентов на свойства нефти лучше проводить исследования без нарушения их естественного состояния осаждением/агрегированием. Одним из средств такого изучения является метод фракционирования частиц по размерам путем разделения в поперечном силовом поле (Field Flow Fractionation, FFF). Это единственный метод, который на сегодняшний день позволяет разделять с высоким разрешением частицы в коллоидном диапазоне размеров (1-1000 нм).

В рамках настоящей работы проведено фракционирование асфальтенов 19 образцов нефтей различных типов без применения осаждения, используя только толуол, как растворитель, полностью растворяющий все исследованные образцы. Для выявления взаимосвязей между физико-химическими свойствами исследуемых нефтей и фрактограммами асфальтенов, характеризующих кривые молекулярно-массового распределения (ММР) частиц асфальтенов по размерам, проведена обработка полученных экспериментальных результатов методами многомерного анализа данных.

СУСПЕНЗИОННОЕ ТОПЛИВО ИЗ КАНСКО-АЧИНСКИХ БУРЫХ УГЛЕЙ

Санников Д.М.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В современном мире актуальной проблемой является поиск альтернативных источников энергии. Несмотря на низкую себестоимость угля, его использование в чистом виде вызывает ряд трудностей.

Некоторые из этих проблем может решить использование водоугольных топлив (ВУТ), которые представляют собой дисперсную систему, состоящую из тонкоизмельченного угля, воды и реагента-пластификатора. ВУТ имеют ряд экологических и экономических преимуществ. Для использования ВУТ в районах с холодным климатом и для повышения их теплоты сгорания часть воды заменяют спиртами, получая спиртоводоугольные топлива (СВУТ).

В работе [1] рассмотрены виды и свойства углей, способы их предварительной подготовки, приведены различные композиционные топлива на базе бурых и каменных углей, а также способы повышения качества ВУТ путем введения химических добавок. В работе изложены методы подготовки сырья, способы приготовления композиционных ВУТ с применением различных видов обработок и методы синтеза модифицирующих добавок для суспензионных угольных топлив.

Наряду с ВУТ используются спиртоводоугольные суспензии (СВУС), являющиеся альтернативным и близким по своим физическим свойствам нефтяному мазуту видом композиционного топлива. Существенное влияние на свойства СВУС оказывают используемая дисперсионная среда и гранулометрический состав дисперсной фазы. Подбор оптимальных составов дает возможность повысить на 3-5 мас.% содержание дисперсной фазы в суспензии и существенно улучшить ее седиментационную устойчивость без применения специальных добавок.

В рассмотренной работе предложена технологическая схема производства спиртоводоугольного топлива из бурых углей Канско-Ачинского бассейна и определены оптимальные параметры для получения стабильных продуктов. В России применение СВУС и ВУТ ограничено из-за их низкой теплоты сгорания, а также относительно низкой цены на мазут. Однако указанные выше топлива могут играть существенную роль в качестве заменителей мазута в энергетическом секторе в странах, не имеющих значительных ресурсов нефти и газа, но обладающих запасами угля, например в Китае и ЮАР.

Список литературы:

1. Худяков Д.С. Композиционные водоугольные топлива на базе бурых углей Канско-Ачинского бассейна : дис. ... канд. техн. наук. — Москва, 2003. — 195 с.

ПРИМЕНЕНИЕ РАСТИТЕЛЬНОГО СЫРЬЯ С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ТОПЛИВНЫХ КОМПОНЕНТОВ

Сердюкова Е.Ю., Кожевникова Ю.В., Чернышева Е.А., Гершун А.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Необходимость защиты окружающей среды от вредных выбросов транспорта, высокие цены на нефть и истощение нефтяных месторождений обусловили интенсивный поиск альтернативных моторных топлив, которыми в настоящее время считаются биотоплива. Данный вид топлив производят обычно из растительной биомассы (отходы деревообрабатывающих и деревоперерабатывающих предприятий, отходы сельскохозяйственной промышленности, а также торфяные отложения).

В исследованиях использовался процесс медленного пиролиза растительного сырья, который представляет собой постепенное нагревание заранее подготовленного сырья в кубе пиролиза до температуры 470-520°C. В зависимости от вида используемого сырья время процесса пиролиза составляло: 2 – 2,5 часа, температура окончания процесса варьировалась в пределах – 470 - 520°C, скорость нагрева сырья была равна 3,5-5°C/мин. В ходе опытных исследований пиролизу подвергались опилки различных пород древесины, крона деревьев и твердые плоды еловых пород деревьев и торфяные отложения.

Проведенные процессы пиролиза для выбранного сырья показали высокий выход жидкого биопродукта, так при использовании кленовых листьев количество полученного жидкого продукта составило – 43% мас., сосновых шишек – 44% мас., торфа – 64% мас., древесных опилок – 38% мас.

Жидкие продукты пиролиза растительного сырья представляют собой темно-коричневую жидкость с резким запахом. С целью оценки возможности их вовлечения в топливный пул были исследованы их фракционные составы.

Так, для продукта торфяного происхождения, имеющего максимальный выход жидкого пиролизата, определен фракционный состав: содержание бензиновой фракции (н.к.-180°C) – 15%масс., дизельной фракции (180-350°C) – 48%масс., вакуумного газойля (350-590°C) – 57%масс.

Для жидкого продукта полученного в результате пиролиза древесных отходов фракционный состав представлен следующими фракциями: н.к. - 350°C - 75%масс., 350-560°C - 25%масс.

Данные полученные в ходе проведения исследований, позволяют судить о возможности использования растительного сырья, как источника получения альтернативных моторных и котельных топлив.

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ИСКУССТВЕННОГО СТАРЕНИЯ МАСЕЛ ДЛЯ ПОДШИПНИКОВ ЖИДКОСТНОГО ТРЕНИЯ ПРОКАТНЫХ СТАНОВ

Сидорина А.М., Тонконогов Б.П., Багдасаров Л.Н.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Существующие стандартные методы оценки качества масел для подшипников жидкостного трения в большинстве случаев не способны отразить реальную картину поведения масел в процессе их эксплуатации в станах холодного и горячего проката, поскольку данные методы предполагают использование для тестирований дистиллированной или водопроводной воды, состав которых существенно отличается от технических вод оборотного цикла металлургических предприятий. Кроме того в реальных условиях эксплуатации обводненное масло постоянно контактирует с металлическими частями оборудования и кислородом воздуха при повышенных температурах, что катализирует окисление масла и, как следствие, ухудшает его деэмульгирующие свойства.

С целью прогнозирования эффекта изменения свойств масел для подшипников жидкостного трения прокатных станов в процессе эксплуатации на производстве конкретного потребителя и определения оптимальных режимов обновления данных масел был разработан Стендовый метод искусственного старения.

В основу Стендового метода был положен повсеместно доступный Стандартный метод определения окисляемости ингибированных минеральных масел ASTM D 943. Стендовый метод отражает специфические условия эксплуатации масел в прокатном производстве: фактические рабочие температуры; наличие механических примесей определенной природы; контакт масла с кислородом воздуха и металлами (в том числе с баббитом) и с технологическими водами или СОЖ, отобранными из циркуляционных систем металлургических комбинатов. В процессе тестирования отслеживается динамика изменения ключевых показателей качества масел для подшипников жидкостного трения прокатных станов. Оценка полученных результатов проводится путем сравнения образцов разных продуктов между собой или с эталонным маслом, одобренным производителями прокатного оборудования.

Данный стендовый метод может быть использован при разработке и оптимизации рецептур масел для подшипников жидкостного трения прокатных станов, а также промышленных продуктов, к которым предъявляют повышенные требования по деэмульгирующим свойствам.

РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЛОВУШЕЧНОГО НЕФТЕПРОДУКТА

Симонова Е.В., Кузора И.Е., Дубровский Д.А.
(АО «АНХК»)

Утилизация нефтесодержащих отходов - важный этап в деятельности любого предприятия, работающего с нефтепродуктами. Четко выстроенная схема утилизации позволяет защищать окружающую среду от негативного воздействия опасных отходов, а также выявить направления для получения дополнительного объёма светлых нефтепродуктов.

В АО «Ангарская нефтехимическая компания» (АО «АНХК») с 1987 г. эксплуатируется установка по переработке ловушечного нефтепродукта (ЛН), на которую поступает более 30 потоков с установок и парков производств. В связи с низким отбором светлых нефтепродуктов от его потенциала в ЛН (менее 40%) из-за постоянной дестабилизации процесса ректификации, а также сильным износом оборудования, приводящим к повышению количества выбросов вредных веществ в атмосферу, возникла необходимость рассмотрения альтернативных методов переработки ЛН, что явилось объектом исследования проведенной работы.

В ходе проведенных мероприятий по минимизации и изменению схемы переработки ЛН определен ряд потоков, которые были направлены на повторную переработку на смежные производства с получением компонентов товарной продукции: легкокипящие потоки - в качестве компонента для получения газов и бензинов; среднекипящие и тяжелокипящие - для получения дизельных и судовых топлив. Наиболее обводненные и загрязненные потоки будут направлены на установку центрифугирования, с последующим использованием в качестве компонентов сырья установки коксования и остаточных топлив.

Для подтверждения эффективности процесса центрифугирования, проведены лабораторные исследования с подбором оптимального режима процесса с использованием широкой линейки реагентов [1]. Подобраны рецептуры приготовления остаточных топлив и сырья коксования с оптимальной долей вовлечения подготовленного ЛН для получения продукции с требуемыми показателями качества.

На основании проведенных исследований в настоящее время реализованы схемы переработки отдельных потоков ЛН. Результаты данной работы позволят снизить объём ЛН и увеличить общий выход светлых нефтепродуктов. После модернизации действующей установки переработки ЛН (монтаж установки центрифугирования) запланированы работы по мониторингу и подтверждению результатов исследований, направленных на улучшение экологических аспектов.

Список литературы:

1. Кузора И.Е., Турова А.В., Щербаченко С.Ю., Федоров К.В., Колеватов А.П. Исследование влияния разбавителей и реагентов на устойчивость нефтеловушечных эмульсий // Нефтепереработка и Нефтехимия-2004.-№5. – С. 21-29.

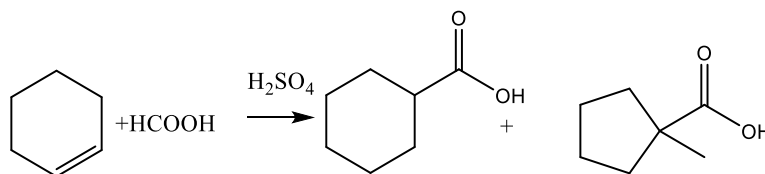
ПОЛУЧЕНИЕ НАФТЕНОВЫХ КИСЛОТ КАРБОКСИЛИРОВАНИЕМ ЦИКЛОАЛКЕНОВ

Сорокина А.С., Оганесян А.Н., Уэртас С., Иванова Л.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Природные ресурсы нафтенных кислот ограничены в связи с их низким содержанием в нефтях и практически полным отсутствием на территории России нефтей нафтенного основания. В этой связи дефицит нафтенных кислот может быть восполнен за счет получения синтетических кислот. Существует ряд методов синтеза нафтенных кислот, однако практическое использование большинства из них встречает затруднения ввиду их сложности или малодоступности исходных реагентов.

Одним из доступных синтетических методов получения нафтенных кислот является метод карбоксилирования непредельных циклических соединений муравьиной кислотой в присутствии катализатора – концентрированной серной кислоты. Соотношение исходных реагентов зависит от используемого циклоалкена. Причем этот метод обеспечивает низкий процент образования полимеров.

Данная методика была опробована на примере карбоксилирования циклогексена. Из литературных данных известно, что в результате взаимодействия циклогексена с муравьиной кислотой могут образовываться два продукта – циклогексанкарбоновая кислота и 1-метилциклопентанкарбоновая кислота, имеющие температуры кипения 234 и 119°C соответственно:



Опыт проводился в четырехгорлой круглодонной колбе, снабженной механической мешалкой, обратным холодильником и двумя капельными воронками. При перемешивании к серной кислоте по каплям в течение 1,5 ч добавляли одновременно циклогексен и муравьиную кислоту при комнатной температуре. По окончании синтеза реакционную массу промывали водой, углеводородный слой отделяли, а из водно-кислотного слоя нафтенные кислоты экстрагировали петролейным эфиром. Эфирные вытяжки объединяли с углеводородным слоем и после сушки прокаленным сульфатом натрия отгоняли петролейный эфир. Остаток перегоняли при атмосферном давлении, выделив фракцию, выкипающую при 210-230°C. ИК-спектры полученного продукта содержали полосу поглощения в области 1700 см⁻¹, указывающей на наличие карбоксильной группы. Дополнительные исследования позволят провести полную идентификацию полученного соединения.

РАЗРАБОТКА МОДЕЛЬНЫХ ОБРАЗЦОВ АВИАЦИОННЫХ ТОПЛИВ

Сорокова И.И., Шаталов К.В., Лихтерова Н.М.
(25 ГосНИИхиммотологии минобороны России)

Одной из задач, стоящих в области метрологического обеспечения квалификационных методов испытаний, является разработка стандартных образцов эксплуатационных свойств нефтепродуктов. Перспективным направлением в создании стандартных образцов является использование смесей индивидуальных углеводородов, моделирующих составы товарных топлив. Их использование позволяет выполнить требования по адекватности матрицы стандартного образца реактивным топливам, а также позволяет гарантировано воспроизводить образцы с требуемым аттестованным значением. Таким образом, для решения задач и создания модельного топлива было проведено углубленное изучение индивидуального и группового углеводородного состава топлив для реактивных двигателей.

Нами был изучен состав 15 образцов авиационных топлив, полученных по разным технологиям. Оценку индивидуального и группового углеводородного состава проводили с использованием метода хромато-масспектрометрии. Результаты полученных данных представлены в таблице.

Таблица

Углеводороды	Топливо					
	Гидроочистка		Гидрокрекинг	Прямая перегонка	Смесевые	
	ТС-1	РТ	РТ	ТС-1	ТС-1	Т-6
Парафиновые	67,05	52,6	44,80	54,87	55,46	57,09
Олефиновые	0,59	0,52	0,95	0,64	0,65	1,01
Нафтеновые	19,78	14,7	42,26	17,30	18,13	17,52
Ароматические	8,71	21,85	2,71	20,32	18,15	18,53

На основании обработки полученных статистических данных по индивидуальному и групповому углеводородному составу, а также на основании данных научно-технической литературы по природе и концентрации гетероатомных соединений, входящих в состав топлива, был разработан состав модельного топлива, включающий: нормальные парафины (ундекан, додекан); нафтенy (бутилциклогексан, циклодекан, декалин); ароматические углеводороды (н-бутилбензол, 1-метилнафталин); сераорганические соединения (2-пентилтиофен, 1-гептантиол, дибутилсульфид). Модельное топливо может являться базой для применения в существующих и разрабатываемых методах квалификационной оценки авиационных топлив.

МОДИФИКАЦИЯ ПАВ - РЕГУЛЯТОРОВ СВОЙСТВ РУО

Стародубцева К.В., Заворотный В.Л., Мазуров В.А., Кузнецов А.Е.,

Заворотный А.В., Кокуйкин А.М., Шишков В.С.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, АО «Химеко-ГАНГ», ООО «Техноцентр», ООО «НПК-Эксбур-К»)

В состав рецептур промывочных жидкостей на углеводородной основе (РУО) входят химические реагенты, отвечающие за процессы эмульгирования и гидрофобизации дисперсной фазы РУО, что сказывается на агрегативной, седиментационной устойчивости и регулировании технологических свойств системы (эмульсий), облегчает очистку РУО от выбуренной породы.

В качестве гидрофобизаторов в составе РУО известно использование азот, серу, фосфор, кремнийсодержащие органические соединения.

Исследованы отечественные азотсодержащие гидрофобизаторы, выпускаемые АО «Химеко-ГАНГ»: «НефтеХИМЕКо-1», «Гидрофобизатор АБР», которые входят в состав, разработанных лабораторией рецептур эмульсионных РУО (Эмульпол, Экопол, ЖГ-ИЭР), широко применяющихся в нефтегазодобычи. Гидрофобизаторы выпускаются в виде 20-80% дисперсий в растворителях, их модификации предусматривают требуемые для потребителей показатели качества реагентов указанные в ТУ, либо низкую температуру застывания, либо высокую температуру вспышки, или другие необходимые показатели качества. Настоящие требования «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности» от 12.01.2015 г. указывают, что температура вспышки РУО должна на 50°C превышать максимально ожидаемую температуру раствора на устье скважины. Правила пожаробезопасности на буровой требования привели к необходимости использования в качестве дисперсионных сред РУО маловязких низкотоксичных углеводородов с температурами вспышки 60-130°C. На базе растворителей обеспечивающих высокую пожаробезопасность и экологичность разработаны новые эффективные составы гидрофобизаторов.

Изучено влияние качества сырья и углеводородных растворителей на новые модификации гидрофобизаторов на их эффективность при обработке РУО и компонентов твердой фазы - наполнителей, утяжелителей и выбуренной породы.

Для различных рецептур РУО подобраны модификации гидрофобизаторов, определены их эффективные концентрации и технологии обработок. Организовано опытное производство, разработан пакет нормативных документов необходимый для промышленного применения.

ОСНОВНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УСТАНОВКИ ПОЛУЧЕНИЯ СЕРЫ НА МОСКОВСКОМ НПЗ

Старынин А.Ю., Макашева А.Г.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Увеличение объемов добычи и переработки сернистых нефтей, приводит к увеличению объемов газов вторичных процессов, содержащих кислые компоненты, в частности, сероводород. Для очистки этих газов и выделения кислых компонентов широко применяются абсорбционные процессы с использованием алканоламинов.

Учитывая уникальное расположение Московского НПЗ, к технологическим выбросам завода предъявляются повышенные экологические требования. Это требует постоянного совершенствования производственных показателей установки аминовой очистки, увеличения степени извлечения кислых компонентов из газов вторичных производств. Возникает потребность в поиске новых, более эффективных абсорбентов и контроле параметров аминовой очистки газа. В работе проведен подробный анализ состава всех сырьевых потоков кислых газов, поступающих на установку получения серы; рассмотрена возможность замены МЭА новым, более эффективным абсорбентом на этапе аминовой очистки.

Выбор способа доочистки отходящих газов процесса Клауса, его эффективность влияют на степень извлечения серы из кислых компонентов и определяют уровень соответствия установки получения серы современным экологическим нормам. В работе рассмотрены пути повышения эффективности установки получения серы на ПАО «Газпромнефть» Московский НПЗ. В работе рассмотрены степень превращения сероводорода в элементарную серу; способы повышения конверсии сероводорода в процессе Клауса; проведен анализ работы блока доочистки отходящих газов. Данная установка по основным показателям отвечает современным технологическим требованиям, включая доочистку отходящих с установки газов по технологии SCOT.

Список литературы:

1. Голубева И.А.. Газовая сера: Ресурсы, производство, мировой рынок серы, проблемы и пути развития: Учебное пособие. – М.: РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2015. -244 с.: ил.
2. Лапидус А.Л., Голубева И.А., Современное состояние производства серы из природных газов. Области применения серы. //Промышленный сервис. – 2012. – №2 (43). – С.40-46

ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ГЕЛЕЙ НА ОСНОВЕ НАНОЦЕЛЛЮЛОЗЫ

Стенина Н.Д.^а, Сафиева Р.З.^{а,б}, Гушин П.А.^б, Антонов С.В.^в, Паренаго О.П.^в
(^а РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ^б НП «ТЕХНОПАРК
ГУБКИНСКОГО УНИВЕРСИТЕТА», ^в Институт нефтехимического
синтеза имени А.В. Топчиева РАН)

Решение экологических проблем возможно путем разработки биоразлагаемых смазочных материалов, что наиболее актуально для северных и арктических районов нашей страны. При применении биоразлагаемых смазочных материалов утрачивается необходимость в природоохранных мероприятиях, направленных, как правило, на устранение последствий попадания экологически вредных компонентов в почву и водные бассейны, особенно в тех районах, где их разложение затруднено.

При разработке биоразлагаемых смазочных композиций требования по биоразлагаемости предъявляются как к масляной основе (биобазе), так и к загустителям, несмотря на преобладание в составе смазочной композиции биобазы по сравнению с загустителем. При этом рекомендуется также использовать загуститель органического происхождения. Важным этапом подобных исследований должно быть изучение загущающего эффекта органических загустителей по отношению к биобазе, поскольку загуститель, формируя каркас смазки, оказывает определяющее влияние на эксплуатационные свойства будущей смазочной композиции.

В данной работе рассмотрены возможности образования водных гелей и олеогелей органического загустителя на основе природного биodeградируемого полимера - наноцеллюлозы в различных средах, различающихся по полярности: водной и органической (сложноэфирной).

Результаты проведенных исследований физико-химических свойств приготовленных водных гелей и олеогелей на основе наноцеллюлозы методами электронной микроскопии, реологии, инфракрасной спектроскопии свидетельствуют о применимости олеогелей, как прекурсоров при разработке биоразлагаемых смазочных композиций.

Работа проведена при финансовой поддержке государства в лице Минобрнауки России (Уникальный идентификатор работ (проекта) RFMEFI60717X0181; Номер соглашения 14.607.21.0181).

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОЛИМОЧЕВИНЫ В КАЧЕСТВЕ ЗАГУСТИТЕЛЯ ЭМУЛЬСИОННЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Струговец Г.А., Килякова А.Ю., Тонконогов Б.П.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Буровые растворы представляют собой сложные многокомпонентные системы, применяемые для промывки скважин в процессе бурения. Успех бурения скважин в значительной степени зависит от состава и свойств буровых растворов, которые должны обеспечивать безопасность и безаварийность ведения работ при высокой скорости бурения и качественном вскрытии продуктивного пласта.

В процессе бурения буровые растворы выполняют ряд функций, основными среди которых являются: удаление выбуренной породы из скважины, удерживание бурового шлама во взвешенном состоянии, а также охлаждение, смазка и поддержание долота и буровой компоновки. На эффективность выполнения вышеперечисленных функций оказывают влияние вязкость и реологические характеристики бурового раствора. Растворы с более высокой вязкостью ускоряют процесс выноса шлама на поверхность.

Одним из перспективных агентов, применяемых с целью загущения буровых растворов, является полимочевина. Последняя обладает рядом достоинств при минимуме недостатков, а именно: высокой загущающей способностью при низких концентрациях, термостабильностью, а также малой токсичностью.

Использование полимочевины в качестве загустителя значительно улучшает реологические характеристики бурового раствора, а также позволяет удерживать выбуренные частицы в состоянии взвеси при остановке циркуляции бурового раствора. Кроме того, буровой раствор, загущенный полимочевинным загустителем, обладает тиксотропными свойствами. Таким образом, именно буровые растворы, разжижающиеся при сдвиге, и имеющие высокую вязкость при низкой скорости потока в кольцевом пространстве, обеспечивают наиболее эффективную очистку ствола скважины.

ИССЛЕДОВАНИЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ КОМПОНЕНТОВ ТОВАРНОГО КГС СУРГУТСКОГО ЗСК

Стуков А.В., Иванова Л.В, Буров Е.А.

(ООО «Газпром переработка» Сургутский ЗСК, РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина)

Одним из товарных продуктов Сургутского ЗСК является Конденсат газовый стабильный (далее – КГС) выпускаемый по ГОСТ 54389-2011 и отгружаемый железнодорожным транспортом.

Производство КГС происходит путем смешения не переработанного стабильного конденсата с технологических ниток установок стабилизации конденсата и невостробованной промежуточной продукции, такой как: фракция 340-КК (тяжелый остаток перегонки Установки моторных топлив), бензин отгон секций 400, 200, 300 Комплекса обогащения моторных топлив. Для обеспечения транспортировки КГС в зимний период производится подача депрессорно-диспергирующих присадок для обеспечения его слива из вагоно-цистерн у потребителя.

Целью данной работы является исследование низкотемпературных свойств каждого компонента КГС и его синергетическое влияние на седиментационные свойства товарной смеси.

В результате проведенной работы определены составы КГС с лучшими и худшими низкотемпературными показателями. Также полученные данные позволяют создать возможный диапазон изменения качественных характеристик КГС, которые влияют на низкотемпературные свойства.

Полученные данные будут использованы для подбора оптимальной дозировки депрессорно-диспергирующих присадок в зависимости от изменения состава КГС.

ПОЛУЧЕНИЕ МНОГОСЛОЙНЫХ УГЛЕРОДНЫХ НАНОТРУБОК (МУНТ) В ПРОЦЕССЕ КАТАЛИТИЧЕСКОГО ПИРОЛИЗА ПРОПАН-БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ

Тайлембаева Ж.Т., Шульга И.В., Городкова Ю.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Углеродные нанотрубки (УНТ) – достаточно новый и уникальный материал. УНТ имеют высокую удельную поверхность и реакционную активность, обладают уникальными физико-химическими свойствами. Они используются в различных областях науки и техники от производства бытовых вещей до деталей авиа- и космической промышленности, также имеется широкий спектр их возможного практического применения.

Высокотемпературное каталитическое разложение углеводородов как способ получения МУНТ имеет ряд достоинств (большее количество модификаций по выбору сырья, по способам реализации процессов, более четкое управление процессом, подходит для крупномасштабных производств), но несмотря на это этот процесс нуждается в совершенствовании с целью применения его в промышленных масштабах.

В данной работе было проведено исследование процесса получения многослойных углеродных нанотрубок (преимущественно двухслойных) каталитическим пиролизом пропан-бутановой фракции на никелевых катализаторах. В качестве носителя использовались оксид алюминия активированный, молотый порошок плавленного кварца высокой чистоты и маршалит. Носители были предоставлены ОНПП «Технология» им. А. Г. Ромашина. Размер гранул носителей составлял не более 50 мкм. Условия синтеза: объемная скорость 600-900 ч⁻¹, температура 560 °С. Наилучшие результаты показал катализатор 5% Ni, нанесенный на молотый кварц. Выход продукта с 1 грамма Ni составил 60 г.

Полученный продукт после очистки от никеля, но без отделения носителя был опробован в композитных материалах. Работа проводилась совместно с ООО «Композит-ПРО». Функционализация описана в работе [1] В отличие от результатов, описанных в статьях [1] и [2], для данного «гибридного» материала, содержащего помимо МУНТ ещё и носитель, эффективный диапазон работы находился ниже 0,05%, что говорит о том, что попадая в композитный материал, нанотрубки находятся не в виде гранул, а отдельно от носителя.

Список литературы:

- Наномодифицирование углепластиков гранулированными многослойными углеродными нанотрубками / Крючков В.А., Крючков М.В., Выморков Н.В., Портнова Я.М., Плясункова Л.А., Бушанский Н.В., Бушанский С.Н.// Композиты и наноструктуры. 2015. Т. 7. № 3. С. 183-190.
- Получение полимерных нанокомпозитов с использованием гранулированных многослойных углеродных нанотрубок/ Крючков В.А., Крючков М.В., Выморков Н.В., Портнова Я.М., Бушанский Н.В., Бушанский С.Н.// Композиты и наноструктуры. 2014. Т. 6. № 4. С. 223-229.

ПРОИЗВОДСТВО СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА: ВЧЕРА, СЕГОДНЯ, ЗАВТРА

Ткаченко Е.С.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Природный газ в современном мире все больше укрепляет свои позиции на звание лидирующего топлива. Благодаря низким негативным экологическим показателям его применение в качестве топлива наиболее выгодно. Трудность использования природного газа возникает при его транспортировке как по экономическим, так и по политическим соображениям: удаленность газовых месторождений от потребителя требует существенных экономических затрат на строительство газопроводов, а политическая нестабильность в мире заставляет отказаться от строительства трубопроводного транспорта за рубежом. Для решения этих вопросов и вопроса о хранении газа эффективно использовать газ в сжиженном состоянии. Сжиженный природный газ (СПГ) – перспективный энергоноситель. Сложность использования состоит в недешевом и технологически непростом процессе превращения природного газа в жидкость и обратной стадии – его регазификации [1,2].

Процесс сжижения газа известен человечеству почти сто лет. Строительство первых заводов, производящих СПГ, происходило в США. Позже заводы были пущены на Аляске, в Алжире, Омане и т.д., построены терминалы «приемки-отправки», развернулась активная рыночная торговля. На сегодняшний день количество действующих заводов в мире составляет 55. Спрос на СПГ увеличивают и современные технологии по получению СПГ: используются плавучие заводы, уже 26 стран имеют мощности по регазификации. Наибольший объем производства СПГ наблюдается в США и Австралии. Касательно российского производства СПГ можно сказать, что отечественный опыт в этом направлении скуден: лишь один завод занимается производством СПГ – Сахалин-2 («Сахалин Энерджи», Дальний Восток). Некоторые проекты по газовым поставкам трубопроводным транспортом приостановлены, поэтому стоит уделить большее внимание разработкам по сжижению газа: «Ямал СПГ»; «Арктик СПГ –1, 2, 3»; «Владивосток-СПГ», «Балтийский СПГ» и др. [1]. Реализация этих проектов расширит экономические возможности России.

Список литературы:

1. Голубева И.А., Мещерин И.В., Дубровина Е.П. Производство сжиженного природного газа: вчера, сегодня, завтра. Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. 2016. №6. 4-13.
2. Лapidус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г. Газохимия: Учебник для вузов. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – 405 с.

СРАВНИТЕЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ АКТИВНОСТИ РЕЦИРКУЛИРУЮЩИХ NiMoW-СУЛЬФИДНЫХ НАНОДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ В РЕАКЦИЯХ ГИДРИРОВАНИЯ БИЦИКЛИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Тополук Ю.А., Елизарова Н.И.

(ИНХС РАН, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Значительное улучшение показателей процесса гидропереработки углеводородного сырья в сравнении с традиционными гетерогенными катализаторами - би-(MoNi) и триметаллическими (MoW₂Ni) сульфидными компонентами, нанесенными на кислотный носитель, достигается при использовании суспендированных наноразмерных сульфидных катализаторов в сларри-процессах [1]. Однако переход к промышленным технологиям с использованием наноразмерных катализаторов и slurry-реакторов сдерживается объективными факторами, связанными со сложностью технологии отделения катализатора от продуктов реакции и оптимизацией сроков эксплуатации катализатора. Установление структуры и состава выводимого из рециркулирующей системы катализатора может стать важным этапом в понимании возможной технологии рецикла катализатора и каталитического действия дисперсных частиц.

В работе изучались структурно-морфологические особенности и каталитические свойства нанодисперсных NiMoW-сульфидных систем гидрирования бициклических углеводородов, синтезированных *in situ* и выделяемых из реакционной системы с помощью методов центрифугирования и отгонки жидкой части реакционной смеси от катализатора в вакууме. В задачи исследования входило установление размеров частиц активной фазы выделяемого катализатора, с помощью методов ПЭМ, РФЭС, СЭМ и РФА было выполнено сравнение фазового состава, структурно-морфологических особенностей частиц катализатора в зависимости от метода сепарации катализатора, цикла использования и вида сырья, подвергающегося гидропереработке.

Список литературы:

1. Хаджиев С.Н., Кадиев Х.М. и Кадиева М.Х., Синтез и свойства наноразмерных систем- эффективных катализаторов гидроконверсии тяжелого нефтяного сырья //Нефтехимия, 2014, Т. 54, №5, с. 327.
2. Bellussi G., Rispoli G., Molinari D., Landoni A., Pollesel P., Panariti N., Millini R. and Montanari E. //Catal. Sci. Technol, 2013, V. 3, P. 176.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО МЕТОДА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТЕХНОЛОГИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРОЦЕССОВ

Трифопова А.Г.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Одной из основных целей газовой промышленности в нашей стране является максимально эффективное использование сырья с целью получения ценных продуктов, которые можно продавать на внутреннем рынке или направлять на экспорт. Все вышесказанное влечет за собой создание новых современных технологических процессов производства химических продуктов.

В настоящее время существуют различные методы для выбора наиболее эффективного варианта организации технологической схемы при разработке новых процессов. Один из них – термодинамический метод, применение которого позволяет снизить эксплуатационные и капитальные затраты, а следовательно, и себестоимость конечной продукции.

Основные преимущества данного метода:

- возможность выбора оптимальной структуры технологической схемы на ранних этапах разработки процесса;
- для реализации необходимо минимальное количество кинетических данных, которые возможно получить в лабораторных условиях;
- подходит для исследования новых и малоизученных процессов.

Возможность применения метода была рассмотрена в статье [1] на примере технологий производства метанола и диметилового эфира из синтез-газа. В результате был проведен расчет основных технологических показателей каскадной и циркуляционной схем, сравнение эксплуатационных и капитальных затрат, выбор и расчет реакторного оборудования.

Проведенные исследования термодинамического метода показали, что экономическая эффективность использования каскадной и циркуляционной схемы в значительной мере зависят от состава синтез-газа. При этом в случае каскадной схемы основной вклад в себестоимость продукции вносят капитальные затраты, напрямую зависящие от числа ступеней. В случае циркуляционной схемы – эксплуатационные затраты, зависящие от кратности циркуляции [1].

Список литературы:

1. Сосна М.Х., Соколинский Ю.А., Шовкопляс Н.Ю., Королев Е.В. Применение термодинамического метода для разработки технологии процессов получения метанола и диметилового эфира из синтез-газа: Теоретические основы химической технологии. 2007. Т. 41. № 6. С. 611-618.

ВЛИЯНИЕ СОДЕРЖАНИЯ ЦИНКА НА КОНВЕРСИЮ ПБФ ПРИ ПОЛУЧЕНИИ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА КАТАЛИЗАТОРЕ Zn-ZSM-5 (90)

Трухин Г.О., Гафарова Э.Б.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Применение ПБФ (пропан-бутановых фракций) для производства ароматических углеводородов является актуальным ввиду уменьшения ресурсов прямогонных бензиновых фракций, но постоянно ведутся исследования по оптимизации состава катализатора для данной реакции. В работе исследовалось влияние содержания различных содержаний цинка в катализаторе Zn-ZSM-5 (90).

При 550 °С на исходном цеолите реакция протекает с низкой конверсией и выходом. Введение 2% масс. цинка в цеолит приводит к существенному увеличению конверсии 51,5%, селективности 65,9% и выхода АрУ 33,9%. При увеличении содержания цинка до 5% масс. показатели процесса улучшаются. Дальнейшее увеличение содержание цинка до 7,0% мас. уменьшает выход АрУ.

Приведённые данные характеризуют каталитическую активность систем с различным содержанием цинка. С минимальным метанообразованием реакция ароматизации ПБФ протекает на образце, содержащим 2 % масс. Zn-ZSM-5 (90), но выход ароматических углеводородов ниже, чем на катализаторе с 5 % масс. Zn (рис. 1). С максимальным выходом ароматических углеводородов реакция проходит на катализаторе с 5 % масс. Zn при 600° С.

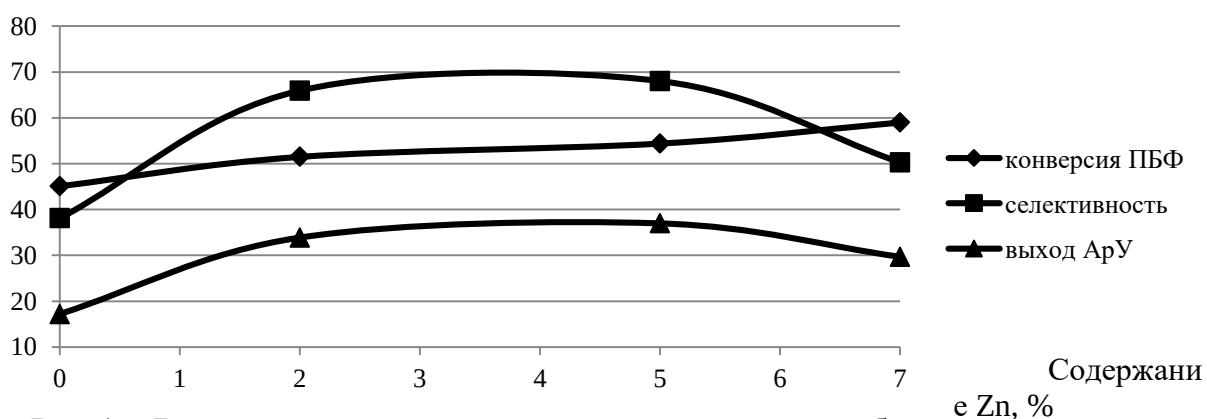


Рис 1 – Влияние содержание цинка на показатели работы катализатора

Список литературы:

- 1 Карпов А.Б., Козлов А.М., Жагфаров Ф.Г. Современные методы анализа газа и газоконденсата. М.: РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2015. 238 с.
- 2 Жагфаров Ф.Г., Карпов А.Б., Козлов А.М. Основные процессы глубокой химической переработки природного газа. М.: Букстрим, 2013. 172 с.

СПИРТОВОДОУГОЛЬНЫЕ ТОПЛИВА КАК ПЕРСПЕКТИВНОЕ НАПРАВЛЕНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ УГЛЯ

Уткина М.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

По экспертным оценкам, Россия обладает самыми большими запасами угля в Европе, уступая только США, что составляет более 157 млрд т (108 млрд т бурого угля и 49 млрд т каменного угля), что составляет 17 % в мировом балансе.

Уголь находит широкое применение, в частности используется в качестве бытового и энергетического топлива. В этом он мог бы являться достойной альтернативой природному газ и мазуту. Однако сжигание угля в чистом виде сопряжено с некоторыми трудностями (образование угольной пыли и угроза ее самовоспламенения, большое количество вредных газообразных и твердых выбросов при сжигании).

Указанные выше трудности устраняются при использовании водоугольного топлива (ВУТ), представляющего собой смесь угля мелких фракций, воды и пластификаторов.

К недостаткам ВУТ можно отнести невозможность их использования при температурах ниже 0°C и низкую теплоту сгорания вследствие высокого содержания в них воды (до 60%).

В [1] рассмотрено решение этой проблемы путем замены части дисперсионной среды на спирты или смеси спиртов и углеводов, которые, в свою очередь, можно получить синтезом Фишера-Тропша из продуктов газификации углей. Таким образом, используя полученные после газификации угля и предварительно очищенные СО и Н₂, можно синтезировать алифатические спирты С₁-С₄ и углеводороды С₅+ на кобальто- и железосодержащих катализаторах и заменить ими часть воды в ВУТ. Такое спиртоводоугольное топливо (СВУТ) имеет низкую температуру замерзания, достаточную для ее использования в районах Крайнего Севера и Дальнего Востока, и теплоту сгорания выше чем у традиционного ВУТ.

Для дальнейшего повышения калорийности спиртоводоугольного топлива можно заменить всю дисперсионную среду на спиртоуглеводородную смесь или спиртоуглеводородную смесь с мазутом, а также подвергнуть такую модифицированную топливную смесь баротермической обработке. Для выяснения эффективности подобной замены целесообразно провести дополнительные лабораторные и экономические исследования.

Список литературы:

1. Горлов Е.Г., Худяков Д.С. Получение спиртоводоугольной суспензии (СВУС) на базе углей Канско-Ачинского бассейна. Химия твердого топлива № 5, 2002. – с. 22–44.

ИЗМЕНЕНИЕ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТЯНЫХ ПЕКОВ ПРИ ХРАНЕНИИ НА ВОЗДУХЕ

Фаттахова Р.А., Ихсанов И.А.

(ФГБОУ ВО «Башкирский государственный университет»,
ФКП «Государственный лазерный полигон «Радуга»)

Нефтяные и каменноугольные пеки являются одним из важных источников сырья для производства материалов, использующихся в цветной и черной металлургии, электродной промышленности, производстве полупроводниковых материалов, аппарато- и машиностроении, электрохимии, атомной энергетике, авиа- и ракетостроении [1]. Технологии получения нефтяных пеков разработаны и известны, в то время как сведений об изменении физико-химических свойств пеков при хранении, транспортировке, дроблении и других процессах предварительной подготовки к переработке в углеродные материалы в научной литературе недостаточно [2].

В связи с этим методами группового углеводородного анализа, электронного парамагнитного резонанса (ЭПР) и рентгеноструктурного анализа изучено изменение физико-химических свойств нефтяных пеков из смолы пиролиза при хранении на воздухе в течение года.

В качестве объектов исследования были выбраны нефтяные пеки, полученные термополиконденсацией тяжелой смолы пиролиза производства этилена.

Установлено, что в течение первых двух месяцев после получения пеков в них возрастает концентрация парамагнитных центров, что коррелирует с небольшим снижением концентрации низкомолекулярных растворимых в изооктане компонентов, ростом содержания компонентов, растворимых в толуоле, температуры размягчения и коксуемости пеков. Далее указанные характеристики практически постоянны.

Колебательный характер зависимостей концентрации неспаренных электронов и свободных радикалов от продолжительности хранения пеков свидетельствует о том, что в процессе хранения происходят структурно-химические изменения вещества пеков, обусловленные, по-видимому, процессами, протекающими при окислении пеков кислородом воздуха.

По данным рентгеноструктурного анализа при хранении в пеках на воздухе наблюдается уменьшение межплоскостного расстояния, что указывает на некоторое внутреннее упорядочение структуры пеков.

Список литературы:

1. Костиков В.И., Самойлов В.М., Бейлина Н.Ю., Остронов Б.Г. Новые высокопрочные углеродные материалы для традиционных технологий // Рос.хим. ж.–2004. –Т.48. – №5. –С.64-75.
2. Мухамедзянова А.А., Гимаев Р.Н., Хайбуллин А.А. Технология получения нефтяных волокнообразующих пеков, Уфа: Гилем - 2012 - 256с.

РОЛЬ МТАЭ В КОМПОЗИЦИИ ВЫСОКООКТАНОВЫХ ДОБАВОК К БЕНЗИНАМ

Хакимов Р.В., Капустин В.М.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Жесткие требования к экологическим характеристикам и уменьшение ассортимента высокооктановых добавок в связи с необходимостью уменьшения доли ароматических компонентов в товарных бензинах вызывают все больший интерес к МТАЭ (метил-трет-амиловый эфир). Особую роль в проявлении повышенного интереса к МТАЭ играет рост его потенциальных объемов за счет установок каталитического крекинга, одним из продуктов которого является изоамилен (сырье для производства МТАЭ), а также наличие акцизов на спиртосодержащую продукцию в РФ, что приводит к ограничению развития производства и применения топливного биоэтанола. Начиная с 22 октября 2012 года нефтехимический холдинг САНОРС (ЗАО «Новокуйбышевская нефтехимическая компания») ввел в эксплуатацию крупнейшую в мире установку по производству высокооктановой добавки к моторным топливам – трет-амиловый эфир, мощностью 300 тысяч тонн в год. Производство МТАЭ организовано на базе высокочистого сырья – изопентана с концентрацией не более 98% масс. Это обеспечивает особую экологичность и стабильность качества и эксплуатационных характеристик нового высокооктанового эфира. При использовании МТАЭ совместно с другими добавками выявлен эффект синергетического повышения октановых чисел. Использование данного эфира способствует увеличению суммарного производства товарного высокооктанового бензина на предприятии и позволяет расширить ресурсную базу бензинов класса 5 за счет вовлечения легких компонентов и нивелирования октановой «ямы» при замене риформата на низкоароматические компоненты. МТАЭ имеет наиболее высокую температуру кипения из всех оксигенатов, что при высоком уровне октанового числа обеспечивает равномерность распределения октановой характеристики на среднекипящие фракции 70-100°C, вместе с тем теплота испарения у МТАЭ меньше, чем у МТБЭ, что способствует облегчению процесса испарения оксигената и положительно сказывается на работе инжекторов двигателей. Растворимость МТБЭ в воде выше, чем у МТАЭ в 4 раза, что приводит к меньшему распространению МТАЭ при попадании его в окружающую среду. Метил-трет-амиловый эфир, полученный в различных процессах, уступает МТБЭ по исследовательским октановым характеристикам, однако по совокупности параметров (октановое число и давление насыщенных паров – наиболее важных эксплуатационных показателей для оксигенатных добавок) может быть конкурентоспособен, как отдельный товарный продукт.

РЕАКЦИИ БЕЛЛА–БУДУАРА И ВОДЯНОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ СИНТЕЗА ФИШЕРА–ТРОПША

Ходорченко П.П.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Технологии получения моторных топлив из ненефтяного сырья в последние десятилетия становятся все более актуальными. Один из перспективных методов их осуществления – конверсия углеродсодержащего сырья в синтез-газ и дальнейшее его превращение в жидкие углеводороды по реакции Фишера–Тропша. Ценный продукт, получаемый в этом процессе, – дизельная фракция с цетановым числом 70 и выше, не содержащая ароматики, азот и серосодержащих примесей.

Была поставлена задача количественно оценить процессы, связанные с превращением СО в СО₂, в условиях, копирующих условия синтеза Фишера–Тропша. Для испытаний были выбраны каталитические системы, содержащие кобальт, нанесенный пропиткой на носители – γ -Al₂O₃ марки А-64 и силикагель КСКГ, – с последующим прокаливанием, непротитированные и протитированные 3 процентами ZrO₂. Испытания катализаторов проводили в проточной установке с трубчатым кварцевым реактором с неподвижным слоем катализатора при атмосферном давлении [1]. После активации в токе водорода при 400°C реактор охлаждали и подавали в него смесь СО:Аг = 1:2 (мольн.) или СО:Н₂О:Аг = 1:1:2 (мольн.), поднимая температуру от 160 до 240°C с шагом 20°C за каждый час работы. Степень превращения СО и выход продуктов вычисляли, хроматографически анализируя отходящий газ после конденсации воды в приемнике.

В условиях синтеза Фишера–Тропша на кобальтовых катализаторах основное количество СО₂ образуется по реакции водяного газа, в то время как реакция диспропорционирования СО (приводящая к отложению кокса на поверхности) не играет особой роли. Общая степень превращения СО в СО₂ зависит от природы носителя и наличия промотора, она минимальна для катализатора Со-ZrO₂/SiO₂ [2].

Список литературы:

1. Лapidус А.Л., Елисеев О.Л., Цапкина М.В. и др. // Кинетика и катализ. 2010. Т. 51. № 5. С. 757.
2. Лapidус А.Л., Елисеев О.Л., Крючков М.В. Реакции Белла-Будуара и водяного газа в условиях синтеза Фишера-Тропша. Химия твердого топлива. 2011. № 5. С. 26-28

ИССЛЕДОВАНИЕ ТЯЖЕЛЫХ ОСТАТКОВ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ ДЛЯ ОЦЕНКИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИХ В КАЧЕСТВЕ СЫРЬЯ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ТЕХНИЧЕСКОГО УГЛЕРОДА

Черепанов В.Д., Кузора И.Е., Дубровский Д.А., Семенов И.А.

(АО «Ангарская нефтехимическая компания»)

Основные требования к качеству сырья определяются в соответствии с его влиянием на качество и выход продукта, требованиям технологического процесса для его переработки. Качество сырья для производства технического углерода обеспечивается высоким содержанием ароматических углеводородов (предпочтительно трех- или четырехциклических без боковых цепей), минимальным содержанием серы, смол, асфальтенов и механических примесей, а также отсутствием в сырье ионов щелочных металлов. Однако эти требования не могут быть удовлетворены в полной мере, поскольку сырье для производства технического углерода – это исключительно побочные продукты производства других специальных продуктов, таких, как кокс, бензин или этилен. В связи с ограниченными ресурсами и высокой стоимостью высокоиндексного сырья – антраценовой фракции каменноугольной смолы возникла необходимость поиска альтернативных нефтепродуктов, применение которых позволило бы расширить сырьевую базу производства и уменьшить себестоимость без потери качества готовой продукции.

В АО «АНХК» были проведены исследования остаточных продуктов процессов переработки нефти и производства масел, такие как: гудрон, асфальт, экстракт селективной очистки масел, тяжелые газойли замедленного коксования и каталитического крекинга, а также тяжелая смола пиролиза производства АО «АЗП». Среди испытанных продуктов, наибольшим значением индекса корреляции обладают: тяжелый газойль каталитического крекинга (ТГКК) – 90-95 и тяжелая смола пиролиза (ТСП) – 120-129. При этом ТГКК имеет высокую вязкость, а ТСП высокую коксуемость, что не позволяют их использовать как сырье для получения технического углерода в чистом виде. Для доведения данных показателей до нормируемых значений нами были приготовлены смеси на основе этих нефтепродуктов и оценено их качество. Основываясь на полученных результатах была определена оптимальная рецептура смесового сырья для получения технического углерода, отвечающая всем требованиям нормативной документации.

На основе статистических данных по качеству смесового сырья для получения технического углерода и его компонентов была создана расчетная таблица, позволяющая оперативно изменять расходы компонентов смесового сырья при изменении их качества с целью получения товарного нефтепродукта, соответствующего всем требованиям нормативной документации.

Список литературы:

Мухамедов Э.З. Исследование новых видов сырья для производства малоактивного технического углерода // Вестник Башкирского университета – 2006. – №1. – С. 42-44.

ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ АНАЛИЗА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Черепанова А.Д., Шаталов К.В.

(25 ГосНИИхиммотологии минобороны России)

Существующие метрологические модели количественного химического анализа, в т.ч. и анализа нефтепродуктов основаны на следующих постулатах:

- результат анализа является случайной величиной;
- в силу центральной предельной теоремы эта случайная величина имеет нормальное распределение.

На этом предположении построены классические модели регрессионного, дисперсионного, факторного анализов, метрологические модели отечественных и зарубежных нормативно-технических документов [1]. Однако на текущий момент конкретных доказательств в пользу нормальности распределения погрешностей измерений показателей нефтепродуктов в литературе не приводится.

Настоящее исследование направлено на выяснение характера распределения погрешностей определений состава и свойств нефтепродуктов (плотность при 20°C, вязкость при 100°C, температура выкипания 50% топлива). В качестве исходных данных использовали результаты межлабораторных сравнительных испытаний за 1969-2017 гг., исследуемые выборки включали от 462 до 886 результатов. Проверку нормальности проводили различными способами – с использованием двусторонних критериев Дэвида-Хартли-Пирсона, Д'Агостино и Гири; непараметрических критериев Колмогорова-Смирнова, Крамера-Мизеса-Смирнова, Андерсона-Дарлинга; направленных критериев, а также критерия Хегази-Грина, дающего хорошую мощность для выборок большого объема. Результаты проведенных расчетов показывают значительное отклонение распределения экспериментальных данных от нормального закона, несмотря на схожесть с ним соответствующих гистограмм. Вид последних указывает на одномодальность в характере распределения погрешностей. Исходя из полученных данных можно сделать вывод о том, что при обработке результатов испытаний нефтепродуктов необходимо пользоваться методами робастной или непараметрической статистики, нечувствительными к отклонениям реального закона распределения от теоретического.

Список литературы:

ГОСТ 33701-2015 Определение и применение показателей прецизионности методов испытаний нефтепродуктов.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПОЛУЧЕНИЯ ОЛЕФИНОВ В СОПРЯЖЕННЫХ ПРОЦЕССАХ НА ОСНОВЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ГОРЕНИЯ

Шараева А.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Легкие олефины относятся к числу базовых продуктов нефтехимии. Постоянный рост потребности в легких олефинах в значительной степени определяется быстрым увеличением потребления полиэтилена и полипропилена и расширением сферы их технологического применения. В связи с устойчивым ростом потребления олефинов необходимы надежные источники дешевого и доступного сырья для их получения и эффективные технологии их производства [1]. Наиболее важными с промышленной точки зрения олефинами являются этилен и пропилен, поскольку они составляют основу рынка нефтехимических продуктов.

Одним из перспективных методов получения олефинов является сопряженное окисление углеводородов. Данный метод предназначен для получения низших олефинов - этилена и пропилена из компонентов природного газа. В настоящее время этот процесс успешно проводится в двухсекционном реакторе [2]. В ходе работы [2] установлено, что процесс сопряженного окисления углеводородов возможно проводить в матричных горелках.

Задачей данной работы является исследование и анализ влияния различных параметров на процесс сопряженного окисления в матричных горелках, таких как соотношение и концентрации топливо/окислитель, влияние длины и высоты спиралевидной трубки для подвода углеводорода, влияние состава вводимого углеводорода. Эксперименты проводились в горелке с плоской матрицей площадью 20 см², общий расход топливно-воздушной смеси составлял бл/мин, расход вводимого углеводорода варьировался от 1 до 20% от общего расхода, высота подачи изменялась от 1 до 15 мм. В результате работы были получены:

- оптимальная высота подачи углеводорода (5 мм от поверхности);
- оптимальная концентрация вводимого углеводорода (метан, этилен) составляет 5% от концентрации метана подаваемого снизу.

Полученные результаты могут лечь в основу разработки технологии прямого получения олефинов из природного газа.

Список литературы:

1. Арутюнов В.С., Стрекова Л.Н., Лapidус А.Л., Жагфаров Ф.Г. Газохимия на современном этапе развития: Учебное пособие. М. 2015. 172 С.
2. Погосян Н.М., Погосян М.Д., Шаповалова О.В., Стрекова Л.Н., Тавадян Л.А., Арутюнов В.С. Новые подходы к получению легких олефинов из газового сырья // Нефтегазохимия. 2016. № 2. С. 38-46.

О ЕДИНСТВЕ ИЗМЕРЕНИЙ В ХИММОТОЛОГИИ

Шаталов К.В.

(ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России»)

Исследования, проводимые в химмотологии, можно рассматривать как процесс измерения состава и свойств нефтепродуктов. Основное требование к выполнению любых видов измерений – их единство и сопоставимость получаемых результатов. Рассмотрим ситуацию с единством измерений в отечественной химмотологии.

Состав и свойства нефтепродуктов в большинстве случаев описываются с помощью порядковых или производных величин, а получаемый результат в подавляющем большинстве случаев зависит от используемой методики испытаний, применяемого оборудования и условий испытаний. В силу этого методики испытаний нефтепродуктов и то как они реализуются на практике играет важную роль в обеспечении единства измерений в химмотологии.

Несмотря на строгую регламентацию требований к процедуре и условиям проведения анализа, перечню и конструкции испытательного оборудования в силу воздействия большого числа неконтролируемых факторов (действия оператора, стабильность работы оборудования и т.п.) методики испытаний нефтепродуктов потенциально нестабильны. Применение одной и той же методики не гарантирует получение одинаковых результатов при испытаниях одного и того же образца в различных лабораториях. Часто имеют место ситуации, когда различия в подходах к организации работы в лаборатории, в квалификации персонала, в качестве работы лабораторного оборудования приводят к тому, что одна и та же партия нефтепродуктов в одной лаборатории признается кондиционной, а в другой нет.

Получение сопоставимых результатов измерений состава и свойств нефтепродуктов в различных лабораториях (т.е. достижение единства измерений) возможно только при условии достижения статистически управляемого состояния процесса испытания нефтепродуктов во всех лабораториях. Статистически управляемым является такое состояние процесса испытаний, когда на него воздействуют только естественные или обычные причины, которые внутренне присущи этому процессу. В этом состоянии вариация результатов получаемых в разных лабораториях будет находиться в приемлемых границах и обеспечит их сопоставимость.

Достижение статистического управляемого состояния процесса испытаний в лаборатории является основной целью внутрилабораторного контроля качества испытаний. Вопросам которого уделяется крайне мало внимания в отечественных лабораториях, в том числе по причине отсутствия специалистов имеющих подготовку в области метрологического обеспечения химмотологических исследований.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БАЛАНСА НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Широков В.А., Сурков В.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Определяющим фактором снижения издержек и повышения экономической эффективности на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) является рациональное использование энергетических ресурсов. Одновременно это приводит к снижению экологической нагрузки на окружающую природную среду.

В производственной деятельности НПЗ используют различные источники энергии - их можно подразделить на две основные группы: поставляемые на предприятие и вторичные, образующиеся в процессе переработки нефти и нефтепродуктов. Основными энергетическими ресурсами, производимыми на предприятии, являются газ нефтепереработки, различное жидкое топливо, пар, вырабатываемый на утилизационном оборудовании или в котельных предприятия, работающих на вторичном сырье. Некоторые НПЗ оборудованы собственными мощностями по генерации электроэнергии. Также в тепловом балансе встречается кокс, получаемый при очистке реакторов каталитического крекинга.

Проведенный анализ топливно-энергетических балансов ряда НПЗ показал, что суммарные затраты первичной энергии составляют от 7 до 12 % от объема перерабатываемой нефти.

На примере Новокуйбышевского и Саратовского НПЗ показано, что в энергетическом балансе доминирует газ нефтепереработки, его доля составляет от 44 до 73% . Пар также является важным источником энергии на НПЗ, его доля в общем потреблении может различаться в широких пределах. Так на Саратовском НПЗ его доля в общем энергопотреблении составляет 10,5%, а на Новокуйбышевском НПЗ - 24%. Доля электроэнергии на НПЗ практически равны и составляют примерно 6-7%.

Существенный вклад в энергообеспечение предприятий вносит использование вторичных тепловых ресурсов от технологических печей за счет установки рекуператоров и котлов-утилизаторов.

Удельные затраты различных энергетических ресурсов на осуществление процесса переработки позволяют определить эффективность использования топлива в производственных целях. Саратовский НПЗ в среднем использует 2,23 ГДж для переработки тонны нефти, а Новокуйбышевский НПЗ 3,78 ГДж. Таким образом, при сопоставимой мощности по переработке нефти удельные энергетические затраты на НПЗ могут отличаться 1,5 раза и более.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ НА ПРОЦЕСС МАТРИЧНОЙ КОНВЕРСИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Шиянова К.А., Шаповалова О.В.

(Московский технологический университет, ИХФ РАН)

В данной работе было изучено влияние различных нанесенных катализаторов на керамическую сотовую матрицу на процесс окислительной конверсии метана. Таким образом, изменяя поверхность, можно достичь разное соотношение CO/H_2 в синтез-газе.

В ИХФ РАН разрабатывается инновационная малотоннажная технология получения синтез-газа методом матричной конверсии. Проведенные испытания на пилотной установке показали высокую эффективность матричных конвертеров. Однако, на данном этапе основной проблемой матричных конвертеров является низкая конверсия исходных реагентов.

Для исправления данной ситуации использовали нанесение различных катализаторов на поверхность плоской проницаемой керамической матрицы. Использовались такие катализаторы, как: платина, никель, палладий и другие.

Исследования показали, что процесс протекает по-разному в зависимости от выбора катализатора. Так при использовании платины и палладия значительно увеличивается выход синтез-газ, но сам процесс становится менее стабильным, чем при использовании матрицы без катализатора.

Лучшие результаты показал Ni-содержащий катализатор. При использовании матрицы с нанесенным никелем конверсия кислорода увеличивается, особенно при скоростях до 100 мл/сек. При этом селективность образования целевых продуктов – CO и H_2 растёт во всём диапазоне исследуемых условий. Можно предположить, что никель увеличивает скорость образования активных центров на поверхности матрицы. После 5 часов работы активность Ni-содержащего катализатора существенно снизилась. Следует полагать, что происходит либо дезактивация катализатора либо унос катализатора вместе с потоком.

Таким образом, с помощью нанесения катализаторов на поверхность керамической матрицы возможно координально изменять процесс окисления метана.

ИССЛЕДОВАНИЕ КАТАЛИТИЧЕСКИХ ПОКРЫТИЙ КОБАЛЬТСОДЕРЖАЩИХ СИСТЕМ В ПРОЦЕССЕ СИНТЕЗА УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ СО И Н₂

Шукралиева А.Ш., Артемова М.И., Нутчина М.А., Седойкина А.С.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

На протяжении всего прошлого века нефть была и до сих пор остается основным источником сырья для получения моторных топлив и продуктов органического синтеза. Однако с нынешним объемом потребления ее ограниченные запасы быстро истощаются, следовательно, встает вопрос о разработке иных способов получения жидких углеводородов.

Большую перспективу в этом направлении представляет процесс синтеза Фишера-Тропша, который позволяет получать углеводороды различного состава путем подбора соответствующих катализаторов и параметров процесса. Целью данной работы являлись разработка и анализ каталитических покрытий в процессе синтеза Фишера-Тропша.

В ходе работы был разработан новый кобальтсодержащий катализатор, принципиально отличающийся от применяемых аналогов. Были приготовлены кобальтсодержащие каталитические покрытия, закрепленные на предварительно загрунтованных металлических пластинах размером 20×5 мм, и в дальнейшем испытаны в процессе синтеза углеводородов из СО и Н₂ в диапазоне температур от 180 до 230°С.

Полученные каталитические покрытия проявили активность в синтезе Фишера–Тропша. Молекулярно-массовое распределение продуктов синтеза смещено в сторону образования более тяжелых углеводородов (дизельной фракции), кроме того, наблюдалось снижение выхода побочных продуктов (СН₄ и СО₂) по сравнению с результатами, полученными в ходе аналогичных испытаний стандартных гранулированных катализаторов того же состава. Таким образом, вероятность роста углеводородной цепи при использовании нанесенного на пластины каталитического покрытия несколько больше, чем в случае применения его гранулированного аналога.

Результаты проведенных испытаний позволяют сделать вывод о том, что данный способ приготовления катализаторов перспективен и требует дальнейшего изучения и развития.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ СЛОЖНЫХ ЭФИРОВ В КАЧЕСТВЕ ДИСПЕРСИОННОЙ СРЕДЫ ПЛАСТИЧНЫХ СМАЗОК

Шумакаева С.З., Килякова А.Ю.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В последнее десятилетие отмечается стремительный рост потребности в высококачественных пластичных смазках. На данный момент в России, в основном, используются смазки на минеральной основе, по техническому уровню уступающие современным зарубежным смазкам.

Во многих случаях смазки на основе нефтяных масел не способны соответствовать эксплуатационным требованиям. За рубежом более 70 лет применяют смазки на основе простых и сложных эфиров.

Благодаря межмолекулярному притяжению, эфир имеет меньшее давление пара из-за меньшего уровня летучести, более высокие температуры вспышки и воспламенения, являющиеся желательными свойствами для высокотемпературных смазок.

Полярность молекулы сложного эфира придаёт эфирной пленке высокую прочность и смазывающую способность.

Еще одним преимуществом является естественное очищающее действие, а также диспергирующие свойства, присущие всем эфирам. Эфиры являются исключительно чистыми жидкостями в высокотемпературной среде, где они сильно снижают склонность к образованию лаковых и углеродных отложений.

Синтетические эфирные масла биоразлагаемы, они экологически безопасны и нетоксичны.

Таким образом, смазки на основе сложных эфиров обладают высокой окислительной стабильностью, хорошими высокотемпературными и низкотемпературными свойствами, стойкостью к загрязнениям и агрессивным веществам. Так же они характеризуются огнестойкостью и стабильностью смазывающих свойств.

В данной работе исследуются свойства различных сложных эфиров в качестве дисперсионной среды пластичных смазок, устанавливается зависимость трибологических, реологических, высоко и низкотемпературных свойств пластичных смазок от вида используемого сложного эфира и степени загущения сложноэфирной основы.

ПРИМЕНЕНИЕ НАНОГЕТЕРОГЕННЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Эльман К.А., Срыбник М.А., Еремина Е.А.

(Сургутский нефтяной техникум (филиал) ФГБОУ ВО «Югорский
государственный университет»)

Наиболее перспективное направление в области создания новых подходов к переработке нефти и газа – это применение гетерогенных наноразмерных частиц, не стабилизированных носителем или подложкой, в условиях, сводящих их агломерацию к минимуму. Такой подход получил название наногетерогенного катализа.

В основе этого процесса, сходного с гидрокрекингом, лежит разрыв С-С связей молекул тяжелого нефтяного сырья. Состав последнего специфичен и включает в себя, помимо насыщенных углеводородов, супрамолекулярные агрегаты большего размера. По сути они представляют собой сложные олигомеры нерегулярной структуры, включающие в себя гетероатомы и атомы металлов. Их превращение в углеводороды с меньшей молекулярной массой возможно при протекании процессов гидрирования ароматических и гидрокрекинга насыщенных фрагментов исходного сырья. Тяжелые компоненты сырья блокируют активные центры катализатора гидропереработки, резко уменьшают и активацию водорода, что требует повышения парциального давления водорода. Чем тяжелее сырье, тем выше парциальное давление водорода, необходимое для обеспечения приемлемой конверсии сырья, потому для переработки мазута даже средних нефтей типа западносибирской требуется давление 15,0 - 18,0 МПа. Использование наногетерогенных катализаторов существенно меняет ситуацию.

Наноразмерные частицы катализатора сравнимы в размере молекулам и ассоциатам субстратов и, по сути, выполняют функцию «псевдогомогенного» катализатора, содержащего сульфид активного металла. Реакция протекает при взаимодействии активной наночастицы, адсорбировавшей водород, с олигомерным субстратом, что резко снижает скорость коксообразования и необходимое давление водорода, повышает скорость реакции.

Наногетерогенные катализаторы могут быть использованы для гидроконверсии различных видов сырья (катализатор на основе молибдена) в синтетическую нефть.

Использование наногетерогенных катализаторов возможно и в других процессах нефтепереработки.

В следствие, данный вид катализаторов актуально применять и на Сургутском ЗСК, так как наиболее изученным и близким к практической реализации процессом с применением наноразмерных катализаторов, полученных в реакционной среде, является гидроконверсия тяжелых фракций нефти – мазута и гудрона, которые и получают на данном заводе.

ПРОБЛЕМА РЕГЕНЕРАЦИИ НЕФТЕХИМИЧЕСКОГО СЫРЬЯ ИЗ ПОЛИМЕРНЫХ КОМПОЗИЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ НА ПРИМЕРЕ ПЕРЕРАБОТКИ РЕЗИНОВЫХ ОТХОДОВ

Юсевич А.И.

(Белорусский государственный технологический университет)

На фоне прогнозируемого в среднесрочной перспективе снижения спроса на углеводородные топлива ускоренными темпами развивается производство синтетических полимерных материалов из нефтехимического сырья. При сохранении тенденции можно ожидать, что основными валообразующими продуктами нефтепереработки станут базовые полимеры. Однако едва ли не быстрее рынка базовых полимеров растет рынок композиционных материалов на их основе. Полимерные композиты разнообразны: это могут быть смеси разнородных полимеров либо дисперсии твердых веществ, жидкостей или газов в полимерной матрице. Они обладают уникальными свойствами, недостижимыми для мономатериалов. Поэтому полимерные композиционные материалы (ПКМ) находят все более широкое применение в различных сферах жизнедеятельности. Однако изделия из ПКМ, отслужив положенный срок, неизбежно попадут в разряд отходов. По мере накопления этих отходов встанет вопрос их переработки, ответ на который не столь очевиден, если учесть сложный и разнообразный состав композитов.

Примером, позволяющим уже сейчас оценить трудность предстоящих задач по утилизации крупнотоннажных отходов ПКМ, может служить проблема переработки резиновых отходов и, в частности, изношенных автомобильных шин, которых ежегодно образуется более 10 млн. т.

Хранение утильных шин на свалках запрещено во многих странах, в том числе в большинстве государств Евросоюза. Это должно было дать толчок к развитию технологий истинного рециклинга резины, позволяющих неограниченно возвращать ее в цикл производства-потребления в виде исходных веществ и материалов и экономить тем самым первичное нефтехимическое сырье. Однако из-за сшитой полимерной матрицы и многокомпонентного состава резину сложно переработать химически. Сегодня преобладающим способом утилизации автопокрышек, не считая сжигание, является измельчение в крошку или порошок и последующее использование в составе дорожных покрытий, бетонов и других композитов. При этом очевидно, что рано или поздно такие материалы все равно попадут в отходы и тогда их переработать будет еще сложнее.

Из химических способов переработки резиновых отходов в научной литературе наибольшее внимание уделяется пиролизу и газификации. Однако коммерциализация разработок как правило затруднена из-за дороговизны процессов.

В Белорусском государственном технологическом университете изучают возможность эффективной переработки резиновых отходов методом термического сольволиза растворителями различной природы. При минимальном газообразовании удается достичь высокой степени извлечения органического вещества резины в виде синтетической нефти с регулируемым фракционным составом либо в виде индивидуальных циклоалифатических и ароматических соединений с высоким выходом. Жидкие фракции можно накапливать и в дальнейшем вовлекать в традиционные процессы нефтепереработки. Индивидуальные алкилбензолы и производные лимонена можно использовать в органическом синтезе. Углеродистый остаток имеет высокую дисперсность, содержит все зольные элементы и большую часть серы резины в виде сульфидов. Он может быть направлен на извлечение цинка либо повторно использован в качестве наполнителя эластомерных композиций.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ХII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

12-14 февраля 2018 г.

*Секция 5. «Проектирование, изготовление и
эксплуатация оборудования и сооружений
нефтегазового комплекса»*

Москва
2018 г.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ КОРРОЗИОННОЙ ОПАСНОСТИ ГЕОМАГНИТНЫХ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ, ВОЗДЕЙСТВУЮЩИХ НА МАГИСТРАЛЬНЫЕ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДЫ

Агиней Р.В., Александров О.Ю.

(ООО «Газпром трансгаз Москва», АО «Гипрогазцентр»)

Известно, что влияние геомагнитных источников блуждающего тока (ГИТ) на протяженные магистральные трубопроводы в большинстве случаев заключается в хаотическом изменении защитного потенциала «труба-земля», при этом вызывая сложности в работе средств электрохимической защиты (ЭХЗ) и определении эффективности работы системы ЭХЗ. В РФ исследований, направленных на определение опасности действия такого источника не проводилось, зарубежные исследователи при этом пишут о том, что «риск коррозии, в большинстве случаев, минимален».

При оценке опасности действующего ГИТ, априори исходят из положения о том, что раз действие источника наблюдается, значит, переходное сопротивление изоляционного покрытия трубопровода высокое. Опасность может быть скрыта только в том случае, если на фоне изоляции высокого качества, имеются отдельные сквозные дефекты, в которых может наблюдаться высокая плотность стекающего с трубопровода в грунт тока.

В результате выполненной научно-исследовательской работы установлено, что коррозионные потери от действия блуждающего тока могут быть оценены по результатам электрометрических измерений характеристик блуждающего тока с учетом возможных дефектов изоляционного покрытия трубопровода.

Т.к. действие геомагнитного источника блуждающего тока максимально на границе участка, подверженного воздействию, в работе предложена последовательность измерений, позволяющая локализовать границы такого участка. Способ определения границ участка оформлен в виде заявки на выдачу патента на изобретение РФ.

В работе представлена методика измерения плотности тока, стекающего с трубопровода, обусловленного геомагнитным источником. Для реализации методики предложено использовать магнитометрический комплекс БИТА-1 и частично погружаемые электроды для измерения силы стекающего тока. Кроме этого, описан пример реализации методики оценки опасности геомагнитного источника тока на системе магистральных трубопроводов «Бованенково-Ухта». Предложен алгоритм оценки и устранения риска коррозионного разрушения трубопровода под воздействием ГИТ.

ГИБРИДНАЯ СТУПЕНЬ ЛОПАСТНОГО НАСОСА ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ

Аксёнов А.Ю.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Одним из основных способов добычи нефти в РФ является механизированный с использованием установок электроприводных центробежных насосов (УЭЦН).

Современная добыча нефти характеризуется осложненными условиями, когда перекачиваемая жидкость содержит свободный газ, механические примеси и коррозионно – активные вещества, имеет высокую вязкость и повышенную температуру. Осложнения могут быть вызваны и конструкцией скважины, ее инклинометрией или малым диаметром эксплуатационных колонн. Всё это приводит к снижению надежности оборудования и эффективности добычи нефти.

Одним из направлений повышения эффективности работы скважинного оборудования является разработка инновационных ступеней ЭЦН, которые обеспечат высокие технико – экономические показатели работы в осложненных условиях.

В работе представлена ступень ЭЦН с открытым рабочим колесом. Особенностью конструкции данной ступени является наличие осевых лопаток, расположенных от области выхода потока жидкости из рабочего колеса до его входа в направляющий аппарат

Благодаря свойствам предлагаемого для изготовления инновационного материала, а также особенностям конструкции элементов рабочей ступени представленная модель обеспечивает:

1. Высокие показатели работы в осложненных условиях: содержания большого количества нерастворенного газа и механических примесей при высокой вязкости и температуре перекачиваемой жидкости;
2. Создание потока перекачиваемой жидкой среды с минимальными гидравлическими и объемными потерями;
3. Работу насоса, при которой рабочие колеса открытого типа с конической втулкой не подвержены всплыванию при увеличении подачи;
4. Уменьшение осевых габаритов ступени и ее металлоемкости;
5. Уменьшение совокупной стоимости владения насосами со ступенями представленной конструкции.

ОЦЕНКА ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ РИСКОВ НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ (КС МГ) В АРКТИЧЕСКОЙ КЛИМАТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ

Алексеев И.Н., Терехов А.Л.
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

В связи с диверсификацией экспортных потоков газа и формированием центров газодобычи на Арктическом шельфе актуальным является вопрос транспорта нефти и газа в данном регионе. Работа в арктическом регионе происходит в крайне неблагоприятных климатических и геотехнических условиях, имеющих определенную специфику. Здесь наблюдаются нарушение фотопериодичности в период полярного дня и полярной ночи, изменение геомагнитной напряженности, повышение уровня неионизирующего космического излучения, резкие колебания атмосферного давления, уменьшение парциального давления кислорода в воздухе, синдром полярного напряжения и т. д., что повышает вероятность возникновения аварий, травм и профессиональных заболеваний персонала. Ежегодный совокупный материальный ущерб от техногенных аварий, затраты на ликвидацию аварий и их последствий в РФ составляют десятки миллиардов рублей. Значительная доля этих расходов связана с авариями на опасных производственных объектах (ОПО). КС МГ в Арктике на данный момент уделялось мало внимания, тогда как статистика смертности и аварийности составляет определенный процент от общей. В северных условиях оценка и управление профессиональными рисками на основе системного анализа возможных причин профессиональных заболеваний и травматизма на производстве, прогнозирование их последствий и принятие необходимых адекватных технических и организационных решений являются необходимыми для обеспечения безопасности на рабочих местах. В докладе рассматриваются основные определения теории профессионального риска, впервые предложена сочетанная концепция барического и шумового воздействия на здания повышенной ответственности с персоналом, методики профессионального риска, приводится обзор существующих международных методов качественной и количественной оценки рисков, результаты оценки профессиональных рисков на газотранспортных предприятиях в арктических и субарктических климатических условиях по отраслевому стандарту, рекомендации по управлению профессиональными рисками с учетом специфических условий труда.

ВЛИЯНИЕ ГАЗА НА РАБОТУ УЭЦН В УСЛОВИЯХ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Бахшян Н.А.
(ООО «РН-Ванкор»)

- Описано влияние высокого газового фактора на работу УЭЦН;
- приведены статистические данные по отказам УЭЦН;
- проведен анализ существующих методов борьбы с влиянием свободного газа;
- наглядно продемонстрированы принципиальные различия между течением потоков газожидкостной смеси в вертикальных и горизонтальных скважинах;
- предложено эффективное конструкторское решение для обеспечения надежной работы ЭЦН;
- произведены расчеты ожидаемого экономического эффекта от внедрения предложенной конструкции.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ СТУПЕНЕЙ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ ЛОПАСТНЫХ НАСОСОВ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ВЯЗКОЙ ЖИДКОСТИ

Вышегородцева Ю.В., Мамалиев И.Н.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина)

Характерной особенностью современной нефтедобычи является увеличение доли трудноизвлекаемых высоковязких запасов, к которой относится нефть с вязкостью от 30 сПз и выше.

Известно, что электроприводными лопастными насосами (ЭЛН) добывается от 70 до 95% нефти в разных регионах страны. Однако на их работу негативное влияние в той или иной степени оказывает вязкость перекачиваемых пластовых флюидов. Ситуация усложняется еще более при добыче в боковых скважинах малого диаметра. При этом напор и подача насосов снижаются, потребляемая мощность возрастает, что приводит к общему снижению КПД насоса и всей установки в целом.

Данные обстоятельства позволяют сделать предположение о необходимости пересмотра методики с целью учета новых технологических параметров рабочих колес и поставить вопрос о точности пересчета характеристик современных ступеней при работе на вязкой среде.

Усовершенствование методик пересчета характеристик ЭЛН невозможно без проведения экспериментальных работ по исследованию работы ступеней ЭЛН на жидкости с разными физико-химическими свойствами.

Для решения этой задачи на стендах кафедры МОНиГП были проведены комплексы испытаний ступеней ЭЛН разных конструкций на воде и вязких жидкостях, построены расчетные и фактические характеристики ступеней, получены пересчетные коэффициенты, определены области применения стандартных и модернизированных методик пересчета характеристик лопастных насосов.

Полученные результаты экспериментальных работ позволяют повысить энергоэффективность добычи за счет повышения точности при расчёте и проектировании рабочих органов установок ЭЛН и их подборе к скважине (в том числе с учётом себестоимости их изготовления).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ АГРЕГАТОВ НА УКПГ ЯМБУРГСКОГО НГКМ

Габдулов И.Н.
(ООО «Газпром добыча Ямбург»)

Основными способами подготовки природного газа на Ямбургском нефтегазоконденсатном месторождении (ЯНГКМ) являются:

- низкотемпературная сепарация, т.е. процесс отделения из природного газа жидкой фазы путем ее конденсации при воздействии низких температур;
- абсорбционная осушка газа, где применяется раствор диэтиленгликоля для осушения газа и далее происходит охлаждение газа.

Для снижения температуры газа широкое распространение получили турбодетандерные агрегаты (ТДА). Расширение газа в детандере – наиболее эффективный способ его охлаждения, с минимальными приведенными затратами, металлоемкостью и другими показателями по сравнению с холодильными машинами другого типа.

Цель работы: определение оптимальных режимов эксплуатации ТДА.

Задачи: 1) проведение анализа эксплуатации ТДА на УКПГ; 2) определение оптимального количества агрегатов, которые необходимы для охлаждения газа, при различной температуре окружающей среды.

На УКПГ ЯНГКМ эксплуатируются ТДА производства ОАО «Турбохолод». Анализ работы ТДА показал, что на вал детандера действует осевая нагрузка, которая увеличивается в момент запуска, что ведет к перегрузке подшипниковых опор, а, следовательно, к быстрому их износу и снижению ресурса. Сравнивая опытные результаты параметров работы ТДА (Сеноман) с газодинамическими расчётами по ТУ к агрегату БДТА 10-13-УХЛ4, показало разницу в перепаде температуры 2°C , что свидетельствует о практической сходимости теоретических расчетов на данный агрегат. При эксплуатации ТДА на Валанжине необходимо обеспечить температуру газа перед низкотемпературным абсорбером минус 34°C для исключения выпадения парафинов.

По результатам промысловых данных были получены зависимости различных режимов работы ТДА, определены области оптимальных режимов работы ТДА при изменении условий эксплуатации.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТЫ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ГАЗА НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ

Герасимов И.А.

(ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»)

При эксплуатации газораспределительных станций (ГРС), температура газа на выходе ГРС поддерживается в автоматическом режиме в зависимости от температуры газа на выходе из подогревателя газа (ПГ). Но газ, проходя через регуляторы давления (РД), на которых происходит снижение давления газа до заданного значения, охлаждается на 1°С на каждые 3 кгс/см². Его температура зависит от входного и выходного давления на ГРС, погодных условий. Имея такую зависимость, регулировать температуру газа на выходе ГРС приходится в ручном режиме, изменяя на манометрическом термометре уставки (в диапазоне от 0 до 5°С практически невозможно, что приведет к большему расходу газа на собственные технологические нужды) включения и выключения клапанов большого и малого горения или изменяя чувствительность терморегулятора. Чтобы исправить этот недостаток, предлагается в систему управления подогревателем газа ввести зависимость нагрева от температуры газа на выходе ГРС за регуляторами давления. Осуществлять управление ПГ по температуре газа на выходе с ГРС возможно при наличии автоматики подогревателей газа с аналоговыми входами для установки термопреобразователя универсального или подобного термопреобразователя.

Были выполнены работы по переносу термопреобразователей на выходные газопроводы ГРС Элиста. Проведен анализ эффективности работы подогревателей газа по новой схеме. Диапазон изменения температура газа на выходе ГРС Элиста уменьшился на 2°С, расход газа на собственные технологические нужды уменьшился на 16,5%. Экономический эффект составил 31800 руб/год.

В Светлоградском ЛПУМГ до 2020г. планируется произвести капитальный ремонт автоматики подогревателей газа на 19 ГРС, применяя новую схему работы подогревателей газа, экономический эффект составит 117138 руб/год.

В ПАО «Газпром» ежегодно производится капитальный ремонт ПГ, автоматики ПГ, при работе подогревателем газа в зависимости от температуры газа на выходе ГРС, мы повысим надежность работы ГРС в зимний период времени (исключается постоянная настройка температуры газа на выходе ГРС оператором), уменьшим расход газа на собственные технологические нужды, при этом не затрачивая дополнительных средств, как при монтаже, так и при эксплуатации блоков управления подогревателя газа.

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ПРИВЕДЕННЫХ НАПРЯЖЕНИЙ, ВОЗНИКАЮЩИХ В СТАЛЬНЫХ И СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫХ НАСОСНЫХ ШТАНГАХ РАЗЛИЧНОЙ КОНСТРУКЦИИ

Дубинов Ю.С., Дубинова О.Б.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

По данным статистики [1], более 30% скважин оборудовано скважинными штанговыми насосными установками (СШНУ), это объясняется высокой энергоэффективностью данного оборудования при эксплуатации мало- и среднедебитных скважин, но осложнение условий эксплуатации ведет к увеличению числа отказов штанговых колонн.

По статистике, приведенной в работах [1,2], видно, что большое количество отказов связано с неточностью методики расчета напряжений при подборе насосных штанг. В работе также рассмотрена возможность повышения точности расчета и увеличения наработки штанг до отказа.

В последнее время чаще стали применяться насосные штанги, изготовленные из стеклопластика. Это позволяет увеличить глубину спуска оборудования, снизить статические и динамические нагрузки в процессе эксплуатации. Однако число отказов их остается очень велико, что ограничивает область их применения.

В рамках работы представлена комплексная методика расчета приведенных напряжений, сравнение данных численного и физического экспериментов.

Список литературы:

1. Дубинов Ю.С. Анализ и модернизация методики подбора полых насосных штанг, применяемых при одновременно-раздельной эксплуатации, Диссертация на соискание ученой степени кандидата технических наук, Ухта: Ухтинский государственный технический университет, 2017 г, 132 с.

2. Ивановский В.Н., Дубинов Ю.С. Уточнение величин допускаемых приведенных напряжений и методики расчета штанговых колонн при добыче нефти в осложненных условиях эксплуатации // Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2014 г. -№1, с.65-75.

КОНЦЕПЦИЯ БЛОКИРОВАНИЯ ПРЯМЫХ МОЛНИЕВЫХ РАЗРЯДОВ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Ермаков К.В., Белоусенко И.В., Портнягин Н.Н., Рябов Ю.Г.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
ООО «Энергодиагностика»)

Применение традиционной системы молниезащиты влечет к увеличению:

- риска прорыва молнии через систему молниезащиты;
- уровней электромагнитных воздействий на оборудование защищаемого объекта.

При этом, с увеличением высоты молниеотвода резко снижается его эффективность защиты от прямых ударов нисходящих молний.

Предлагается игольчатая конструкция молниеотвода, представляющего собой каркас по форме полусферического дождевого зонта с множеством игл-электродов, лежит принцип дробления коронного тока по многочисленным очагам короны.

На примере трех электродов показан принцип механизма развития противодействия вихревого электрического поля ансамбля электродов нарастающему грозовому ЭП, препятствующего развитию канала восходящего лидера и блокирующего прорыв к защищаемому объекту приближающегося нисходящего лидера МР.

Защитные свойства ансамбля игольчатых электродов, заключающиеся в отсутствии искровых пробоев при воздействиях высоких уровней статической напряженности ЭП, сравниваются со стойкостью подобного одиночного стержневого электрода к данным условиям воздействия. Моделирование грозовых воздействий ЭП выполнялось на 2-х макетных образцах молниеприемников.

Описанный механизм в ансамбле стержневых электродов (игл) является управляющим (экранирующим) устройством, которое, защищая объект в условиях грозы, задерживает формирование восходящего лидера и создает условия для переноса взаимодействия приближающегося нисходящего лидера с восходящим каналом в другом месте (в молниеловушку). А объемный заряд в данном случае является лишь результатом «жизнедеятельности» ансамбля электродов.

Заключение

Эффективность и надежность молниеприемников эквипотенциального типа выше по сравнению с нормативными электродами.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПОДХОДОВ К ВЫПОЛНЕНИЮ ЭКСПЕРТИЗЫ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ТЕХНИЧЕСКИХ УСТРОЙСТВ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

Завьялов А.П.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Основная часть предприятий нефтяной и газовой промышленности России является опасными производственными объектами в соответствии с Федеральным законом № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов». Технические устройства (ТУ), эксплуатируемые на таких объектах, подлежат обязательной экспертизе промышленной безопасности (ЭПБ) в установленных законом случаях.

Опыт эксплуатации опасных объектов нефтегазовых отраслей промышленности в последние 10 – 15 лет показывает, что объемы работ по ЭПБ ТУ непрерывно возрастают. В настоящее время ЭПБ ТУ является основной (а на ряде предприятий – единственной) составляющей системы диагностического обслуживания. Нарастание объемов ЭПБ ТУ ведет к сокращению объемов технической диагностики, не связанной ЭПБ, а также общему увеличению затрат эксплуатирующих организаций, что негативно сказывается на их конкурентоспособности.

Это обстоятельство делает актуальной разработку методов оптимизации ЭПБ ТУ нефтегазовых производств, что позволит сократить затраты при условии обеспечения надежности эксплуатации и сокращения рисков получения предписаний надзорных органов.

В докладе рассмотрены преимущества и недостатки некоторых предлагаемых в настоящее время способов оптимизации ЭПБ ТУ, таких как:

1. Выполнение ЭПБ ТУ технологическими комплексами – объединение нескольких ТУ, подлежащих ЭПБ, в единый технологический комплекс, и выполнение ЭПБ всего технологического комплекса, а не отдельных ТУ.

2. Оптимизация объемов диагностических работ при ЭПБ на основе преимущественного обследования контрольных образцов из группы однотипных ТУ – способ, основанный на дифференциации объемов диагностики при ЭПБ: увеличении объемов обследования для «контрольных образцов» при общем снижении объемов диагностики.

3. Оптимизация объемов диагностических работ при ЭПБ на основе преимущественного обследования «лидерных» ТУ, обладающих наибольшим сроком эксплуатации или наработкой.

4. Оптимизация объемов диагностических работ при повторном продлении срока эксплуатации ТУ за счет сокращения работ по определению диагностических параметров оборудования, незначительно изменяющихся в период эксплуатации.

РИСК-ОРИЕНТИРОВАННЫЙ ПОДХОД СОЗДАНИЯ СИСТЕМ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ АВТОМАТИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ

Кирюшин П.Н.
(ООО «Эмерсон»)

Современная Российская практика создания систем ПАЗ на объектах ТЭК, базируется в основном на традиционных подходах проектных организаций. В результате, при формальном наличии системы ПАЗ, могут отсутствовать автоматические функции защиты, или быть реализованы функции не относящиеся к защитам.

Распределение основного технологического оборудования в ту или иную подсистему АСУ ТП (PCY или ПАЗ) выполняется по типу: насосы, электрические задвижки, отсечные клапаны - в систему ПАЗ; датчики, участвующие в регулировании, регулирующие клапаны - в PCY. В результате, общий объём системы ПАЗ получается больше, чем PCY.

В России приняты ГОСТ Р МЭК 61508/61511, применение которых позволяет осуществлять проектирование систем ПАЗ на основе риск-ориентированного подхода: анализ опасностей и рисков, распределение функций безопасности по слоям защит, спецификация требований безопасности (SRS) ПАЗ. Концепции жизненного цикла функциональной безопасности и уровня полноты безопасности (SIL), заложенные в стандартах, описывают реализацию системы ПАЗ от анализа риска технологического процесса до эксплуатации системы с заданными показателями безопасности.

Данная работа представляет основные этапы выполнения работ при риск-ориентированном подходе создания систем ПАЗ, экономический эффект от практической реализации этапа анализа риска.

Представлен метод выбора оптимальной структуры контура защит, в соответствии с требуемым уровнем полноты безопасности SIL. Показано влияние современных методов диагностики отсечных клапанов, таких как тестирование частичным ходом, на показатель SIL.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕГЛАМЕНТА НА МАЛОТОННАЖНОЕ ПРОИЗВОДСТВО СПГ, ИСПОЛЪЗУЕМОГО В КАЧЕСТВЕ МОТОРНОГО ТОПЛИВА

Козлов А.М., Кондратенко А.Д.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Производство СПГ высокого качества, получаемого на малотоннажных установках для использования в качестве моторного топлива, наиболее перспективно и экономически оправданно. Для снижения рисков финансовых издержек и графиков реализации, отрасль должна внедрять эффективные решения, современные достижения в области технологий и новые подходы к выполнению проектов подготовки газа [1].

Определяющими параметрами при проектировании установок по получению СПГ является не только производительность, но и состав газа. Еще большее значение играет и качество получаемого СПГ и, как следствие, свойства газа, полученного после регазификации СПГ.

Разрабатываемый процесс направлен на совершенствование технологии малотоннажного производства сжиженного природного газа с целью получения необходимого качества продукции. В процессе работы были определены характеристики сырья, материалов, энергоресурсов, специальные требования к их качеству, материальный и тепловой баланс установки, а также обоснован выбор процесса, включая сравнение основных технико-экономических показателей обосновываемого процесса и разработаны рекомендации для расчета и выбора основного технологического оборудования.

Результат работы могут быть использованы при организации планировании и контроле работ по созданию производства СПГ высокого качества на технологических объектах ПАО «Газпром». Основным эффектообразующим фактором является получение прибыли от реализации продукции, используемой в качестве моторного топлива, с малотоннажной установки производства СПГ.

Список литературы:

1. Жагфаров Ф.Г., Карпов А.Б., Григорьева Н.А. Инновационные технологии при подготовке природного газа в проектах производства сжиженного природного газа // Технологии нефти и газа, №6 (113), 2017. С. 14-19
2. Кондратенко А.Д., Карпов А.Б., Козлов А.М., Мещерин И.В. Российские малотоннажные производства по сжижению природного газа// Нефтегазохимия, № 4, 2016. С. 31-36.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ ЛИКВИДАЦИИ ПАРАФИНОВЫХ ПРОБОК В НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ

Купцов С.М.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Одной из важнейших проблем при добыче нефти является предупреждение и ликвидация «парафиновых» пробок в эксплуатационных скважинах.

Для прогноза глубины скважины, где вероятность выпадения парафина наибольшая, надо знать температурный режим эксплуатационной скважины.

В качестве одного из методов ликвидации парафиновых пробок может быть использована промывка скважин горячими флюидами – водяным паром, водой, а лучше подогретой нефтью. Разрушение парафиновой пробки происходит при этом за счет гидротермического воздействия.

Эффективность процесса ликвидации пробки, подбор технологического оборудования и оценка температуры промывочной горячей нефти в значительной степени определяются температурным режимом работы скважины.

Для нагрева нефти и создания соответствующего давления потока можно использовать агрегат для депарафинизации скважин. Температура нагретой нефти на устье скважины определяется температурой кристаллизации парафина и свойствами флюида заполнителя кольцевого зазора между колоннами наносно-компрессорных и обсадных труб.

Чем меньше способность флюида передавать теплоту, тем меньше будут тепловые потери от горячей нефти в горную породу. Поэтому и температура закачиваемой горячей нефти на устье скважины и тепловая мощность агрегата для депарафинизации будут меньше.

Температурный режим процесса ликвидации пробки, в основном, определяется коэффициентами теплопередачи от нисходящего потока горячей нефти к восходящему потоку с растворенным парафином в колонне насосно-компрессорных труб и от восходящего потока в горную породу через колонны труб и цементный камень.

Расчеты показывают, что эффективность процесса ликвидации парафиновой пробки возрастает при замене флюида в межтрубном пространстве с жидкости на газ.

При заполнении межтрубного пространства газом возможен эффективный процесс ликвидации парафиновой пробки на глубине порядка 1500 м.

ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ BIM И ЕЁ ПРЕИМУЩЕСТВА ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТОВ МНГС ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ ВЬЕТНАМА

Ле Чунг Хиеу, Безкоровайный В.П.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина)

Информационное моделирование сооружений (BIM) – это, как минимум, создание трехмерной информационной модели будущего сооружения. Эта технология охватывает полный жизненный цикл объекта капитального строительства: от идеи создания до эксплуатации и сноса. Основная идея BIM заключается в том, что вся информация/данные, относящиеся к полному составу жизненного цикла проекта (технические чертежи, отчеты, финансовые оценки), собираются, хранятся и используются в едином информационном пространстве проекта. При изменении определенного элемента в модели все чертежи и информация, относящиеся к этому элементу, должны автоматически обновляться соответствующим образом.

Для проектирования и строительства МНГС, модель BIM должна включать 3D модель строительных и металлических конструкций, системы трубопроводов, электрические системы, КИПиА,...т.д в сопровождении информации о текущем состоянии проектирования, строительства, сметной стоимости материалов, оборудования, трудозатрат и т. д.. Внедрение технологии BIM повышает интеграцию и согласование информации между субъектами проекта - подразделениями компаний, что приводит к повышению качества, сокращению времени и минимизации ошибок при строительстве по сравнению с традиционными технологиями выполнения EPC-проектов.

Опыт реализации МНГС проектов во Вьетнаме показал, что если даже на этапе проектирования были применены традиционные технологии и BIM не задействовали, то строителю все равно полезно по чертежам «поднять» модель, прежде чем строить. Обычно на 3D-модели выявляются тысячи проблем, которые очень дорого обойдутся на стройплощадке.

В докладе показана структура информационной модели для EPC-объекта BK-TNG на месторождении Орёл во Вьетнаме.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭФФЕКТА ДВОЙНИКОВАНИЯ НИКЕЛИДА ТИТАНА ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ДИАФРАГМЕННЫХ НАСОСОВ

Лукьянова О.А., Дубинов Ю.С.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Фонд скважин Российской Федерации в основном сложен мало- и среднедебитными скважинами, где наиболее энергоэффективным оборудованием является скважинная штанговая насосная установка (СШНУ). Однако частые отказы как скважинного, так и наземного оборудования ограничивают область применения СШНУ, тем более, если речь идет о скважинах с большим темпом набора кривизны.

Поэтому вопрос модернизации старого оборудования и создания нового энергоэффективного оборудования, работающего в сложных условиях, является актуальным.

В рамках данной работы предлагается рассмотреть возможность применения интеллектуальных материалов при конструировании диафрагменного насоса [1].

Интеллектуальные материалы – это материалы, обладающие эффектом памяти формы. Эффект памяти формы представляет собой восстановление формы конструктивного элемента, которую ему придали при температуре фазового превращения, если этот элемент будет нагрет.

Одним из свойств интеллектуальных материалов является свойство двойникования, т.е. переориентации части кристаллов в положение, симметричное по отношению к первой части плоскости двойникования, оно и будет рассмотрено основное при проектировании насоса.

Создание новой конструкции диафрагменного насоса позволит:

- расширить область его применения (его габарит в 3-4 раза меньше обычного диафрагменного насоса);
- повысить надежность, исключив из конструкции часто отказывающий редуктор;
- повысить энергоэффективность насоса, исключив ЭД;
- снизить финансовые издержки.

Список литературы:

1. Лукьянова О.А., Дубинов Ю.С., Таскаев С.В. Использование свойства двойникования при создании оборудования для нефтяной и газовой промышленности // Материалы Международной научно-практической конференции студентов, аспирантов и молодых ученых «НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ - НЕФТЕГАЗОВОМУ РЕГИОНУ». 24-28 апреля 2017 г. – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2017 с.198-200.

ОБЗОР ТЕНДЕНЦИЙ РАЗВИТИЯ БУРОВЫХ ДОЛОТ

Лысков А.А., Молчанова Е.А.

(Федеральный институт промышленной собственности)

Основной инструмент для бурения скважин – долота, которые должны обеспечивать надежность работы, высокую проходку в условиях различных глубин, пород, нагрузок, агрессивных сред. В настоящее время требуется создание более современных буровых долот. Сегодня, с учетом рыночной конкуренции, значительная роль в сохранении и совершенствовании отечественного долотного производства должна быть уделена повышению активности сегодняшних и будущих изобретателей, от которых напрямую зависит прогресс в показателях работы буровых долот. Для лучшего ориентирования изобретателей был проведен анализ патентного рынка.

Представлена динамика числа поданных заявок в Федеральный институт промышленной собственности (ФИПС) на буровые долота по различным показателям. Проанализировано количество заявок на изобретения и полезные модели по классу Международной патентной классификации E21B10 «Буровые долота» за последние 5 лет. Показано распределение заявок, поданных отечественными и зарубежными заявителями, по их назначению, по характеру воздействия на породу и по конструктивным особенностям. По каждой из указанных классификаций проведен анализ роста, падения или наполненности заявками за конкретный период. Выявлены наиболее передовые изобретательские тенденции, из которых можно выделить изготовление элементов долот из сверхтвердых и наноматериалов, развитие долот с поликристаллическими алмазными вставками, долот для горизонтального бурения.

Анализ патентной активности показал, что основными изобретателями являются физические лица, а также отечественные ООО НПП «Буринтех» (Уфа), КузГТУ (Кемерово), Сибирский федеральный университет (Красноярск), подразделения СО РАН. Российский патентный рынок представляет интерес для зарубежных заявителей – это фирмы Бейкер Хьюз (США), Сандвик (Швеция), Варел (США). В то же время практически не выявлены попытки проникновения отечественных заявителей на зарубежные патентные рынки.

Следует также отметить, что при анализе периодической литературы за последние несколько лет выявлено наличие публикаций, раскрывающих сущность оригинальных методов решения проблем, однако они не защищены патентами и стали известными для широкого круга лиц, в том числе и за рубежом, что может привести к потере российского приоритета.

Таким образом, при проектировании, изготовлении и эксплуатации буровых долот весьма актуально иметь оценку уровня их развития и тенденции их совершенствования.

CFD МОДЕЛИРОВАНИЕ СПИРАЛЬНОВИТОГО ТЕПЛООБМЕННОГО АППАРАТА

Мастюгин А.М.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Спиральновитой теплообменный аппарат является одним из видов криогенных теплообменников. Его применяют для охлаждения и сжижения природного газа в следующих процессах: SMR, C3MR, DMR, AP-X, MFC.

Несмотря на распространенность этих теплообменников, в настоящее время отсутствует достоверная физическая модель процессов, происходящих внутри аппарата и методика выбора геометрических параметров аппарата. Это связано со сложностями расчета температурного режима, а именно: в процессе теплообмена внутри аппарата происходят фазовые переходы, и часть аппарата работает в двухфазной области; в теплообмене участвуют несколько потоков с разной температурой и давлением; испарение смешанного хладагента не происходит при постоянной температуре, вместо этого компоненты испаряются последовательно, причем испарение одного компонента приводит к изменению парциальных давлений и температур испарения остальных компонентов.

Указанные сложности приводят к тому, что в настоящее время не представляется возможным спроектировать внутреннюю аппаратуру спиральновитого теплообменного аппарата без проведения эмпирических исследований, что связано с большими затратами.

Для решения данной проблемы предлагается создать достоверную математическую модель процессов, происходящих внутри аппарата, с использованием верифицированного пакета конечно-элементного анализа. Наиболее достоверным пакетом для решения задач гидродинамики в данных условиях является ANSYS. Моделирование и анализ с помощью вычислительной гидродинамики позволяет избежать дорогостоящих и длительных циклов разработки типа «проектирование – изготовление – испытания».

Первый этап работы заключается в моделировании спиральновитого теплообменника известной конструкции, по которому имеются эмпирические зависимости и данные по работе аппарата на установке.

Для получения удовлетворительной сходимости математической модели с реальными данными предполагается использовать различные варианты расчета, которые имеются в пакете ANSYS (например, возможно применение различных моделей турбулентности: k- ϵ , k-w, RSM и т.д.).

В дальнейшем сформированную математическую модель можно будет применять для оптимизации конструкции существующих спиральновитых теплообменников, а также для конструирования новых аппаратов.

ОБОСНОВАНИЕ ВЗРЫВОУСТОЙЧИВОСТИ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ НА ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА В РАСЧЕТАХ РИСКА АВАРИЙ И СТУ

Невская Е.Е.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, АНО «Агентство исследований промышленных рисков»)

В целях обеспечения устойчивости зданий и сооружений на опасных производственных объектах нефтегазового комплекса ещё на стадии проектирования объекта проводят исследование воздействия ударных волн на производственные конструкции, расположенные вблизи источника взрыва. Результаты исследования имеют важное практическое значение при решении вопросов промышленной безопасности и защиты людей и сооружений от действия взрыва.

В расчетах риска аварий и требованиях, прописанных в СТУ, устанавливается динамический тип воздействия. Динамические воздействия максимального (пикового) избыточного давления при взрыве топливно-воздушной смеси допускается приводить к эквивалентным статическим взрывным нагрузкам за счет введения соответствующих коэффициентов динамичности, учитывающих возникающие в зданиях и сооружениях силы инерции, в соответствии с требованиями п. 6.1.2 ГОСТ 27751, Пособия по обследованию и проектированию зданий и сооружений, подверженных воздействию взрывных нагрузок.

Для замены динамической нагрузки эквивалентной ей статической необходимо определить коэффициент динамичности K_d . Известно, что движение конструкции в стадии упругих деформаций описывается уравнением:

$$\frac{d^2 T}{dt^2} + \omega^2 \cdot T = \omega^2 \cdot f(t), \quad (1)$$

где ω – круговая частота собственных колебаний конструкции, определяемая по известным формулам динамики сооружений; $f(t)$ – функция, описывающая изменение безразмерной $f(t) = \frac{P(t)}{P}$ динамической нагрузки во времени; $T(t)$ – перемещение конструкции.

Решение уравнения (1) при начальных условиях $T_{(t=0)} = \frac{dT}{dt_{(t=0)}} = 0$ имеет следующий вид:

$$T(t) = \omega \cdot \int_0^1 f(u) \cdot \sin \omega \cdot (t - u) \cdot du = \omega \cdot (\sin \omega \cdot t \cdot \int_0^1 f(u) \cdot \cos \omega \cdot u \cdot du - \cos \omega \cdot t \cdot \int_0^1 f(u) \cdot \sin \omega \cdot u \cdot du), \quad (2)$$

Численное интегрирование выражения (2) дает функцию перемещения конструкции под действием силы $f(t)$ во времени. Максимальное значение функции перемещения $T(t)$ – есть искомый коэффициент динамичности K_d . Кроме того, из уравнения (2) могут быть получены аналитические выражения для определения $T(t)$ и K_d .

Расчеты показывают, что для подавляющего большинства реально существующих конструкций $\omega \geq 20 \text{ с}^{-1}$.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ВИДЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ МАЛОГО ДИАМЕТРА

Орлова Е.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Технология бурения бокового ствола малого диаметра (БСМД) из основного ствола скважины получила широкое распространение во многих нефтедобывающих регионах России и позволяет, в частности, увеличить производительность малодебитных скважин или оптимизировать добычу на зрелых месторождениях.

Анализ существующих конструкций скважин с БСМД и проведенные исследования показывают, что при увеличении темпа набора кривизны с 2 до 6 градусов на 10 м при внутреннем диаметре эксплуатационной колонны 102 мм и длине оборудования 4500 мм максимальный диаметр насосного оборудования должен быть не более 75,3 мм. Для эксплуатационных колон с внутренним диаметром 89 мм и длине оборудования 4000 мм максимальный диаметр насосного оборудования должен быть не более 68 мм.

Таким образом, для эксплуатации скважин с БСМД необходимо использовать специальные виды оборудования, например: установки электроцентробежных насосов с открытыми рабочими колесами 2, 2А и 3 диаметрального габарита, струйные насосные установки или скважинные насосные установки с канатной штангой (СНУ с КШ).

Применение СНУ с КШ позволяет обеспечить более равномерное распределение контактной нагрузки между телом канатной штанги и колонной НКТ, что существенно снижает вероятность обрыва штанг и "протиры" колонны НКТ. Однако, при углах отклонения от вертикали более 40° невозможна нормальная работа клапанов насоса, кроме этого из-за кривизны скважины происходит зависание колонны штанг при ходе вниз, в связи с этим в установках данного типа необходимо применять специальные виды штанговых насосов. В настоящее время применяется дифференциальный штанговый насос СПР. Конструктивные особенности данного насоса обеспечивают создание дополнительной нагрузки на нижнее сечение колонны штанг при ходе плунжера насоса вниз, но величина этой нагрузки зависит от динамического уровня в скважине. Одним из перспективных видов насосов для эксплуатации скважин с БСМД являются насосы с вакуумной камерой.

В докладе представлен обзор существующей конструкции насоса с вакуумной камерой для эксплуатации скважин с боковыми стволами и представлены результаты ее модернизации путем замены стандартного уплотнения плунжерной пары на контактно-лабиритное механическое уплотнение.

ПРИМЕНЕНИЕ СПЕКТРОСКОПИИ КОМБИНАЦИОННОГО РАССЕЯНИЯ СВЕТА ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ СОСТАВА ПРИРОДНОГО ГАЗА

**Петров Д.В., Матросов И.И.
(ИМКЭС СО РАН)**

Надежное определение состава природного газа (ПГ) является одной из важнейших задач на предприятиях занимающихся его добычей, транспортировкой и переработкой. В настоящее время наибольшее распространение в этой области имеет газовая хроматография. Однако данный метод обладает рядом недостатков, среди которых необходимость в расходных материалах (газ-носитель), частые проверки градуировки, относительно большое время проведения анализа, а также невозможность реализации одновременного анализа углеводородов, сернистых соединений и паров воды в одном хроматографе.

В ИМКЭС СО РАН ведется разработка анализатора состава ПГ основанного на спектроскопии комбинационного рассеяния света (КР). Суть используемого метода заключается в рассеянии молекулами среды возбуждающего монохроматического излучения на частотах соответствующих внутреннему строению этих молекул, причем интенсивность зарегистрированных сигналов линейно зависит от концентрации молекул данного сорта. В свою очередь спектроскопия КР свободна от перечисленных недостатков газовой хроматографии.

В настоящий момент разработан экспериментальный образец КР-газоанализатора, основными преимуществами которого являются одновременный контроль всех молекулярных соединений анализируемого газа, концентрация которых превышает 50 ppm, при этом время необходимое для анализа может составлять всего 1 с. Экспериментальная апробация разработанного прибора была проведена на реальном образце ПГ полученном в ООО «Газпром трансгаз Томск». В анализируемом газе контролировалось содержание таких компонентов как метан, этан, пропан, н-бутан, изо-бутан, н-пентан, изо-пентан, н-гексан, углекислый газ, азот, водород, кислород и пары воды. Давление газа в кювете прибора составляло 25 атм. Сопоставление полученных результатов анализа с данными газового хроматографа «Кристалл - 2000М» показало их хорошее взаимное согласие. При этом необходимо отметить, что время получения результата одного анализа данного газа на КР-газоанализаторе составило 100 с, а на хроматографе около 20 минут.

Таким образом, проведенные исследования показали, что разработанный макет КР-газоанализатора ПГ имеет достаточно высокий потенциал. В этой связи, есть основания полагать, что в дальнейшем приборы такого типа могут быть хорошим дополнением к газовым хроматографам, либо совсем заменить их.

НОВЫЕ ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ДВУХПОТОЧНЫХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

Романов А.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В области добычи нефти и газа, к числу актуальных задач относится задача эффективной перекачки газожидкостных смесей и утилизации низконапорного газа. Весьма перспективным видится направление работ по совместному использованию струйной техники и силовых насосов, позволяющих осуществлять перекачку многофазных сред. В первую очередь обычно обсуждается вопрос о насосном оборудовании.

Целью исследований является определение основных ориентиров и направлений развития научных и конструкторских работ, с учетом особенностей применения двухпоточного динамического насоса на месторождениях. Центробежные насосы с двумя выходными каналами позволяют повысить эффективность рабочего процесса, и практический интерес к таким гидравлическим машинам не ослабевает уже десятки лет

Двухпоточный динамический насос содержит две рабочие камеры с различным количеством ступеней; двигатель. Двухпоточный насос оснащен разделительной вставкой с дополнительным выходным каналом. Параметры давление и объемный расход в дополнительном выходном канале обозначены как P_1 , Q_1 . Давление и объемный расход в основном выходном канале - P_2 , Q_2 . Давление и объемный расход во входном канале двухпоточного динамического насоса – P_0 , Q_0 .

Многоступенчатый центробежный насос с двумя выходными каналами, отнесенный к группе двухпоточных насосов, позволяет создать двухкамерную струйную насосно-компрессорную установку. В двухкамерной струйной насосно-компрессорной установке перекачиваемая газожидкостная смесь сжимается последовательно в двух рабочих камерах: в рабочей камере струйного аппарата и в рабочей камере многоступенчатого центробежного насоса. Вместе с тем известно, что многопоточные насосные установки пока остаются недостаточно изученными.

В связи с этим в рамках исследований была создана стендовая установка, которая позволяет смоделировать условия работы реального двухпоточного насоса и в результате провести сбор данных для изучения рабочего процесса и создания математической модели. Опытный образец насоса изготовлен с использованием технологии 3D печати и резки лазерным станком на базе лаборатории кафедры «Машин и оборудования нефтяных и газовых промыслов». Прорабатываются также и варианты скважинных установок. Известно, что количество рабочих камер может быть и более двух.

НАУЧНО-МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ТЕПЛОВОЙ ДИАГНОСТИКИ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ СООРУЖЕНИЙ

Староконь И.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Морские нефтегазопромысловые сооружения (МНГС) эксплуатируются в неблагоприятных условиях и подвергаются различным воздействиям, в том числе коррозионному, температурному и др. Длительная эксплуатация МНГС требует создания эффективной системы выявления дефектов, возникающих в ходе эксплуатации. По мнению автора такая система может быть создана на основе явления возникновения температурного контраста между бездефектными участками конструктивных элементов МНГС и участками с дефектами. На основе данного явления разработано новое научное направление – термография, которая изучает различия температурных полей между дефектными и бездефектными участками материала различных элементов, и на основе анализа полученных данных делают вывод о размерах дефектов.

Разными авторами предсказывалось появление этого метода применительно для комплексной диагностики морских нефтегазопромысловых сооружений и показывались преимущества этого метода по сравнению с другими методами неразрушающего контроля. Однако конкретных результатов и формул, позволяющих определить размеры и оценить опасность обнаруженных дефектов применительно в морским нефтегазопромысловым сооружениям не разработано.

Одними из самых опасных дефектов, возникающих при эксплуатации объектов в морских условиях, являются коррозионные повреждения, которые характеризуются такими параметрами как глубина, протяженность и ширина раскрытия. По мнению некоторых авторов методом термографии с достаточной точностью можно выявить параметры коррозионных дефектов используя плоский алгоритм оценки дефектов. Однако проведенные автором на базе РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина эксперименты показали, что температурный контраст в дефектной и бездефектной зоне не является постоянной величиной и зависит от мощности теплового потока, состояния окружающей среды и др. Используя полученные экспериментальные результаты автором была вычислена новая формула, позволяющая с необходимой для практики точностью выполнять оценку опасности коррозионных дефектов.

ДАТАЦЕНТРИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИЕЙ В 3D ПРОЕКТИРОВАНИИ

Тарасов Н.С.

(научный руководитель: профессор Безкоровайный В.П.)

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Процесс проектирования верхних строений морских нефтегазовых сооружений (МНГС) недостаточно проработан, что при невысоком уровне автоматизации проектирования затрудняет принятие эффективных инженерных решений. Возникают проблемы и при управлении (менеджменте) проектированием, в частности, при 3D моделировании.

На стадии проектирования должны учитываться требования, сформированные условиями последующих этапов: строительства и эксплуатации верхнего строения МНГС с учетом значительного количества участников этих процессов. Следовательно, возникает задача комплексного управления жизненным циклом объекта на основе его 3D модели.

В качестве возможного решения поставленной задачи на этапе проектирования предлагается создание единого информационного пространства, а именно системы управления инженерными данными на базе 3D модели (датацентрической системы управления информацией). Рассмотрены основные аспекты управления процессом: получена сетевая модель и календарный план в виде диаграммы Ганта с использованием автоматизированной системы управления на основе ПО Oracle Primavera.

Для сопровождения жизненного цикла объекта предлагается отечественная система «НЕОСИНТЕЗ». Использование этой системы обеспечит фундаментальное преимущество по сравнению с типовыми пользовательскими приложениями. В частности, при проектировании:

- обеспечение единства исходных данных и проектных решений по всем разделам проекта;
- автоматическое формирование технического паспорта проекта. Визуализация объекта «как спроектировано»;
- объединение в одной модели разделов проекта, созданных в различных САПР;
- сбор и систематизация сведений об исходном состоянии объекта.

БЕСШТАНГОВАЯ НАСОСНАЯ УСТАНОВКА С ЛИНЕЙНЫМ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ МАЛОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН

Тимошенко В.Г.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В условиях кратного снижения мировых цен на нефть добыча нефти из малодебитных обводненных скважин становится нерентабельной. Недостатки современных способов механизированной добычи скважин с дебитом менее 25 м³/сут обуславливают поиск альтернативных способов добычи. Перспективным направлением в данной области является система, состоящая из поршневого насоса с маслonaполненным линейным погружным электродвигателем. Опыт эксплуатации погружных линейных электродвигателей в составе установок плунжерных скважинных насосов в КНР и Канаде показал, что применение представленной системы позволит производить отбор нефти из стареющих месторождений и соответственно повысить коэффициент извлечения нефти, благодаря широкому диапазону регулировки подачи насосной установки.

В результате анализа работы этой системы был выявлен ряд существенных минусов: низкая энергоэффективность и надежность, использование «водозаполненных» ПЛЭД. Для устранения недостатков была поставлена задача разработать такие основные узлы установки, как поршневой насос двустороннего действия и уплотнительный узел (гидрозащита) маслonaполненного ПЛЭД, основным элементом которых является механическое уплотнение. Начало работ в данной области на базе кафедры «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина отображено в патенте РФ № 171485.

В разрабатываемом проекте описывается принципиально новая конструкция насосной установки, в основу которой легла система «линейный ПЭД – узел уплотнения – поршневой насос двустороннего действия». Для ее разработки были созданы 3D-модели узлов агрегата, изготовлены макетные образцы и стенд для испытаний узла уплотнения и поршневого насоса двустороннего действия.

Дальнейшее развитие представленной идеи предполагает создание принципиально нового агрегата и возможность увеличения энергоэффективности и надежности механизированной добычи нефти из малодебитных скважин.

Результатом разработки и проектирования представленной насосной установки стали макетные образцы поршневого насоса двойного действия и узла уплотнения. Их испытание начато на специально разработанном испытательном стенде.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОТЫ СТУПЕНЕЙ ЭЛЕКТРОПРИВОДНЫХ ЛОПАСТНЫХ НАСОСОВ ПРИ ПЕРЕКАЧКЕ ЖИДКОСТИ С МЕХАНИЧЕСКИМИ ПРИМЕСЯМИ

Тимошин М.О., Ивановский А.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина)

Лопастные насосы принадлежат к наиболее распространенному классу гидравлических машин, которые используются во всех отраслях народного хозяйства, и в особенности в нефтяной и газовой промышленности. Например, электроприводные лопастные насосы (ЭЛН) являются основным инструментом добычи углеводородов при механизированной эксплуатации нефтяных скважин, что обусловлено их существенными преимуществами над другими насосами. Однако при их эксплуатации зачастую возникает ряд технических проблем.

ЭЛН при добыче продукции скважины работает при определенном давлении на вязкой среде, состоящей, в основном, из нефти, пластовой воды, свободного газа, солей, АСПО, различных механических примесей. В совокупности все вышеперечисленные компоненты придают каждой скважине уникальные свойства, присущие только ей. Эти свойства оказывают большое влияние на перекачивание пластовой жидкости, так как вязкость, плотность, обводненность, температура, содержание механических примесей и газа изменяют комплексную характеристики ЭЛН.

Износ, вызванный выносом мехпримесей, является весьма актуальной проблемой. Так, для ПАО "НК «Роснефть»" вынос мехпримесей является причиной подавляющего большинства отказов.

Целью представленной работы было исследование по определению зависимости рабочих показателей ступеней ЭЦН, выполненных из разных материалов и разных конструкций, от износа абразивными частицами.

В работе описаны основные виды износа рабочих органов ЭЛН, имеющие место при добыче жидкости, содержащей абразивные частицы различного фракционного состава. Таким образом, на основании изучения видов износа деталей ЭЛН можно с достаточной точностью оценить состав твердых фракций, присутствующих в добываемой жидкости с целью прогнозирования степени деградации характеристик ступеней ЭЛН при их износе, а также влияние износа ступеней на пересчетные коэффициенты при работе на вязкой жидкости.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ИЗГОТОВЛЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И СООРУЖЕНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Трулев А.В., Галиев Д.И., Сабиров А.А.
(АО «Римера»)

Одним из способов интенсификации добычи нефти является увеличение депрессии на пласт за счет снижения динамического уровня в скважине, а значит, и снижения давления на приеме насоса. Если давление опускается ниже давления насыщения, из нефти выделяется газ, и на вход насоса поступает газожидкостная смесь (ГЖС), что существенно ухудшает характеристики электроцентробежного насоса (ЭЦН). Кроме того, негативным воздействиям газа подвергаются и другие компоненты установки. Действительно, при разборах УЭЦН, отказавших по причине влияния газа, обнаруживаются проблемы в двигателе – перегрев пакетов ротора, пробой обмотки статора; в кабельной линии – пробой, деформация и старение изоляции из-за перегрева; в насосе – износ текстолитовых шайб (сухое трение). Эти проблемы могут быть решены только за счет модернизации оборудования (использование термостойких двигателей и кабельных удлинителей, специальных насосных ступеней, способных прокачивать газожидкостные смеси) или применения предвключенных устройств.

Поэтому разработка и совершенствование конструкции ЭЦН с компрессорно-диспергирующими ступенями является актуальной задачей.

НОВАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ МЕТОДОМ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ (SAGD)

Трулёв А.В., Каюда М.С., Дуркин С.М.
(АО «Римера», УГТУ)

В настоящее время потенциальные мировые ресурсы тяжелых нефтей и битумов превышают запасы традиционных нефтей. Причем их удельный вес в структуре углеводородного сырья неуклонно увеличивается.

Одной из наиболее перспективных технологий термического извлечения тяжелых нефтей и природных битумов из горизонтальных скважин является процесс гравитационного дренирования при закачке пара (steam assisted gravity drainage – SAGD).

Факторами, осложняющими применение технологии SAGD, могут быть малая толщина пласта, расчлененность разреза, трещиноватость коллекторов, наличие водоносных пропластков. Одна из причин низкой эффективности SAGD в пластах небольшой толщины объясняется близостью паронагнетательной скважины к кровле. В этом случае возрастают потери тепловой энергии в вышележащие породы и паронефтяное отношение также возрастает. Поэтому разработка новых и совершенствование существующих технологий разработки залежей высоковязких нефтей малых толщин остается актуальной задачей.

Список литературы:

Рузин Л. М. и др. Технологические принципы разработки залежей anomalно вязких нефтей и битумов. – Изд. 2-е, пер. и доп. / Л. М. Рузин, И. Ф. Чупров, О. А. Морозюк, С. М. Дуркин. – М.-Ижевск : Институт компьютерных исследований, 2015. – 480 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДВУХКАМЕРНЫХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ МНОГОФАЗНЫХ СРЕД

Туманян Х.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В области добычи нефти и газа, к числу нерешенных экологических проблем относится проблема эффективной утилизации низконапорного газа и эффективной перекачки газожидкостных смесей. Весьма перспективным видится направление работ по совместному использованию струйной техники и силовых насосов, позволяющих осуществлять перекачку многофазных сред.

Известны струйные насосные установки, содержащие струйный насос и многоступенчатый центробежный насос, при этом многоступенчатый центробежный насос оснащен двумя выходными каналами. Центробежные насосы с двумя выходными каналами позволяют повысить эффективность рабочего процесса, и практический интерес к таким гидравлическим машинам не ослабевает уже десятки лет. Многоступенчатый центробежный насос с двумя выходными каналами, отнесенный к группе двухпоточных насосов, позволяет создать двухкамерную струйную насосно-компрессорную установку.

В ходе исследовательских работ разработаны алгоритмы расчета, позволяющие связать теорию струйных аппаратов с теорией центробежных, применительно к двухкамерным насосно-компрессорным установкам. Показано, что характеристика исследуемого центробежного насоса не может быть представлена в виде простой линейной зависимости подачи от давления. Вместо линии на координатной плоскости требуется графически представить две плоские фигуры. Одна из фигур позволяет охарактеризовать параметры потока в первом выходном канале насоса, а вторая из фигур позволяет охарактеризовать параметры потока во втором выходном канале насоса.

В рамках представленных исследований впервые разработана новая расчетная программа «Двухпоточный центробежный насос.xls», которая позволяет произвести оперативный пересчет режима работы насосного оборудования в условиях изменения гидродинамических параметров двухпоточной насосной установки.

Результаты проведенных исследований имеют признаки научной новизны, так впервые создана математическая модель, позволяющая учесть взаимное влияние двух выходных потоков для двухпоточного центробежного насоса.

Работы проводятся при финансовой поддержке государства в лице Минобрнауки России. Уникальный идентификатор работ (проекта) RFMEFI57717X0259.

ОЦЕНКА ВНЕШНИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОГРУЖНЫЕ И ПОДВОДНЫЕ МНГС В УСЛОВИЯХ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА

Хазеев В.Б., Гусейнов Ч.С.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В связи с истощением залежей нефти и газа в легкодоступных районах суши и прибрежной зоны, возросла роль добычи нефти и газа в акваториях морей и океанов с суровыми природно-климатическими условиями, что потребует внедрения новых конструктивных решений, материалов и технологий производства. Ввиду стратегической важности сырьевой базы региона Арктического шельфа, российским компаниям предстоит вести самостоятельные разработки месторождений в сверхсложных условиях. Исследование проведено с целью сопоставления внешних сил и воздействий на традиционную ППБУ типа Пентагон-88 и подводную МНГС новой конструкции [1] для условий Баренцева моря.

Режим работы	Тип сооружения	Нагрузк а от ветра, тс	Нагрузка от течения, тс	Нагрузка от волнового воздействия , тс	Сумма нагрузк а, тс
Бурение	ППБУ	5,25	7,88	123,80	136,93
	МНГС (пв)	-	33,34	-	33,34
Выживание	ППБУ	539,9	56,064	7747,18	8343,14
	МНГС (пв)	-	237,12	-	237,12

Из проведенного анализа можно сделать вывод, что подводное размещение платформы в условиях арктического шельфа дает очевидное преимущество с точки зрения внешних нагрузок и воздействий. В условиях благоприятных климатических условий подводное положение МНГС позволит снизить внешние воздействия более чем в 3 раза, при неблагоприятных условиях в виде шторма или урагана, нагрузка снизится более чем в 30 раз.

Отсутствие воздействия ледовых полей и других ледовых объектов на подводное МНГС также необходимо назвать одним из *ключевых* достоинств по сравнению с традиционными надводными сооружениями.

1. Гусейнов Ч.С. и др. – Подводная эксплуатационная платформа. Патент №2503800 от 13.07.2011., опубликован 10.01.2014 г.

ТЕХНОЛОГИЯ АДСОРБИРОВАННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ДЛЯ ТРАНСПОРТНЫХ СРЕДСТВ

Чугаев С.С., Стриженов Е.М.
(МГТУ им. Н.Э. Баумана)

В настоящее время в качестве альтернативы технологии сжатого природного газа (КПГ) развивается технология адсорбированного природного газа (АПГ). Использование технологии АПГ в области автомобильного транспорта предполагает создание заправочных станций и автомобильных аккумуляторов нового типа, которые обладают рядом преимуществ по сравнению с заправочными станциями и газобаллонными системами КПГ.

По сравнению с заправочными станциями КПГ заправочные станции АПГ характеризуются повышенной безопасностью за счет работы при более низких давлениях (1,3-4,0 МПа по сравнению с 20 МПа у КПГ), энергоэффективностью (до 50-90 % экономии энергии на сжатие газа). В серийном производстве стоимость заправочных станций АПГ будет в несколько раз ниже стоимости заправочных станций КПГ за счет использования более дешевого и менее сложного оборудования.

Автомобильные аккумуляторы АПГ отличаются повышенной безопасностью по сравнению с газобаллонными системами КПГ. Природный газ концентрируется в порах адсорбента, переходя в «связанное» состояние, которое ограничивает скорость выхода газа при возможной разгерметизации системы. Это значительно уменьшает вероятность и возможные последствия взрывов, что вместе с низким давлением и повышенной теплоемкостью системы выделяет адсорбционное аккумулирование в качестве самого безопасного способа хранения природного газа. Также за счет работы при низких давлениях возможно применение автомобильных аккумуляторов АПГ нестандартной формы для более эффективного использования пространства внутри автомобиля.

В НИИ ЭМ МГТУ им. Н.Э. Баумана под руководством профессора Жердева А.А. при непосредственном участии авторов доклада был разработан и реализован экспериментальный стенд для исследования процессов заправки и выдачи природного газа из экспериментального образца адсорбционного аккумулятора. В стенде реализованы несколько режимов работы: по процессу – заправка и выдача природного газа, по теплообмену при заправке – адиабатный (без охлаждения), изотермический и низкотемпературный; по числу ступеней – одноступенчатая или многоступенчатая заправки; по скорости процессов – «быстрая» и «медленная» заправки.

В настоящее время авторами доклада ведется разработка целого ряда опытных образцов заправочных станций и автомобильных аккумуляторов АПГ.

РАЗРАБОТКА ПРОМЫСЛОВОГО ДЕПАРАФИНИЗАТОРА НЕФТИ С ПОЛУЧЕНИЕМ ТОВАРНОГО ПАРАФИНОВОГО ПРОДУКТА

Шишкин Н.Д., Марышева М.А.

(Астраханский государственный технический университет)

Асфальто-смоло-парафиновые отложения (АСПО), состоящие на 85-95 % из парафина осложняют работу скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводов, что приводит к снижению производительности и эффективности их работы. Для борьбы с АСПО, существует много разнообразных химических, тепловых физических и механических методов, однако они не могут радикально решить проблему. Вследствие этого достаточно актуальной представляется разработка промыслового депарафинизатора нефти (ПДН).

Целью работы являлась разработка ПДН с получением товарного парафинового продукта (ТПП). Основные задачи: разработка конструкции ПДН и оценка параметров ПДН на основе исследования характеристик процесса образования ТПП.

Авторами предложен ряд конструкций ПДН на основе термогидроциклонов (ТГЦ) для депарафинизации нефти с получением ТПП. Конический корпус ТГЦ имеет омываемую теплоносителем рубашку, входной тангенциально расположенный патрубок и выходной вертикально расположенный патрубок для нефти, а также входной и в верхней части выходной патрубки для теплоносителя. Эксперименты показали, что интенсивность оседания АСПО на стенках установки в начальный период времени имеет свои максимальные значения, с течением времени наблюдается плавный спад – снижение и стабилизация производительности установки. Эффективность работы ТГЦ при концентрации парафина в нефти 10 % составила 43 %.

Полученные результаты использованы для оценки основных параметров ПДН. Высота каждого из 10 корпусов ПДН составит 1,0 м, диаметр установки – 0,5 м. Для условий месторождения им. В. Филановского, на котором добывается высокопарафинистая нефть с содержанием парафина до 8–10 %, производительность ПДН по нефти составит 648 т/ч, по парафину – 19 т/ч. ПДН позволит очистить нефть от парафина, повысив ее качество, и получить ТПП, который может быть использован, как сырье для получения, парафина, лаков, красок, битума и других продуктов.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ОБРАЗЦА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ИСПЫТАНИЙ НА МАЛОЦИКЛОВУЮ УСТАЛОСТЬ СВАРНОГО СОЕДИНЕНИЯ

Ямилев М.З.¹, Четверткова О.В.¹, Биккинин А.И.²

(1– ООО «НИИ Транснефть», 2 – ООО «Газпром-Инвест»)

Испытания сварных соединений на циклическую усталость позволяют определить ресурс стыковых и нахлесточных сварных соединений. Для определения долговечности сварных соединений нестандартной формы выполняется пересчет коэффициентов по аналитической зависимости, что не всегда позволяет получить достоверный результат. Альтернативным методом является проведение испытания образцов, когда форма и схема приложения нагрузок позволяет воспроизвести напряженно-деформированное состояние сварного соединения, максимально близкое к условиям эксплуатации.

В работе изложены результаты численного моделирования уторного шва – таврового сварного соединения вертикального стального резервуара, выполненного методом конечных элементов и экспериментальной верификации расчетов. Целью моделирования является подбор схемы нагружения испытательного образца, позволяющей воспроизвести напряженно-деформированное состояние в сварном соединении. В качестве критерия оценки схемы нагружения принято распределение осевых и эквивалентных напряжений на внутренней поверхности уторного шва резервуара. Результаты численного расчета деформаций и напряжений, возникающих в уторном узле от воздействия эксплуатационных нагрузок (собственный вес конструкции и гидростатическое давление продукта) и в испытательном образце показали высокую сходимость. Для практической реализации предложенной схемы приложения нагрузки разработана оснастка, позволяющая проводить испытание образца в универсальной испытательной машине.

Проведенные эксперименты на малоцикловую усталость показали сходимость полученных данных с численным моделированием, что позволило с более высокой достоверностью (коэффициент корреляции результатов в среднем на 13% выше по сравнению с испытательным образцом, предложенным в [1]) определять ресурс уторного сварного соединения по сравнению с существующими испытательными образцами.

Список литературы:

1. Семин Е.Е. Оценка долговечности уторных узлов вертикальных стальных резервуаров в процессе эксплуатации: автореф. дис. канд. тех. наук: 25.00.19/ Семин Евгений Евгеньевич. – М., 2012. – 21 с.
2. Лисин Ю.В., Н.А. Махутов, Д.А. Неганов, В.М. Варшицкий, Комплексный анализ запасов прочности трубопроводов и базовых механических свойств трубных сталей // Наука и технологии трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов. 2017.Т.28. №1.С.30-38

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РЕСУРСА СОСУДОВ ДАВЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ ИНФОРМАЦИОННО-КИНЕТИЧЕСКОГО ПОДХОДА

Ямилова А.А., Носов В.В., Гилязетдинов Э.Р.
(Санкт-Петербургский горный университет)

Возрастающая с каждым годом интенсивность аварийных отказов, связанных с образованием в металле аппаратов и сосудов давления эксплуатационных дефектов обуславливает необходимость своевременного обнаружения развивающихся дефектов и потребность в разработке и совершенствовании методик оценки остаточного ресурса, основанных на детальном анализе первичной диагностической информации, получаемой от объекта контроля при регламентном техническом освидетельствовании.

Авторами предлагается основанная на информационно-кинетическом подходе микромеханическая модель процесса разрушения и временных зависимостей параметров сопровождающей его акустической эмиссии, демонстрирующая связь между диагностической акустико-эмиссионной (АЭ) информацией и параметрами повреждаемости материала.

Обработку результатов АЭ испытаний предлагается вести в следующей последовательности:

1. Локализация источников АЭ по выбранному методу (по разности времен прихода или по достижению максимума сигнала, триангуляционный метод и др.);
2. Выделение локационных кластеров АЭ источников на корпусе аппарата на различных этапах нагружения;
3. Определение временной зависимости параметров акустической эмиссии на каждом из выделенных кластеров и выделение временных участков однородного разрушения;
4. Обработка данных по параметрам микромеханической модели;
5. Прогнозирование длительности накопления повреждений до критических значений.

Одним из информативных параметров микромеханической модели является параметр $Y_{AE} = \gamma / KT$, отражающий прочностное состояние структурного элемента, а в случае анализа испытаний промышленных объектов – участка с рассматриваемым локационным кластером.

При этом прогнозирование ресурса N диагностируемого объекта по критерию циклической прочности согласно информационно-кинетическому подходу ведется на основании АЭ определения параметров микромеханической модели

$$N = \frac{N_B}{\exp(Y_R \cdot \sigma)}, \text{ где } Y_R = Y_{AE}.$$

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ХII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

12-14 февраля 2018 г.

*Секция 6. «Автоматизация, моделирование и
энергообеспечение технологических процессов
нефтегазового комплекса»*

Москва
2018 г.

АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ PC-SAFT УРАВНЕНИЯ СОСТОЯНИЯ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ФАЗОВОГО ПОВЕДЕНИЯ СЛОЖНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ

Александров И.С., Григорьев Б.А., Герасимов А.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ФГБОУ ВО «КГТУ»)

Информация о термодинамических свойствах (ТДС) фракций нефти и газовых конденсатов необходима в широком диапазоне параметров состояния для проведения технологических и проектных расчетов оборудования систем добычи, транспорта и переработки.

Относительно недавно авторами была предложена методика моделирования ТДС и фазовых равновесий нефтяных и газоконденсатных систем, основанная на использовании двух обобщенных многоконстантных фундаментальных уравнений состояния [1]. Данная методика позволяет с высокой точностью проводить расчеты указанных свойств сложных углеводородных смесей. Однако предложенная методика все еще не позволяет с достаточной точностью описывать фазовые равновесия газоконденсатных смесей с компонентами, для которых число атомов углерода в молекуле больше или равно 11. Для подобных смесей сильно возрастают погрешности расчета фазовых равновесий в низкотемпературной области вблизи линии равновесия «жидкость-жидкость», что, по-видимому, связано с эмпирическим характером уравнений состояния, лежащих в основе методики [1]. По мнению авторов, решением данной проблемы может быть применение уравнений состояния, полученных в рамках статистической теории ассоциированного флюида (SAFT), и имеющих строгое теоретическое обоснование. Одной из наиболее успешных вариантов таких уравнений является PC-SAFT уравнение, предложенное в [2].

На основе наиболее надежных экспериментальных данных об углеводородах различного строения была оптимизирована матрица универсальных коэффициентов PC-SAFT уравнения [2]. К обработке также привлекались данные молекулярного моделирования. Полученное уравнение тестировалось как применительно к индивидуальным углеводородам, так и модельным углеводородным смесям. Анализируется возможность применения данного подхода к пластовым углеводородным смесям.

1. Gerasimov A. Modeling and calculation of thermodynamic properties and phase equilibria of oil and gas condensate fractions based on two generalized multiparameter equations of state / A. Gerasimov, I. Alexandrov, B. Grigoriev // *Fluid Phase Equilibria*. – 2016. – V.418. – P. 204-223.

2. Gross, Joachim; Sadowski, Gabriele - Perturbed-Chain SAFT: An Equation of State Based on a Perturbation Theory for Chain Molecules. *Ind. Eng. Chem. Res.* **2001**, 40, 1244-1260.

АВАРИЙНЫЕ ТРЕНИРОВКИ ПЕРСОНАЛА НА ОСНОВЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

Антропова В.Р., Малышева Н.Н.

(ФГБОУ ВО «Нижевартовский Государственный Университет»)

При работе в действующих электроустановках невозможно проводить противоаварийные тренировки персонала без ущерба энергосистеме. Для надежной и безаварийной работы необходимо регулярно тренировать специалистов в различных тренажерах.

Для достижения эффективного результата рекомендуется обучать персонал на макетах собственных энергообъектов, отображающих имитаторы коммутационных аппаратов и различных электрических устройств, подобным элементам реального оборудования (Рисунок 1).

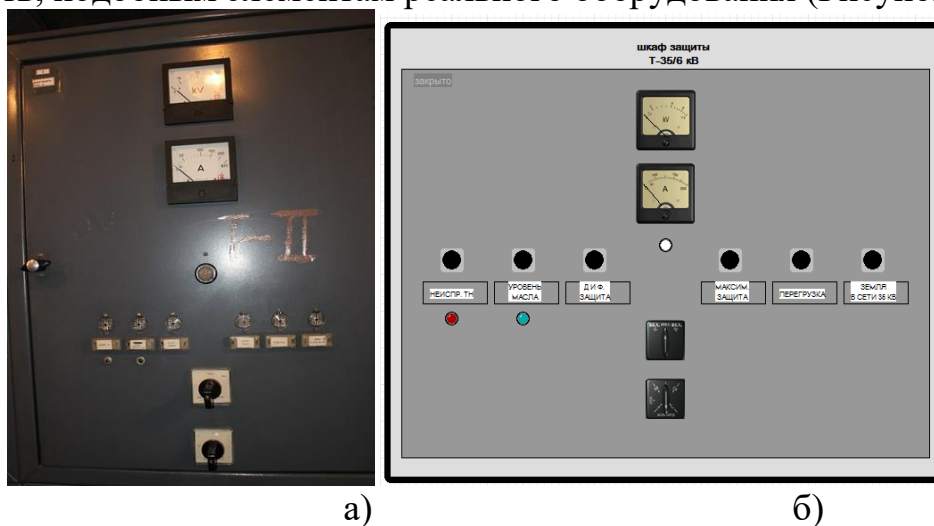


Рисунок 1 – Шкаф защиты Т – 35/6 кВ

а) реальная установка; б) изображение в тренажере.

Преимуществом подобных упражнений является то, что тренируемому предоставляется возможность многократного повторения аварийных режимов и проводимых при этом операций, пока не будут получены необходимые знания и навыки оперативных действий.

От своевременных и правильных действий оперативного персонала зависят масштабы аварии.

В рамках тренировки программным комплексом заложены принципы последовательности действий, отвечающие требованиям инструкции по оперативным переключениям в электроустановках, исключается опасность для персонала в случае ошибочных действий.

Таким образом, тренажеры применяются для обучения персонала порядку и правилам выполнения оперативных переключений, методам ликвидации аварий в главных схемах электрических соединений подстанций и электрических станций, что повышает надежность и бесперебойность системы электроснабжения.

МОДИФИЦИРОВАННЫЙ ФИЛЬТР АНИЗОТРОПНОЙ ДИФФУЗИИ

Арсеньев-Образцов С.С., Плющ Г.О.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Для построения цифровой трехмерной модели образца керна по результатам компьютерной томографии необходимо провести сегментацию изображений его срезов. Для сильно-раздробленных изображений сложно построить границы пор, поэтому предварительно необходимо провести фильтрацию срезов. Большая часть сглаживающих фильтров не подходят для задачи обработки томограмм керна, так как они смещают и сглаживают границы областей на изображении. После их применения изменяется морфология пористой среды, что делает задачу определения эффективных петрофизических характеристик численным моделированием процессов на цифровом образе керна практически бессмысленной.

Известны фильтры сглаживания, сохраняющие границы, например, метод анизотропной диффузии Перона и Малика [1]. Основная идея этого фильтра заключается в преобразовании изображения путем решения уравнения анизотропной диффузии в котором тензор анизотропии выбирается так, что диффузия в основном происходит в зоне малых градиентов решения, что позволяет сохранять границы областей. Перон и Малик предложили решать это квазилинейное уравнения методом конечных разностей. Они показали, что явная схема устойчива только при достаточно малом шаге по времени. Это неприемлемо, поскольку для одного образца керна в результате томографической съемки получается пачка срезов, содержащая несколько тысяч изображений.

Мы предлагаем неявную линейаризованную конечно-разностную схему решения уравнения анизотропной диффузии, что позволяет использовать произвольный шаг по времени и тем самым обрабатывать изображения гораздо быстрее фильтра Перона и Малика. Полученная в результате дискретизации система линейных уравнений решается методом сопряженных градиентов. Метод сопряженных градиентов достаточно быстро сходится. Он реализован на большинстве архитектур суперкомпьютеров, поэтому не возникает проблем с распараллеливанием.

До сих пор не существовало корректного метода определения момента остановки процедуры сглаживания для фильтра, сохраняющего границы. В результате проведенных исследований мы предлагаем в качестве такого критерия использовать энтропию изображения. Было установлено, что она уменьшается до тех пор, пока фильтр не начинает сглаживать основные границы, после чего энтропия возрастает.

1. Арсеньев-Образцов С.С., Жукова Т.М., Фильтрация цифровых изображений образцов керна на основе процесса нелинейной анизотропной диффузии//Труды РГУ нефти и газа имени Губкина – 2017 – №1 – С 88-101

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ЧАСТОТНЫХ ФИЛЬТРОВ К ТОМОГРАММАМ ОБРАЗЦОВ КЕРНА

Арсеньев-Образцов С.С., Волков Е.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В нефтегазовой отрасли существует интерес получения цифровых моделей горных пород для вычисления определяющих параметров коллекторов с помощью моделирования разнообразных физических процессов. Данный подход может стать альтернативой классическим петрофизическим методам определения физико-химических параметров горных пород, таких как пористость, проницаемость, параметры Ламе и др.

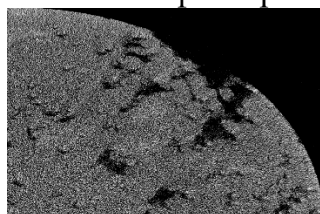
Отдельной подзадачей является фильтрация изображений срезов керна, полученных с помощью различных методов компьютерной томографии. Применение фильтров необходимо для удаления шумов неизвестной природы, возникающих в процессе съемки и решения обратной задачи восстановления морфологии и минерального состава образца керна.

Из-за того, что задача построения цифровой модели горной породы является ресурсоемкой по памяти и быстродействию, необходимо максимальное сокращение вычислительных затрат и применение параллельных алгоритмов. Поэтому применение 1D частотных фильтров к изображению, представленному в виде тензорного произведения одномерных сплайнов [1], оказывается выигрышным. Данные алгоритмы прекрасно распараллеливаются, как на кластерах, так и на графических ускорителях и иных гетерогенных вычислительных системах.

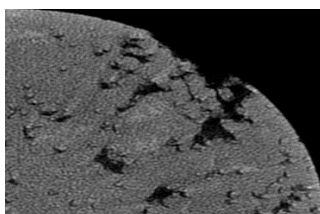
Главным критерием выбора фильтров для решения специфической задачи геометризации образца керна является их влияние на внутренние границы флюид-твердая фаза.

В качестве метода оценки смещения границ после применения частотных фильтров является анализ полей эталонного и зашумленного изображений, а также норм их градиента и оператора Лапласа.

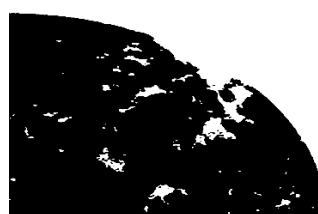
Оценку влияния фильтрации можно выполнить следующим образом: провести сегментацию оригинального и искусственно зашумленного изображения, а также их производных полей. Наложение соответствующих бинарных изображений друг на друга, позволяет численно оценить расхождение. Эту оценку будем считать оценкой «несмещаемости» границ после применения частотных фильтров.



а) Оригинал



б) Отфильтрованное



в) Результат

сегментации

1. К. Де Бор К. Практическое руководство по сплайнам: Пер. с англ. — М.: Радио и связь, 1985. - 304 с.

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА КОНТУРОВ РЕГУЛИРОВАНИЯ ОБЪЕКТОВ НЕПРЕРЫВНОГО ПРОИЗВОДСТВА

Барашкин Р.Л., Попадько В.Е., Южанин В.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Состояние мировой экономики смещает вектор развития нефтегазовой промышленности России в сторону увеличения глубины переработки сырья, развития химических и нефтехимических производств.

Для конкурентоспособности продукции отечественных предприятий на глобальном рынке требуется:

- повышение: безопасности производства, качества продукции, энергоэффективности и эксплуатационной готовности
- снижение: затрат на производство продукции, потерь и непродуктивного труда, отклонений от заданных режимов, вовлеченности человека в процесс управления.

Частично решить поставленные выше задачи можно с помощью современных методов управления и внедрения современных технических средств, которые на новом витке развития технологий объединились в, получившую широкую известность, концепцию «Индустрии 4.0». Важнейшим элементом концепции является сбор, обработка и анализ исходных данных о технологическом процессе.

На отечественных предприятиях последние десятилетия успешно решались задачи базовой автоматизации, что обеспечило накопление данных о технологических процессах. Индустрия 4.0 делает ставку на контроль достоверности данных, обработку и комплексное использование накапливаемой информации.

Составляющей концепции Индустрии 4.0 является система мониторинга контуров регулирования (СМКР). Использование системы мониторинга позволяет:

- повысить качество управления технологическими процессами;
- снизить риск аварийных ситуаций;
- снизить риск выхода некондиционной продукции;
- снизить износ исполнительных устройств;
- перейти от технического обслуживания и ремонта по плану или по отказам на техническое обслуживание по состоянию;
- своевременно выявлять отказы КИП.

В работе приводится отечественный опыт разработки СМКР для объектов непрерывного производства. Приводится архитектура, исходные данные, диагностика причин отклонений и нештатных ситуаций, пример реализации прототипа, зарубежный опыт эксплуатации СМКР. Рассматриваются этапы внедрения и возможный эффект от использования СМКР.

О РАЗВИТИИ ИНФОРМАЦИОННОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Бачурин А.И., Мельников А.В., Распопов А.А.
(ООО «НИИ Транснефть»)

В современных организациях осуществляется активный переход на новые информационные технологии, методы и системы управления научно-техническими знаниями (СУЗ). ООО «НИИ Транснефть» как головной научный центр системы «Транснефть» уделяет большое значение созданию и развитию комплекса систем информационного обеспечения научно-технической деятельности. Специалистами Института разработан и внедрен в практику ряд отраслевых информационных систем и баз данных. Разработана концепция организации и функционирования отраслевого Фонда научно-технической информации (НТФ), основанная на принципе обеспечения информацией потребностей различных этапов жизненного цикла процессов исследований и разработок, – система организационно-технических и управленческих мероприятий для накопления, поиска и доступа к научно-технической информации. Создание НТФ – составная часть утвержденной и реализуемой Концепции развития научной деятельности ООО «НИИ Транснефть». НТФ – перспективный инструмент при выполнении научных разработок, внедрении их результатов, организации и методологической поддержки научной деятельности на современном уровне.

Концепция развития НТФ базируется на системообразующих методологических основах процессов поиска, каталогизации и доступа к информационным материалам, в ней отражены принципы построения и управления НТФ с учетом оптимальной организации разнородной информации в удобном для конечного пользователя виде, построенной на современных интерфейсах для корректного отражения предметной области. Создание полнофункциональной информационной системы НТФ включает в себя большой спектр методологических работ, решается ряд технологических задач хранения и накопления информации и организации удобного доступа к информации в рамках СУЗ.

Перспективными направлениями работы НТФ как СУЗ является реализация принципов краудсорсинга (англ.: «crowdsourcing») с применением облачных вычислений (англ.: «cloud computing»), подготовка информационно-аналитических выводов на основе консолидации и обработки больших данных (англ.: «big data»). При этом важными особенностями указанных направлений является использование связанных данных, удаленное обслуживание пользователей с доступом к разнородным электронным ресурсам из «одной точки» в среде «одного окна».

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЦИКЛИЧЕСКОГО ПЕРЕЗАРЯДА ЭЛЕКТРОГИДРОИМПУЛЬСНОЙ ОЧИСТИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ

Бочкарева Т.А., Хазиева Р.Т.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

В нефтяной промышленности широко распространена электрогидроимпульсная технология очистки насосно-компрессорных труб от асфальтосмолистопарафиновых отложений. Сущность данной технологии заключается в использовании специально сгенерированного импульсного разряда высокого напряжения, проходящего через некоторый объем жидкости. Для инициирования процесса разряда требуется источник электропитания, который обеспечивает необходимый уровень напряжения и частоты.

Авторы предлагают использовать в составе источника питания автономный инвертор напряжения на базе индуктивно-емкостного преобразователя (ИЕП). Применение гибридных электромагнитных элементов (ЭМЭ) позволяет улучшить технико-экономические показатели, повысить надежность, снизить себестоимость устройств на их основе. По этой причине в качестве ИЕП предлагается использовать гибридный ЭМЭ, называемый «многофункциональный интегрированный электромагнитный компонент» (МИЭК), работающий в резонансном режиме.

Проведено исследование циклического перезаряда емкостного накопителя (ЕН) электрогидроимпульсной очистительной системы с источником питания на базе ИЕП, выполненного на основе МИЭК.

Для исследования циклического перезаряда авторами разработана математическая модель системы заряда ЕН на базе двухтактного преобразователя с МИЭК, включенным в диагональ инвертора.

В результате анализа получены графики процессов заряда и разряда ЕН. Результаты исследований процесса циклического перезаряда ЕН, проведенные на основе математической модели, показывают, что при колебательном процессе заряда энергия, запасенная в индуктивности обкладок МИЭК, используется для создания импульса большего напряжения, чем входное напряжение. Авторами получено, что при апериодическом процессе заряда ток в амплитуде достигает 1,5-кратного значения, а при колебательном процессе ток вдвое меньше, т.е. наблюдается ограничение тока. Определено, что максимальный коэффициент усиления по напряжению достигается при колебательном процессе заряда емкости МИЭК и коммутации полупроводникового ключа в момент достижения максимального напряжения. Использование ИЕП позволяет обеспечить рост напряжения на конденсаторе по линейному закону и постоянство значения тока в цепи нагрузки.

Таким образом, показана целесообразность применения ИЕП в источниках питания электрогидроимпульсной очистительной системы.

НОВЫЙ МЕТОД АНАЛИЗА КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА ГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ ПО ИЗМЕРЕНИЯМ ФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ

Брокарев И.А.¹, Котурбаш Т.Т.²

(¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ²Королевский
технологический институт (Швеция))

Природный газ представляет собой смесь углеводородов и других газов в различных концентрациях. Определение компонентного состава природного газа в реальном масштабе времени в настоящий момент является важной задачей для газовой отрасли в связи с высокой рыночной стоимостью энергоресурсов. Традиционные методы анализа компонентного состава природного газа (хроматография, Фурье-спектроскопия, ЯМР-спектроскопия, масс-спектрометрия) имеют ряд существенных недостатков: высокая стоимость специализированного оборудования, затраты, в том числе временные на единичный анализ, сложность работы в реальном масштабе времени. Эти недостатки также ограничивают применимость самого распространённого метода компонентного анализа - газовой хроматографии. В связи с этим в настоящее время существует проблема снижения стоимости оборудования и затрат на единичное измерение компонентного состава газа.

Предложен альтернативный подход для определения компонентного состава природного газа. Новый метод основан измерении физических параметров газовой смеси и дальнейшем пересчете содержания основных компонентов природного газа. В основе метода лежит использование зависимости физических параметров газовой смеси от компонентного состава.

Основными целями работы являлись разработка метода путем моделирования с использованием расчетных данных. Объект исследования (российский газ) был смоделирован путем введения псевдо-компонентных газов с ограниченным компонентным составом. В качестве измеряемых (входных) физических параметров были выбраны те, которые можно относительно просто измерить с помощью существующих датчиков: скорость звука, теплопроводность, содержание углекислого газа и углеводородов. Моделирование измеряемых параметров проводилось путем пересчета согласно уравнению состояния газа. Обратная задача определения компонентного состава газа решалась путем построения статистических моделей на основе многопараметрической линейной регрессии и нейросетевого анализа. Оценка точности работы полученных моделей производилось путем симуляции на тестовых (неизвестных) наборах данных. Результаты проведённого моделирования позволяют говорить о приемлемой методологической точности предложенного подхода. В дальнейшем планируется экспериментальное подтверждение полученных результатов работы и применимости нового метода.

СИСТЕМА КОМПЛЕКСНОГО КОНТРОЛЯ ПАРАМЕТРОВ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Великанов Д.Н., Ермолкин О.В., Гавшин М.А., Храбров И.Ю.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Развитие нефтегазодобывающего комплекса России в настоящее время характеризуется интенсивным внедрением новых технологий в процессы добычи углеводородного сырья, совершенствованием информационного обеспечения, и, при этом, ужесточением требований к системам и средствам контроля технологических процессов.

Современный подход к процессу разработки месторождений предполагает обеспечение оперативного контроля комплекса устьевых параметров продукции скважин, таких как дебит газа и жидкости, давление, температура, количество примесей различного вида. Информация о комплексе этих параметров необходима как для определения оптимального режима и контроля работы отдельных скважин, так и для обеспечения функционирования месторождения в целом.

Основные требования к современным техническим средствам контроля - достоверность и оперативность информации о параметрах сложного многофазного потока, получаемой в режиме реального времени, обеспечение необходимой точности измерения, а также надежность функционирования в сложных климатических условиях.

Этим требованиям в полной мере отвечает созданная учеными университета система серии «Поток» нового поколения, ориентированная на контроль режимов работы скважин на основе безлюдных технологий.

Новая система, имея улучшенные функциональные характеристики, также как и системы «Поток» предыдущих поколений измеряет и контролирует полный перечень вышеперечисленных параметров потока, и при этом позволяет перейти от регистрации факта наличия примесей к их количественной оценке с дифференциацией по фазам (примеси воды и/или абразивного песка). Разработанная система отличается от прежних гибкой архитектурой и существенно меньшим энергопотреблением (менее 1 Вт). Обмен данными между компонентами системы и внешними устройствами осуществляется по стандартным цифровым промышленным протоколам. Предусмотрена возможность автономной работы при подключении внешнего, например, батарейного питания, а также совместно со стандартными малоэнергоемкими приемо-передающими радио-модулями с целью обеспечения дистанционного контроля режима работы скважин.

Исполнение новых систем соответствует эксплуатационным и климатическим условиям Крайнего Севера и Сибири. Системы сертифицированы для серийного выпуска в соответствии с требованиями Технического Регламента Таможенного Союза для работы на взрывоопасных объектах, в том числе, в агрессивных газовых средах.

ОДИН ИЗ МЕТОДОВ ОПТИМИЗАЦИИ РАСЧЕТА ЗАМЕНЫ ДИЗЕЛЬНЫХ ГЕНЕРАТОРОВ НА ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ, С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВ

Воронцов Д.В.¹, Милованова В.В.¹, Шушпанов И.Н.²

(¹РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

² Иркутский национальный исследовательский технический университет)

Активное внедрение возобновляемых источников энергии – это реалии ТЭКа начала 21 века. На многих производствах, в частных домах их используют для увеличения энергоэффективности объектов и уменьшению затрат на закупку электроэнергии. На производствах внедряются солнечно-ветровые установки, которые позволяют в перспективе значительно экономить на закупках топлива для дизель-генераторов, которые являются резервными источниками питания. Одновременно с этим резервные генераторы, обеспечивают повышения категории надежности потребителей, либо выставляются на аукционы и продаются сторонним организациям. Также существующая концепция «Smart – grid» подразумевает, что любой потребитель электроэнергии в любой момент может стать ее продавцом. Она стала очень популярна во многих странах, потому что из-за неравномерного графика энергопотребления многие компании начали зарабатывать на этом [2].

Большая часть проектов в современных реалиях выполняется с помощью специализированных программно-вычислительных комплексов. Процесс внедрения возобновляемых источников энергии взамен дизель-генераторов смоделирован в программе. С ее помощью возможно автоматизировать подбор мощностей солнечно-ветровой установки, которая будет покрывать 100% графика нагрузки, с учетом стохастического характера генерации. Определяются основные технико-экономические показатели проекта внедрения источников альтернативной генерации, капитальные вложения, себестоимость кВт*ч, вырабатываемого солнечно-ветровой установкой и т.д.. Так же на выходе программа выдает типовые графики, которые позволяют оценить оптимальность выбранных мощностей.

Оценка программы проведена на проекте замены дизельных генераторов, питающих аварийные задвижки на нефтепроводе «Таас – Юрях – ВСТО». Подобран тип и количество основного технологического оборудования. Обоснована экономическая и техническая эффективность предлагаемой инициативы.

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ АДАПТИВНОЙ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ И УЧЕТА НЕФТЕПРОДУКТОВ

Годнев А.Г.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Важнейшей составляющей единого технологического процесса нефтедобывающей и нефтеперерабатывающей промышленности страны, осуществляющей бесперебойную поставку потребителям нефтепродуктов в заданных объемах, ассортименте и показателях качества, является нефтепродуктообеспечение, как конечное звено вертикально - интегрированных компаний в функциональной цепи «добыча - транспортировка - переработка - распределение». Исключительно важная роль в этом процессе принадлежит измерениям количества и качества нефтепродуктов (учету), которые проводятся при хранении и распределении НП на многочисленных узлах учета (в том числе складах горюче-смазочных материалов (ГСМ), нефтебазах (НБ), автозаправочных станциях (АЗС) и т.п.). Отсутствие в настоящее время научно-обоснованной методической связи между нормативными документами по учету, имеющих статус «абсолютной истины» и фактическими результатами измерений при движении нефтепродуктов от Поставщика до Потребителя, носящих вероятностный характер, приводит к межотраслевой проблеме нормированной увязки неопределенности результатов измерений с сопроводительными документами при проведении УО.

В докладе рассматриваются вопросы разработки адаптивного алгоритма контроля и учета НП и создание на его основе информационно-измерительной системы, позволяющей решать крупную межотраслевую проблему формирования нормированного значения дебаланса между фактическими результатами измерений в технологической цепочке Поставщик-Распределительная система-Потребитель и действующим в настоящем времени документооборотом.

МОДЕЛИРОВАНИЕ УЛЬТРАФИЛЬТРАЦИОННОГО ПРОЦЕССА С УЧЕТОМ ПРОДОЛЬНОГО ПЕРЕМЕШИВАНИЯ

Голованчиков А.Б., Прохоренко Н.А.

(ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный технический университет»)

На рис. 1 изображена схема ультрафильтрационного аппарата с материальными потоками и их концентрациями.

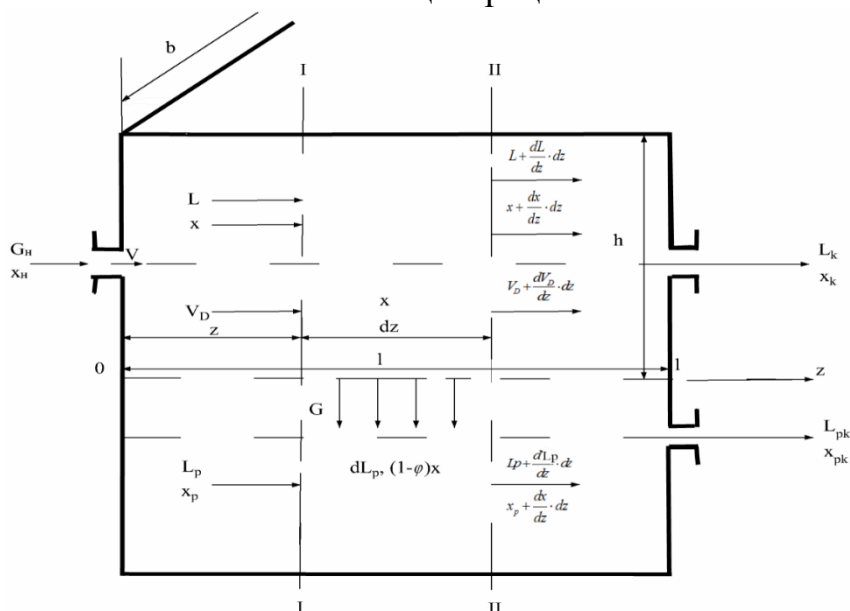


Рис.1 Схема ультрафильтрационного аппарата с материальными потоками и их концентрациями

Так как расходы пермеата и ретанта связаны интегральным уравнением:

$$G_H = L_{pk} + L_k, \quad (1)$$

общий расход пермеата описывается формулой:

$$L_{pk} = blG, \quad (2)$$

а концентрации в пермеате и ретанте молекул растворенного вещества уравнением:

$$x_{pz} = x(1 - \varphi), \quad (3)$$

Особенностью выражения для Пекле Pe_0 в отличие от числа Пекле продольной диффузии при расчете массообменных процессов и химических реакторов является то, что скорость $V_0 = G_H / \rho b h$, то есть относится к начальному участку $Z=0$ с известными граничными условиями:

$$Z = 0, x_H = x_b - \frac{1}{Pe_0} \left(\frac{dx}{dZ} \right), \quad (5)$$

ПРОЦЕДУРА ПРОГНОЗА СИГНАЛА СЕТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ВЕЙВЛЕТ – КОНСТРУКЦИИ И ГИБРИДНЫХ НЕЙРОСЕТЕЙ

Горева Т.С., Портнягин Н.Н.

(МГУ имени М.В. Ломоносова (филиал г. Севастополь), РГУ нефти и газа
(НИУ) имени И.М. Губкина)

Рассмотрен алгоритм построения модели сигнала сети с использованием вейвлет – конструкции и модели авторегрессии проинтегрированного скользящего среднего. Предложена вейвлет технология прогноза сигналов сети с импульсными помехами. Проведенные компьютерные эксперименты с моделью подтвердили эффективность построения процедуры прогноза с использованием вейвлет - конструкции, полученные погрешности прогноза сигнала с помехой на уровне 0,1% от уровня сигнала отличаются примерно в два раза от прогноза сигнала без импульсных помех, что позволит обеспечить 1000 кратное подавление импульсной помехи методами активной фильтрации.

Этапы решения задач с помощью гибридной нейросети:

1. Сбор данных для обучения;
2. Подготовка и нормализация данных;
3. Выбор топологии сети;
4. Экспериментальный подбор характеристик сети;
5. Экспериментальный подбор параметров обучения;
6. Собственно обучение;
7. Проверка адекватности обучения;
8. Корректировка параметров, окончательное обучение;
9. Вербализация сети с целью дальнейшего использования.

Входной сигнал оцифровывается с помощью аналого-цифрового преобразователя и поступает на микропроцессор в виде дискретных отсчетов. В микропроцессоре с помощью вейвлет фильтра сигнал расщепляется на высокочастотную составляющую (помеху) и низкочастотную составляющую (50 Гц) напряжения.

Проведенные компьютерные эксперименты с моделью подтвердили эффективность построения процедуры прогноза на основе совмещения вейвлет технологии и гибридных нейросетей, полученные погрешности прогноза искажений попадают в 95% доверительный интервал. Анализ результатов позволяет сделать вывод о целесообразности применения гибридных нейросетей для прогноза импульсных помех.

Разработано алгоритмическое обеспечение процессов управления качеством электроэнергии в электроэнергетической системе.

Разработаны численные методы и алгоритмы идентификации *опорной частоты* (50 Гц) сигнала сети и *особенностей* его структуры (составляющие других частот).

РАЗРАБОТКА ИМИТАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ КАЛЕНДАРНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ И ПОСТРОЕНИЯ РАСПИСАНИЙ РАБОТЫ НПЗ

Городнова М.В., Хохлов А.С.

(МФТИ, ООО «Центр цифровых технологий»)

В работе рассматривается применение имитационного подхода для решения задачи календарного планирования и построения расписаний производственных процессов на НПЗ. Формулируются основные принципы построения имитационных моделей (ИМ) для решения этих задач, на основе которых строится разработанная авторами система планирования производственных процессов SKARD.

Для решения задач по автоматизации построения календарного плана и расписания привлекаются разнообразные методы прикладной математики (линейного, нелинейного, динамического программирования и др.). Однако применить на практике методы оптимизации календарного плана не всегда возможно при необходимом уровне детализации моделей в силу сложности нахождения решения за время, отведенное производственным регламентом. В связи с этим внедрение на производствах типа НПЗ только оптимизационного подхода затруднительно. Предлагаемый в работе имитационный подход позволяет автоматизировать принятие решений в области составления расписаний задач такой размерности и структуры, при которой модели математического программирования не могут быть применены.

На основе сформулированных в работе принципов построения ИМ задачи КПП была реализована система SKARD – имитационная система календарного планирования и построения расписаний производственных процессов. Система SKARD служит для автоматического создания ИМ работы отдельных производственных переделов НПЗ исходя из их потокового описания, дальнейшего нахождения с помощью нее плана производства по суткам или часам, а также представления решения в виде графиков и отчетов. Автоматическое построение ИМ в соответствии с потоковым описанием осуществляется за счет разработанных библиотек классов, которые описывают поведение соответствующих технологических объектов и потоков между ними.

Автоматизированное построение планов в системе SKARD осуществляется при помощи решателей, использующих эвристические алгоритмы, основанные на методе решающих правил. Использование имитационных моделей в совокупности с разработанными решателями позволяют формировать рациональное решение задач большой размерности за приемлемое в рамках производственного регламента время.

При помощи системы SKARD возможно строить ИМ по переделам и в совокупности всего производства, а также совмещать с оптимизационными блоками и рассчитывать планы на несколько дней или месяц с детализацией по часам.

ДИАГНОСТИКА ЗАГРЯЗНЕНИЙ СЫРЬЕВЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ ГИДРОПРОЦЕССОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИРОВАНИЯ

Демин А.М.

(АО «Газпромнефть-ОНПЗ»)

Гидропроцессы занимают одно из ведущих мест в нефтепереработке, при этом для осуществления процесса затрачивается значительное количество энергоресурсов. Процессы, которые протекают в среде водородсодержащего газа характеризуются тем, что на реакторном блоке отсутствует запорная арматура, позволяющая вывести теплообменное оборудование из эксплуатации, как, например, на установках АВТ, в связи с чем при значительных отложениях на поверхностях сырьевых теплообменников, а также достижении предельных параметров печи по нагрузке происходит либо понижение загрузки, либо полная остановка установки для выполнения операций чистки. Это сопровождается значительными потерями прибыли предприятия из-за недовыпуска маржинальной продукции. В связи с этим диагностика загрязнений сырьевых теплообменников установок гидроочисток приобретает особое значение.

Для выполнения диагностики теплообменников с помощью моделирования прежде всего должна быть построена адекватная модель установки. В данную модель включаются все теплообменные аппараты в соответствии с их паспортными данными с использованием «Поверочного расчета в стационарном состоянии». Путем изменения коэффициента загрязнения добиваемся соответствия модельных параметров температур режимным параметрам установки. Для оценки создается копия теплообменных аппаратов, у которых коэффициент загрязнения соответствует состоянию чистых теплообменников. Используя электронные таблицы, мы легко можем оценить увеличенное потребление энергоресурсов в денежном выражении, которое подскажет необходимость выполнения чистки.

Таким образом, выполняя диагностику теплообменников с использованием моделирования можно получить достоверную информацию о состоянии теплообменной поверхности, а также о необходимости проведения чистки теплообменников или принятия других действий с процессом (например, изменение качества перерабатываемого сырья) с целью увеличения межремонтного пробега установки и получения максимальной прибыли предприятия.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПЕРЕХОДНЫХ ПРОЦЕССОВ В СИНХРОННОМ ЭЛЕКТРОПРИВОДЕ

Ершов М.С., Сидоренко М.О.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Частотно-регулируемый (ЧР) электропривод (ЭП) за последние годы получил широкое распространение в нефтегазовой отрасли как способ повышения энергоэффективности технологических процессов. В большей степени сказанное относится к технологическим установкам, в составе которых используется асинхронный ЭП. В то же время на нефтеперекачивающих станциях в качестве электропривода большой единичной мощности в составе нефтеперекачивающих агрегатов большее распространение получил ЭП на базе синхронных двигателей (СД), обладающих известными преимуществами перед асинхронными двигателями: высоким КПД, высоким коэффициентом мощности с возможностью его регулирования, меньшей зависимостью величины электромагнитного момента СД от величины питающего напряжения.

В настоящее время существует два типа систем ЧР синхронного ЭП: системы скалярного и векторного управления. Представляется, что системы первого типа применительно к транспорту нефти являются наиболее перспективным, поскольку технологический режим транспорта нефти не предъявляет повышенных требований к быстродействию регулирования скорости ЭП. Кроме того, построение систем первого типа возможно и без датчика положения ротора, что удешевляет и упрощает внедрение таких систем.

Очевидно, что законы скалярного управления асинхронным и синхронным ЭП будут отличаться. Если в первом случае имеется два канала управления - напряжение и частота статора, то во втором появляется ещё один - ток возбуждения. Возможные варианты законов скалярного управления СД рассмотрены в [1]. Для исследования переходных процессов в СД в программе «MatLab» с расширением «Simulink» была разработана компьютерная модель СД, основанная на уравнениях Парка-Горева.

Адекватность разработанной модели была проверена на стандартной компьютерной модели СД из библиотеки «Simulink». В работе приводится анализ переходных процессов в СД при скалярном управлении его скоростью по законам из [1]. Компьютерное моделирование позволило установить способы повышения эффективности привода. Разработано учебно-методическое пособие «Переходные процессы и частотное регулирование синхронного ЭП» по дисциплине «Теория электропривода».

Список литературы:

1. Шабанов В.А., Кабаргина О.В. О законах частотного регулирования синхронных двигателей на нефтеперекачивающих станциях // Нефтегазовое дело. 2010. №2.

ПОЛОЖЕНИЯ МОНИТОРИНГА НАПРЯЖЕНИЯ СИСТЕМ ПРОМЫШЛЕННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Ершов М.С., Головатов С.А., Мелик-Шахназарова И.А.
(ПАО «Газпром», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Надежность электроснабжения непрерывных производств во многом связана с чувствительностью таких потребителей электроэнергии к кратковременным (доли секунды) нарушениям электроснабжения, проявляющимися в виде провалов напряжения на шинах распределительных устройств и вводах электроприемников. Часто провалы напряжения происходят одновременно по всем централизованным источникам питания промышленного объекта. Следствием провалов напряжения является потеря устойчивости работы электротехнических систем, массовые отключения электрооборудования, сопровождаемые остановами производств.

В настоящее время регистрация напряжения применяется ограничено, в части систем электроснабжения объектов Общества и осуществляется средствами, которые протоколируют только те события, которые выходят за установленные пороги колебаний напряжения. Современное состояние цифровой техники позволяет реализовать концепцию сплошного мониторинга напряжения в системах электроснабжения (*Full Disclosure Monitoring*), имеющую очевидные преимущества.

Применительно к объектам ПАО «Газпром» были разработаны положения мониторинга напряжения, позволяющие оценить параметры надежности электроснабжения, независимости источников питания, устойчивости электротехнических систем и выработать обоснованные предложения по обеспечению приемлемого уровня надежности и устойчивости работы промышленных объектов.

Создание системы мониторинга напряжения источников централизованного электроснабжения объектов Общества будет способствовать повышению эффективности взаимоотношений с энергоснабжающими организациями, выработке обоснованных противоаварийных мероприятий по обеспечению устойчивости промышленных электротехнических систем и бесперебойной работы потребителей производственных объектов ПАО «Газпром».

Результаты разработки предназначены для использования Функциональным Заказчиком и энергетическими службами организаций ПАО «Газпром» в организационных и управленческих процессах при планировании мероприятий, формировании технических заданий на реконструкцию и создание энергетических объектов, реализации и экспертизе проектных решений, направленных на надежное и эффективное энергообеспечение производственных объектов Общества.

ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНОЙ МИКРОФИЗИКИ ГОРНЫХ ПОРОД

Жукова Т.М., Арсеньев-Образцов С.С.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

За последнее десятилетие произошла революция в применении вычислительной микрофизики горных пород (ВФГП) [2] для определения эффективных (макроскопических) свойств гетерогенных сред на уровне порового пространства и ремасштабирования их на весь керн и далее на продуктивный коллектор. Разрабатываемое программное обеспечение ВФГП должно включать четыре элемента:

(а) построение цифрового изображения образцов керна высокого разрешения путем комплексирования результатов, полученных на всем спектре доступного неразрушающего породу оборудования: сканирующего растрового микроскопа, рентгеновского микротомографа, флуоресцентного микроспектрографа и синхротронного микротомографа;

(б) обработка первичных данных и сохранение их в виде пачек 8 или 16-битных 2D-срезов (изображений), которые далее фильтруются и сегментируются для получения 3D-морфолого-минералогической модели пористой среды;

(в) моделирование физических процессов, протекающих внутри этого микроструктурного образа, для определения его эффективных свойств таких, как: тензор коэффициентов проницаемости, электромагнитные параметры насыщенной пористой среды и её упруго-пластические характеристики, например, модули упругости или параметры Ламе;

(г) ремасштабирование и адаптация построенных моделей по результатам лабораторных исследований и истории разработки месторождения.

Для реализации пункта (в) необходимы высокоточные просто распараллеливаемые вычислительные модели соответствующих процессов. Например, для моделирования течения флюида в пористой среде можно использовать модели механики сплошной среды в форме уравнений Навье-Стокса [1] или мезошкальные аппроксимации такие, как: решетки Больцмана, прямой метод Монте-Карло или клеточный газ. В работе предлагается использовать метод решеток Больцмана. Его преимущества состоят в простоте геометризации порового пространства и возможности использования разнообразных условий на границе флюид-твердая фаза.

1. Арсеньев-Образцов С.С. Определение тензора коэффициентов проницаемости численным моделированием течения флюида на цифровой модели пористой среды. Труды РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015, №4, 64-77.

2. Blunt M.J., 2017. Multiphase flow in permeable media: a pore-scale perspective. Cambridge University Press, 498 pp.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ ПЕРСПЕКТИВЫ ЗАМЕНЫ АВТОТРАНСПОРТА С ДВС НА ЭЛЕКТРОМОБИЛИ ДЛЯ МОСКОВСКОГО РЕГИОНА

Захаров Е.Д.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В ряде стран и крупных мегаполисов приняты решения о полном запрете эксплуатации легковых автомобилей с двигателями внутреннего сгорания (ДВС) и замене их на автомобили с электрическими двигателями (ЭД), что позволит улучшить экологическую обстановку. Объем продаж электромобилей пока ничтожен, но к 2030 году их доля может составить треть мирового авторынка (в 2017 году менее 1%).

Обсуждаются плюсы этого проекта: экологические, технические, даже политические (якобы замена ДВС на ЭД приведёт к сокращению потребления и уменьшению зависимости от углеводородов). Минусы проекта связаны с аккумуляторами: малая ёмкость, недолговечность, ненадёжность при низкой температуре, высокая цена, те же экологические проблемы при их производстве и утилизации.

Практически не обсуждается такой важный фактор, как дополнительная генерация электроэнергии. Расчёт для Московского региона за 2015 год показывает, что суммарная энергия потреблённого автомобильного топлива (8,8 млн. т), составила $378 \cdot 10^{15}$ Дж, или 105 млрд. кВт·ч. За тот же период вся потреблённая электроэнергия составила около 100 млрд. кВт·ч, то есть автотранспорт Москвы потребляет энергии не меньше, чем все остальные потребители.

При (условной) замене трети ДВС на ЭД сегодня потребовалась бы дополнительная мощность $105 \cdot 0,3 \cdot 10^9$ кВт·ч / $(365 \cdot 24 \text{ ч}) \approx 3600$ МВт. АЭС и возобновляемые источники энергии по многим причинам не применимы, пришлось бы использовать углеводородное топливо в количестве, энергетически эквивалентном сэкономленному автомобильному топливу и даже превышающем его, так как коэффициент использования топлива в ДВС выше за счёт использования тепла. Тепловую энергию передать электромобилю нет возможности, поэтому перспективной могла бы быть парогазовая ГТЭС, имеющая повышенный электрический КПД.

Отказ от ДВС и замена значительной части автотранспорта Москвы на электромобили не приведут к сокращению потребления углеводородов, потребуется дополнительная генерация электроэнергии и строительство новых ТЭС и ГТЭС, что приведёт к росту потребления газа, за счёт уменьшения потребления автомобильного топлива.

РАЗРАБОТКА И МОДЕЛИРОВАНИЕ РЕЖИМОВ ИСТОЧНИКА ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТИ ДЛЯ ОПЕРАТИВНЫХ ЦЕПЕЙ УПРАВЛЕНИЯ

Лапин Д.И.

(научный руководитель: Ершов М.С.)
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Для предприятий нефтегазовой промышленности характерно наличие большого числа приемников, чувствительных к провалам напряжения при авариях в электрических сетях. Примером таких приемников являются системы защит и автоматики, работающие на постоянном оперативном токе, для повышения надежности питания которых используются дорогостоящие источники бесперебойного питания на аккумуляторных батареях. В работе исследуется альтернативное новое устройство на базе трансформатора двойного питания.

На данный момент разработана лабораторная установка устройства и выполнено физическое моделирование аварийных режимов в питающей системе, проведено компьютерное моделирование режимов работы которого было осуществлено в среде Proteus ISIS 8.0 [1]. Созданный стенд включает трансформатор двойного питания, коммутационную аппаратуру, трехфазный выпрямитель и емкостной фильтр для питания цепей защиты и автоматики. Лабораторные исследования аварийных режимов в системе внешнего электроснабжения и на выходе трансформатора, а также моделирование аварийных режимов на входе выпрямителя в среде NI Multisim 13.0 показали работоспособность системы практически в любых нештатных ситуациях.

Результаты физического и компьютерного моделирования позволяют сделать вывод о работоспособности данной системы, в качестве источника питания для оперативных цепей постоянного тока защит и автоматики и о целесообразности продолжения конструкторской работы в данном направлении.

Список литературы:

1. Блюк В.В., Лапин Д.И. Исследование источника повышенной надежности для электроснабжения ответственных электропотребителей / Нефть и газ – 2015. Сборник трудов 69-й конференции международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2016» М.: – РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, с 41-46.

КРИТЕРИИ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМА ПРОМЫШЛЕННЫХ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ

Левченко А.И.

(научный руководитель: профессор Егоров А.В.)

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Электротехнические системы (ЭТС) объектов нефтегазовой отрасли являются одним из наиболее важных звеньев технологического процесса, от работы которых зависит функционирование всего производства. При этом стоит отметить, что электрооборудование данных объектов имеет ряд особенностей, обусловленных сложностью, непрерывностью и большой инерционностью процессов, высокой степенью пожаро- и взрывоопасности сырья, большими перепадами температур. Повышенная чувствительность к нарушениям нормального режима электроснабжения и, как следствие, низкий запас устойчивости электротехнических систем нефтегазовой отрасли обуславливают актуальность создания автоматизированных систем управления энергоснабжением.

В условиях быстротечности режимов и больших объемов информации представляется практически невозможным использовать традиционные подходы к построению автоматизированной системы управления. В данном случае основой должна служить поддержка принятия решений по управлению промышленными ЭТС.

В работе рассмотрен начальный этап построения автоматизированных систем управления промышленными ЭТС, определены шесть основных критериев режима ЭТС: надежность, устойчивость, управляемость, живучесть, эффективность, безопасность. Выразив данные критерии в числовом значении, можно оценить и сравнить режимы работы системы для последующего построения алгоритмов оптимизации.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭНЕРГООБЕСПЕЧЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Леухин В.В.

(Региональное управление по строительству объектов г. Краснодар
Дирекции по строительству «Южного потока» ООО «Газпром инвест»,
ПАО «Газпром»)

Множество электрических потребителей объектов линейной части магистральных газопроводов, в силу своей специфики, находятся вдали от крупных электростанций энергосистем. Для энергообеспечения потребителей первой категории по надежности электроснабжения широко применяются резервные источники питания (РИП). Мероприятия по повышению эффективности энергообеспечения окажет существенное влияние на снижение стоимости эксплуатации и обслуживания отдаленных объектов.

На стадии проектирования каждого объекта нового строительства, а также капитального ремонта и реконструкции уже построенных объектов большое внимание уделяется энергосбережению и энергетической эффективности. Так в задании на проектирование и в технических требованиях на разработку проектной документации введены соответствующие разделы по энергосбережению и энергетической эффективности. Кроме того разработаны стандарты организации, такие как: СТО Газпром 2-6.2-1028-2015 «Категорийность электропримников промышленных объектов ПАО «Газпром», СТО Газпром 2-3.5-454-2010 «Правила эксплуатации магистральных газопроводов», задающие направление для действий по повышению эффективности энергообеспечения, изучение которых и явилось основанием для работы по обозначенной теме.

В докладе сформулированы мероприятия по повышению эффективности энергообеспечения объектов линейной части магистральных газопроводов. На их основе разработана схема электроснабжения объектов с применением в качестве РИП автономного источника питания (АИП) постоянного тока. Дано предложение введения «бортового питания» блочно-комплектных электроустановок (БКЭУ) для электроснабжения технологических потребителей и потребителей собственных нужд БКЭУ. Описаны ограничения применения предложенной схемы.

Следование описанным рекомендациям и схемным решениям позволит повысить эффективность энергообеспечения объектов линейной части магистральных газопроводов как на стадии проектирования объектов, так и при выполнении капитального ремонта и реконструкции уже построенных объектов линейной части магистральных газопроводов.

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОМОБИЛЬНЫХ ГАЗОНАПОЛНИТЕЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Люгай С.В., Евстифеев А.А., Дрыгина Ю.Н., Тимофеев В.В.

(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

При проектировании АГНКС основными задачами являются разработка оптимальной конструкции станции, определение количества, типа и производительности компрессорных установок, способов и схем коммутации газопроводов высокого давления, объемов аккумуляторов, алгоритмов управления, численности и производительности заправочных колонок и технологических параметров производственного процесса.

Известный опыт и проанализированная практика проектирования АГНКС, основанная на эмпирической и полуэмпирической методологии физического и математического моделирования станций различной производительности и масштаба, хорошо себя зарекомендовала при разработке конкретной конструкции АГНКС для работы в конкретных климатических и производственных условиях в заранее заданных режимах. Например, при проектировании топливо-заправочного пункта предприятия, имеющего ограниченное количество однотипных транспортных средств, работающих по определенным маршрутам с регламентированной последовательностью подачи и временем заправки. Реализация данной методологии при поиске оптимальных с точки энергетических затрат вариантов конструкции АГНКС промышленного масштаба и работающего в различных климатических условиях, нестационарных потоках транспортных средств и объемах заправки является дорогостоящей и сложно реализуемой.

В работе предложены варианты конструкций АГНКС, обеспечивающих работу в режимах неравномерности типов заправляемых транспортных средств и не стационарности потоков заправляемого транспорта. Разработанные конструктивные решения позволяют решить актуальную проблему по сокращению времени ожидания и заправки, а также оптимизировать энергетические затраты автомобильных газонаполнительных компрессорных станций.

КОМПЛЕКСНЫЙ МЕТОД СОВМЕСТНОГО ИЗМЕРЕНИЯ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ И СОЛЕСОДЕРЖАНИЯ ВОДОНЕФТЯНОГО ПОТОКА

Мартынов Д.В., Браго Е.Н, Мартынова А.Ю.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина)

Ряд факторов (изменение сорта нефти, структуры потока водонефтяной эмульсии, температуры, наличие газа, парафинов и пр.) вызывают дополнительные погрешности, которые влияют на точность измерения существующих диэлькометрических влагомеров для измерения влагосодержания (W) как товарной, так и сырой нефти.

Влагосодержание и солесодержание водонефтяного потока являются важными характеристиками качества товарной нефти и нефтепродуктов. Оперативная информация об этих параметрах имеет решающее значение в процессе оптимальной настройки технологического оборудования на разных этапах обработки продукции, позволяет минимизировать их длительность, энергозатраты и количество используемых реагентов.

Измерение солесодержания нефти традиционными методами титрования представляет собой сложную и длительную процедуру. Автоматическое измерение вышеуказанных параметров, как правило, проводится комбинированным методом с использованием диэлькометрического и кондуктометрического устройства или о них судят по полному комплексному сопротивлению датчика. Такие решения требуют сложного измерительного оборудования и алгоритма обработки полученных данных.

Предлагаемый в докладе новый комплексный метод измерения реализован в импульсном диэлькометрическом измерительном преобразователе влагосодержания дифференциального типа. Метод заключается на анализе переходного электрического процесса возникшего на элементах коаксиального проточного емкостного датчика с водонефтяной эмульсией после воздействия на него прямоугольного импульса стабильной амплитуды. В результате по выходному сигналу становится возможным одновременно определить величину активного сопротивления, проводимость, влагосодержание и солесодержание эмульсии.

В докладе приводится функциональная схема устройства, временные диаграммы его работы, математическая модель и расчеты влагосодержания и солесодержания эмульсии.

ПРИВОДА НАСОСОВ НПС

Мусаханов А.З.

(научный руководитель: Ершов М. С.)

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Применение частотно-регулируемого привода (ЧРП) насосов нефтеперекачивающих станций (НПС) позволяет улучшить качество управления режимами магистрального транспорта нефти в рабочих и нештатных режимах, снизить вероятность возникновения гидравлических ударов в системе, повысить надежность трубопроводной системы. Вопросам применения ЧРП насосов НПС уделено достаточно много внимания, в частности применению частотно-регулируемых синхронных приводов [1]. Вместе с тем задачи обеспечения устойчивой работы ЧРП при возмущениях в системе электроснабжения, перевода питания двигателей с ЧРП на прямое питание от сети и обратно остаются достаточно актуальными.

В данной работе рассмотрены модели асинхронного частотно-регулируемого привода насосов НПС. В среде Simulink MATLAB разработана модель частотно-регулируемого привода, позволяющая моделировать байпасирование и аварийные режимы различных видов короткого замыкания в системе электроснабжения ЧРП, представленная ниже на рисунке.

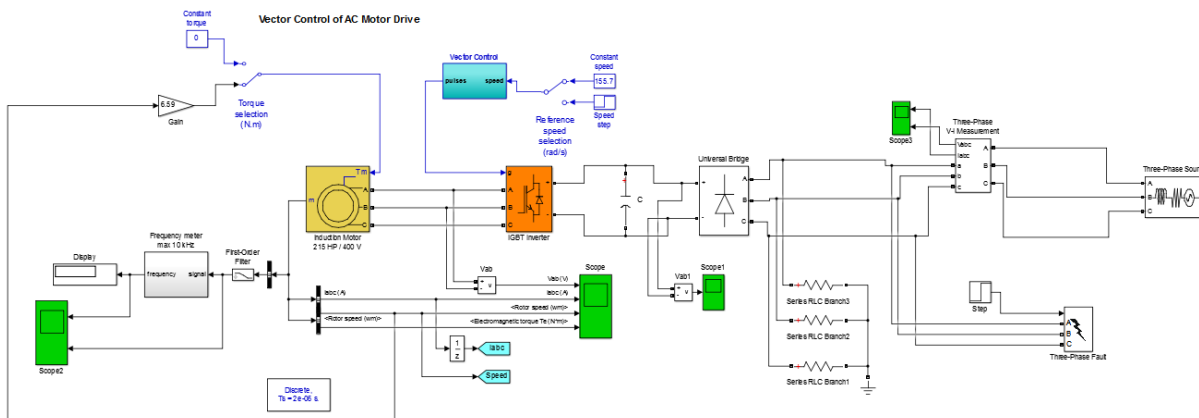


Рисунок – Модель системы питания асинхронного ЧРП насоса.

С использованием модели осуществлено моделирование различных видов коротких замыканий в питающей сети, которое позволило выявить определенные закономерности устойчивости ЧРП в условиях указанных возмущений.

Список литературы:

1. Шабанов В.А., Алексеев В.Ю., Павлова З.Х. Обеспечение бесперебойной работы частотно-регулируемых электроприводов магистральных насосов. – Уфа: Нефтегазовое дело, 2012. – 171 с.

СИСТЕМНЫЕ ОСНОВЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ДОБЫЧЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ

Мухина А.Г.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Существенные изменения технологии управления добычей нефти и газа привели к реализации концепции интеллектуального месторождения, которая обеспечивает при управлении разработкой продуктивного пласта учёт и качественную обработку большого объёма информации о коллекторе и характеристиках процесса добычи углеводородов. Задачи прогнозирования и управления сложными пластовыми системами подчёркивают актуальность проблемы адаптации модели пласта к изменяющимся условиям среды. На каждом этапе разработки учитывается режим добычи углеводородов, применяемые методы повышения нефтеотдачи. В классической задаче адаптивного управления уточняется модель объекта; для управления пластовой системой необходимо учитывать изменения самого объекта управления, происходящие в ходе разработки месторождения. Проведено исследование специфики неопределённости пластовых углеводородных систем. Месторождение углеводородов в процессе разработки ведет себя как живая система, которой свойственны процессы самоорганизации. Снижение неопределённости модели на краткосрочных интервалах жизненного цикла разработки месторождения достигается благодаря применению модели множественного ансамбля фильтра Калмана. В долгосрочных масштабах такие алгоритмы теряют предсказательную силу, поэтому предлагается проводить комплексный анализ жизненного цикла месторождения и осуществлять интегрированную обработку геолого-геофизической информации. Совершенствование технологий адаптивного управления рассматривается с позиций нелинейной динамической природы коллектора. В исследовании представлено аналитическое приложение, реализующее синергетический анализ временных рядов показателей добычи углеводородов.

Результаты проведенных исследований были использованы при построении (на основе приложений среды PI System) интегрированной компьютерной модели системы управления добычей нефти и газа. Проведенные эксперименты позволили получить требуемые оценки для оперативного мониторинга хода разработки месторождений. Системными возможностями для совершенствования технологии автоматизированного управления добычей углеводородов следует считать учет специфики неопределённости информации и представлений о месторождении, а также построение интегрированной компьютерной модели для получения оценок мониторинга показателей процесса добычи углеводородов.

РАЗВИТИЕ ЕДИНОГО ИНФОРМАЦИОННО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОСТРАНСТВА В ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ МОСКВА»

Назаров А.А.
(ООО «Газпром трансгаз Москва»)

В ООО «Газпром трансгаз Москва» внедрена и эксплуатируется система единого информационно-технологического пространства (далее – ЕИТП). Система ЕИТП предназначена для обеспечения автоматизированного сбора, хранения и единого представления информации по измерительным комплексам (далее - ИК) и хроматографам на всех уровнях процесса управления газоснабжением. Для сбора и передачи технологической информации с ГРС в единый диспетчерский пункт используются коммуникационные шлюзы (далее - КШ), позволяющие собирать данные с ИК и хроматографов по их протоколам обмена.

В рамках программы развития системы ЕИТП произведена доработка программного обеспечения (далее – ПО) КШ, а также ПО верхнего уровня ИМУС. В результате проведенных работ расширены возможности применения системы ЕИТП:

1. Доработано ПО КШ для возможности оповещения эксплуатирующего персонала об аварийной ситуации на ГРС, путем СМС-информирования, тем самым обеспечено выполнение пункта 1.3.3. ВРД 39-1.10-069-2002, согласно которому к ГРС с «Периодическим» и «Надомным» обслуживанием предъявляется требование по наличию системы телемеханики, аварийной, охранной и пожарной сигнализации с подачей предупредительного сигнала в дом оператора и диспетчерский пункт.

2. Доработано ПО КШ и ПО ИМУС для возможности синхронизации времени и ввода компонентного состава газа в измерительные комплексы.

3. Обеспечена интеграция системы ЕИТП с другими системами автоматизации, эксплуатируемыми в ООО «Газпром трансгаз Москва». В частности с ИАСУ ГОФО-2 и электронным журналом диспетчера.

Проведенные работы по развитию системы ЕИТП позволили повысить надежность эксплуатации системы ЕИТП, обеспечить 100% автоматизированный ввод компонентного состава газа в измерительные комплексы на ГРС.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ВДОЛЬТРАССОВЫХ ЛЭП МН ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ В УСЛОВИЯХ БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ

Петухова С.Ю.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Состояние и развитие нефтегазовой отрасли Российской Федерации связано с освоением новых нефтяных месторождений. Протяженность трасс линейных участков нефтепроводов, предназначенных для транспортировки поступающей с месторождений нефти, может превышать 270 км. При этом эксплуатация вдольтрассовых высоковольтных воздушных линий электропередачи (ЛЭП), входящих в состав системы электроснабжения трассовых объектов, также проходит в условиях большой протяженности. Целесообразно учитывать изменение пропускной способности вдольтрассовых ЛЭП магистральных нефтепроводов (МН) в условиях увеличения их протяженности.

Пропускная способность вдольтрассовых ЛЭП МН представляет собой технологически максимально допустимое значение мощности, передаваемое с учетом режимно-технических ограничений: условий эксплуатации и параметров надежности функционирования системы электроснабжения. Ограничение передаваемой мощности во вдольтрассовых воздушных ЛЭП МН классов напряжений 6(10) кВ может быть вызвано максимальным значением тока по условиям предельно допустимого нагрева проводов и уровнем напряжения у потребителей электрической энергии трассовых объектов. Максимально допустимое значение передаваемой мощности по условию регулирования напряжения ограничивается допустимой потерей напряжения в проводах линий электропередачи.

Для вдольтрассовых ЛЭП МН большой протяженности, работающих в режиме разомкнутых электрических сетей, предельная мощность нагрузки будет ограничиваться допустимой потерей напряжения (условиями регулирования напряжения). При определении пропускной способности по условию допустимых потерь напряжения выполнены расчеты для вдольтрассовых линий электропередачи при расстояниях 240÷250 км от центров питания (секций шин ЗРУ-10 кВ нефтеперекачивающих станций) до наиболее удаленных узлов электрических нагрузок при расположениях узлов запорной арматуры на расстояниях 25÷30 км. Получены зависимости максимально допустимых расстояний до наиболее удаленных нагрузок вдольтрассовых ЛЭП МН.

Обеспечение пропускной способности вдольтрассовых воздушных ЛЭП МН по условиям регулирования напряжения возможно посредством применения марки провода большего сечения с дополнительной установкой вольтодобавочных трансформаторов.

РАЗРАБОТКА ЭЛЕКТРОННЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ КАНАЛОВ РЕГИСТРАЦИИ ПРИМЕСЕЙ В ПОТОКЕ ПРОДУКЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Попова Я.Д.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Доклад посвящен разработке электронных преобразователей каналов регистрации жидких и твердых примесей в потоке продукции газовых и газоконденсатных скважин в составе информационно-измерительных систем серии «Поток». Такие электронные преобразователи предназначены для обработки выходных сигналов первичного измерительного преобразователя (ИП), позволяющего регистрировать флуктуации турбулентности, вызванные движением высокоскоростного потока газожидкостной смеси через сужающее устройство, а также флуктуации, вызванные ударным воздействием частиц примесей.

Проведены лабораторные исследования первичного ИП на специализированных экспериментальных установках, позволяющих моделировать водо- и песко-воздушные потоки с различными регулируемыми соотношениями воздуха и примесей. На основе анализа полученных результатов предложена методика обработки сигналов ИП с целью количественной оценки примесей в именованных единицах. В соответствии с предложенной методикой разработана структурная схема электронного блока канала регистрации жидких и твердых примесей.

В докладе приводится описание и временные диаграммы работы электронного блока. Для преобразования сигналов канала регистрации примесей воды и канала регистрации примесей песка используются различные функциональные схемы. Так, расход примесей воды предлагается связать со среднеквадратическим значением сигнала ударного воздействия капель жидкости в соответствующей информативной полосе частот. А информацию о количестве примесей песка можно получить из амплитудных значений сигнала ударного воздействия частиц примесей песка, сформировав на выходе схемы преобразования количество импульсов, пропорциональное интенсивности ударного воздействия.

При разработке электронных преобразователей каналов регистрации примесей особое внимание уделялось выбору частотных областей преобладающего влияния примесей воды и примесей песка.

Результаты проведенного комплекса исследований разработанных электронных преобразователей свидетельствуют о перспективности предложенных методов регистрации примесей в многофазном потоке продукции скважин. Полученные технические решения использованы практически при создании измерительных систем «Поток» нового поколения, отличающихся расширенными возможностями.

КОНЦЕПЦИЯ БЛОКИРОВАНИЯ ПРЯМЫХ МОЛНИЕВЫХ РАЗРЯДОВ В ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Портнягин Н.Н., Белоусенко И.В., Рябов Ю.Г., Ермаков К.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
ООО «Энергодиагностика»)

Применение традиционной системы молниезащиты влечет к увеличению:

- риска прорыва молнии через систему молниезащиты;
- уровней электромагнитных воздействий на оборудование защищаемого объекта.

При этом, с увеличением высоты молниеотвода резко снижается его эффективность защиты от прямых ударов нисходящих молний.

Предлагается игольчатая конструкция молниеотвода, представляющего собой каркас по форме полусферического дождевого зонта с множеством игл-электродов, лежит принцип дробления коронного тока по многочисленным очагам короны.

На примере трех электродов показан принцип механизма развития противодействия вихревого электрического поля ансамбля электродов нарастающему грозовому ЭП, препятствующего развитию канала восходящего лидера и блокирующего прорыв к защищаемому объекту приближающегося лидера МР.

Защитные свойства ансамбля игольчатых электродов, заключающиеся в отсутствии искровых пробоев при воздействиях высоких уровней статической напряженности ЭП, сравниваются со стойкостью подобного одиночного стержневого электрода к данным условиям воздействия. Моделирование грозовых воздействий ЭП выполнялось на 2-х макетных образцах молниеприемников.

Описанный механизм в ансамбле стержневых электродов (игл) является управляющим (экранирующим) устройством, которое, защищая объект в условиях грозы, задерживает формирование восходящего лидера и создает условия для переноса взаимодействия приближающегося нисходящего лидера с восходящим каналом в другом месте (в молниеловушку). А объемный заряд в данном случае является лишь результатом «жизнедеятельности» ансамбля электродов.

Заключение

Эффективность и надежность молниеприемников эквипотенциального типа выше по сравнению с нормативными электродами.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА НАСАДОЧНОЙ РЕКТИФИКАЦИОННОЙ КОЛОННЫ С ДИФфуЗИОННОЙ СТРУКТУРОЙ ПОТОКА

Прохоренко Н.А., Голованчиков А.Б.

(ФГБОУ ВО «Волгоградский государственный технический университет»)

Составим физическую и математическую модели насадочной ректификационной колонны с учетом продольной диффузии по сплошной фазе. Выделим в верхней части насадочной колонны элементарный объем высотой dz между сечениями I-I и II-II и составим элементарный материальный баланс по легколетучему компоненту (рис.1):

$$(G_{\phi} + G_d)y + G_{\phi}x + \vartheta_{DS} = (G_{\phi} + G_d)(y + \frac{dy}{dz}dz) + G_{\phi}(x - \frac{dx}{dz}dz) + (\vartheta_D + \frac{d\vartheta_D}{dz}dz)S$$

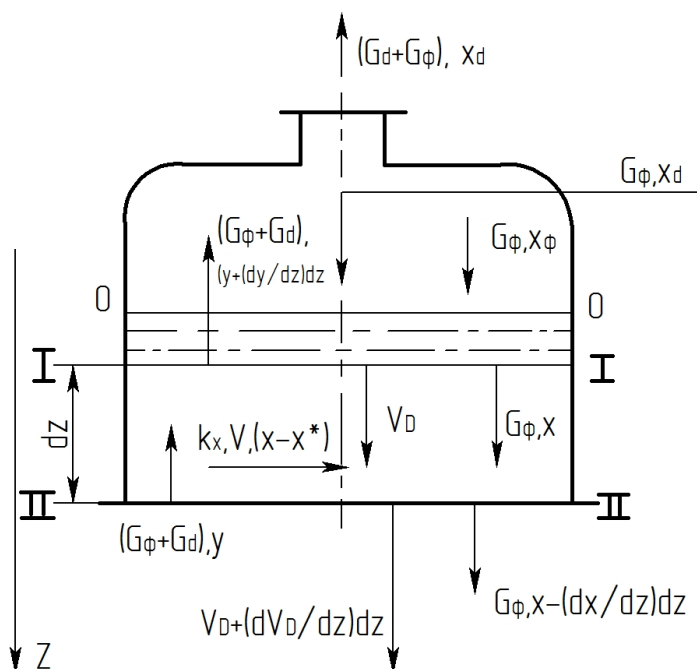


Рис.1 – Схема изменения концентраций легколетучего компонента

Равновесная линия исчерпывающей части в диапазоне рабочих концентраций от $x_K=0,103$ до $x_F=0,442$ близка к прямой линии. Это подтверждает расчет линейного уравнения МНК $y^* = a + bx$ (14), где $a = -0,0125, b = 1,412$ при этом наибольшее относительное отклонение не превышает 3%.

В расчетах, увеличивая отношение высот насадки (H_{ud} / H_{ub}) находят при заданном числе Pe , значения коэффициентов P и q и соответствующих им параметров $r_{1,2}$ и $c_{1,2}$ так, что при $h=0: x_0 - \frac{1}{Pe}(\frac{dx}{dh})_0 \approx x_F$ с заданной точностью.

ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ ВИБРАЦИИ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

Пярин А.Р.

(ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»)

На объектах общества ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» эксплуатируется более тысячи систем контроля вибрации различных производителей в ходе работы которых зачастую проявляется множество типовых несоответствий.

За последние годы произошло множество отказов систем контроля вибрации по различным причинам, связанным с такими факторами как дефекты производителей систем, нарушения руководства по эксплуатации, некачественное техническое обслуживание и другими.

На основе анализа статистики отказов было принято решение о создании методики оценки технического состояния систем контроля вибрации, которая позволяла бы оценивать их техническое состояние для предупреждения возникновения подобных ситуаций в будущем.

Для выполнения поставленных задач специалистами службы КИПиА была разработана система оценки технического состояния, позволяющая повысить эффективность и точность работы по техническому аудиту на всех уровнях, организовать сбор точных и достоверных статистических данных и исключить влияние человеческого фактора.

При обработке большого количества данных имеющих сложную структуру повышается вероятность ошибки специалиста при работе с ними, что влечет за собой появление ложных данных в общей статистике несоответствий и повышение затрат рабочего времени.

Для решения данных проблем разработано программное средство позволяющее в короткие сроки осуществить анализ диагностических карт и автоматизировать процесс заполнения базы данных.

Для удобного предоставления итоговой статистики и отчетности был разработан сайт по оценке технического состояния оборудования КИПиА на интранет портале Общества, позволяющий получить быстрый доступ к нужной информации.

Предложенное решение позволяет эффективно вести работу по техническому аудиту систем контроля вибрации, исключить ложные данные в общей статистике и не упустить из виду проблем, требующих незамедлительного решения.

Специалисты ЛПУМГ получая полный доступ к информации могут проанализировать наиболее частые несоответствия и оценить способы решения подобных проблем на других объектах.

Руководство получает наиболее полную, актуальную и достоверную информацию, позволяющую быстро принимать итоговые управленческие решения.

ПОДХОДЫ К ЦИФРОВОЙ ТРАНСФОРМАЦИИ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

Рубштейн А.В.
(ООО «Автоматика-сервис»)

Текущая ситуация в России определяется, в первую очередь, необходимостью ускоренного экономического роста. Этому, с одной стороны, препятствуют санкции и колебания стоимости нефти одновременно с курсом рубля, а с другой, это стимулируется достижениями 4-ой Промышленной революции (беспроводные технологии, цифровые двойники, промышленный интернет, облачные технологии, большие данные, машинное обучение и др.).

Используя, адаптируя готовые и разрабатывая собственные инновационные решения, обеспечивается цифровая трансформация процессов нефтепереработки, направленная на повышение эффективности производства, на решение задач безопасности и надежности, экологии, импортозамещения (импортоопережения). С учетом специфики и места нефтепереработки в структуре Вертикально-интегрируемой нефтяной компании для обеспечения конкурентоспособности на волне импортоопережения и достижений 4-ой Промышленной революции необходимо завершить перевод взаимоотношений на цифровой формат и одновременно цифровизировать все системы управления технологическими, производственными и бизнес- процессами.

Концепция цифрового производства подразумевает полную перестройку бизнеса и, что особенно важно, методов управления компанией на основе широкого применения цифровых технологий, включая автоматизацию всех бизнес процессов, их вертикально-горизонтальную интеграцию.

Акцент на цифровизацию производства требует организационно-структурных преобразований, которые позволяют разрабатывать, адаптировать, тестировать и внедрять эффективные решения в короткие сроки.

С этой целью, отслеживая, анализируя и участвуя в развитии общемирового тренда цифровизации в 2015 году в ПАО «Газпром нефть» создан в Омске «Технопарк промышленной автоматизации» – как площадка по выполнению полного комплекса вышеперечисленных работ в тесном взаимодействии с поставщиками продуктов и решений, научно-исследовательскими и образовательными предприятиями, а в 2017 году созданы Центр управления эффективностью (ЦУЭ) и Центр цифровых инноваций (ЦЦИ).

Цифровое производство – это уже не будущее, а настоящее, и особое место в процессе цифровизации занимают НИР и НИОКР, как источники новых высокоэффективных и высокотехнологичных решений.

ФОРМИРОВАНИЕ ИНЖЕНЕРНЫХ ОЦЕНОК ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЁЖНОСТИ ГАЗОТРАНСПОРТНОГО ОБОРУДОВАНИЯ; РАСЧЁТНЫЕ ПРОЦЕДУРЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

Русев В.Н.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В соответствии с Энергетической стратегией России в рамках предстоящего периода развития магистральных газопроводов и Единой системы газоснабжения (ЕСГ) России предполагается обеспечивать поддержание надёжности, промышленной и экологической безопасности, а также экономической эффективности транспортировки газа, включая инновационные технологии.

При описании жизненного цикла функционирования технологически активных объектов газотранспортных систем (ГТС) предлагается использовать двухпараметрический закон распределения Вейбулла-Гнеденко, занимающее важное место среди распределений времени безотказной работы систем, состоящих из групп большого числа элементов, отказы которых происходят взаимно независимо. С помощью распределения Вейбулла-Гнеденко удобно моделировать отказы ключевых составных частей газотранспортного оборудования, имеющих четко выраженный износостойкий и/или усталостный, деградиционный характер, для проведения их рационального профилактического обслуживания.

С позиций системного подхода к мониторингу показателей надёжности объектов ГТС для управления целостностью ЕСГ были решены следующие задачи:

проведено теоретическое исследование фундаментальных числовых характеристик распределения Вейбулла-Гнеденко с целью получения их аппроксимирующих формул для инженерных расчетов и дано асимптотическое представление средней остаточной наработки до первого отказа в модели Вейбулла-Гнеденко работы невосстанавливаемых объектов;

показан двойственный подход к функционированию объектов системы транспорта газа с точки зрения характера показателей надёжности (как невосстанавливаемый или восстанавливаемый объект ГТС), описанный с помощью интегрального уравнения восстановления, позволяющее находить параметр потока отказов и функцию восстановления;

предложен аналитический и дискретный методы решения интегрального уравнения восстановления для модели потока отказов с распределением Вейбулла-Гнеденко.

Данные результаты получены методами асимптотического анализа, теории интегральных уравнений Вольтерра второго рода с разностным ядром типа свертки и обобщенных функций с помощью компьютерного моделирования в среде Wolfram Mathematica.

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ МН ПАО «ТРАНСНЕФТЬ» С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА АРМ ТЕХНОЛОГА

Самусенко А.М.¹, Кудрицкий А.В.¹, Симонов И.С.¹

(¹ ООО «Научно-исследовательский институт трубопроводного
транспорта» ООО «НИИ Транснефть»)

Основным назначением магистральных нефтепроводов является транспортировка нефти и нефтепродуктов от поставщиков к потребителям. Регулирующее воздействие на процесс перекачки обеспечивается планированием и выполнением режимов работы МН. Данные процессы подчиняются жестким требованиям по обеспечению выполнения планов сдачи и приёма нефти всеми потребителями и отправителями системы, соответственно. В виду вышесказанного для автоматизации процесса планирования перекачки нефти и нефтепродуктов актуальным представляется применение специализированного программного обеспечения. Необходимо отметить, что помимо автоматизации планирования режимов МН, возникают следующие сопутствующие подзадачи: ввод и хранение информации об объектах МН и структуре технологических участков трубопроводов, автоматизация и унификация процедуры расчета стационарных технологических режимов, автоматизация процедуры формирования план-графиков работы МН, автоматизация процедуры идентификации фактических характеристик технологического оборудования НПС и ЛЧ по данным SCADA, автоматизация процессов формирования большого многообразия отчетных форм и др.

Ранее для решения описанных выше задач использовались различные программные комплексы, возможности которых не покрывали весь спектр возникающих задач. Помимо этого, для каждого комплекса применялись различные средства обмена с внешней системами, использовались собственные форматы входных и выходных данных. В целях повышения эффективности производственного процесса служб главного технолога организаций системы «Транснефть», а именно: унификации, повышения точности и наглядности расчетов технологических режимов, повышения энергоэффективности работы МН за счет оптимизации план-графиков работы МН, создания унифицированной базы технологических данных и др. был разработан унифицированный программный комплекс «Автоматизированное рабочее место технолога». В 2017 году завершена разработка вышеуказанного комплекса, успешно проведена апробация и внедрение комплекса в организациях системы «Транснефть».

ПОВЫШЕНИЕ ТОЧНОСТИ РАСЧЕТА РЕЦЕПТУР ТОПОЧНЫХ МАЗУТОВ НА ОСНОВЕ LP-МОДЕЛЕЙ

Семёнов И.А., Дубровский Д.А., Кузора И.Е., Старикова О.В.,
Черепанов В.Д.

(АО «Ангарская нефтехимическая компания»)

Топочный мазут являются одним из основных продуктов многих нефтеперерабатывающих заводов, представляющих собой смесь различных тяжелых нефтяных фракций. Использование LP-модели позволяет определить оптимальную рецептуру смешения на плановый период работы производства с целью достижения требуемых показателей при условии максимизации прибыли всего предприятия. Корректность выполненных оценок при этом определяется адекватностью используемой модели, а также точностью заданных исходных данных.

Расчет рецептур топочных мазутов выполняется на основе параметров качества исходных компонентов, значения которых определяются в ходе лабораторных измерений. Одним из важных показателей является кинематическая вязкость. Однако, используемые для этих целей капиллярные вискозиметры имеют ограничения по предельной вязкости, что часто является критичным для тяжелых остатков, таких как гудроны, асфальты, гачи.

Для решения данной проблемы может быть применен подход, основанный на смешении тяжелых остатков с маловязким растворителем в различных соотношениях с последующим измерением вязкости полученных лабораторных образцов при помощи стандартной методики. Обработка данных экспериментов при этом основывается на замене параметров кинематической вязкости на специальные индексы, позволяющие выполнять расчет вязкости смесей на основе линейных уравнений [1]. Значения индексов лабораторных образцов, совместно со сведениями о соотношении входящих в них компонентов позволяют математически рассчитать неизвестные значения вязкостей тяжелых остатков, которые невозможно оценить прямым путем [2].

Предлагаемый подход может быть использован для получения значений коэффициентов кинематической вязкости тяжелых компонентов топочных мазутов, что позволяет повысить точность планирования смесевых рецептур по LP-модели.

Список литературы:

1. Паркаш С. Справочник по переработке нефти / Перевод с английского. – М.: ООО «Премимум Инжиниринг», 2012. – 776 с.
2. Кузора И.Е., Дубровский Д.А., Семёнов И.А., Старикова О.В., Черепанов В.Д., Ганина А.А., Артемьева Ж.Н. Снижение запаса качества топочных мазутов по результатам точной оценки вязкостных характеристик тяжёлых компонентов // Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. 2017. № 8., С. 16-19.

АНАЛИЗ РЕЖИМОВ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ С ГЕНЕРАТОРАМИ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Сидоренко М.О.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Развитие топливно-энергетического комплекса страны привело к перемещению большинства предприятий нефтегазовой отрасли в регионы, характеризующиеся относительно слабым развитием электроэнергетических систем. Поскольку суммарная потребляемая мощность электротехнических систем (ЭТС) этих предприятий на всем протяжении их эксплуатации растёт, возникает необходимость в использовании электростанций собственных нужд (ЭСН), работающих параллельно с централизованным источником электроснабжения [1].

Наряду с этим, недостаточная развитость электроэнергетических систем становится причиной частого появления возмущений, способных приводить к потере устойчивости ЭТС. Последствия потери устойчивости особенно тяжелы для нефтегазовых предприятий с непрерывными и напряженными технологическими процессами. По проведенной оценке, годовой ущерб от нарушения устойчивости подстанции одного узла нагрузки нефтедобывающего предприятия может составлять от 54 до 90 тыс. у.е. Для перерабатывающих предприятий эта цифра будет заметно больше. В этой связи актуальной становится разработка программно-технических средств, позволяющих заблаговременно выявлять режимы, которые ведут к потере устойчивости ЭТС, и своевременно вырабатывающих сигнал на запуск программы аварийной разгрузки ЭТС.

Ранее были разработаны принципы построения системы контроля устойчивости асинхронных ЭТС. Такая система в реальном времени вычисляет величину угла сдвига фаз между током и напряжением прямой последовательности на входе ЭТС и сравнивает её с критическим значением, которое на границе устойчивости ЭТС остаётся неизменным. В данной работе рассматривается применимость такой системы для ЭТС с ЭСН.

По результатам исследований аварийных и послеаварийных режимов ЭТС с ЭСН было установлено, что по величине угла сдвига фаз можно выявлять факт нарушения устойчивости только для асинхронной части ЭТС. Выявление нарушения устойчивости ЭСН должно осуществляться по другим критериям, которые необходимо учитывать при построении систем контроля устойчивости ЭТС смешанного состава.

Список литературы:

1. Филин Л.Л. Режимы работы и совершенствование релейной защиты систем автономного электроснабжения объектов газовой промышленности: автореферат диссертации к.т.н. – М.: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2009. – 24с.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЕРОЯТНОСТНЫХ МЕТОДОВ И НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Синицына Н.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Требования к качеству проектирования систем энергоснабжения предприятий нефтегазового комплекса вызывают необходимость совершенствования методов прогнозирования электрических нагрузок с учетом технологических процессов нефтегазовых предприятий. Наряду с существующими методами прогнозирования электропотребления наибольший интерес вызывают методы искусственного интеллекта, основанные на использовании нейросетевого анализа.

Вследствие того, что электрическая нагрузка объекта складывается из детерминированной, определяемой технологическим процессом и случайной составляющей, зависящей от ряда факторов, актуальной является задача уточнения нормативных коэффициентов, определяющих вероятностные показатели электропотребления [1].

Предложенная модель позволяет проанализировать работу объекта посредством включения в разные временные интервалы заданных типов электрической нагрузки с учетом конкретных технологических процессов, получить графики электрической нагрузки, уточнить коэффициенты, характеризующие электрические нагрузки, и определить параметры закона распределения.

Использование разработанной модели оценки электропотребления на этапе проектирования объекта позволит оптимизировать управление режимами энергопотребления на предприятиях нефтегазового комплекса на стадии эксплуатации с наибольшей экономической выгодой.

Список литературы:

1. Синицына Н.В. Определение вероятностных характеристик электрических нагрузок на основе нормативных коэффициентов и ограничений технологических режимов потребителя// XI Всероссийская научно-техническая конференция «Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России». Сборник тезисов. Секция 6 «Автоматизация, моделирование и энергообеспечение технологических процессов нефтегазового комплекса». – М., 2016.

ОБ ОДНОМ ПОДХОДЕ К ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АСУ ТП ТРАНСПОРТА ГАЗА НА ОСНОВЕ МОНИТОРИНГА КИБЕРУГРОЗ

Спиридонов С.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Одной из основных задач оперативного диспетчерского управления является контроль за технологическим процессом магистрального транспорта газа. Для принятия решений на основе традиционных SCADA-систем используют только необходимую информацию о протекании технологического процесса без учета сопутствующих факторов, таких как техническое состояние объекта или наличие киберугроз, анализа рисков. В работе рассматривается один из подходов к повышению функционирования качества АСУ ТП на основе подсистемы мониторинга в условиях киберугроз с учетом возможностей по применению риск-ориентированного подхода.

В качестве одного из решений для повышения качества функционирования АСУ ТП МГ предлагается существенно расширить область применения существующих ИУС ИБ класса SIEM (Security Information and Event Management - Управление событиями и информацией для обеспечения безопасности). Современные SIEM уже обладают необходимыми компонентами для мониторинга технологического процесса. Под мониторингом понимается систематическое или непрерывное наблюдение за объектом и его качественными показателями включая измерения его заданных параметров, с целью получения актуальной информации о его состоянии, опасностях и рисках, а также проведение анализа с целью предсказания изменчивости параметров\качества функционирования и принятия решения о необходимости и составе корректирующих и предупреждающих действий. Основным преимуществом является наличие универсальных компонентов по анализу и обработке поступающей информации из различных источников на основе классификации произошедших событий (инцидентов) по правилам корреляций. Такой подход позволяет работать с ошибками первого (ложно-положительные) и второго (ложно-отрицательные) рода, решать такие задачи: классификация событий; идентификация; корреляции; проводить контекстный и поведенческий анализ; составление профиля злоумышленника и т.д. Поведение, мониторинг и управление рисками в рамках решения на базе SIEM может быть основано на различных моделях не только ИБ, но и ТП, что позволяет провести достаточно глубокую интеграцию и найти единую точку входа для смежных областей и позволяет более системно применять риск-ориентированный подход, тем самым существенно повышая качество функционирования АСУ ТП магистрального транспорта газа.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНО-АППАРАТНОГО КОМПЛЕКСА MAGSCANNER

Степанов Е.А., Садыков Р.Р.
(ООО «Газпром нефтехим Салават»)

Современные системы и комплексы диагностики в сфере неразрушающего контроля включают в себя теорию, методы, средства обнаружения и поиска дефектов объектов технической природы. В последнее время с развитием цифровой техники, повышением их производительности, наметилась перспектива в создании программно-аппаратных комплексов диагностирования. Такой подход к средствам диагностики позволяет разделить функции. На аппаратную часть возлагается функция измерения и выявления дефекта, а на программную составление полной картины и анализ полученных результатов.

Идея работы основана на создании эффективного, экономически выгодного устройства диагностирования, а также разработка автоматизированного программного комплекса обработки полученной диагностической информации.

Прибор содержит программный генератор, блок усилителя мощности генерируемого сигнала, электромагнитный датчик-сканер, АЦП, программный комплекс, состоящий из блока детектора и блока визуализации.

Работа прибора основана на измерении потерь перемагничивания участка контролируемого изделия. Если ферромагнитный материал подвергается периодическому перемагничиванию, то в нем возникают потери энергии на гистерезис и вихревые токи.

Электромагнитный датчик-сканер устанавливают на изделие. Регулируемый сигнал с генератора поступает в блок усиления, где усиливается по напряжению и току, и подается на намагничивающую обмотку. Далее сигнал с измерительной обмотки поступает на АЦП, где полученная информация упорядочивается и поступает в программный комплекс для получения конечного результата – детектирование и визуализации дефекта. Таким образом, прибор позволяет путем изменения частоты магнитного поля от высокой до низкой постепенно перемагничивать участок изделия слой за слоем, тем самым осуществлять частотное сканирование и по потерям перемагничивания получить изображение поперечного сечения контролируемого участка.

В разработанном программном комплексе реализовано множество алгоритмов, позволяющих определить наличие дефекта, глубину его залегания, его форму. Результатом выходных данных программного комплекса являются картины, формы дефекта, трехмерная 3D картина дефекта, «тепловая диаграмма» распределения на поверхности и в полости исследуемого образца.

ПРИМЕР ПРИМЕНЕНИЯ АСУ СТРАТЕГИЧЕСКОГО ПЛАНИРОВАНИЯ НА КРУПНОМ ПРЕДПРИЯТИИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ ИМ

Строгонов А.Ю., Самарин И.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В работе рассмотрен вариант решения смоделированной задачи планирования комплекса мероприятий с целью создания автоматизированной системы стратегического планирования на крупном, территориально распределенном предприятии. Для достижения сформированной стратегической цели крупного предприятия разработана экспертно-расчётная схема стратегического плана. Рассмотрен частный случай – бюджетное стратегическое планирование с ограничением распределённого по нескольким источникам финансового ресурса. Сформирована шестиуровневая иерархическая схема: агрегатный показатель, основные задачи, задачи, направления, блоки работ, работы. Для определения вклада работ 6-го уровня в достижение агрегатной цели был применён метод решающих матриц, а ранжирование значимостей промежуточных мероприятий проведено с помощью метода парных сравнений. Оба метода в совокупности определяют существо экспертного метода сравнения объектов по нескольким критериям - метода анализа иерархий. Следует иметь в виду, что применяемый экспертный метод довольно точен, в то время как создание математических моделей для решения данной задачи крайне трудоёмко и сопряжено с рядом погрешностей. Для определения результативности блоков мероприятия использована производственная функция, отражающая зависимости эффективности программы всех мероприятий и доли блоков мероприятий от их общего числа с учётом различного уровня финансирования.

Решение задачи выполнено с помощью созданного программного комплекса, реализованного на языках программирования PHP, JavaScript.

Предложенная АСУ позволяет производить управление иерархией, факторами разных уровней, их связями, определять источники финансирования, стоимости отдельных работ, рассчитывать значимые и незначимые работы в достижении стратегической цели для дальнейшего секвестирования доступного бюджета.

В работе показана целесообразность и эффективность применения созданного АСУ стратегического планирования с реализацией динамического режима планирования в условиях высокой неопределенности на примере крупного предприятия.

ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЕ ПОДВОДНОДОБЫЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ НА ПРИМЕРЕ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ

Сугунушев С.С.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

На данный момент потребление углеводородного сырья в мире возрастает из года в год, месторождения на суше истощаются, а открытие новых происходит в основном в шельфовой зоне материков или в глубоководной части океана. Обустройство таких месторождений требует иного подхода. Российская Федерация имеет самую протяженную в мире береговую линию, открытые шельфовые месторождения расположены в основном в акватории замерзающих морей Арктики и Дальнего Востока.

В данной работе рассмотрена система энергоснабжения подводнодобычного комплекса с системой подводного компримирования газа. Одной из главных задач обустройства месторождения является электроснабжение и передача энергии на большие расстояния по подводному кабелю питания. Также необходимо установить понижающий трансформатор в подводном исполнении вблизи станции сжатия газа.

Ввиду большого количества необустроенных месторождений газа в Арктическом регионе России и короткого навигационного периода тема данной работы является актуальной, так как разработка шельфовых месторождений в замерзающих морях возможна только подводным способом. Развитие системы подводнодобычных комплексов позволит в короткие сроки ввести в эксплуатацию труднодоступные месторождения в акватории Северо-Ледовитого океана.

ДАТАЦЕНТРИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ ИНФОРМАЦИЕЙ В 3D ПРОЕКТИРОВАНИИ

Тарасов Н.С.

(научный руководитель: профессор Безкоровайный В.П.)

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Процесс проектирования верхних строений морских нефтегазовых сооружений (МНГС) недостаточно проработан, что при невысоком уровне автоматизации проектирования затрудняет принятие эффективных инженерных решений. Возникают проблемы и при управлении (менеджменте) проектированием, в частности, при 3D моделировании.

На стадии проектирования должны учитываться требования, сформированные условиями последующих этапов: строительства и эксплуатации верхнего строения МНГС с учетом значительного количества участников этих процессов. Следовательно, возникает задача комплексного управления жизненным циклом объекта на основе его 3D модели.

В качестве возможного решения поставленной задачи на этапе проектирования предлагается создание единого информационного пространства, а именно системы управления инженерными данными на базе 3D модели (датацентрической системы управления информацией). Рассмотрены основные аспекты управления процессом: получена сетевая модель и календарный план в виде диаграммы Ганта с использованием автоматизированной системы управления на основе ПО Oracle Primavera.

Для сопровождения жизненного цикла объекта предлагается отечественная система «НЕОСИНТЕЗ». Использование этой системы обеспечит фундаментальное преимущество по сравнению с типовыми пользовательскими приложениями. В частности, при проектировании:

- обеспечение единства исходных данных и проектных решений по всем разделам проекта;
- автоматическое формирование технического паспорта проекта. Визуализация объекта «как спроектировано»;
- объединение в одной модели разделов проекта, созданных в различных САПР;
- сбор и систематизация сведений об исходном состоянии объекта.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ В НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Тимченко В.С.

(Санкт-Петербургский союз ученых)

На сегодняшний момент во всех областях отечественной науки и практики идет речь об интеллектуальных системах и их роли в повышении эффективности работы отраслей экономики. Однако, фактически, подавляющее число данных систем являются лишь информационными, с плохо структурированной базой данных и без интеллектуальной составляющей, а единственная функция, которую они могут решать – аккумуляция статистической информации с линейного уровня для последующей статистической обработки, с которой системы не всегда могут справиться, т.к. одна и та же информация часто дублируется из разных источников, с разными числовыми значениями, либо информация содержится в изолированных блоках корпоративной информационной системы, не позволяющих получить общую картину работы компании.

Перед разработчиками информационных систем стоит актуальная задача по проектированию и последующему внедрению интеллектуальных систем, выполняющих все возложенные на них функции, основной из которых является функция по поддержке принятия решений, на основании результатов работы интеллектуальной составляющей системы, в основу которой может быть положена имитационная модель работы организации, позволяющая прогнозировать состояние системы на определенном перспективном горизонте времени, на основании данных о текущей ситуации, статистических данных и технологии работы организации.

Особенности имитационных моделей открывают большой потенциал для внедрения в различных отраслях экономики и, в частности, в нефтяной и газовой промышленности, за счет возможности прогнозирования состояния системы на неограниченное количество шагов вдоль оси времени, с учетом падения достоверности прогноза, пропорционального количеству данных шагов. Поэтому прогноз интеллектуальных систем, по расположению вдоль оси времени, можно подразделить на: оперативный, тактический и стратегический.

Достоверность стратегического прогноза является самой низкой, поэтому требования к статистической информации, применяемой для данного прогноза, является самой низкой, в то время, как оперативный прогноз должен быть самым достоверным, поэтому более высокие требования предъявляются и к статистике, полученной из архива информационной системы, которую, в частности, стоит более детально анализировать, в том числе отдельно по интервалам в течение суток с различной интенсивностью циклов технологических режимов работы компании.

ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА ДЛЯ РАСЧЕТОВ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ СИНЕРГЕТИЧЕСКОГО АНАЛИЗА

Тупысев А.М.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Высокий уровень неопределённости при освоении нефтегазовых месторождений связан с неопределённостью в геологических данных. Несомненно, что применение современных информационных технологий для обработки геологических данных является перспективным с точки зрения повышения конкурентоспособности нефтегазового производства.

Центральное место в литологических исследованиях занимают характеристики порового пространства. Оценка объёмов порового пространства в совокупности с петрофизическими свойствами коллектора являются основой для освоения месторождений.

В работе рассматривается возможность применения алгоритмов расчёта фрактальной размерности для повышения точности получаемых в литологических исследованиях данных. Предложена архитектура комплексной системы сбора и анализа литологической информации с применением средств data mining и машинного обучения.

При условии фрактального распределения размеров пор в пористой среде, получены вероятностные модели диаметра пор и проницаемости. Для фрактальной пористой среды проведены расчеты проницаемости по методу Монте-Карло.

Для оценки пористости всего пласта в дополнении к текущим литологическим исследованиям могут быть привлечены данные из литолого-стратиграфических карт с информацией по мощности и глубине залегания породы.

КОНТРОЛЬ ДОСТОВЕРНОСТИ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ КАНАЛОВ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНО-ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ГАЗОТРАНСПОРТНОГО ОБЩЕСТВА

Ульянов М.С., Южанин В.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Данная работа посвящена разработке алгоритмов контроля достоверности измерительных каналов (ИК) системы оперативно-диспетчерского контроля и управления (СОДУ) газотранспортного Общества.

В настоящее время основным параметром для контроля состояния газотранспортной системы и принятия решения диспетчером в аварийной ситуации является давление. Верные действия диспетчера, особенно в аварийной ситуации, возможны только при условии достоверности поступающей к нему информации, в частности достоверности показаний ИК.

Не смотря на актуальность контроля достоверности показаний ИК в магистральном транспорте газа, на практике используются только методы определения явной технической неисправности ИК.

В современных SCADA-системах реализованы следующие стандартные алгоритмы контроля достоверности показаний ИК:

- учет сигналов самодиагностики состояния КИП и линии связи;
- контроль выхода показаний ИК за границы физического диапазона;
- сравнение скорости изменения показаний ИК с уставкой;
- поиск «залипших» показаний ИК;
- кратковременный выброс в показаниях ИК.

Перечисленные алгоритмы осуществляют анализ показаний измерительных каналов по отдельности и не способны выявить их противоречивые показания.

Для решения проблемы определения недостоверных показаний ИК разработан метод контроля достоверности ИК СОДУ газотранспортного Общества, основывающийся на сопоставлении показаний близко установленных КИП давления. Для проверки работоспособности метода разработан программный комплекс, включающий стандартные алгоритмы контроля достоверности и разработанный алгоритм.

Выполнена проверка работы алгоритма на реальных данных газотранспортного Общества.

РЕАЛИЗАЦИЯ РЕЖИМА ГОРЯЧЕГО РЕЗЕРВИРОВАНИЯ ЦЕНТРАЛЬНОГО КОНЦЕНТРАТОРА ИНФОРМАЦИИ

Ушанёв А.С.

(ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»)

Системы телеметрии все больше завоевывают популярность в России и во всем мире. Их широкое распространение и глобализация связей увеличивают спрос на непрерывность предоставления данных.

От стабильного и постоянного предоставления на верхний уровень диспетчеризации параметров телемеханики различных технологических объектов зависит безопасность и непрерывность поставок газа потребителям.

Для повышения надёжности и бесперебойной работы существует технология «горячего» резервирования. Комплекс с горячим резервированием обеспечивает непрерывность сбора, обработки и архивирования данных.

Резервированный комплекс состоит из 2-х **узлов** (вычислительных машин) на каждом из которых установлен экземпляр программы «Зонд2006». Обе машины одновременно включены в работу. Узлы обмениваются данными по протоколу UDP.

Переключение с основного на резервный узел осуществляется по инициативе «Резервного узла» при наступлении отказа «Основного узла». При этом резервный узел запускает в работу задачи УСО (устройство связи с объектами) и экспорта данных. Начинается работа с каналами связи.

Для реализации горячего резервирования центрального концентратора Изобильненского ЛПУМГ потребуется резервный ЦКИ на базе ЭВМ и преобразователь интерфейсов Моха NPort. Горячее резервирование увеличит надёжность и непрерывность предоставления на пульт управления диспетчера параметров телемеханики различных технологических объектов.

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГИБРИДНЫХ МЕМБРАННЫХ НАНОМАТЕРИАЛОВ В МИКРОЭЛЕКТРОНИКЕ

Филиппов А.Н., Петрова Д.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Рассмотрены способы получения и методы характеристики нанокомпозитов на базе полимерных мембран и внедренных в их матрицу наночастиц металлов, оксидов металлов, нанотрубок углерода и галлуазита для направленного изменения свойств мембран с целью придания гибриду асимметричных транспортных характеристик (таких как диффузионная проницаемость, вольтамперная характеристика (ВАХ) и др.). Синтезированы и исследованы бислойные пленочные структуры, показывающие разный (асимметричный) отклик при изменении направления действия внешней силы (градиентов давления, концентрации и электрического потенциала). Такие бислойные структуры могут служить основой при создании новых типов мембранных сенсоров, датчиков, диодов, для использования в топливных элементах.

В рамках гомогенной модели мембраны, основываясь на экспериментальных зависимостях диффузионной проницаемости и электропроводности от концентрации электролита, предложен новый метод количественного определения физико-химических параметров мембранной системы (усредненного и индивидуальных коэффициентов диффузии ионов и усредненного коэффициента равновесного распределения ионных пар). Метод успешно применен к характеристике гибридных катионообменных мембран МФ-4СК с различным содержанием нанотрубок галлуазита, интеркалированных/инкапсулированных наночастицами платины и железа при использовании в качестве электролита водных растворов хлорида натрия и соляной кислоты. Результаты характеристики позволили оценить эффект модификации мембран и выбрать оптимальную композицию допантов для получения улучшенных транспортных свойств гибридных мембран, а также спрогнозировать ход диффузионных и вольтамперных кривых до проведения эксперимента. На базе модифицированных и исходных мембран синтезированы бислойные пленочные структуры, обладающие асимметрией диффузионной проницаемости и ВАХ. Основываясь на результатах, полученных для однослойных мембран и развитой теории, оказалось возможным прогнозировать транспортные свойства бислойных мембран априори, экономя тем самым время и дорогостоящие ресурсы.

Обсуждаются также особенности современных суперконденсаторов, представляющих собой перезаряжаемые электрохимические устройства, на которых протекают квазиобратимые процессы заряжения – разряжения, и гальваностатические зависимости которых близки к прямым линиям.

Работа выполнена при поддержке при финансовой поддержке Минобрнауки Российской Федерации (грант №14.Z50.31.0035).

СОЗДАНИЕ СИСТЕМ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОПАСНЫХ СОСТОЯНИЙ

Фролов О.Е., Алексейцев Д.М.

(Центр высокотехнологичных решений ООО «Автоматика-сервис»)

Повышение безопасности технологических процессов нефтехимических производств является одной из важнейших задач, решаемых средствами современных автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУТП). В первую очередь на уровне АСУТП безопасность обеспечивается системами противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ), которая обязана перевести объект в безопасное состояние при возникновении на нём инцидента. Важно понимать, что срабатывание алгоритмов ПАЗ на крупнотоннажных промышленных объектах, в особенности на установках непрерывного действия, является крайне нежелательным событием, которое может стать причиной серьёзных экономических потерь, простоя установки, нарушением работоспособности оборудования. Также нежелательными событиями являются выход контролируемого параметра за установленные нормы текущего технологического режима, нарушение заданий по качеству и количеству целевой продукции.

Таким образом, особую важность приобретают решения, позволяющие в автоматическом или автоматизированном режиме диагностировать возникновение на объекте предаварийной ситуации или тенденции к её развитию. Появление такой информации позволяет оперативному персоналу заблаговременно принять необходимые управляющие действия с целью недопущения возникновения на объекте нежелательной или опасной ситуации.

В работе освещаются аспекты создания системы прогнозирования опасных состояний как средства повышения безопасности и эффективности технологических процессов нефтеперерабатывающей отрасли; сформулированы цели и основные задачи данных систем. Дано определение опасного состояния технологического объекта, функции опасности, как средства определения возможности попадания объекта в опасное состояние. Приведены варианты реализации системы прогнозирования с учетом технических особенностей развернутой на объекте АСУТП.

ИДЕНТИФИКАЦИЯ ОТКАЗОВ ЭЛЕМЕНТОВ СПАЗ В СООТВЕТСТВИИ С ГОСТ Р МЭК 61508

Фролов О.Е., Карманов А.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Опасные производственные объекты (ОПО) в обязательном порядке должны оснащаться специальными системами противоаварийной автоматической защиты (СПАЗ). Основным назначением СПАЗ является останов ОПО при возникновении на нём инцидента. При этом СПАЗ реализует функцию, называемую функцией безопасности (ФБ).

СПАЗ состоит как минимум из трех последовательно соединённых подсистем (подсистема датчиков, логическая подсистема, подсистема исполнительных устройств), каждая из которых имеет определённую архитектуру, определяющую, в частности, кратность резервирования её элементов. Отказы элементов подсистем могут стать причиной того, что СПАЗ не выполнит ФБ, т.е. эти отказы могут привести к существенному возрастанию вероятности PFD невыполнения ФБ.

В стандарте ГОСТ Р МЭК 61508 (аналог Международного стандарта IEC61508) вводится классификация отказов, основанная на том, какой вклад в PFD вносит тот или иной отказ. При этом отказы подразделяются на опасные и безопасные. Опасные отказы приводят к увеличению PFD, а безопасные отказы являются источником немотивированных остановов ОПО (остановов в отсутствии инцидента на ОПО). По отношению к возможностям диагностики отказы делятся на обнаруженные и необнаруженные. Отметим, что опасные необнаруженные отказы вносят самый существенный вклад в увеличение PFD.

Однако, классификация, приведённая в стандарте ГОСТ Р МЭК 61508, является нечёткой в том смысле, что возникший отказ элемента какой-либо подсистемы СПАЗ не всегда можно однозначно отнести к одному из вышеуказанных типов отказов вне учёта ряда факторов, зависящих от степени опасности ОПО, особенностей эксплуатации и возможностей СПАЗ. Например, к указанным факторам относятся: - категория взрывоопасности ОПО; - архитектура подсистем СПАЗ; - правила обслуживания и возможности обслуживающего персонала; - диагностические возможности АСУТП и СПАЗ. В такой ситуации возникает задача идентификация отказов (отнесение к стандартным типам), позволяющая в дальнейшем корректно построить математическую модель взаимодействия ОПО с СПАЗ.

В работе представлен метод идентификации отказов элементов системы противоаварийной защиты, разработанной в соответствии с указаниями нормативных документов, регулирующих все этапы жизненного цикла СПАЗ, обслуживающей ОПО I-ой категории взрывоопасности.

ВЛИЯНИЕ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫХ ПРИВОДОВ НА РАБОТУ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕТФЕПЕРЕРАБОТКИ

Чернев М.Ю.

(ООО «Газпромнефть-Энергосервис»)

Для предприятий нефтегазового комплекса России сегодня актуальна задача модернизации их производственной инфраструктуры. В связи с этим широкое использование находят частотно-регулируемые приводы (ЧРП), которые позволяют осуществлять более точное регулирование технологических параметров установок и повышать энергоэффективность производства. Однако следует учитывать тот факт, что при внедрении большого количества ЧРП в электросети промышленного предприятия увеличивается содержание высших гармонических составляющих тока и напряжения, что приводит к возникновению проблем при эксплуатации существующего электрооборудования, например, сухих трансформаторов и конденсаторных установок из-за ухудшения качества электроэнергии (ЭЭ).

В России оценка показателей качества ЭЭ осуществляется согласно ГОСТ 32144-2013 (ГОСТ), в том числе уровня гармонических искажений по напряжению (КНИ напряжения), который показывает отклонения формы напряжения от синусоиды и имеет для сети низкого напряжения в зависимости от времени измерений диапазон значений 8-12%. Обычно на предприятиях нефтегазового комплекса измерения качества ЭЭ в контрольных точках производятся раз в два года и на их основе формируются протоколы испытаний электрической энергии для анализа. При превышении допустимых значений КНИ напряжения разрабатываются корректирующие мероприятия по обеспечению требований ГОСТ. Но данный подход не совершенен, так как он может приводить к сокращению срока службы электрооборудования, а в некоторых случаях, и к выходу его из строя. Это происходит вследствие превышения значения КНИ напряжения выше допустимых установленных производителями электрооборудования.

Рекомендуется для обеспечения электроснабжения проводить непрерывный мониторинг гармоник напряжения (THDi) и тока (THDu), TDD согласно стандартам IEEE-519 и ER-5/4, а также дополнительно оценивать загрузку сухого трансформатора согласно коэффициенту понижения его мощности в соответствии с типом действующих гармоник тока (k-factor) и в частном порядке принимать во внимание требования к качеству ЭЭ завода производителя электрооборудования, что позволит комплексно анализировать качество ЭЭ и избежать проблем при его эксплуатации.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ

**Шафигов И.Н.
(ФГБОУ ВПО «УГНТУ»)**

В настоящее время основным способом эксплуатации нефтедобывающих скважин является использование электроцентробежных насосов (ЭЦН). Свыше 54% всего фонда скважин в РФ эксплуатируется ЭЦН, при этом из этих скважин извлекается около 75% всей добываемой нефти [1]. Оптимизация технологических процессов механизированной добычи нефти установками электроцентробежных насосов может дать значительный эффект энергосбережения для НГДП в целом.

Обеспечить наибольший эффект энергосбережения позволяют современные системы управления электроприводами скважинных насосов, которые способны вести эксплуатацию в режимах максимальных КПД насосов и электродвигателей, производить отбор продукции в соответствии с притоком жидкости из пласта.

Автором рассмотрены характеристики и функциональные возможности применяемых в настоящее время систем и станций управления электроприводами скважных насосов. Рассмотрены недостатки типовой схемы регулируемого привода электроцентробежного насоса, которые приводят к снижению общего КПД установки, а также ограничению диапазона регулирования питающей электродвигатель частоты. Рассмотрены вопросы диагностики и самодиагностики преобразователя частоты, который является чрезвычайно ответственным элементом в общей структуре электропривода.

В результате проведенных исследований предложена структура энергоэффективного электропривода установки электрического центробежного насоса на основе высоковольтного преобразователя частоты. В предложенной структуре отсутствует двухступенчатая трансформация напряжения и, соответственно, повышается общий КПД системы на 10...15%. Также предложен способ самодиагностики высоковольтного преобразователя частоты, который обеспечивает повышение надежности регулируемых электроприводов, позволяет своевременно определять дефекты и прогнозировать выход из строя оборудования.

Список литературы:

1 Ивановский В. Н. Энергетика добычи нефти: основные направления оптимизации энергопотребления // Инженерная практика. 2011. №. 6. С. 18-26.

ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ АКТИВНОГО ВЫПРЯМИТЕЛЯ НАПРЯЖЕНИЯ ДЛЯ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫХ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

Шевырева Н.Ю.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В настоящее время эксплуатируется всё большее число буровых установок (БУ) для разведочного и эксплуатационного бурения на нефть и газ, для главных технологических механизмов которых – насосов, лебёдки и ротора, применяется частотно-регулируемый электропривод (ЧРЭП) переменного тока. Однако эксплуатация БУ с ЧРЭП приводит к существенному искажению синусоидальной формы напряжения сети и увеличению потребления реактивной мощности. Для уменьшения искажения формы напряжения сети в составе преобразователей частоты (ПЧ) применяют 12-пульсную схему выпрямления, но это не позволяет полностью решить проблему искажения формы напряжения сети. Одним из средств повышения качества электроэнергии является применение в составе ПЧ активных выпрямителей напряжения (АВН). АВН позволяет осуществить: стабилизацию выпрямленного напряжения на заданном уровне; формирование фазных токов сети, близких по форме к синусоиде; поддержание заданного коэффициента мощности сети; передачу энергии из сети переменного напряжения в цепь постоянного напряжения и в противоположном направлении.

С помощью разработанной компьютерной модели были выполнены исследования ЧРЭП с АВН в динамике для случая работы электропривода буровой лебёдки, когда имеет место максимальное влияние электропривода на сеть в переходных режимах. Показано, что предложенные функциональные схемы систем автоматического регулирования АВН на основе принципа подчинённого регулирования координат позволяют получить хорошее качество переходных процессов при пуске и торможении электропривода. Регулирование АВН по реактивной мощности позволяет значительно уменьшить потребление реактивной мощности и увеличить коэффициент мощности в переходных и установившихся режимах работы электропривода. Регулирование АВН по напряжению позволяет значительно уменьшить отклонение напряжения электропитания в переходных и установившихся режимах работы электропривода. АВН позволяет обеспечить режим рекуперации энергии при спуске колонны бурильных труб по сравнению со случаем ЧРЭП с неуправляемым выпрямителем. В этом случае коэффициент мощности в переходных режимах изменяется в пределах от 1 до минус 1. Суммарный коэффициент гармонических составляющих напряжения K_U в переходных и установившихся режимах при применении АВН не превышает 3,9%.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ХII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

12-14 февраля 2018 г.

*Секция 7. «Современные проблемы экономики и
управления нефтегазовым производством»*

Москва
2018 г.

ГОЛЛАНДСКАЯ БОЛЕЗНЬ: ПУТИ ИЗЛЕЧЕНИЯ ОТ ЭКОНОМИЧЕСКОГО НЕДУГА

Амангельдыева Д.К.
(БГЭУ)

На сегодняшний день топливо – энергетический комплекс (ТЭК) мировой экономики подвергается весьма значительным изменениям и колебаниям, которые ведут к экономическому кризису и спаду отечественного производства в ряде стран. Голландская болезнь или зависимость от сырья одна из острейших проблем мировой экономики, так как на восстановление от такого вида экономического кризиса требуется года, а иногда и десятилетия.

Истоком голландской болезни стал бум в газовой промышленности в Нидерландах: в страну хлынули инвестиции, а затем и доходы от экспорта, что привело к положительному торговому балансу. В результате, голландский гульден укрепился в два раза, а выпуск и занятость в несырьевых отраслях серьезно упали.

Важнейшим фактором сырьевой экономики является цена, для которой характерна стабильность. То есть если идет ценовой спад, то он будет продолжаться весьма продолжительное время. В странах, у которых было промышленное производство, как например, в Голландии и Норвегии, появились весьма серьезные проблемы.

Данное экономическое явление в каждой стране протекает по-разному, и каждая страна пытается по-своему бороться с данным экономическим недугом. История мировой экономики выявляет несколько путей излечения, основанных на опыте ведущих стран, переживших голландскую болезнь. Выделяют несколько основных методов излечения. Первая – сберегательная, рано или поздно, ресурс на котором строится экспортная отрасль закончится. Так зачем же тратит деньги от экспорта сейчас, когда их можно оставить на черный день, используя при этом фонды национального благосостояния. Также существует метод, как страхование цен(хеджирование), который позволяет точно знать цену на ресурс и будущий доход.

Среди нефтедобывающих стран практически все были подвергнуты этой болезни. С одной стороны, есть излечившаяся Норвегия, где экономика процветает из-за самого крупного фонда с размером в 847 млрд долларов, а с другой стороны, Венесуэла, где нефть повлияла на экономику так сильно, что страна борется с экономическим дефолтом, т.е. страна на крайне банкротства. Интересно наблюдать, как протекает данная болезнь в России. Возможно те же самые санкции станут главным лекарством от голландской болезни.

Почему человеческие решения важнее природных ресурсов? Именно ответ на этот вопрос помогает найти голландская болезнь. Богатство страны не в самом ресурсе, а в умении целесообразно пользоваться им.

ИЕРАРХИЧЕСКАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ПРОЕКТАМИ ПРОЦЕССАМИ В ПРОЕКТАХ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ СООРУЖЕНИЙ (МНГС)

Баязитов В.Д., Безкоровайный В.П.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В современной ситуации на рынке энергоресурсов и относительно невысокой цены на нефть в реализации предпочтение отдается проектам с более низкой себестоимостью добытой нефти. В данном случае проекты освоения шельфовых месторождений нефти и газа урезаются или они вовсе откладываются на неопределенный срок, так как себестоимость добытой нефти в разы выше, чем у добытой на континентальных месторождениях. При работе над крупномасштабными проектами добычи на шельфе задействуются значительные людские и материальные ресурсы. Для сохранения объёмов капиталовложений в строительство морских платформ требуется минимизация капитальных затрат на строительство морских нефтегазовых сооружений и сокращение сроков реализации проектов. Для достижения названной цели в данной работе был выбран путь координации проектных процессов в проектах морских платформ и совершенствования управления бизнес-процессами компании оператора месторождения.

В процессе поиска решения по повышению конкурентоспособности компании, задействованной в добыче на шельфе, мы пришли к выводу, что необходимо усовершенствовать алгоритмы взаимодействия участников проекта и логику принятия приоритетных решений. Для изучения была выбрана не вся деятельность компании, а именно проектирование и управление жизненным циклом МНГС, как наиболее технологически и организационно сложные процессы.

Во время работы проанализирован опыт ведущих отечественных и зарубежных компаний в области реализации крупных проектов освоения шельфовых месторождений нефти и газа и изучены типовые ошибки. В итоге разработана матрица распределения полномочий и ответственности по принятию решений между организациями, задействованными в проектировании и строительстве МНГС; выработаны предложения по алгоритму эффективного управления проектом и оптимизации распределения ролей между участниками.

Предлагаемая модель позволит перестроить систему распределения полномочий и ответственности в компании без привлечения дополнительных ресурсов и добиться повышения производственных показателей, а также снижения капитальных вложений в проекты МНГС.

ИМИТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

Богаткина Ю.Г., Степанкина О.А

(Институт Проблем Нефти и Газа РАН, РГУ нефти и газа (НИУ) имени
И.М. Губкина)

Имитационное моделирование (simulation) является одним из распространенных методов анализа экономических систем. Под имитацией понимают процесс проведения на компьютере экспериментов с математическими моделями. С развитием средств вычислительной техники и программного обеспечения, спектр применения имитации в сфере экономики существенно расширился. В настоящее время ее используют как для решения задач внутрифирменного управления, так и для моделирования управления на макроэкономическом уровне, в частности для оценки рисков в нефтегазовых инвестиционных проектах. Подчеркнем, что имитационное моделирование (ситуационное моделирование) — метод, позволяющий строить модели, описывающие процессы так, как они проходили бы в действительности. Такую модель можно «проиграть» во времени как для одного испытания, так и заданного их множества. При этом результаты будут определяться случайным характером процессов. По этим данным можно получить достаточно устойчивую статистику. В общем случае, проведение имитационного эксперимента в нефтегазовых инвестиционных проектах можно разбить на следующие этапы:

- Установка взаимосвязи между исходными и выходными показателями в виде математического уравнения или алгоритма.
- Задание законов распределения вероятностей для ключевых параметров модели (цена нефти, добыча нефти, капитальные вложения и эксплуатационные расходы).
- Проведение компьютерной имитации значений ключевых параметров модели.
- Расчет чистого дохода с применением имитационного моделирования.
- Анализ полученных результатов и принятие решения.

Актуальным является то, что вычисление количественной оценки рисков технико-экономических показателей нефтегазового инвестиционного проекта на основе имитационного моделирования оказывается достаточно эффективным.

Предлагаемый алгоритм был заложен в отраслевую автоматизированную систему, способную проводить многовариантные расчеты технико-экономических показателей в инвестиционных проектах с учетом факторов риска.

ОСОБЕННОСТИ АУДИТА ОСНОВНЫХ СРЕДСТВ В НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЯХ

Будкина Л.П.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Нефтегазовая отрасль, являясь одной из самых стратегически значимых для экономики России, характеризуется высокой капиталоемкостью. Содержание инвестиционных программ, оценка достоверного отражения в учете и отчетности долгосрочных инвестиций и основных средств являются предметом пристального внимания как со стороны менеджмента нефтегазовых компаний, так и со стороны внутренних и внешних аудиторов.

Крупные нефтегазовые компании, как правило, формируют консолидированную отчетность (отчетность группы), их ценные бумаги допущены к организованным торгам, что обязывает их составлять финансовую отчетность как по российским, так и по международным стандартам (в соответствии с федеральным законом «О консолидированной финансовой отчетности» № 208-ФЗ от 27.07.2010 г.).

При аудите основных средств в нефтегазовой компании следует рассмотреть соответствие ведения учета российскому стандарту (ПБУ 6/01) «Учет основных средств», а также международному стандарту МСФО (IAS) 16 "Основные средства". Кроме того, в соответствии с федеральным законом «О бухгалтерском учете» № 402 – ФЗ от 06.12.2011 (по которому на смену привычным положениям по бухгалтерскому учету (ПБУ) придут федеральные стандарты), разработан проект федерального стандарта (ФСБУ) «Основные средства», который планируется ввести в 2018 году.

Согласно пункту 16 этого стандарта (проект) следует включать в первоначальную стоимость основного средства величину оценочного обязательства по демонтажу и утилизации имущества, а также по восстановлению окружающей среды на занимаемом им участке. Этот вопрос является актуальным для нефтегазовых компаний, которые, по закону «О недрах», должны осуществить ликвидацию скважин и оборудования по окончании срока действия лицензии.

Необходимость учета ликвидационных затрат установлена в пункте 16 МСФО (IAS) 16 "Основные средства", а в российском законодательстве действует ПБУ 8/2010 "Оценочные обязательства, условные обязательства и условные активы". На сегодняшний день российские организации достаточно редко отражают обязательство по ликвидации основных средств (в частности, из-за различий в бухгалтерском и налоговом учете), однако, наличие такого требования в федеральном стандарте может способствовать установлению более четкого порядка учета ликвидационных затрат.

МОДЕЛЬ ДВУХЦЕЛЕВОГО ВЫБОРА ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ ЗАКУПОК

Будяков А.Н., Матвеев М.Г.

(ПАО Газпром нефть, Воронежский государственный университет)

Закупки оборудования у поставщиков в больших нефтегазовых компаниях осуществляются подразделением - закупщиком централизованно по заявкам территориально распределенных производственных подразделений-заказчиков (месторождений) с формированием закупочных лотов однородного оборудования. Каждый закупочный лот должен удовлетворять набору коммерческих и технических требований, которые задаются интервальными значениями характеристических параметров. Задача заключается в выборе такого оборудования из предложений поставщиков, при котором одновременно достигается максимальное соответствие коммерческим требованиям заказчика и производственным требованиям заказчиков.

Требования задаются экспертным путем с оформлением результатов экспертизы в форме нечетких высказываний о допустимых значениях параметров. Оценка соответствия параметров альтернативных типов оборудования заданным требованиям осуществляется на основе формирования и вычисления многомерных функций принадлежности составных нечетких высказываний. В результате формируется матрица соответствий типов оборудования техническим требованиям месторождений и матрица соответствий типов оборудования коммерческим требованиям к потенциальным поставщикам.

На основе полученных матриц формулируется комбинаторная задача выбора оборудования для закупки в форме модифицированной транспортной задачи линейного программирования. Выбор оборудования осуществляется таким образом, чтобы достигалось максимальное соответствие линейной комбинации противоречивых технических и коммерческих требований. В результате решения обеспечивается оптимальный выбор поставщиков оборудования и оптимальное распределение оборудования по месторождениям.

Естественным ограничением решения является его целочисленность. В той связи были проанализированы различные методы отсечения с выбором метода ветвей и границ.

Приводится численный пример выбора различных типов центробежных насосов по заданным формулировкам технических и коммерческих требований. Выбор, сделанный с использованием предложенной модели, полностью соответствует требованиям. При этом очевидно, что повторение такого выбора с помощью «ручного» способа практически невозможно даже в относительно простой ситуации примера. Предложенная модель выбора планируется к реализации на платформе SAP в ПАО Газпром нефть.

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ

Бурыкина Е.В., Андреев А.Ф.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Главной задачей управления рисками является обеспечение такого положения какой-либо организации на рынке, чтобы она не оказалась в кризисной ситуации, а смогла преодолеть временные трудности посредством использования всех возможностей современного менеджмента, разработки и практической реализации специальной программы, имеющей стратегический характер и позволяющей организации обеспечить свое существование при различных неблагоприятных воздействиях внутренней и внешней среды.

Под управлением рисками понимается в общем случае такое управление, которое нацелено на предотвращение возможных серьезных осложнений в рыночной деятельности организации, обеспечение её стабильного устойчивого развития с ориентацией на расширенное воспроизводство на основе собственных ресурсов.

Управление рисками должно базироваться на фундаменте научно обоснованных теорий, в частности, рискологии – новой науки XXI века.

Управление рисками имеет существенные отличия от традиционных форм, приемов и технологий менеджмента. Основное в управлении рисками – ускоренная и действенная реакция на изменения внешней среды на основе заранее разработанных альтернативных вариантов, постоянное и последовательное использование новационных технологий во всех областях деятельности организации с тем, чтобы ввести в действие такие управленческие и финансовые механизмы, которые бы позволили организации преодолеть возникшие трудности с наименьшими для неё потерями. Система управления рисками в нефтегазовой компании раскрывает задачи управления проектами, методы качественной и количественной оценки проектных рисков, методологию планирования и идентификации рисков, инструментарий реагирования на риски и т.д.

Большинство нефтегазовых проектов характеризуется повышенной степенью риска. В свою очередь, высокая степень риска проекта приводит к необходимости поиска путей ее снижения. В практике управления проектами существует несколько способов снижения риска, такие как диверсификация, страхование, распределение рисков между участниками проекта, приобретение дополнительной информации, резервирование средств на покрытие непредвиденных расходов. Развитие рыночных экономических отношений, рост инвестиционной активности, в том числе и в нефтегазовом комплексе, сопровождается возрастанием потока проектных решений, что делает проблему оценки рисков при разработке и реализации проектов еще более актуальной.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ БЮДЖЕТИРОВАНИЯ КАК ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ РЫНОЧНОЙ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ

Виноградов Г.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Основные факторы развития постиндустриальной экономики – знания и человеческий капитал. Формирование человеческого капитала происходит за счет накопления знаний и внедрения инноваций, что способствует технологическому и интеллектуальному развитию, дает решающее преимущество в увеличении темпов создания наукоёмкого производства и стремительного повышения качества жизни. Согласно Докладам ООН, удельный вес человеческого капитала в высокоразвитых странах уже сейчас составляет до 80% их GDP.

Мировые компании, занятые в ИТ секторе первыми обратили внимание на важность скорости производства и создали условия, способствующие быстрому и эффективному воплощению идей в конечный продукт, тем самым многократно ускорили процесс производства прорывных технологий, обеспечивающих им лидерство.

Использование гибких методологий управления позволяет увеличить скорость производства, повысить прозрачность бизнес-процессов и достичь экономии бюджета, что было доказано не только зарубежными частными компаниями (Cisco, Google, HSBS, Siemens), но государственными предприятиями (Правительство Англии, Правительство Австралии, Пентагон).

В связи с тем, что динамика работы в компаниях, использующих гибкие методологии крайне высока, жесткие бюджеты, утвержденные в начале года становятся неактуальными уже после первого квартала. Использование существующей системы бюджетирования создает препятствия для оперативной работы, а, следовательно, не достигает основной цели - эффективного распределения ресурсов для выполнения основной деятельности предприятия и достижения стратегических целей.

Чтобы соответствовать быстрым темпам развития, современные компании вынуждены адаптировать принятую у них систему бюджетирования. В рамках представленной научной работы проведен анализ существующих традиционных систем бюджетирования, выявлены их проблемы и предложены адаптационные методы по совершенствованию систем планирования и контроля.

МНОГОМЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ КУРСА ДОЛЛАРА США: НЕФТЬ, ЗОЛОТО И ДРУГИЕ ДЕТЕРМИНАНТЫ

Гаджиев О.Б.
(ВГУВТ)

Глобализация экономики, доминирование в товарном экспорте России топливно-энергетических ресурсов (62,5 % – макроданные январь – июнь 2017 г., ЦБ РФ), условия погашения накопленного внешнего долга и процентов по обслуживанию (январь – апрель 2018 г. – выплата 44,014 млрд долл. США без учета возможности реструктуризации), сомнения в обоснованности дальнейшего использования нефти марки Brent в качестве маркерной при выработке месторождений, проблема недооценки рынком российской нефти (фьючерсы отличаются по контанго и бэквордации) делают проблему динамики валютной пары USD/RUB в различных временных масштабах особенно важной. Разработка моделей номинального валютного курса актуальна для фундаментальной экономической науки и создания (кибернетических) экспертных систем принятия решений. Развитие таких систем важно для государственных экономических регуляторов, например, при управлении суверенным ресурсным фондом (ФНБ), топливно-энергетических компаний, коммерческих банков и др., поскольку их применение может снизить валютный риск и повысить экономические показатели.

Определение вероятных детерминантов курса доллара США, установленного ЦБ РФ, было выполнено с применением многомерного статистического анализа (параметрической и непараметрической корреляций, методов интеллектуальной обработки данных – факторного и кластерного анализов) на основе временных рядов с 24.07.2017 по 22.09.2017 – индексов биржевого рынка акций (Dow Jones Composite Average, S&P 500, STOXX 600, FTSE 350, Wilshire 5000, Dow Jones Global Index, S&P Global 1200), цен спот тройской унции золота и барреля нефти Brent, валютной пары EURUSD, данных ЦБ РФ (структурный дефицит/профицит ликвидности банковского сектора, объем операций репо и «валютный своп», внебиржевой кассовый оборот валютного рынка РФ SPOT, внебиржевой кассовый оборот валютного рынка РФ SWAP).

Структурная модель была создана в рамках кибернетического подхода акад. Глушкова В.М. Методом наилучшей регрессии для 255 множественных линейных регрессий, полученных для 5 вероятных детерминантов, на основе различных критериев были выбраны две модели, включающие показатели, полученные для цены спот нефти, дефицита/профицита ликвидности, индекса S&P Global 1200 (модель 1, критерии AIC, SBC, Cp), цены спот тройской унции золота (модель 2, R^2 , скорректированный критерий R^2 , экономическое содержание). Установлена важность предикторов.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА «ДЕРЕВО РЕШЕНИЙ» ДЛЯ АНАЛИЗА РИСКОВ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ

Гараничева Ю.Э.

(научный руководитель: к.э.н., доцент, Кириченко О.С.)

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

По данным ЕУ Россия занимает седьмое место среди европейских стран по количеству проектов прямых иностранных инвестиций, где главная отрасль - промышленность. Нефтегазовый комплекс не является исключением. В своем составе он имеет огромное число как мелких, так и крупных проектов, начиная от геологоразведки и заканчивая сбытом продукции.

Но не каждый проект может достигнуть конечной цели, так как существует проблема ограниченности ресурсов. Кроме того, он подвержен влиянию риска, который может появляться на всех стадиях производства. Стоит отметить, что риск (вероятность убытков или недополучение дохода по сравнению с вариантом, предусмотренным проектом) является неотъемлемой частью предпринимательской деятельности.

В настоящий момент, в нефтегазовых компаниях высокую степень важности приобретают задачи, связанные с идентификацией, оценкой и управлением риском. Существует ряд способов для количественного анализа риска, одним из которых является метод дерева решений.

Метод «дерево решений» - это графическое представление проблемы. Чаще всего используют тогда, когда необходимо принимать последовательный ряд решений. На каждом из этапов происходит оценка результатов и вероятностей, а в конце принимается решение о том, какой из альтернативных вариантов развития выбрать.

Модель создается по определенным правилам слева направо и имеет пять элементов. К ним относятся: точка принятия решений, точка случайного события, ветви (соединение точек принятия решений с точками случайного события), вероятности, ожидаемые значения (последствия).

Данный метод очень полезен в таких случаях, когда решения, принимаемые в определённый момент времени, имеют высокую степень зависимости от решений, принятых на ранних этапах.

Специфической особенностью нефтегазовой отрасли является ее высокая капиталоемкость, поэтому метод «дерево решений» используют на ранних этапах производственного цикла, чтобы изначально рассмотреть возможные ограничения и финансовые потери. В связи с огромным числом исходных данных, случайных сценариев, альтернатив и неопределенностей в нефтяной и газовой промышленности, целесообразно использовать автоматизированные системы, позволяющие строить и анализировать прогнозные модели.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОДХОДОВ К ОЦЕНКЕ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Гервиц Е.С., Попова Ю.А.
(ООО «НИИГазэкономика»)

Определение стоимости реализации инвестиционных проектов в рамках инвестиционного планирования происходит в условиях значительной неопределенности, когда объем входящей информации при инициации проекта незначителен и постепенно увеличивается по мере проведения исследований и разработки документации.

Исследования показали, что необходимы такие инструменты принятия управленческих решений, которые бы позволяли оценивать стоимость как при минимальном наборе данных, что актуально на стадии технического задания (ТЗ) и технических требований (ТТ), так и на последующих стадиях разработки проектной документации. Разработка подобной модели предполагает, во-первых, отбор наиболее характерных проектов в основных видах деятельности ПАО «Газпром» учетом конструктивных решений, используемых технологий и географической принадлежности, показатели которых могут быть в дальнейшем использованы для планируемых к реализации проектов. На следующем этапе для каждого объекта определяется унифицированный перечень наиболее значимых по стоимости подобъектов и работ, необходимых для сооружения базового объекта. После этого рассчитываются средние удельные показатели стоимости для каждого подобъекта с последующей оценкой среднего сложившегося уровня стоимости строительства объекта в целом. На заключительном этапе анализа отклонений выявляются факторы, влияющие на изменение стоимости, обусловленные дифференциацией условий строительства, конструктивных решений, используемых технологий, и определяется порядок их учета.

Представленный алгоритм содержит стоимостные показатели различного уровня детализации и позволяет постепенно увеличивать точность получаемых значений. Так, например, для ДКС стадии ТЗ и ТТ доступна информация только о единичной мощности ГПА, количестве ГПА и примерном составе объектов, на основе которой получается первичная оценка стоимости (точность 20%). На стадии ОТР уточняются данные о составе объектов, появляются объемные показатели по отдельным подобъектам и корректируется стоимость. Полученное значение уточняется на стадии разработки пояснительной записки и проекта организации строительства, когда известен точный состав объекта и целый ряд объемных показателей. Итоговая оценка получается по данным из сметной документации (точность 10%). Результаты апробации подтверждают достоверность предлагаемого алгоритма и возможность использования при определении стоимости перспективных проектов.

НОВЫЕ ТРЕНДЫ В РАЗВИТИИ СФЕРЫ НЕФТЕ- И ГАЗОПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЯ

Грызова И.И., Пельменёва А.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Развитие современных технологий на мировом рынке производства моторных топлив, включающих нефтепродукты, газомоторные виды топлива, электроэнергию, биотопливо, водородное топливо, требует учитывать новые тренды в формировании инфраструктуры нефте-и газопродуктообеспечения. В 2017 году ряд международных автомобильных компаний - BMW, Daimler, Ford и Volkswagen Group, включая Audi и Porsche, приняли решение о создании совместного предприятия IONITY, которое займётся разработкой и строительством сети (20) высокомошных зарядных станций для электромобилей в Европе. Хотя за тенденциями в спросе на моторные виды топлива обязаны успевать и модернизировать свою автозаправочные комплексы прежде всего нефтегазовые компании, которые производят углеводородные виды топлива.

Крупным производителям бензина, дизельного топлива, СУГ, КПП, СПГ, а также электроэнергии, генерируемой мощностями из мазута, природного (свободного) и попутного (растворённого) газа необходимо активнее лоббировать интересы развития сбытового направления в бизнесе в случае несоответствия нормативной базы, технических регламентов, не успевающих за современными реалиями, так как рентабельность продаж в данном сегменте выше, чем в предыдущих технологических переделах. В ряде стран, государство самостоятельно стимулирует переход на экологически чистые виды топлива, однако одним из сдерживающих факторов остаётся нехватка и недоступность электроколонок. В России Постановлением Правительства с 2015 года предусмотрена необходимость обустройства АЗС зарядными колонками (станциями) для транспортных средств с электродвигателями. Высокая цена на электромобили и автомобили с гибридным двигателем также является сдерживающим фактором в развитии сегмента розничной торговли.

Наряду с трендом дифференциации видов топлива крупные компании, малый и средний бизнес, активно модифицируют сегмент сопутствующих нетопливных продаж на автозаправочных станциях, внешний и внутренний дизайн АЗК. Появляются безоператорные АЗС, акционные инструменты. Каждый новый тренд в сфере нефте- и газопродуктообеспечения адресно просчитывается участниками рынка на предмет эффективности инвестиций, учитывающей изменения в структуре капитальных вложений, соответствующих действующим техническим, пожарным и другим нормам безопасности, а также прогноз эксплуатационных затрат и доходов от продаж.

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ КАК ОСНОВА СТИМУЛИРОВАНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ОТЕЧЕСТВЕННОГО НЕФТЕГАЗОВОГО МАШИНОСТРОЕНИЯ

Даудова А.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Российская промышленность представлена большим числом производителей, однако лишь незначительная их часть отвечает современным технологическим стандартам, сертифицирована по API и предлагает инновационную продукцию по конкурентоспособным ценам. Основными игроками на рынке являются ARIEL, Cameroon, GE, Samsung, Siemens и прочие. Продукция зарубежного производства по-прежнему доминирует в сегменте наиболее сложных, ответственных и дорогостоящих агрегатов, оставляя для отечественных компаний менее прибыльные сегменты. В итоге, реализация крупных комплексных проектов отрасли находится в прямой зависимости от поставок зарубежного оборудования. В среднем доля импортного оборудования на российском рынке при разработке традиционных месторождений с применением ГРП по данным Минпромторга России составляет 90% (Propell Oilfield Equipment, Enerflow Industries, Crown Energy (Канада), Stewart & Stephenson, Ganver Denver (США), CAT GmbH (Германия)), а всего 10% приходится на отечественное оборудование: (Консорциум «РФК», ГК «Интегра»); для наклонно-направленного бурения (каротажа) – 83 %, производство СПГ- 80%, при разработке шельфовых месторождений около 90%. Практически весь объем единиц насосно-компрессорного оборудования, катализаторов и прикладное программное обеспечение закупается за границей. Вместе с тем в соответствии с проектом Энергетической стратегии России на период до 2035 года планируется систематический рост объема добычи углеводородного сырья и соответственно потребность в развитии отечественного нефтепрома, резко возрастает. Основными конкурирующими группами поставщиков оборудования, сформированными по ряду общих признаков, являются российские, китайские поставщики и поставщики из Европы и Америки, каждый из которых занимает определенное место на рынке. Можно определить ряд конкурентных преимуществ каждой группы. Для российских поставщиков это будет близость к регионам нефтедобычи, сложившиеся связи производителей и потребителей, низкие цены на запчасти, наличие собственной конструкторской базы, позволяющей учесть условия заказчиков. В тоже время для западных поставщиков это будет высокое качество оборудования, сложившаяся культура производства и сервиса, традиции активного маркетинга. Поставщики из Китая берут в основном низкой стоимостью производимой продукции, предоставлением выгодных кредитов и агрессивным маркетингом. Несмотря на страх перед «пробной» продукцией, которую азиатские подрядчики готовы производить и поставлять на рынки, многие компании предпочтут ее отечественной. Таким образом, перед отраслью российского нефтегазового машиностроения встает острейший вопрос повышения конкурентоспособности продукции.

СИСТЕМА ПОКАЗАТЕЛЕЙ, НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ЭФФЕКТИВНОЙ СТРАТЕГИИ ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «ГАЗПРОМ»

Еременко О.В., Новикова А.С.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, филиал в г. Оренбурге)

Формирование стратегии инновационной деятельности газовой корпорации необходимо производить с учетом показателей, отражающих специфику деятельности, а также направлений стратегической карты развития, скорректированной на факторы внешнего воздействия и развитости инновационной инфраструктуры. Это позволит обеспечить: унифицированность оценки инноваций; корректировку стратегии при изменении ситуации на рынках углеводородного сырья; рост устойчивости компании при усилении глобализации инновационного процесса. Итоговый показатель является характеристикой способности корпорации к интенсивному и радикальному изменению качества процессов при применении нововведений и основывается на расчете 5 блоков показателей: финансового (коэффициентов быстрой ликвидности, обеспеченности СОС, маневренности СК, автономии, рентабельности продаж и авансированного капитала, прироста ОФ и т.д.); клиентского (долей: рыночной, постоянных клиентов, продаж без рекламаций, без срыва сроков поставок, нормальной дебиторской задолженности и т.д.); процессного (коэффициенты: интенсивного использования ОФ, оборачиваемости ОС, рентабельности и ритмичности производства, техпроцессов, сертифицированных по ГОСТ ИСО9001 и т.д.), ресурсного (степень выработанности месторождения, обводненность скважин, соответствие цифровой модели разработки, глубина переработки, коэффициент загрузки мощностей в переработке, обеспеченность персоналом, готовым к инновациям, внедренные рацпредложения и т.д.), инновационного (затраты на инновации и патенты в общем объеме затрат, коэффициент изменения числа вузов-партнеров; удельный вес подразделений, занимающихся НИОКР и т.д.). Дополнительно к этим показателям методом квалиметрии следует оценить качественные параметры, исходя из их установленного уровня (в % от максимально возможного значения) и значимости показателя. Таким образом, интегральный показатель эффективности стратегии определяется по формуле:

$$K_i = \sum (W_i * X_{ij}), \quad (1)$$

Где W_i – значимость i -х инновационных проектов, X_{ij} – показатели, характеризующие достижение целей инновационной деятельности ПАО «Газпром» в рамках i -го блока критериев показателей.

Для ПАО «Газпром» проведен анализ стратегий инновационного развития (первая предполагает инновации в разработку, вторая - в газохимию), эффективность которых составила 1,0876(8,76%) и 1,1291(12,91%) и сделан вывод о приоритетности углубления переработки до 2025 года.

АВТОМАТИЗАЦИЯ КОНТРОЛЯ ЗА ВЫПОЛНЕНИЕМ КОНТРАКТНЫХ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ В ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО ТРАНСПОРТА

Камагаев С.А.
(ООО «Эмерсон»)

Целью построения системы автоматизации любого предприятия является повышение технологического и экономического контроля за работой предприятия. Согласно международному стандарту ISA-95 «Интеграция систем управления предприятием и технологическим процессом» задача экономического контроля за деятельностью предприятия возлагается на системы двух верхних уровней автоматизации - MES и ERP.

MES-системы это глубоко интегрированные в производственные процессы программные комплексы, предназначенные для решения задач синхронизации, координации, анализа и оптимизации производственных и экономических процессов в рамках существующего предприятия. Применение компетентно созданных и отлаженных MES-систем позволяет повысить экономическую эффективность предприятия, оперативно отслеживать параметры качества и сроки предоставления продукции, планировать дальнейшую деятельность предприятия, опираясь на существующий технологический процесс.

Данная работа представляет подход к построению многофункциональной системы MES-автоматизации предприятия нефтегазового транспорта (трубопроводная система, терминал отгрузки и хранения продуктов). В работе будут рассмотрены и определены требования к функциональным модулям, ответственным как за технологический контроль и планирование работы, так и за контроль выполнения существующих финансовых обязательств предприятия перед клиентами.

В работе представлен международный опыт различных нефте- и газотранспортных компаний, а также нефтеналивных терминалов по организации подобных систем.

СТРАХОВАНИЕ ОТВЕТСТВЕННОСТИ СУБЪЕКТОВ ТЭК НА СЛУЧАЙ ТЕРАКТА

Колесников А.В., Афанасова А.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НССО)

В соответствии со ст. 14, 15 Федерального закона от 21.07.2011 № 256-ФЗ "О безопасности объектов топливно-энергетического комплекса" субъекты ТЭК несут ответственность за вред, причиненный в связи с террористическим актом или диверсией, а также обязаны эту ответственность страховать.

Однако, требования указанного документа не вполне коррелируют с положениями Федерального закона от 06.03.2006 № 35-ФЗ "О противодействии терроризму", в ст. 18 которого сказано, что государство осуществляет в порядке, установленном Правительством Российской Федерации, компенсационные выплаты физическим и юридическим лицам, которым был причинен ущерб в результате террористического акта.

Упомянутый Порядок регламентирован Постановлением Правительства РФ от 15.02.2014 № 110 «О выделении бюджетных ассигнований из резервного фонда Правительства Российской Федерации по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций и последствий стихийных бедствий».

Большинство страховых компаний, оказывающих услугу по страхованию ответственности за причинение вреда жизни, здоровью или имуществу третьих лиц в результате аварии на объекте ТЭК, возникшей в связи с террористическим актом или диверсией, объединены в Российский антитеррористический страховой пул (РАТСП).

Существенные условия договоров данного вида страхования законодательно не регламентированы и определяются по соглашению сторон.

Следует отметить, что с 01.01.2012 года в России действует Федеральный закон от 27.07.2010 № 225-ФЗ «Об обязательном страховании гражданской ответственности владельца опасного объекта за причинение вреда в результате аварии на опасном объекте». Представляется целесообразным внести в данный документ изменения, распространяющие его на случаи причинения вреда жизни, здоровью или имуществу третьих лиц в результате аварии на объекте высокой категории опасности ТЭК в связи с террористическим актом или диверсией.

Это позволит усилить социальную защищенность потерпевших при авариях и гармонизировать действующее законодательство в области обязательного страхования ответственности.

ПРОБЛЕМЫ ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

Кудашова О.А., Кашуро Н.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Сегодня российские компании, которые являются основными игроками на энергетическом рынке не только России, но и мира, с одной стороны находятся в сложной ситуации в связи процессами, происходящими в мировой экономике (сюда можно отнести: экономические санкции со стороны Запада, волатильность и переизбыток предложения на рынке нефти, постепенное падение спроса со стороны ряда стран-импортеров и пр.), а с другой - в рамках политики импортозамещения перед ними открываются новые возможности для разработки отечественных технологий, а главное внедрения их в производство и дальнейшую коммерциализацию.

В настоящее время у российской нефтяной отрасли существует ряд проблем: низкий уровень переработки, заводы требуют капитальной реконструкции, многие из них были построены в начале 40-х годов прошлого века, помимо этого идет массовое выбытие из эксплуатации производственных мощностей, снижается КИН, все больше возрастает доля трудно извлекаемых запасов, ухудшаются горно-геологические и природно-климатические условия разведки и разработки, хронически недофинансируются геологоразведочные работы.

Инновационная активность российских нефтегазовых компаний в последнее время демонстрирует положительную динамику, но относительно иностранных конкурентов наблюдается невысокий спрос на НИОКР, который замедляет процессы модернизации всего нефтегазового комплекса.

Можно выделить ряд факторов (проблем), которые тормозят внедрение инноваций в крупных российских нефтегазовых компаниях: информационные, административные, кадровые, конкурентные, консервативные, финансовые,

Оценка степени зависимости российских нефтегазовых компаний от западных технологий показала, что доля импорта высокая и составляет 53%, из чего следует, что крайне необходимо налаживать научно-технологическое сотрудничество между компаниями внутри страны.

В РФ 80% добычи осуществляют 8 основных ВИНК, которые не желают вкладывать инвестиции в разработку месторождений трудноизвлекаемых углеводородов. Поэтому это ложится на плечи малых и средних компаний и, следовательно, государству необходимо стимулировать малый и средний бизнес.

Отечественным промышленным компаниям следует обратить внимание на технологии, разрабатываемые в нашей стране и больше доверять российским разработчикам и исследователям, нежели западным.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ

Куклина А.Н., Звягин И.А.

(научный руководитель: к.э.н., доцент Даудова А.А.)

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Для компактности и экономичности транспортировки природного газа существует два процесса: сжижение и компримирование. О последнем способе и пойдет речь в данной работе, а именно – об аппаратах, осуществляющих охлаждение газа на компрессорных станциях (КС).

Повышение давления газа приводит к его сжатию, в результате чего температура газа повышается (в соответствии с уравнением Менделеева-Клапейрона). Слишком высокая температура на выходе из КС может вызвать ряд негативных последствий. К ним относятся: разрушение изоляционного покрытия трубопровода, а также высокий уровень напряжения в стенке трубы. Следует отметить, что и излишнее снижение давления технологического газа не решает проблемы, так как заметно увеличиваются энергозатраты на его сжатие, соответственно, встает вопрос об экономической целесообразности данного способа транспортировки газа. Таким образом, необходимо найти баланс между давлением и температурой газа. Для достижения этой цели на выходе из КС используют системы охлаждения газового потока.

Так же охлаждение газа необходимо, когда газопровод проходит по территориям с мерзлыми грунтами, которые могут растаять вокруг стенок трубопровода и привести к смещению трубы или даже аварии на участке.

Один из вариантов охлаждения газа - использование пропановых или пропан-бутановых парокомпрессионных холодильных установок, работающих по замкнутому циклу. Основными недостатками данной системы являются сложность эксплуатации и управления, а так же высокая стоимость оборудования.

Наиболее распространенными холодильными системами для снижения температуры газа являются аппараты воздушного охлаждения (АВО). Данное оборудование предназначено для охлаждения или конденсации потоков газа и конденсата. Эксплуатируется на открытых технологических площадках в районах с умеренным или холодным климатом.

В работе проведен SWOT-анализ, который подтвердил, что использование АВО на компрессорной станции – оптимальный выбор. Основными преимуществами АВО по результатам анализа являются: сравнительно низкие металлоемкость, капитальные и эксплуатационные расходы, полная независимость от источников водоснабжения.

Так же в работе рассмотрены варианты конфигураций аппаратов воздушного охлаждения и оценена их экономическая эффективность.

**НОРМЫ АВАРИЙНЫХ ЗАПАСОВ МАТЕРИАЛЬНО-
ТЕХНИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ДЛЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ
ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВ ПАО «ГАЗПРОМ»**

Лехницкий Е.С., Правдюк А.Б., Архипцева О.Н.
(ООО «НИИГазэкономика»)

В настоящее время в системе ПАО «Газпром» отмечается необходимость применения корпоративных норм аварийных запасов материально-технических ресурсов для газодобывающих дочерних обществ, механизма их пополнения и использования.

В целях обеспечения методического единства в сфере нормирования МТР в области газодобычи проведена научно-исследовательская работа по формированию номенклатуры и объемов аварийного запаса МТР для восстановления объектов газодобычи. На основе проведенных исследований разработан документ Системы стандартизации ПАО «Газпром» – СТО Газпром «Нормы аварийных запасов материально-технических ресурсов для газодобывающих дочерних обществ ПАО «Газпром».

Новизна работы состоит в разработке методических подходов к расчету норм аварийных запасов материально-технических ресурсов на основе методов теории надежности сложных систем с использованием статистических данных о расходе материально-технических ресурсов при авариях на объектах добычи газа, газового конденсата, нефти ПАО «Газпром».

Областью применения настоящего стандарта является бизнес-сегмент добычи газа, газового конденсата, нефти для планирования потребности в материально-технических ресурсах при осуществлении деятельности по добыче газа, газового конденсата, нефти.

На основе проведенного анализа номенклатуры и фактических объемов аварийного запаса материально-технических ресурсов газодобывающих дочерних обществ ПАО «Газпром» сформирована единая номенклатура материально-технических ресурсов аварийного запаса и определен порядок его финансирования, создания, хранения, использования и пополнения; разработаны нормы аварийного запаса материально-технических ресурсов для восстановления объектов по добыче газа, газового конденсата, нефти ПАО «Газпром» в результате аварий и чрезвычайных ситуаций.

В ходе исследований был произведен расчет норм аварийного запаса материально-технических ресурсов; разработан порядок финансирования, создания, хранения, использования и пополнения аварийного запаса материально-технических ресурсов при осуществлении деятельности по добыче газа, газового конденсата, нефти.

КАК РОССИЙСКИЕ НЕФТЯНЫЕ И ГАЗОВЫЕ КОМПАНИИ РЕШАЮТ ВОПРОС ИНВЕСТИРОВАНИЯ

Максимова Е.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Формирование финансовой базы предприятия – главный вопрос для любого бизнеса. Развитие финансового рынка позволяет использовать самые разнообразные его инструменты. Это и долевыми инструментами (акции, паи), и долговые инструменты (кредиты, депозиты, облигации, векселя, чеки, закладные, долговые расписки, сертификаты), и производные инструменты (фьючерсы, опционы, свопы, депозитарные расписки), и некоторые другие.

Выбор того или иного метода привлечения инвестиционных ресурсов на фондовом рынке связан с обеспечением компромисса между интересом эмитента инструментов фондового рынка и интересом инвесторов.

Нефтяные и газовые компании – это крупные предприятия, организованные главным образом в виде акционерных обществ. Поэтому акционерный капитал, формирующийся через выпуск и продажу акций, является структурообразующим источником финансирования предприятия.

При этом в среде инвесторов формируются не только портфельные, но и стратегические инвесторы, которые заинтересованы в развитии компании и способны поддержать ее бизнес не только финансами, но и новыми рынками сбыта, технологиями, кадрами, менеджментом и прочим. Яркий тому пример – продажа в декабре 2016 г. крупного пакета акций ПАО «Роснефть» объединенному консорциуму швейцарской сырьевой торговой компании Glencore и Суверенного фонда Катара. Появление иностранного инвестора позволит «Роснефти» увеличить объем реализации продукции и диверсифицировать каналы сбыта, а также поможет в запуске новых проектов, в том числе затратных арктических и сланцевых, и в конечном итоге отразится на росте ее капитализации.

Становление компаний и формирование их имиджа как стабильных и надежных позволяет воспользоваться и другим инструментом фондового рынка – облигациями. Они способствуют значительному сокращению издержек привлечение капитала по сравнению с кредитами.

На биржевом рынке России обращаются и деривативы, т.е. производные инструменты. Они представляют собой контракты на поставку нефти в будущем и образуют рынок «бумажной» нефти. Деривативы отражают ожидания участников рынка относительно будущего изменения нефтяных цен. Они используются для максимизации доходов или минимизации издержек финансирования, для оптимизации процентных ставок и сроков погашения заимствований.

Таким образом, финансовые инструменты помогают не только расширять источники финансирования компаний, но также развивать бизнес, снижать риски и оптимизировать финансовые потоки, облегчать расчеты и деловые контакты.

ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИНСТРУМЕНТЫ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЗНАНИЯМИ

Матвий Д.В.

(научный руководитель: ст. преподаватель Билялова Е.А.)

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Управление знаниями – одна из быстро развивающихся наук, которая в последние годы продолжает набирать свою популярность.

На сегодняшний день очевидно, что современная конкуренция крупных компаний, в частности и нефтегазовых, способна значительно понижать роль материальных активов в борьбе за лидерство компании на рынке. В рыночной стоимости компании как показателе ее успешности все больший удельный вес начинает занимать интеллектуальный капитал (интеллектуальные ресурсы). При этом в действительности польза в наличии любого количества знаний в компании будет минимальна, а сам процесс использования знаний без должного управления этими ресурсами крайне малоэффективен. Поэтому, рассмотрение инструментов, позволяющих осуществлять это управление, представляется весьма актуальной задачей. Перечень инструментов, обеспечивающих реализацию различных функций обширен:

- экспертная система, совещания, наставничество;
- научно-практические конференции и конкурсы;
- обучение сотрудников в аспирантуре предприятия;
- форум на внутрифирменном портале компании;
- членство в профессиональных сообществах и технологических платформах.

Система управления знаниями включает в себя следующие блоки функций:

- аналитическая;
- распределительная;
- охранная;
- интеграционная;
- генерирующая.

Тем не менее многие функции из арсенала управления знаниями пока еще не получили широкого применения, и это по большей части связано с тем, что решительный переход к инструментам, позволяющим их реализовать, как правило, требует значительных организационных изменений и административных усилий. Результатом решения данных вопросов может являться нахождение необходимого баланса между различными управленческими и техническими аспектами – ключевая проблема при разработке и внедрении тех или иных инструментов блока управления знаниями, составляющими систему управления знаниями.

НЕВЫБОРКА ГАЗА. АЛЬТЕРНАТИВЫ РЕШЕНИЯ ДЛЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ КОМПАНИИ

Мельников А.С., Брагина З.В, Мельникова Е.А.

(ООО «Газпром межрегионгаз Вологда», ФГБОУВО «Костромской государственный университет», ООО «Центр инновационных финансовых технологий»)

Развитие конкуренции в секторе реализации природного газа актуализирует необходимость разработки комплекса мер, позволяющих региональным компаниям по реализации газа реализовывать политику сохранения целостности и самодостаточности региональных представительств Газпрома, обеспечиваемую взвешенными решениями относительно неизбежной структурной адаптации подразделений, обеспечивающих доставку газа конечным потребителям. Либерализация газового рынка, сопровождаемая динамичным ростом нерегулируемого сектора, приводит к децентрализации рынков. Кредит доверия потребителя, заслуженный многолетним опытом бесперебойной работы газпромовских компаний, требует рефинансирования в условиях «уплощения» рынка. Выступая своеобразным «гарантом» газовой безопасности и бесперебойного газоснабжения, компании по реализации газа несут социальную ответственность, и обмануть ожидания потребителя сегодня – значит лишить экономику регионов перспективы устойчивого роста завтра.

Как вести себя в условиях внутреннего конкурентного рынка? Какие угрозы и скрытые возможности несет в себе новый порядок вещей? Какова практика поведения рыночных конкурентов? Объектом исследования для нас становится процесс работы рынка, как динамической системы. Используя методологию теории хозяйственного порядка, мы исследуем сферу процесса организации и управления, определяем принципы и регулирующие нормы. В этих целях проведен анализ конкурентных преимуществ независимых производителей газа, заключающийся в ценовых и неценовых факторах, сравнение договорных условий поставки газа по регулируемым ценам и приобретенного на биржевых торгах. На примере Вологодской области произведен расчет альтернативных потерь от реализации газа по регулируемым ценам за счет невыборки законтрактованных объемов покупателями.

В результате исследования выявлена диспропорция контрактных отношений в регулируемом и независимом секторах, представляющая угрозу недополучения прибыли (или получения прямых убытков) от реализации, что в условиях кризиса может губительно сказаться на финансовом состоянии поставщика вплоть до банкротства. Предложены практические рекомендации по «выравниванию» сложившихся контрактных «диспропорций» и стабилизации финансового состояния.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ РАЦИОНАЛИЗАТОРСКОЙ РАБОТЫ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННО- ХОЗЯЙСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Михалев А.Ю., Носов Н.В.

(ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», ПАО «Газпром»)

Проводимая ПАО «Газпром» в дочерних обществах программа оптимизации затрат – естественное и необходимое условие эффективности производства.

Решение данной задачи невозможно без поиска новых инструментов управления, обеспечивающих бескризисное, стабильное функционирование независимо от различного рода воздействий. Одним из таких решений является использование объектов рационализаторской деятельности.

Для повышения эффективности системы управления рационализаторской деятельностью, авторами разработан комплекс мероприятий, а именно: 1) реализована система онлайн-регистрации предложений, позволяющая осуществлять их мониторинг и аудит; 2) предложена процедура, позволяющая поэтапно проводить оценку рационализаторских предложений; 3) сформирован математический аппарат оценки экономического эффекта; 4) изменена система материального стимулирования.

Результаты анализа показателей рационализаторской деятельности за 2016 и 2017 года представлены в таблице.

**Сравнительный анализ показателей экономической эффективности
рационализаторской деятельности за 2016-2017 года**

Год	Кол-во рац. предложений, шт.		Экономический эффект, тыс. руб.	Дополнительные финансовые затраты на рационализаторскую деятельность, в тыс. руб.					Чистый экономический эффект, в тыс. руб.
				Авторское вознаграждение		Выплаты за содействие	Выплата премий	Всего	
	с ЭЭ	с ИЭ		П с ЭЭ	П с ИЭ				
2016	618	1 490	63 416	3 170	2 361	580	1 468	7 579	55 837
2017	710	1 478	85 101	4 255	2 061	602	363	7 281	77 820

На основании данных таблицы очевиден существенный рост чистой экономии ресурсов за счет использования рацпредложений до и после внедрения мероприятий. Дополнительно внедряемые изменения повысили качество рационализаторских предложений, предотвратили факты завышение экономического эффекта; активизировали дополнительные эффектообразующие факторы, которые ранее использовались не широко.

АКТУАЛЬНОСТЬ КОМПЛЕКСНОЙ ОЦЕНКИ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЛЯ ПРОЕКТОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Назарова Ю.А., Никифорова О.М., Кропина Е.А.
(ООО «НИИГазэкономика»)

Производственные комплексы крупных нефтегазовых компаний включают технологически взаимосвязанные объекты, относящиеся к различным видам деятельности: добыча, транспортировка, хранение, переработка углеводородов, СПГ. При этом существующая система характеризуется многовариантностью принимаемых решений по всем видам деятельности. Соответственно, для синхронизации принимаемых решений и максимизации прибыли при проведении инвестиционного анализа необходимо учитывать технологические взаимосвязи проектов и рассматривать всю бизнес-цепочку. Подобный подход реализуется в концепции системной экономической эффективности, предполагающей оценку с учетом взаимовлияния рассматриваемого проекта на деятельность компании в целом. Для развития концепции системной эффективности следует выделять независимые, альтернативные и комплексные проекты, методические подходы к оценке экономической эффективности которых должны отличаться. В рамках данной работы рассматривается комплексный инвестиционный проект, получение доходной части по которому зависит от реализации другого связанного с ним проекта. Комплексный инвестиционный проект состоит из двух и более проектов, совместно направленных на достижение одних и тех же эффектов и имеющих синхронизированные сроки ввода. Так, строительство газотранспортной инфраструктуры нецелесообразно без своевременного освоения и обустройства месторождения.

Оценка экономической эффективности должна осуществляться одновременно по всем проектам, входящим в комплекс и взаимосвязанным друг с другом. Актуальность подхода обуславливается тем, что результаты оценки по отдельному проекту, рассматриваемому вне комплекса, могут не удовлетворять требованиям корпоративной доходности. Доходная часть комплексного проекта должна быть рассчитана исходя из реальных цен сделок, без учета внутренних цен и тарифов компании.

Целесообразность включения проекта в инвестиционную программу компании должна анализироваться с точки зрения взаимосвязи рассматриваемого проекта с другими. При финансировании комплексных проектов также необходимо ориентироваться на проведение работ и динамику вводов мощностей по другим проектам комплекса, что позволит принимать правильные инвестиционные решения в условиях быстро меняющегося экономического и политического окружения, корректировке приоритетов развития.

ФАКТОРЫ, ВЛИЯЮЩИЕ НА ЭКОНОМИКУ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Пельменёва А.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В современной экономической среде принято выделять мировой энергетический бизнес, в состав которого входит нефтегазовый комплекс (НГК), имеющий особенности развития в зависимости от рынка энергетики в мире, возможностей и природно-технологической базы в отдельных регионах, странах, характеристик участников (компаний-производителей и потребителей). Экономика нефтегазового комплекса не является официальным документальным названием в Российской Федерации, а по сути сохранилось исторически, так как в основе её развития находятся производственно-технологические процессы, выделяемые в международной практике в группы «upstream», «midstream», «downstream». Для единой государственной статистической системы в РФ принято использовать виды экономической деятельности согласно (ОКВЭД). В отношении НГК выделяют группы: добыча сырой нефти и природного газа, производство нефтепродуктов, разделение и извлечение фракций из нефтяного (попутного) газа, торговля оптовая твёрдым, жидким и газообразным топливом и подобными продуктами, прочие.

Факторы, влияющие на экономику нефтегазового комплекса, можно сгруппировать по направлениям: влияния мирового и внутристранового рынка (потребители, производители различных видов продукции, работ, услуг); влияния мировой политики и государственного регулирования исходя их отечественных задач; влияние природных условий и состояния ресурсной базы, технологий, инноваций, современного состояния нефтегазового бизнеса. Направления и перспективы формирования спроса на топливо определяется выбором потребителей, в том числе путём производства и реализации различных видов топлива, энергии, продукции нефтехимии и газохимии: керосин, бензин, дизельное топливо, газ (СУГ, КПП, СПГ), электрическая энергия, водородное топливо, весь спектр полимерной продукции нефтегазохимии многотысячного ассортимента. Факторами влияния являются и тип двигателя транспорта (например, на СПГ железнодорожный тягач или КАМАЗ, трамвай на водородном топливе в Китае), наличия развитой инфраструктуры, в том числе для электрокаров и гибридных автомобилей, и цены на топливо и многие другие. Государственное регулирование в РФ - направления по ценам, и через биржевую торговлю, налогообложение, программы энергосбережения и энергоэффективности, снижения импортозависимости по оборудованию, технологиям. На основании влияния факторов бизнесом рассматриваются варианты развития экономики - системы показателей с учётом управления затратами в проектной и операционной деятельности.

ВНЕДРЕНИЕ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ – ВАЖНЕЙШЕЕ НАПРАВЛЕНИЕ РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Петрушкин С.И.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Многие специалисты и ученые в различных областях экономики убеждены, что четвертая промышленная революция будет связана с внедрением и дальнейшим развитием цифровых технологий.

Развитию цифровых технологий в России в последнее время стало все больше уделяться внимания как на различных уровнях управления, так и на предприятиях топливно-энергетического комплекса. В июле 2017 года в Правительстве РФ была утверждена программа «Цифровая экономика Российской Федерации», где отмечено, что эффективное развитие рынков и отраслей (сфер деятельности) в цифровой экономике возможно только при наличии развитых платформ, технологий, институциональной и инфраструктурной сред. Среди основных сквозных цифровых технологий, которые должны получить приоритетное развитие, были выделены: большие данные, новые производственные технологии, промышленный интернет, компоненты робототехники и сенсорики, технологии беспроводной связи, технологии виртуальной и дополнительной реальностей.

Цифровые технологии начинают применяться российскими нефтегазовыми и нефтесервисными компаниями. Внедрение «интеллектуальных скважин» является важной составной частью выполнения проекта по реализации технологии «интеллектуального» месторождения компании «Салым Петролеум Девелопмент Н.В.», созданной в 1996г. на паритетных началах компаниями «Шелл Салым Девелопмент Б.В.» и АО «Газпром нефть». На основе этой технологии компания планирует добиться максимальной добычи углеводородного сырья в течение всего срока эксплуатации месторождения Ваделып. В 2016 году нефтесервисная компания «Таргин» совместно с компанией «SAP» впервые среди всех компаний СНГ реализовывало проект по внедрению передовой платформы нового поколения SAP S/4 HANA с целью поддержки бизнес-трансформации сервисных предприятий в группе и увеличения их операционной эффективности. Текслер А. Л., первый заместитель министра энергетики РФ, отметил, что компании обязаны заниматься внедрением «цифры», если они хотят быть лидерами. Среди таких компаний можно выделить ПАО «Роснефть», ПАО «Газпром нефть», ПАО «Лукойл», ПАО «Татнефть» и др. Нефтегазодобывающие и сервисные предприятия стали больше уделять внимание повышению эффективности разработки месторождений и развитию высокотехнологичных услуг в нефтегазовом сервисе.

На наш взгляд, цифровизация обеспечит достижение поставленных целей нефтегазовыми и нефтесервисными компаниями России.

ГОСУДАРСТВЕННАЯ ПРОГРАММА РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ КАК ИНСТРУМЕНТ УПРАВЛЕНИЯ ТОПЛИВНО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКИМ КОМПЛЕКСОМ РОССИИ

Романюк Л.Р., Калашникова С.Е.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ООО «ИнжАльянс»)

Управление бюджетными расходами представляет собой важную часть бюджетной политики и в значительной мере определяется состоянием бюджетного процесса, порядком планирования, утверждения и исполнения бюджета в части расходов, а также контролем над его исполнением. Государственные программы Российской Федерации представляют собой комплексный инструмент воздействия на эффективность управления бюджетными расходами, который имеет свою структуру, и элементы которого также представляют собой программно-целевые инструменты.

Программно-целевое управление бюджетными расходами приобретает все большую популярность, так как направлено на достижение целей, выполнение задач и решение проблем в разных сферах общественной жизни. В рамках программно-целевого метода у субъектов управления расходами бюджета имеется набор программно-целевых инструментов и относительная свобода действий, однако наряду с этим у них повышается ответственность за результативность и эффективность действий. Общая цель программно-целевого метода – увязка расходов с конечными результатами деятельности ведомств, выполняющих функции или оказывающих услуги в рамках своих обязательств.

Основной государственной программой, регулирующей нефтегазовый комплекс России является государственная программа Российской Федерации «Энергоэффективность и развитие энергетики». Основные задачи заключаются в развитии топливно-энергетического комплекса для эффективного обеспечения углеводородным сырьем потребностей внутреннего рынка и выполнения обязательств по зарубежным контрактам; содействию инновационному развитию топливно-энергетического комплекса.

Программный бюджет представляет возможным оценить бюджетные ресурсы на достижение определенной цели, а также проанализировать их эффективность в рамках конкретного мероприятия и сопоставить достигнутые результаты с расходами на их реализацию.

Внедрение государственного программирования в России сталкивается с рядом трудностей, преодоление которых требует реализации совокупности мер, направленных на оптимизацию процесса перехода к программному бюджету.

Несмотря на бесспорные преимущества новых подходов к внедрению программного бюджета этот процесс достаточно сложный, долгий и дорогостоящий. Для эффективной системы функционирования государственных программ необходим качественный мониторинг данных, который позволит объективно оценить достижение поставленных целей.

ОЦЕНКА ФАКТИЧЕСКОЙ СТОИМОСТИ КОМПАНИИ

Самохвалова Е.П.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Этапы оценки фактической стоимости многофункциональной компании заключаются в определение деловых единиц: разделить их по видам бизнеса и выделить головной офис. Собрать информацию о деловых единицах: определить сопоставимые объекты и собрать данные. .

Использовать финансовые отчеты неконсолидированных подразделений.
Провести стоимостную оценку деловых единиц

Определить для деловых единиц: денежные потоки, налоговые ставки, структуру капитала, ставку дисконтирования.

Определить для головного офиса: издержки, выгоды, ставку дисконтирования

Продисконтировать денежные потоки деловых единиц и головного офиса. Свести воедино стоимости деловых единиц. Прибавить издержки и выгоды головного офиса к стоимости деловых единиц. Уточнить величину долга, риск и статьи накладных расходов. Сопоставить результаты с совокупной стоимостью дисконтированного денежного потока компании.

Этап1 – определение деловых единиц. Деловые единицы определяются как отдельные экономические объекты, практически не взаимодействующие ни с какой другой частью компании. Этап 2 – сбор информации о деловых единицах. Если изнутри, то информация из бухгалтерского учета. Если снаружи – то годовые отчеты компаний в открытом доступе. Этап 3. Стоимостная оценка деловых единиц. Для проведения стоимостной оценки деловых единиц необходимо руководствоваться следующими принципами: У каждой деловой единицы свой собственный денежный поток от основной деятельности. Затраты на корпоративные услуги (например, бухгалтерские), которыми пользуется само обеспеченная деловая единица, надо относить на эту единицу. Для того, чтобы определить способность компании поддерживать свою рентабельность, необходимо определить ее потенциальные конкурентные преимущества с учетом характера отрасли, в которой она действует, ее собственные активы и возможности. Конкурентные преимущества, которые обеспечивают положительный разрыв между рентабельностью инвестиций и средневзвешенными затратами на капитал, можно разбить на три категории.

1.Создание более высокой потребительной стоимости благодаря такому сочетанию цены и свойств продукта, какое не в состоянии воспроизвести конкуренты. При этом свойства продукта могут носить как физический (к примеру, повышенное быстродействие компьютера), так и нематериальный (прочные взаимосвязи между покупателем и продавцом) характер. 2.Снижение издержек в сравнении с конкурентами. 3.Более производительное в сравнении с конкурентами использование капитала. Существует три метода выявления конкурентных преимуществ: анализ сегментов потребительского рынка; анализ конкурентной бизнес-системы; анализ отраслевой структуры.

Список литературы:

1.Хан Д. Планирование и контроль: концепция контролинга: Пер. с нем/Под редакцией и предисловием АА.Турчака, Л.Г.Головоча, М.Л.Лукашевича – М.:Финансы и статистика, 1997г. – 800с.

СИСТЕМА МОНИТОРИНГА И КОНТРОЛЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ЗАИНТЕРЕСОВАННЫХ СТОРОН ПРОЕКТА СТРОИТЕЛЬСТВА ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЛИНИИ ЗАВОДА СПГ НА ОСНОВЕ МЕТОДА УПРАВЛЕНИЯ ОСВОЕННОЙ ДЛИТЕЛЬНОСТИ

Сивокоз В.Н., Дашков Р.Ю., Тисленко А.В.
(Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.)

В докладе представлена концепция системы мониторинга и контроля деятельности заинтересованных сторон, где в качестве системы измерения для проектной деятельности используется метод Управления Освоенной Длительностью (EDM – Earned Duration Management). Такой мониторинг и контроль проекта необходим для получения данных для выработки и принятия управленческих решений по координации деятельности заинтересованных сторон на высших уровнях управления компании. Основное назначение такой системы мониторинга проектов заключается в обеспечении руководства компании актуальной информацией о сроках реализации основных и вспомогательных фаз, таких как, формирование газотранспортной инфраструктуры и Установки Подготовки Газа, самого завода СПГ (Сжиженного Природного Газа) и морского причала отгрузки СПГ, заключение договоров на закупку сырьевого газа, размещение заказов на комплектацию оборудования с длительным сроком изготовления, привлечение проектного финансирования, получение разрешительной документации, маркетинг СПГ и др.

На уровне Фаз проекта проводится анализ следующих временных показателей и индикаторов: Плановая Длительность Фазы, Фактическая Длительность Фазы, Освоенная Длительность Фазы, Индекс Исполнения Длительности Фазы.

На уровне проекта проводится анализ следующих временных показателей и индикаторов: Базовая Плановая Длительность проекта, Суммарная Плановая Длительность Фаз, Суммарная Фактическая Длительность Фаз, Суммарная Освоенная Длительность Фаз, Индекс Исполнения Длительности проекта.

Метод Управления Освоенной Длительности и составляемая на его основе отчетность по исполнению Фаз проекта нашли практическое применение при реализации проекта строительства производственной линии завода СПГ и привели к эффективным коммуникациям Проектного офиса компании Сахалин Энерджи и внешних заинтересованных сторон.

ПЛАНИРОВАНИЕ ОБЪЕМОВ ДОБЫЧИ ГАЗА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С УЧЕТОМ ОГРАНИЧЕНИЙ ПО ТЕПЛОТВОРНОЙ СПОСОБНОСТИ РЕАЛИЗУЕМОГО ГАЗА

Смоленкова М.В., Кузнецов И.А.

(ООО «НИИГазэкономика»)

Одной из главных характеристик природного газа, определяющей цену его реализации зарубежным потребителям, является величина теплотворной способности (калорийности). Природный газ различных месторождений (залежей) значительно отличается по компонентному составу и свойствам, в том числе по своей теплотворной способности.

Падение добычи газа на сеноманских залежах Надым-Пур-Тазовского региона, ввод в разработку глубоких валанжинских и ачимовских залежей, увеличение доли объема добычи газа независимыми производителями в общем объеме добычи газа приводят к постоянному изменению теплотворной способности газа, поступающего в Единую систему газоснабжения.

Определенное качество газа и, в том числе, его теплотворная способность может являться одним из существенных условий контрактов на поставку газа конечным потребителям.

С целью повышения эффективности взаимодействия с контрагентами и снижения рисков нарушения контрактных обязательств предлагается сформировать прогноз изменения величин теплотворной способности газа для отдельных точек реализации газа потребителям по годам и на основе прогноза осуществлять планирование объемов добычи газа по месторождениям.

Прогнозные значения теплотворной способности газа, поступающего в ГТС ЕСГ, могут быть рассчитаны с учетом следующих факторов:

- индивидуальный состав добываемого природного газа по эксплуатируемым залежам;
- сезонная неравномерность объемов добычи газа;
- падение добычи на выработанных объектах разработки;
- ввод в эксплуатацию новых объектов разработки как низкокалорийного, так и высококалорийного газа;
- перераспределение газовых потоков в газотранспортной системе в связи с появлением новых точек реализации газа потребителям.

С учетом сформированного прогноза значений теплотворной способности в детализации по точкам реализации газа по годам предлагается осуществлять оперативное планирование объемов добычи газа в части увеличения (уменьшения) в пределах технологических ограничений и заданной величины спроса отбора низкокалорийного (высококалорийного) газа по месторождениям.

ФИНАНСОВАЯ СТРАТЕГИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ В КОНТЕКСТЕ КОНЦЕПЦИИ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ

Стеблянская А.Н., Ванг Джен, Рябова Е.В., Разманова С.В.

(Китайский Нефтяной Университет (г. Пекин), НИУ ВШЭ
(г. Н. Новгород), филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» (г. Ухта))

Обеспечение устойчивого роста в настоящее время одна из главных задач российских нефтегазовых компаний. Однако планирование и обеспечение устойчивого роста должно соответствовать финансовым возможностям компании. А также необходимо понимать какие показатели влияют на эффективность роста более всего, управление какими показателями обеспечивает более эффективный устойчивый рост компании. В данной работе систематизированы результаты теоретических и эмпирических исследований финансовых и нефинансовых показателей, влияющих на эффективность устойчивого роста российских нефтегазовых компаний. Проанализированы стратегии финансового роста компаний посредством Z – матрицы Гениберг. Составлена модель оценки влияния показателей ROA, ROI, ROCE, ROFA, ROS, ROL, показателей корпоративного управления компании на индекс устойчивого роста. Для целей исследования рассматриваются показатели 4 российских компаний ПАО «Газпром», ОАО «Новатек», ОАО НК «Роснефть», ПАО «Лукойл» за период с 2005 по 2016 г.г.

ВЛИЯНИЕ ЛОГИСТИЧЕСКОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Сыровецкий В.А.

(ООО «НИИГазэкономика», МГРИ-РГГРУ им. Серго Орджоникидзе)

Осуществление экономической деятельности в современных условиях сложно представить без интеграции с логистикой. Логистика отвечает за управление цепями поставок от поставщиков материальных ресурсов до производственных площадок. По мере развития логистики все большую важность приобретает понимание влияния инфраструктуры на логистические затраты и на эффективность инвестиционного проекта.

В настоящее время многие разрабатываемые месторождения находятся в удаленных регионах с суровыми природно-климатическими условиями. Например, основные нефтяные месторождения расположены в Ханты-Мансийском автономном округе, а газовые месторождения - в Ямало-Ненецком автономном округе. Такое географическое положение приводит к объективным трудностям, связанным с возможностью доставки материальных и человеческих ресурсов. Практически круглогодичное отсутствие дорожного сообщения, складской и другой логистической инфраструктуры является для данных удалённых регионов нормой.

Особую сложность в удалённых северных регионах представляет собой строительство объектов добычи и транспорта углеводородов. Проектно-сметная документация объекта добычи и транспорта углеводородов содержит статью затрат «Объекты транспортного и обслуживающего назначения», которую можно отнести к затратам на логистическую инфраструктуру. Данная статья затрат может составлять от 10% до 15% от суммы инвестиций, приходящихся на строительство объекта. Кроме существенной величины затрат по объектам транспортного и обслуживающего назначения, логистические затраты составляют от 30% до 70% от конечной цены инертных материалов, то есть как минимум третью часть от стоимости сырья, задействованного в строительстве. При этом доля совокупных затрат на инертные ресурсы в инвестиционном проекте составляет от 3% до 5%.

С целью поиска взаимосвязи затрат на объекты транспортного и обслуживающего назначения и затрат, связанных с доставкой инертных ресурсов, предлагается рассмотреть различные проектные решения, используемые при строительстве трубопроводов и обустройстве месторождений. Примером проектного решения является строительство временного или постоянного вдольтрассового проезда при сооружении газопровода. Анализ изменения инвестиционных и эксплуатационных затрат при выборе конкретного проектного решения позволит повысить инвестиционную привлекательность и конкурентоспособность проекта.

ПРИЧИНЫ СТАГНАЦИИ РЫНКА ПОТРЕБЛЕНИЯ ГАЗОМОТОРНОГО ТОПЛИВА В РФ

Тимирханова Л.Ф.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Несмотря на огромное многообразие видов топлива, ключевыми источниками энергии остаются нефть, природный газ и уголь. Виды топлива из нефти обладают более обширным распространением для транспортных средств в силу многих факторов. Однако тема применения природного газа в качестве топлива для транспорта часто затрагивается в ряде научных трудов и стратегических планах государства.

Природный газ является наиболее универсальным и более доступным топливом, не уступающим нефтепродуктам. Также газ является более экологически чистым топливом, чем бензин и дизельное топливо, и Россия - лидер по объемам запасов природного газа.

Экономике нужен более дешевый вид топлива, который простимулирует рынок, понизив цены на транспортировку товаров и услуг, рост покупательской способности. Законодательные органы власти в России используют рычаги влияния путем субсидирования и стимулирования использования транспортных средств, потребляющих газомоторное топливо.

Под газомоторным топливом понимают: переработанный природный газ: смесь пропана, бутана и других углеводородов. Во всем мире и в России чаще всего используют два вида газомоторного топлива: сжиженный углеводородный газ (СУГ) и компримированный, то есть сжатый, природный газ, метан (КПГ).

Отличие СУГ, КПГ заключается в том, что первый является метаном, а второй - смесью пропана и бутана, и в методах приведения до сжиженного состояния. Но, не смотря на неоспоримые преимущества газомоторного топлива, масштабного перехода на газомоторные виды транспорта до сих пор нет, развивается данный сегмент только в отдельных регионах страны, а именно, Северо-Западный ФО и Северо-Кавказский ФО, существует недогрузка мощностей на и так небольшом количестве АГНКС.

В работе рассматриваются проблемы развития сегмента газомоторного топлива в РФ, возможные пути их разрешения, попытка выполнения бинарного моделирования зависимости между числом потребителей газомоторного топлива в мире от качественных и количественных факторов. Рассмотрена тема поведенческой экономики, как объяснение стагнации развития, так как экономические барьеры перехода для потребителей в ходе данного исследования не были выявлены.

ВЛИЯНИЕ НАЛОГОВОЙ ПОЛИТИКИ НА УРОВЕНЬ ЦЕН НА НЕФТЕПРОДУКТЫ

Тимофеева Н.Г.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Нефтепродукты играют большую роль в экономике страны, поэтому цены на бензин, дизельное топливо и другие нефтепродукты оказывают значительное влияние на промышленные товары, инфляцию, жилищно-коммунальные и транспортные услуги, понижению прибыльности энергоемких производств.

При прогнозировании цен на нефтепродукты в настоящее время широко используются эконометрические методы, в основе которых лежит построение регрессионных уравнений. Для этого выявляются основные факторы, оказывающие влияние на цены, формируется выборка значений факторов, соответствующих наблюдаемым значениям цен, с помощью метода наименьших квадратов определяются параметры для выбранной структуры регрессионной зависимости. Затем с помощью регрессионного уравнения может быть осуществлен расчет будущих цен для некоторых новых значений факторов.

При прогнозировании цен на основные виды нефтепродуктов необходимо учитывать следующие факторы:

1. Стоимость сырья (нефть) и основных материалов.
2. Расходы на производство нефтепродуктов.
3. Налоги (НДС, акциз и др.).
4. Плата за доставку продукции (товара) покупателям.
5. Расходы, связанные со сбытом (торговая надбавка, затраты организаций розничной торговли по доставке и продаже и др.)
6. Прибыль, полученная производителем и торговой организацией.

Анализ факторов, влияющих на цены нефтепродуктов, показывает, что они зависят от налоговой политики, проводимой государством:

- стоимость сырья подвержена труднопрогнозируемым колебаниям, т.к. она зависит от налога на добычу полезных ископаемых, ставка которого определяется ценами на мировом рынке нефти и курсом рубля к доллару США;

- величина акцизов на отдельные виды нефтепродуктов пересматривается государством.

Была разработана модель, позволяющая осуществлять прогноз цен на нефтепродукты с учетом возможной динамики мировых цен на нефть и фискальной политики государства.

РИСК-ОРИЕНТИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ ПОЖАРНОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ КРУПНЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Хабибулин Р.Ш.
(Академия ГПС МЧС России)

Рассмотрены основные модели и информационные технологии поддержки управления пожарной безопасностью крупных производственных объектов нефтегазовой отрасли. Показаны результаты разработки компьютерных информационных систем, необходимых для реализации функций управления пожарной безопасностью данных объектов защиты на основе риск-ориентированного подхода.

Основным инструментом управления пожарной безопасностью рассматривается методология управления пожарными рисками. Под управлением пожарными рисками понимается определение и разработка оптимальных действий (мероприятий), направленных на реализацию решений в области обеспечения пожарной безопасности объектов защиты нефтегазовой отрасли. При этом главной целью управления является установление, поддержание и восстановление нормативно установленного уровня пожарного риска в условиях неопределенности и высокой динамики.

Принимая во внимание наличие множества факторов, объектов с различной целевой направленностью, многокритериальность решаемых задач, разработку информационной системы поддержки управления предлагается реализовывать с использованием мультиагентного подхода. Данный подход осуществляет реализацию механизмов управления, направленных на обеспечение системной согласованности всех агентов (субъектов системы обеспечения пожарной безопасности, внешней среды).

Цель разрабатываемой многоагентной информационной системы (МАС) – обеспечение пожарной безопасности объекта защиты с использованием эффективных управленческих методов на основе инструментария пожарных рисков и с учетом системной согласованности всех заинтересованных сторон.

При этом необходимо учитывать множество факторов:

- наличие большого количества сценариев пожароопасных ситуаций;
- наличие в системе управления объектов различной сущности («физической» и «абстрактной») и целевой направленности: людских (работник, управленец, инженер, экономист, представитель надзорных органов, житель селитебной зоны и др.), технологических (наружные технологические установки, системы противопожарной защиты и др.);
- выбор методов по оптимизации мероприятий по управлению пожарными рисками с технической и экономической точки зрения и др.

СЕБЕСТОИМОСТЬ И МИНИМАЛЬНАЯ ОКУПАЮЩАЯ СТОИМОСТЬ НЕФТИ

Хавкин А.Я.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Запасы нефти в РФ составляют около 18 миллиардов тонн, но, как отметил Министр природных ресурсов и экологии РФ С.Е.Донской, доказанных запасов нефти в России хватит только на 28 лет – по данным главы Минприроды и руководства ГКЗ РФ, объем доказанных извлекаемых запасов, о которых нам точно известно (где, сколько их, и как извлекать), по оценкам экспертов, составляет только около 14 миллиардов тонн.

Российская классификация исходит из конституционного права собственности государства на недра, что принципиально различает ее с рядом действующих международных классификаций. Государству, как владельцу недр, нужна собственная оценка запасов, которая показывала бы стратегический потенциал государства.

Знание соотношения цены на нефть и затрат нефтедобывающей компании (себестоимости добычи) чрезвычайно важно для прогнозирования рентабельности разработки. Часто вместо себестоимости используют близкое по смыслу понятие полная себестоимость, включающую все издержки предприятия, налоги и затраты на поставку на рынок конечных товаров и услуг, т.е. общие затраты до места передачи прав собственности на нефть.

Однако использование сути термина «полная себестоимость» без указания слова «полная» заставляет теряться в расчетах рентабельности добычи нефти, а, самое главное, не позволяет разделить возможности снижения затрат за счет работы предприятия и за счет государственной налоговой нагрузки. Кроме того, в разных странах налоговая нагрузка разная.

Используется и такой термин, как рентабельная цена (точка безубыточности). Однако непонятно, какое значение рентабельности (прибыли) было использовано – т.е. что является критерием безубыточности.

Поэтому для сравнения эффективности технологических решений надо использовать классическое понимание термина себестоимость, а для сравнения текущей экономической рентабельности добычи нефти разными компаниями в разных странах с различной системой налогообложения надо использовать термин минимальная окупающая стоимость (МОС) нефти (minimal returnable price (MRP) of oil), которая будет обеспечивать нетбэк нефтедобывающей компании равный себестоимости добычи нефти.

Значение себестоимости позволяет направить усилия предприятий на применение эффективных технологий, а значение МОС (MRP) нефти позволяет высветить роль налоговой системы для увеличения текущей нефтедобычи и извлекаемых запасов.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПОВЕДЕНИЯ УЧАСТНИКОВ РЫНКА ГАЗОМОТОРНОГО ТОПЛИВА

Хатьков В.Ю., Саркисов А.С.

(ПАО «Газпром», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Инвестиционные проекты развития газомоторного рынка (ГМР) объединяют усилия покупателей газомоторных автомобилей (ГМА), поставщиков газомоторного топлива (ГМТ), отечественных производителей ГМА, а также органов власти как регуляторов процесса и источников субсидий. Традиционный подход к оценке эффективности инвестиций эти взаимодействия практически не рассматривает. В результате при формально высокой эффективности развития ГМР он растет в России и других странах, за исключением ряда стран Азии, особенно Китая, медленно.

Для оценки поведения указанных основных участников ГМР разработана теоретико-игровая модель. В ней поставщики ГМТ и отечественные производители ГМА максимизируют чистый дисконтированный доход (ЧДД) от реализации своей продукции путем выбора цен. ГМА приобретаются, если ЧДД от их использования за период эксплуатации является неотрицательным.

Для обобщенного сегмента легких и средних коммерческих грузовых автомобилей с помощью модели исследованы зависимости ЧДД владельца ГМА от годового пробега, цен ГМА и ГМТ. Определены минимальные годовые пробеги, при которых экономически эффективно приобретение ГМА при различных ценах на них и ГМТ.

Показано, что при независимых действиях участников ГМР существуют устойчивые равновесные цены на ГМТ и ГМА, при которых ни один участник ГМР не может увеличить свои доходы, изменив цены, если другие участники своих цен не меняют. При отклонении от равновесных цен поставщикам ГМТ и производителю ГМА будет выгодно вернуться к равновесным ценам.

Исследовано влияние кооперации между участниками ГМР на выбор цен. При кооперации оптимальной является стратегия, при которой ГМА продаются по ценам, обеспечивающим минимальный уровень прибыли производителям. При этом цены ГМТ значительно увеличиваются по сравнению с равновесными. С помощью разработанной модели в рамках концепции конкурентного сотрудничества поставщиков ГМТ, владельцев и производителей ГМА могут быть изучены вопросы влияния субсидирования производства ГМА, государственной программы субсидирования автокредитов, а также других инструментов финансирования и стимулирования на ГМР. Эти результаты указывают на необходимость развития ГМР в рамках концепции взаимного выигрыша или конкурентного сотрудничества (*coopetition*) участников.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ НЕТРАДИЦИОННЫХ И ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ В РФ

Шевелева Н.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Вопросы целесообразности разработки трудноизвлекаемых запасов углеводородов в последние десятилетия принимают форму «сланцевой революции», призванной внедрить в нефтегазовое производство передовые технологии и тенденции добычи. Высокая экономическая эффективность применения методов гидроразрыва пласта (далее – «ГРП») с применением гибких труб, термических и иные методов увеличения нефтеотдачи доказана многочисленными зарубежными проектами.

Высокие геологические и технологические риски, имеющие место при разработке сланцев и существенные затраты на применение специализированных методов извлечения трудноизвлекаемых полезных ископаемых, в то же время, окупаются посредством значительных объемов добычи в краткосрочном периоде. В связи с этим, в силу специфики технологий многостадийного ГРП и особенностей залегания трудноизвлекаемых запасов, недропользователь обязан сформировать оптимальную и экономически эффективную технологическую схему строительства скважин и применения методов ГРП, с учетом темпов отбора, равномерности и периодичности капитальных вложений для поддержания достигнутых темпов отбора.

Отсутствие в РФ нормативно-правовой базы, налоговых режимов и лицензионных требований к недропользователям при разработке трудноизвлекаемых запасов с одной стороны, снимает многочисленные ограничения, а с другой стороны, не мотивирует предприятия к внедрению передовых технологий в сфере нефтегазодобычи. Но даже на этапе разработки методик подсчета запасов, уникальный опыт первых российских компаний, разрабатывающих в настоящее время нетрадиционные запасы в ХМАО-Югре, свидетельствует об эффективности разработки трудноизвлекаемых углеводородов.

Критичность сопряженного негативного экологического воздействия и высокая стоимость возмещения ущерба зачастую преувеличена. Значительное водопотребление и необходимость обезвреживания большого количества жидких отходов ГРП могут быть сопоставимы с бурением и освоением горизонтальных скважин при разработке традиционных запасов.

Специфичность проектного управления и структуры денежных потоков проектов разработки и добычи трудноизвлекаемых ресурсов российских и зарубежных предприятий нефтегазового сектора определяют широкий спектр возможных рычагов государственного регулирования.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ХII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

12-14 февраля 2018 г.

Секция 8. «Международный энергетический бизнес»

Москва
2018 г.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ КОРПОРАТИВНОЙ ПОЛИТИКИ В ОБЛАСТИ ПЕРСОНАЛА (ОПЫТ РОССИЙСКИХ И ЗАРУБЕЖНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ)

Агамова А.К.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В условиях трансформации мировой экономики и перехода к новому технологическому укладу особое внимание уделяется интеллектуальному капиталу и качеству кадрового состава компании, в том числе, что особенно важно, в области энергетики. Широкое применение новых технологий, таких как блокчейн, технологии хранения больших данных (Big Data), «умные» сети Smart Grid, «умные» скважины и другие технические новшества в нефтегазовой отрасли, требует совершенно иного подхода к подготовке и профессиональной квалификации кадров.

Управление персоналом и формирование кадрового состава компании, способного адекватно отвечать на внешние изменения и развиваться в соответствии с требованиями времени, является неотъемлемым условием успешного позиционирования компании в высококонкурентном окружении.

Создание новой корпоративной культуры, формирование новых компетенций персонала, управление изменениями – все эти цели должны быть осознаны и внедрены в практику департаментов по работе с персоналом.

Внешняя среда заставляет HR-менеджеров постоянно менять свой подход к делу. Рутинные процессы уходят в прошлое, уступая место digital-операциям. Технологии развиваются очень быстро, но даже самая совершенная HR-IT-система не способна угнаться за изменениями в бизнесе. В цифровую эпоху бизнес предъявляет повышенные требования не к системам, а к людям.

Изучение лучших практик ведущих мировых компаний и внедрение передовых технологий в области менеджмента и управления персоналом должны способствовать повышению конкурентоспособности российских нефтегазовых и энергетических компаний в условиях меняющейся внешней среды.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ РАЗВИТИЯ ПЕРСОНАЛА НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ

Андропова И.В., Бачинина Ю.П.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Глобальные изменения, происходящие в настоящее время в мире во многих сферах деятельности человека, оказывают самое непосредственное влияние на процессы, протекающие в нефтяных компаниях. Чем крупнее компания и чем больше регионов присутствия в активе ее функционирования – тем больше условий, факторов и барьеров возникает на пути к достижению высокой эффективности ее деятельности.

Исследование подходов к управлению зарубежными и российскими нефтяными компаниями показало, что одним из самых важных ресурсов любой организации является персонал. От качественных характеристик как отдельного работника, так и трудового коллектива в целом, наличия возможностей у компании его развивать в соответствии с вызовами внешней среды и корпоративными целями, зависит жизнеспособность компании и ее будущее. Понимая стратегическую важность персонала, менеджмент нефтяных компаний, как показало проведенное исследование, уделяет значительное внимание данному вопросу. Изучение и анализ современных тенденций развития персонала показали, что они формируются на основе принципов, заложенных в политиках, правилах и регламентах нефтяных компаний, в частности:

- принцип «выращивания» кадров (реализуется через широко развитые в компаниях программы обучения персонала и работы с кадровым резервом, активную молодежную политику, взаимодействие с вузами, в том числе создание/активное участие в работе базовых кафедр и проч.) – тенденция планомерной подготовки и развития персонала «с нуля» в соответствии с целями бизнеса;

- принцип «погружения» персонала (осуществляется путем введения работников в хорошо отработанный или абсолютно новый производственный процесс с существующими/не существующими четкими правилами работы в целях получения практического опыта работы и развития у работников соответствующих компетенций) – тенденция формирования «мобильных групп», «проектных команд» и т.п. в целях решения «острых» проблем нефтяных компаний, связанных необходимостью реализации перспективных проектов в новых для нее условиях, скорейшего решения проблем взаимодействия с контрагентами, а также для повышения результативности текущей деятельности;

- принцип «оптимального использования средств» (ориентацию на собственный научно-информационный потенциал при организации развития работников; системность при выборе и работе с контрагентами - провайдером услуг по обучению персонала; активизацию работы с профильными образовательными учреждениями) – тенденция обоснованного снижения расходов на развитие персонала при одновременном стремлении к повышению результативности трудового коллектива;

- принцип «достаточного» развития – тенденция всеобъемлющего развития и обучения «всех и всему» в данный момент не актуальна – учитывая выше обозначенный принцип оптимальности затрат, а также четкие цели бизнеса и все возрастающую конкуренцию на мировом рынке углеводородов, нефтяные компании достаточно жестко занимают позицию, реализующуюся через следующую тенденцию – развитие конкретных работников под определенные бизнес-процессы в соответствии с четко определенными корпоративными целями;

- принцип непрерывного развития – в условиях кардинальных скоротечных изменений в политической и экономической ситуации в мире, многократно возросшей, революционной скорости развития техники и технологий – тенденция постоянного, непрерывного развития становится насущной необходимостью, позволяющей нефтяным компаниям справляться с повышенными финансовыми, политическими и прочими нагрузками, обеспечивать поддержание конкурентоспособности организации на мировом рынке;

- принцип опережающего развития персонала – введение в практику корпоративного моделирования будущей ситуации на национальном и мировом рынках, а также прогнозирования стратегического развития компаний на долгосрочную перспективу с применением форсайт-технологий позволяет говорить о формирующейся тенденции – выделении нефтяными компаниями ключевых должностей/ключевых подразделений, которые могут быть востребованы в ближайшем будущем, и их целенаправленное развитие и обучение, опережающие современные условия функционирования.

В заключении следует отметить, что помимо указанных в данной работе, авторами выявлены и иные тенденции развития персонала нефтяных компаний – их число достаточно велико, имеет различную степень и частоту проявления, требует дополнительной структуризации и классификации, что весьма актуально и будет отражено в дальнейших публикациях результатов исследования.

НЕФТЕГАЗОВАЯ СИТУАЦИЯ В ЛАТИНСКОЙ АМЕРИКЕ И ВКЛАД РОССИЙСКИХ НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Вино Каррильо Э.М.
(ERIELL Group)

После резкого снижения мировых цен на нефть, латиноамериканские страны продолжают рассматривать новые возможности и способы экономического и социального развития. Многие из стран, обладающие богатыми углеводородными ресурсами, еще не могут самостоятельно обеспечивать себя топливом и вынуждены его импортировать.

Аргентина имеет огромные запасы сланцевого газа и занимает третье место после США и Канады в мире. В настоящее время активно развивается область нетрадиционных углеводородов, где основным поставщиком технологий и техники являются США. Государство возлагает огромные надежды на освоение сланцевого месторождения «Вака Муэрта», запасы которого превышают 22,7 млрд. куб. м. природного газа. В то же время Аргентина вынуждена импортировать природный газ.

С другой стороны, Бразилия осваивает шельфовые нефтяные месторождения. Основные бразильские месторождения расположены на шельфе вблизи штата Рио-де-Жанейро. Общие запасы нефти страны – 12,6 млрд. баррелей. Ещё один важный игрок нефтегазового сектора - Венесуэла. Согласно официальным данным эта страна обладает крупнейшими запасами нефти – 300,9 млрд. бар. не только в латиноамериканском регионе (90,5% суммарных запасов), но и в мире (19,5%). Так как нефть играет важную роль в развитии страны, резкое падение цен на нефть в 2014г. сильно ударило по её экономике. В настоящее время при цене около 70 долл. США, Венесуэла пытается восстановить объем добычи нефти и улучшить экономические показатели. Боливия, Эквадор, Мексика и Колумбия применяют разные политики и стратегии для улучшения нефтегазового сектора своих стран.

Крупнейшие российские нефтегазовые компании вносят немалый вклад в развитие нефтегазового сектора региона Латинская Америка (ЛА), среди них Газпром, Роснефть и Лукойл. Обмен технологиями, техникой и опытом с компаниями региона ЛА способствует развитию экономики этих стран. Важно отметить, что участие российских компаний может сыграть важную роль в привлечении российских нефтегазовых сервисных компаний, так как местные добывающие предприятия заинтересованы в альтернативных предложениях. В настоящее время рынок сервисных услуг в нефтегазовой отрасли преимущественно занимают крупнейшие западные компании, которые предлагают высокотехнологичный сервис.

ХРАНЕНИЯ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ В ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ГАЗА

Головачев А.О.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

РФ обладает значительной территорией, плотность населения и генерирующих электроэнергию мощностей которой неоднородна. В связи с этим возникают проблемы с обеспечением электроэнергией различных районов. Одним из возможных решений этой проблемы может являться создание концепции, которая позволит обеспечить надежную генерацию, хранение, передачу и распределение электроэнергии для различных территорий.

Отдельно следует сказать о возможности хранения излишков выработанной электроэнергии. Режим работы любой энергосистемы определяется в первую очередь степенью нагрузки на нее со стороны потребителей. Как правило, ночью потребление электроэнергии значительно снижается, а утром и вечером — превышает уровень дневного потребления. Независимо от времени суток электрическая нагрузка непрерывно меняется. Эти постоянные колебания осложняют задачу сохранения баланса между производством и потреблением и приводят к тому, что генерирующие мощности значительную часть времени работают в экономически неоптимальном режиме. Помимо этого, следует отметить, что активно развивающаяся на данный момент ветровая энергетика имеет неравномерный характер электрогенерации, что обусловлено особенностями природных процессов.

Неравномерность электрогенерации и энергопотребления приводит к тому, что возникает проблема хранения излишков выработанной электроэнергии. Одним из перспективных методов решения этой задачи является переработка этой энергии в водород и последующее его хранение совместно с природным газом либо в форме водорода в подземных хранилищах газа.

Основной задачей научной работы исследование возможности хранения водорода в следующих условиях:

- в истощенных месторождениях
- в водоносных пластах
- в соляных кавернах
- в твёрдых горных породах
- в кавернах горных пород
- в отработанных шахтах

Будут проанализированы оптимальные условия для долгосрочного хранения водорода, а также его влияние породу коллектора и природный газ.

ЖАРКИЕ ПРОБЛЕМЫ СЕВЕРНОЙ ЛОГИСТИКИ

Голубчик А.М.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Сибирь и Крайний Север России неисчислимо богаты полезными ископаемыми. Но суровые природно-климатические условия превращают освоение таких месторождений в дело технологически сложное и по этой причине чрезвычайно дорогостоящее. Сегодня мы должны признать, что традиционные логистические методы и технологии в таких условиях просто не работают, ибо становятся совершенно бесполезными в местах, где автодороги появляются всего на 6 месяцев в году, да и то зимой. Существующие объекты транспортной инфраструктуры крайне малочисленны, слабы и серьёзно изношены.

Ситуацию рассмотрим на примере построения логистических схем доставки грузов для обустройства Чаяндинского месторождения в Якутии. Для общей координации транспортной логистики всех проектов в г. Усть-Кут (Иркутская обл.) специально создан единый логистический центр ОАО «Газпром». Весь объём основных грузов пойдет через Усть-Кут (порт Осетрово). Далее по реке Лена до портов Верхнемарково, Витим и Пеледуй. Осетровский речной порт единственный транспортный объект Ленского речного бассейна, сообщаемый с железной дорогой.

Опыт последних лет показывает, существующий речной флот способен перевезти за летнюю навигацию максимум 700 тыс. тонн всех грузов, включая социально значимые грузы северного завоза. Однако только в рамках освоения Чаяндинского НГМК необходимо будет доставить не менее 5-7 млн. тонн грузов, в том числе 2,5-3 млн. тонн основных грузов (дорожные плиты, трубная продукция в ассортименте, дорожная, строительная, бурильная и прочая специальная техника, металлоконструкции, цемент и т.д.) и не менее 3-3,5 млн. тонн грузов местного производства (щебень, песок, пило- и лесоматериалы).

Спрос на транспортные услуги во много раз превышает предложение и в этой сложной ситуации без реальной помощи государства обойтись будет невозможно. Помощь потребуется по двум основным направлениям.

Первое направление – организационное. Для начала требуется принять волевое решение по ранжированию приоритетов, а далее требуется обеспечить подписание узлового соглашения, которое обяжет всех участников транспортного процесса играть по единым правилам, без явного приоритета своей текущей выгоды. Построить такой договор необходимо на положениях Федерального закона «О прямых смешанных (комбинированных) перевозках», для чего его следует принять в самые кратчайшие сроки. В ГК РФ отсылка к этому закону есть, а самого закона нет.

Второе направление – экономическое. Грузовой флот на великих сибирских реках: Оби, Енисее и Лене очень старый, большинство судов эксплуатируется 35-40 лет, обновление флота практически полностью прекратилось в начале 90-х годов прошлого века. Сегодня флот с огромным трудом справляется с текущими задачами по обеспечению завоза грузов в отдаленные северные районы, и совершенно не готов к резкому увеличению грузопотока за счет грузов для обустройства нефтяных и газовых месторождений. Поэтому для реализации второго направления потребуется выработка государством целевого механизма финансовой поддержки обновления флота на сибирских реках. В сегодняшних экономических условиях сопряженных с крайне коротким периодом навигации срок окупаемости нового судна составит 28-30 лет, что делает этот вид бизнеса крайне непопулярным у коммерсантов.

ПОТЕНЦИАЛЬНЫЕ ОБЪЕМЫ ПОСТАВОК АМЕРИКАНСКОГО СПГ НА ЕВРОПЕЙСКИЙ ГАЗОВЫЙ РЫНОК

Григорьева Е.О.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Европейский газовый рынок на протяжении долгих лет был и остается сегодня традиционным и основным направлением российского экспорта природного газа. Сегодня перед Россией стоит ряд вызовов, связанных с замедлением темпов роста спроса на природный газ в Европе вследствие политических, экономических, научно-технических причин, а также нарастанием конкуренции вследствие появления новых поставщиков природного газа. Более того, заметна тенденция к увеличению удельного веса СПГ в общей доле потребления природного газа. Сегодня в Европе происходит быстрый рост регазификационных мощностей, которые уже достигли половины трубопроводной инфраструктуры региона и продолжают расти, несмотря на пока низкий уровень нагрузки. Стратегия Еврокомиссии на период до 2030 года предусматривает создание в каждой из стран ЕС собственных мощностей по хранению СПГ.

В данном ключе одним из важных факторов развития европейского газового рынка, требующим внимания со стороны представителей отечественной газовой отрасли, является возможность нарастания конкуренции со стороны американского СПГ. Согласно прогнозу компании «Еххон Мобил» к 2040 году США обеспечат 30% роста мировой добычи СПГ. Благодаря этому США будут иметь возможность в значительной степени влиять как на объем и цену предложения природного газа на рынке, так и на гибкость условий поставки.

Совокупные объемы поставок американского СПГ, как в целом, так и нацеленные на европейский рынок, пока не существенны. За счет ввода новых мощностей к 2020 году США нацелены занять лидирующую позицию по экспорту СПГ. Состоятельность строящихся проектов подтверждается высоким уровнем их законтрактованности. Необходимо также принимать во внимание, что отличительной чертой американских проектов является их низкая стоимость за счет экономии на капитальных затратах в инфраструктуру и дешевого сырья, что еще более усугубляет ситуацию для конкурентов.

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ БУДУЩЕГО МИРОВОГО НЕФТЯНОГО РЫНКА И ПОЗИЦИОНИРОВАНИЯ РОССИИ НА НЕМ

Громов А.И.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В развитии мировых рынков нефти нефтепродуктов до 2035 года выделяются устойчивые долгосрочные тенденции и кратко- и среднесрочные сценарные развилки. Первые задают общий вектор развития, последние – его скорость, формы и сценарии движения.

Основные долгосрочные тенденции связаны с рыночными факторами (изменением баланса спроса и предложения на мировом рынке энергоресурсов) и направлением и темпом научно-технического прогресса в геологической разведке, производстве, потреблении, транспорте и хранении энергоресурсов.

К долгосрочным рыночным тенденциям и возможным сценарным развилкам относятся:

- сохранение до 2035 года востребованности нефтепродуктов в качестве основных источников энергии в транспортном секторе большинства стран мира, что обеспечит рост мирового спроса на нефть в рассматриваемый период, несмотря на снижение нефтеемкости мировой экономики и доли нефти в мировом топливно-энергетическом балансе;
- снижение темпов роста мирового спроса на нефть и нефтепродукты по сравнению с ретроспективной динамикой, в том числе за счет поступательного сокращения удельного расхода топлива в двигателях внутреннего сгорания, развития энергосберегающих технологий, замещения традиционных видов топлива возобновляемыми источниками энергии и быстрого развития электромобильного транспорта (преимущественно легкового);
- продолжающийся сдвиг мирового спроса на нефть в развивающиеся страны АТР с соответствующим изменением международных торговых потоков;
- опережающий рост объема перерабатывающих мощностей по отношению к росту мирового спроса на нефтепродукты, что приведет к дальнейшему ужесточению конкуренции на традиционных и новых для России экспортных рынках нефтепродуктов;
- стремление большинства стран-импортеров ТЭР к повышению энергетической самообеспеченности на национальном, либо, при невозможности достижения этого, на региональном уровне (ЕС, Северо-Восточная Азия и др.), что будет служить ограничивающим фактором для роста международной торговли нефтью и нефтепродуктами;
- снижение доли сырой нефти в общем объеме производства жидких углеводородов за счет увеличения доли газового конденсата, а также ШФЛУ (C₅+), производимого из жирного природного и попутного нефтяного газов;
- ожидаемое усиление роли экологической, в том числе климатической политики (в рамках реализации Парижского климатического соглашения 2015 года), в действиях регулирующих органов и субъектов нефтяного рынка зарубежных стран, что станет дополнительным сдерживающим фактором для увеличения спроса на нефтепродукты, особенно в экономически развитых странах.

Вместе с тем, пик мирового потребления нефти, по-видимому, не будет пройден в период до 2035 года в силу инерции догоняющего роста спроса в развивающихся странах, однако при этом существует значительная вероятность его прохождения в последующие 10-15 лет.

В свете вышеизложенного российская нефтяная отрасль должна уже сегодня искать новые точки роста и новые рынки сбыта для своей продукции, поскольку традиционная модель ее развития, ориентированная на простое увеличение добычи и переработки нефти, не соответствует реалиям уже ближайшего будущего.

Драйвером развития нефтяной отрасли страны должен стать технологический прогресс. Технологическое развитие отрасли позволит не только снижать издержки добычи углеводородов, но и способствовать расширению сфер их применения, в частности, через развитие нефтегазохимии и использование жидких углеводородов не только как топлива, но и как важнейшего и ценнейшего сырья для новых конструкционных и строительных материалов (композитов), удобрений, потребность в которых в перспективе будет только возрастать.

НЕТРАДИЦИОННАЯ НЕФТЬ, КАК КЛЮЧЕВОЙ ФАКТОР РАЗВИТИЯ МИРОВОГО РЫНКА НЕФТИ

Грушевенко Д.А.
(ИНЭИ РАН)

Нетрадиционные нефти: сланцевая нефть, сверхтяжелые нефти и синтетические нефти, производимые из керогена уже оказали на мировой нефтяной рынок серьезнейшее влияние. «Сланцевая революция» США всего за 5 лет позволила крупнейшему в мире покупателю нефти сократить импорт на 12%, существенно снизив поставки сырья из стран Персидского залива, Латинской Америки и Африки. Разработка канадских нефтяных песков всего за несколько лет позволила стране превратиться в одного из крупнейших мировых производителей нефти, обогнав по объемам добычи Иран, Кувейт и ОАЭ, а Венесуэле стать крупнейшей по запасам страной мира.

К 2016 году объемы добычи нетрадиционных нефтей в мире, по оценкам Мирового энергетического агентства, достигли 390 млн т, или 11,5% от совокупного объема мирового производства нефтяного сырья.

В настоящем исследовании представлен подробный региональный анализ ключевых технико-экономических показателей разработки нетрадиционных нефтей. С использованием системного инструментария были сформированы расчетные сценарии и оценены перспективы производства нетрадиционной нефти в различных странах мира.

По проведенной оценке к 2040 году на эти виды сырья придется до 850 млн т мировой добычи, или 19% от всего мирового производства. Половина этого объема придется на тяжелую нефть и нефтяные битумы Канады, Венесуэлы, России и Китая. Остальное – на сланцевую нефть, добываемую в США и Канаде, при этом важно подчеркнуть, что сланцевые ресурсы, учитывая специфику их разработки, так и останутся локальным феноменом Северной Америки. Нефть из керогена в рассмотренной перспективе, даже учитывая огромный ресурсный потенциал, при самом благоприятном варианте технологического развития, в значительном масштабе не войдет на рынок в силу сравнительной дороговизны по отношению к другим источникам.

РЫНКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В УСЛОВИЯХ МЕЖДУНАРОДНОЙ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ИНТЕГРАЦИИ

Еремин С.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Рынки природного газа все активнее вовлекаются в орбиту международной экономической интеграции. По сравнению с другими энергоресурсами, газ обладает несравнимо большим интеграционным потенциалом.

Ведущие международные интеграционные объединения – Евросоюз (ЕС), «Общий рынок стран Южного конуса» (МЕРКОСУР), Североамериканское соглашение о свободной торговле (НАФТА) и Евразийский экономический союз (ЕАЭС) – реализуют обширную газовую повестку. Хотя эти группировки отличаются друг от друга, проектируют различную глубину интеграции, их объединяет общее – стремление минимизировать риски, обеспечить энергетическую безопасность и эффективность газоснабжения.

Международная интеграция обуславливает усиление взаимозависимости национальных рынков газа и их сращивание в специфический межнациональный «гибридный» рынок. Его особенность – двойное подчинение – национальным и международным институтам, и облегченные для компаний-резидентов правила трансграничных сделок.

Доля природного газа реализуемого в рамках т.н. «гибридных» рынков составляет существенную величину. В 2016 г., когда вся трансграничная торговля газом составила примерно 1100 млрд.куб.м, то из этого объема, как минимум 385 млрд.куб.м, или 35 %, не пересекали внешних границ интеграционных объединений.

Из всех интеграционных группировок, в рамках которых формируются «гибридные» рынки газа, для РФ наиболее важное значение имеет динамика газовой интеграции в ЕС. Это главное направление сбыта российского газа, от результативности которого зависит не только доходы бюджетов и эффективность работы народно-хозяйственного комплекса, но и позиционирование РФ как мировой энергетической державы.

В интеграционном контексте Россия занимает двойственное положение. По отношению к рынкам Евросоюза она выступает внешним поставщиком, но с другой стороны, она выступает консолидирующим ядром «молодой» евразийской газовой интеграции, ресурсный и технологический потенциал которой ставит ее вровень с другими экономическими союзами.

Вопрос о том, встанет ли Россия на путь интеграции национального рынка газа в мировое экономическое пространство или предпочтет автономное развитие, оставаясь в парадигме двусторонней внешней торговли газом, остается открытым.

ОБОСТРЕНИЕ КОНКУРЕНЦИИ МЕЖДУ ЦЕНТРАМИ МИРОВОЙ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ

Жуков С.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ИМЭМО РАН)

В мире существует три основные модели развития нефтеперерабатывающего сектора: нефтепереработка, обслуживающая масштабный и диверсифицированный внутренний спрос и работающая преимущественно на собственном сырье (США, арабские страны Ближнего Востока, Россия); нефтепереработка, обслуживающая масштабный и диверсифицированный внутренний спрос и работающая преимущественно на импортном сырье (Европа, Япония, Китай, Индия); в-третьих, экспортоориентированная нефтепереработка (Южная Корея). В перспективе конкурентная борьба за рынки сбыта нефтепродуктов между основными мировыми центрами нефтепереработки серьезно обострится.

Американские НПЗ отличает значительная глубина переработки сырья, повышенная доля вторичных процессов и высокое качество выпускаемых нефтепродуктов. «Сланцевая революция» вкупе с увеличением производства нефти из битуминозных песчаников в Канаде ускорили перестройку американской нефтепереработки и создали объективные предпосылки для ее глобализации.

Глобальные конкурентные позиции нефтепереработки стран Персидского залива обеспечиваются низкой стоимостью добычи и высоким качеством добываемой нефти, что позволяет получать большую долю легких нефтепродуктов без использования вторичных процессов.

В Китае быстрое расширение нефтеперерабатывающих мощностей обгоняет рост внутреннего спроса на нефтепродукты. Новые запланированные к вводу мощности приведут к еще большему навесу предложения над спросом, что подтолкнет экспорт нефтепродуктов.

Специфика Индии заключается в параллельном развитии двух секторов в нефтепереработке: первый обслуживает внутренний рынок, второй нацелен на экспорт. Два из трех частных нефтеперерабатывающих предприятия Индии входят в шестерку крупнейших нефтеперерабатывающих заводов мира. Оба были созданы с целью генерации валютных доходов для некоторого ослабления нагрузки на текущий счет платежного баланса.

Алгоритм развития нефтепереработки задается во многом извне, причем как «на входе» в отрасль, так и «на выходе» из нее. «На входе» важнейшим фактором выступает утяжеление добываемой конвенциональной нефти на фоне опережающего роста добычи легкой трудноизвлекаемой нефти в США. «На выходе» развитие нефтепереработки все более зависит от общеэкономических и факторов, и изменений в политике регуляторов, включая: требования низкоуглеродной парадигмы, нарастающая конкуренция нефтепродуктам со стороны субститутов, внедрения новых экологических требований к качеству нефтепродуктов, используемых в дорожном и морском транспорте.

На настоящий момент в мире действуют значительные избыточные нефтеперерабатывающие мощности, при этом во многих странах строятся все новые и новые нефтеперерабатывающие заводы. В таких условиях значительные объемы мощностей должны быть закрыты.

АДАПТАЦИЯ МИРОВОЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ К МЕНЯЮЩЕМУСЯ СЫРЬЮ

Капустин Н.О.

(Институт энергетических исследований РАН, РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина)

Состав и товарные характеристики нефти являются одним из ключевых факторов для нефтеперерабатывающей промышленности. Наличие доступа к сырью с определенными параметрами, на которые рассчитана технологическая схема НПЗ, зачастую, определяет способность предприятия рентабельно функционировать. Таким образом, изменения на глобальном рынке сырья не могут не оказать значительного влияния на нефтеперерабатывающую промышленность. Эти изменения, их эффекты и пути адаптации рассмотрены в докладе.

Качество поставляемой на мировой рынок нефти стабильно ухудшается на протяжении последних десятилетий, растут средняя плотность и сернистость сырья для переработки. При этом мировой спрос на тяжелые нефтяные топлива и темные нефтепродукты снижается, в то время как все больше стран вводят строгие экологические стандарты топлив. Ввиду этого, важность вторичной переработки нефти трудно переоценить. Разработка и внедрение новых технологий переработки углеводородного сырья становится важнейшим фактором конкуренции нефтеперерабатывающих предприятий.

Все большее значение приобретает добыча нетрадиционной нефти, с развитием которой связаны отдельные сложности. Так, разработка ресурсов сверхтяжелых нефтей и природных битумов создала в Канаде новую промежуточную нишу между сегментами upstream и downstream – апгрейдинг. Апгрейдинг отличается от обычной подготовки нефти к транспорту и направлен, в первую очередь, на улучшение товарных характеристик добываемого углеводородного сырья перед продажей на мировом рынке и варьируется от простого разбавления более легкими, низкосернистыми углеводородами, до полноценной деструктивной переработки на установках коксования и гидрооблагораживания.

С другой стороны, начавшаяся в 2012 году сланцевая революция, результатом которой стал стремительный рост добычи легкой нефти в США, привел к кажущейся парадоксальной ситуации, когда потенциально более ценное сырье оказывалось менее востребованным, нежели тяжелое низкокачественное, именно из-за того, что НПЗ Северной Америки были предназначены для переработки тяжелых нефтей.

Для России, входящей в число глобальных лидеров по переработке нефти и торговле нефтепродуктами, крайне важно следить за глобальными трендами в отрасли для выбора оптимальной стратегии внутреннего развития и конкуренции за рыночные ниши.

НОВЫЕ ТРЕНДЫ ТОРГОВЛИ УГЛЕВОДОРОДАМИ НА МЕЖДУНАРОДНЫХ ТОВАРНЫХ РЫНКАХ

Катюха П.Б.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Эволюция мирового нефтяного товарного рынка привела к трансформации механизмов и инструментов ценообразования, когда стоимость нефти определяется уже не как цена физического товара, а как стоимость ее финансового актива, выраженная в производных финансовых инструментах.

Актуальность выбранной темы вызвана тем, что цена нефти на мировом товарном рынке определяется не картельным способом - группой стран, входящих в МНК (Международный нефтяной картель) или ОПЕК (организация – стран экспортеров нефти), а на бирже, точнее на трех ведущих биржевых площадках: ICE (Лондонская межконтинентальная биржа), NYMEX (Нью-Йоркская товарная биржа), SGX (Сингапурская международная биржа), что предопределяет непредсказуемость и турбулентность мирового рынка. Несмотря на то, что товарный рынок нефти подчиняется основному закону экономики – спроса и предложения, волатильность цен на нефть определяется влиянием комбинации различных факторов – фундаментальных, финансовых и технических и спекулятивных, которые собственно и определяют цену на нефть на мировом товарном рынке нефти.

К основным трендам торговли углеводородами на мировых товарных рынках можно отнести:

- **нефтетрейдинг** - это универсальный инструмент регулирования рыночных отношений - спроса и предложения на нефтяном рынке;
- **хеджирование и спекуляция** как механизмы формирования товарного рынка и насыщения его ликвидностью;
- **диверсификация** нефтетрейдинговых операций – переход с бумаги (виртуальный товар) на физику (реальный товар) и наоборот;
- **инвестиции** - оптимизация активов и покупка нефти в инвестиционных и спекулятивных целях различными группами нефтегазового бизнеса;
- **контанго, бэквардация и арбитраж** как возможность извлечения прибыли с использованием деривативов на турбулентности рынка.

КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТЬ ПРИРОДНОГО ГАЗА В СЕКТОРЕ ЭЛЕКТРОГЕНЕРАЦИИ ЕС

Кириченко А.Б.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

1. На фоне стагнации общего объема потребления природного газа в ЕС ожидается рост его использования в секторе производства электричества.

2. Для определения перспектив потребления «голубого» топлива, в т.ч. его конкурентоспособности, требуется учитывать множество факторов, поэтому модели прогнозирования основываются на предположениях и допущениях.

3. Даже самые авторитетные модели прогнозирования ошибаются.

4. Оценки удельной стоимости производства электричества показывают, газовые электростанции имеют самые низкие издержки по сравнению с другими альтернативными технологиями. Однако такая модель оценок не самостоятельна как инструмент определения будущего технологий генерации электричества.

5. Климатическая политика и регулирование ЕС обеспечили поддержку ВИЭ и вывели их из-под экономической конкуренции с другими видами топлива, в т.ч. с природным газом.

6. «Климатический» фактор, который должен был бы играть в пользу потребления природного газа, как самого чистого ископаемого вида топлива, в части конкуренции с другими ископаемыми видами топлива не даёт ему преимуществ, так как ЕС в первую очередь стремится повысить энергетическую безопасность, то есть снизить импортозависимость.

7. В результате, природный газ испытывает давление со стороны ВИЭ, имеющих регуляторную поддержку, и экономически конкурирует с «грязным» углём.

8. В перспективе ожидаемый отказ от угольной генерации и необходимость использования гибкого источника энергии, способного балансировать объем поставки электричества в сеть, в дополнении к растущей прерывистой генерации из ВИЭ, будет способствовать росту конкурентоспособности и привлекательности газа. Однако отказ ЕС от угля будет увязан с последующим отказом от других ископаемых видов топлива, что в долгосрочной перспективе не даёт «регуляторных» преимуществ природному газу над углём.

КИТАЙСКАЯ НЕФТЯНАЯ ТРИАДА – НОВЫЙ ДРАЙВЕР МИРОВОГО РЫНКА НЕФТИ

Копытин И.А.

(ИМЭМО РАН, РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Активными игроками мирового рынка нефти являются национальные государственные нефтяные компании (ННК), особая роль среди которых принадлежит китайским China National Petroleum Company - CNPC (и ее публичной «дочке» Petrochina), China Petroleum & Chemical Corporation (Sinopec) и China National Offshore Oil Corporation (CNOOC Ltd). Китайская нефтяная триада представляет собой принципиально новый класс игроков мирового рынка нефти – государственные нефтяные компании стран – импортеров нефти.

Они опираются на существенные конкурентные преимущества. Во-первых, фактически эксклюзивный доступ к очень крупному рынку сбыта с растущим спросом на нефть и широкую линейку нефтепродуктов. Во-вторых, «нефтяная триада» до самого последнего времени контролировала практически всю китайскую нефтепереработку. В настоящее время олигополия тройки несколько поколеблена. Власти КНР пытаются стимулировать развитие так называемых «чайников», сравнительно мелких независимых нефтеперерабатывающих заводов. Однако CNPC, Sinopec и CNOOC сохраняют в нефтепереработке доминирующие позиции.

При этом государственные нефтяные компании Китая в кооперации с государственными банками и инвестиционными фондами активно скупают по всему миру так называемую долевую нефть (equity oil). В начале 1990-х гг. инвестиции шли преимущественно в близко расположенные страны АТР, Африку и нефтепродуцентов второго ряда на Ближнем Востоке. Затем регионы инвестирования расширились за счет постсоветской Евразии и Латинской Америки, в первую очередь в Казахстане, Венесуэле и Эквадоре. Используя сделки «кредиты в обмен на нефть» китайские нефтяные компании фактически поставили под свой контроль экспортные потоки нефти из Эквадора и в существенной степени из Венесуэлы. Нефть не обязательно поставляется на китайский рынок.

Слабым местом китайских ННК остается значительное технологическое отставание от ведущих мировых частных вертикально-интегрированных компаний. Однако постепенно «китайская триада» продвигается вверх и по условной технологической лестнице.

Крупнейшие нефтяные компании КНР уже меняют, а в долгосрочном периоде еще больше изменят, сложившуюся структуру мирового рынка нефти. Не исключено, что на фоне стагнации спроса на нефть в рыночных странах–потребителях нефти, они начнут навязывать собственные правила игры. В частности, это проявляется в укреплении института долгосрочных контрактов на импорт/экспорт нефти что достигается через сделки «кредиты в обмен на нефть». В планах Китая также запуск собственного фьючерсного контракта на сырую нефть, номинированного в юанях.

ВЛИЯНИЕ НОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОЙ РЕВОЛЮЦИИ НА КОРПОРАТИВНУЮ СТРУКТУРУ МЕЖДУНАРОДНОГО НЕФТЕГАЗОВОГО РЫНКА

Крайнова Э.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В развитых экономиках основным мотивом для развертывания новой промышленной и технологической политики, направленной на стимулирование перехода к четвертой промышленной революции, послужила необходимость преодоления замедления темпов роста производительности труда.

Рынки приобретают сервисный характер, добавленная стоимость на производственных рынках смещается в сторону услуг, связанных в большей степени с обслуживанием и эксплуатацией продукта, нежели с его производством.

Улучшение сервисных услуг с помощью цифровых усовершенствований, повышающих их стоимость, приводит к тому, что новые технологии трансформируют восприятие и управление активами со стороны компаний.

За счет усиления потребительских свойств продукта информационными потоками происходит переход к бизнес-модели «продукт как сервис», основанной на концепции управления жизненным циклом изделий.

В рамках данной модели услуги, связанные с установкой, обслуживанием, диагностикой, ремонтом, утилизацией продукта, трансформируются из автономных функций, которые предоставляются производителем по запросу, в интегрированное предложение продуктов и услуг, которые выгружаются по мере использования продукта на разных стадиях его жизненного цикла.

Это помогает потребителям сократить начальные капитальные затраты, а производителю — получать непрерывный поток доходов от услуг и возможность оставаться в тесном контакте с клиентом.

Крупные промышленные предприятия постепенно уступают лидерство компаниям, которые создают новые рынки, выводят на рынок технологии, которые не имеют аналогов. Тем самым, изменяются сложившиеся условия конкуренции, формирующие новые тренды развития потребления и спроса, трансформирующие корпоративную структуру рынка.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ОБЪЕКТОВ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ

Мархасина М.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Эффективное управление инвестиционным проектом невозможно без применения специальных методов анализа и управления экологическим риском. Примером специфического риска является риск, связанный с безопасностью эксплуатации промышленных трубопроводов.

Управление экологическим риском может быть определено как процесс подготовки и реализации природоохранных мероприятий (ПОМ), цель которых - уменьшение возможных негативных экологических последствий в ходе принятия решений на стадии экологической оценки проекта и оценки воздействия на окружающую среду проекта.

С этой целью разработан алгоритм расчета экологического ущерба при авариях объектов трубопроводной системы, который позволяет построить прогноз экономического ущерба от аварий на основе использования детерминированной факторной модели.

Для анализа были выбраны элементы, которые традиционно вызывают наибольшее беспокойство в плане экологии, и отказы которых могут принести к нежелательным экологическим последствиям. Проведенные аналитические исследования по ряду нефтяных компаний позволяют, в первую очередь, отнести к наиболее рисковым видам нефтепромыслового оборудования внутрипромысловые нефтепроводы и водоводы.

Выведенные согласно результатам конечной матрицы, корреляционные зависимости свидетельствуют о высокой степени точности построения и позволяют прогнозировать экологический ущерб и затраты на его предотвращение по вариантам реконструкции трубопроводов.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИНТЕГРАЦИИ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКИХ МОЩНОСТЕЙ СТРАН ЕАЭС

Михайлова А.Д.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Мировой энергетический комплекс является саморегулирующейся системой, интегрированной в систему мировых хозяйственных связей. Это определяет его способность адаптироваться к изменяющимся условиям внешней среды. В последние годы значительно выросла интенсивность и эффективность региональных интеграционных процессов на постсоветском пространстве. Государства ЕАЭС объединились в условиях мирового экономического кризиса, глобальной нестабильности и внешних угроз. Нефтегазовым компаниям стран ЕАЭС для своего конкурентного развития в краткосрочной и среднесрочной перспективе необходимо понять, каким образом и из каких источников, кроме нефтедобычи и нефтепереработки, можно генерировать прибыль.

Оценка перспектив развития мирового рынка нефтехимической продукции в целом неблагоприятна для России. В разработанной «Стратегии развития химического и нефтехимического комплекса на период до 2030 года» химическая и нефтехимическая промышленность России к 2030 г. будет характеризоваться значительными темпами роста, который будет обеспечиваться в основном за счет ускоренного развития производства продукции глубокой переработки, а также ряда других структурных изменений. Высокая доля химической продукции высоких переделов в производстве будет поддерживаться активным ростом потребления изделий из пластмасс — до 79,4 кг/чел. к 2030 г. Таким образом, стремясь к мировым показателям роста, удельные показатели емкости внутреннего рынка РФ химической и нефтехимической продукции в 2030 г. все еще будет отставать от мирового потребления на 20–30%. Отрасль производства полимеров и полимерной продукции является одной из самых динамично развивающихся и перспективных, а количество отраслей потребителей охватывает практически все отрасли промышленности. Производство полимерной продукции в ЕАЭС составляет приблизительно 20% или около 5,5 млн. тонн. Однако, при этом из года в год растет импорт готовой продукции. В настоящее время основной проблемой развития отрасли является недостаточное количество мощностей по получению первичного сырья при постоянно растущем спросе, которое замещается импортом полимеров и полимерной продукции. В таких условиях главной задачей развития отрасли является формирование и расширение внутреннего рынка ЕАЭС за счет создания условий для эффективного использования современных материалов из полимеров путем интеграции нефтегазохимических мощностей стран ЕАЭС.

ЭФФЕКТИВНЫЕ ФОРМЫ МЕЖДУНАРОДНОГО ТРАНСФЕРА ИННОВАЦИЙ

Новикова А.С., Еременко О.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, филиал в г. Оренбурге)

В современной экономике нефтегазового сегмента российского бизнеса значение инноваций возрастает в связи с тем, что они представляют собой фактор обеспечения стратегической конкурентоспособности за счет снижения производственных затрат, роста прибыли, деловой репутации, расширения ассортимента продукции и завоевания новых рынков сбыта. Однако, ряд макроэкономических факторов (нарастание геополитического одиночества, действие режима санкций, снижение кредитного рейтинга России, усугубление отношений с Украиной, отсутствие политико-хозяйственной самостоятельности ЕС, непрекращающиеся провокации военных конфликтов на территории стран-основных производителей углеводородного сырья, потепление климата, появление эффективных технологий разработки нетрадиционных энергоносителей и т.д.) тормозят активизацию инновационной деятельности отечественных недропользователей. В этой связи, особое значение уделяется поиску эффективных форм трансфера технологий и международного инновационного сотрудничества.

Значительный интерес в сложившихся условиях представляет создание территорий опережающего развития на Дальнем Востоке и в Якутии; обмен разработчиками НИОКР и пакетами акций заинтересованных в совместной деятельности российских и западных компаний; консалтинговые услуги иностранных представителей высокотехнологического нефтегазового машиностроения; приобретение патентов на ведущие объекты интеллектуальной собственности за рубежом; создание национального центра трансфера инноваций с возможностью привлечения иностранцев - носителей идей; создание в ведущих российских вузах офисов трансфера технологий, приглашающих ученых с мировым именем; объединение ученых посредством открытия международных интеллектуальных клубов с правом собственности на созданные ими ОИС; строительство иностранными партнерами на территории России заводов, производящих необходимое нефтяникам и газовикам оборудование. Для обеспечения привлекательности и распространения этих форм инновационного сотрудничества необходимо ввести для них «международный» режим инвестирования в законодательстве РФ; принять законы, регулирующие права передачи ОИС, созданные в рамках указанных творческих объединений; нормативные акты, позволяющие разработчикам НИОКР участвовать в разделе нефтяной и газовой ренты; роялти от применения ОИС, созданных в рамках корпоративно-частного партнерства; обеспечить поддержку исследований со стороны крупных нефтегазовых корпораций и государства; страхование рисков НИОКР крупнейшими российскими и зарубежными банками.

ПЕРСПЕКТИВЫ СОЗДАНИЯ ОБЩЕГО РЫНКА ПРИРОДНОГО ГАЗА СТРАН ЕАЭС

Полаева Г.Б., Иллерицкий Н.И.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

За три года своего существования Евразийский экономический союз (ЕАЭС) добился значительного прогресса в развитии интеграции. В рамках ЕАЭС успешно функционирует единое экономическое пространство и Таможенный союз. По предварительным оценкам, по итогам 2017 г. ожидается положительная динамика всех основных макроэкономических показателей ЕАЭС, а также объемов внешней и взаимной торговли. Это означает, что интегрированное экономическое пространство начинает работать с повышенной отдачей.

Приоритетным направлением развития интеграции ЕАЭС на ближайшие годы является формирование общих энергетических рынков. Концептуальные решения, предварительные дорожные карты и целевое видение общих энергетических рынков ЕАЭС определены соответствующими Решениями Евразийской экономической комиссии. Общий рынок природного газа должен быть создан к 1 января 2025 г. Текущее состояние рынков газа стран ЕАЭС оставляет относительно мало пространства для формирования полноценного общего рынка природного газа. Значительными запасами газа, развитой добычей и газотранспортной системой обладает только Россия, отчасти – Казахстан. Взаимная торговля природным газом в ЕАЭС сводится к снабжению российским газом Белоруссии и Армении, а также обменным поставкам с Казахстаном. При этом формирование общего рынка по модели в высоком уровне либерализации видится нецелесообразным, поскольку влечет тяжелые структурные, технологические и экономические риски. С другой стороны, формирование общего рынка с высоким уровнем регулирования признается малоэффективным решением.

В этой связи мы полагаем рассматривать вопрос участия российских газовых компаний в формировании общего рынка газа стран ЕАЭС в контексте перспектив расширения деятельности данных компаний на пространстве Центральной Азии и Азиатско-тихоокеанского региона. По нашему мнению, стратегическая цель должна состоять в том, чтобы российские энергетические компании способствовали постепенному вхождению в процесс энергетической интеграции более широкого числа стран Азии, которые либо обладают значительными запасами природного газа (Туркменистан, Иран), либо являются емкими рынками сбыта (Индия, Китай, Пакистан и др.).

ВЛИЯНИЕ ПАРИЖСКОГО СОГЛАШЕНИЯ ПО КЛИМАТУ НА РАЗВИТИЕ МИРОВОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА

Попадько Н.В., Стречень Е.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Парижское соглашение по климату было принято 12 декабря 2015 года на 21-й Конференции сторон Рамочной конвенции ООН об изменении климата (COP-21) в Париже и подписано 22 апреля 2016 года 174 странами, в т.ч. и Россией. Парижское соглашение по климату, придя на смену Киотскому протоколу 1997 года, призвано регулировать выбросы парниковых газов в атмосферный воздух, начиная с 2020 года.

В рамках нового соглашения страны, его поддержавшие, обязуются к 2100 году предотвратить повышение температуры на Земле более чем на 2 градуса C^0 от доиндустриального уровня. Для выполнения этой цели все страны обязуются разработать долгосрочные стратегии низкоуглеродного экономического развития и планы адаптации к изменению климата.

Особенность Парижского соглашения заключается в том, что, не являясь юридически обязательным, оно не содержит конкретных задач по снижению выбросов парниковых газов. Представленные странами национально-определяемые вклады (цели каждой из стран по снижению выбросов парниковых газов к 2030 году) не были включены в Соглашение, а были аккумулированы в специальный реестр ООН. Страны-участники Соглашения сами выбирают стратегию и мероприятия, с помощью которых страна обеспечивает сокращение выбросов парниковых газов. Соглашение также не содержит санкций за не соблюдение его условий.

Несмотря на вышеперечисленное, эксперты считают, что Парижское соглашение может и на добровольных началах способствовать серьезным изменениям в мировой экономике, оказав наиболее существенное влияние на развитие энергетического сектора и мировой энергобаланс.

Высокая конкуренция на мировых энергетических рынках, «климатическое» давление общественности, отслеживание действий, направленных на снижение нагрузки на климат, другими странами – участниками Соглашения, и взаимосвязанные результаты развития международного сотрудничества – являются значимыми рычагами давления на энергетический бизнес. Одним из свидетельств эффективности рычагов Парижского соглашения является растущий спрос к предоставлению открытой углеродной отчетности, отмеченный на международных биржах.

В исследовании рассматриваются положительные и отрицательные аспекты развития мирового энергетического сектора в условиях климатического императива.

ПЕРЕСТРОЙКА МИРОВОЙ ТОРГОВЛИ НЕФТЮ: ОСНОВНЫЕ ТЕНДЕНЦИИ

**Синицын М.В.
(ИМЭМО РАН)**

Решающее влияние на динамику и структуру экспортно-импортных потоков сырой нефти в последние десять лет оказали четыре фактора: во-первых, опережающий экономический рост в странах АТР и вызванный им рост потребления нефти и нефтепродуктов; во-вторых, «революция неконвенциональных углеводородов» в Северной Америке; в-третьих, политика ведущих стран ОПЕК по сохранению ниш на рынке нефти; в-четвертых, постепенное исчерпание запасов нефти в бассейне Северного моря. Также на глобальные потоки сырой нефти оказали и продолжают оказывать влияние такие факторы как введение и снятие эмбарго в отношении импорта иранской нефти соответственно в середине 2012 г. и январе 2016 г. и уход с рынка с последующим постепенным возвращением значительных объемов ливийской нефти после крушения режима Каддафи.

Объемы международной торговли сырой нефтью после глобального финансово-экономического кризиса 2008/2009 г. снизились, во многом из-за наращивания производства трудноизвлекаемой нефти в США, а экспорт нефтепродуктов продолжает увеличиваться. Связано это с тем, что сохранившие высокую экономическую динамику страны АТР, в первую очередь, Китай и Индия, не успевают строить собственные нефтеперерабатывающие заводы для удовлетворения растущего спроса на нефтепродукты и потому наращивают импорт. В ближайшие десять лет Китай и Индия останутся основными драйверами спроса на нефть. В то же время, китайские власти разрешили малым НПЗ импортировать сырую нефть и экспортировать нефтепродукты в пределах квоты.

В США добыча трудноизвлекаемой нефти оказалась устойчивой к падению цен на нефть в 2015–2016 гг. и быстро увеличивается в условиях растущих цен. США становятся крупным экспортером нефти и нефтепродуктов, имеющим доступ ко всем основным рынкам благодаря географическому расположению. С 2016 г. США сняли запрет на экспорт нефти, действовавший более сорока лет.

Конкуренция между странами–нефтеэкспортерами за рыночные ниши усиливается, о чем свидетельствуют значительные изменения в географии экспорта: саудовская нефть возвращается на рынки стран Западной Европы и пытается пробиться в Восточную Европу; из-за снижения в результате «сланцевой революции» импорта сырой нефти США африканские страны-нефтеэкспортеры были вынуждены перенаправить экспортные потоки на рынки Европы и стран АТР. Иран после снятия европейского эмбарго возобновил экспорт нефти поставки в страны Евросоюза. Россия превратилась в одного из крупнейших нефтеэкспортеров в АТР, прежде всего Китай.

В мире сформировались центры нефтепереработки, нацеленные на экспорт: США, Индия, Южная Корея, страны Персидского залива, Россия и, потенциально, Китай. США, оставаясь импортером нефтепродуктов, благодаря дешевому сырью значительно нарастили их экспорт в Канаду и страны Латинской Америки, вытеснив европейские нефтепродукты, и увеличивают экспорт дизеля в страны Европы и азиатские страны АТР. Южная Корея и Индия всемерно поддерживают продвижение нефтепродуктов на экспорт. Арабские страны Персидского Залива ввели в строй значительные нефтеперерабатывающие мощности для удовлетворения внутреннего спроса и экспорта в Европу и АТР.

РОЛЬ ОПЕК В ЦЕНООБРАЗОВАНИИ НА МИРОВОМ РЫНКЕ НЕФТИ

Стрелкова И.А.

(Финансовый университет при правительстве РФ)

Современная мировая экономики характеризуется сохранением перманентного финансово-экономического кризиса, начавшегося еще в конце прошлого века. Его отличают, по меньшей мере, серьезная волатильность, а по большей - непредсказуемая турбулентность, обусловленная набором разнонаправленных факторов – от экономических до геополитических.

Очередной этап этого кризиса, приведший в середине 2014 года к резкому падению нефтяных цен, заставил страны-экспортеры углеводородов искать новые пути объединения усилий в целях нахождения баланса интересов с импортерами по поводу приемлемой для всех участников рынка цены барреля. Причем этот процесс затронул не только страны ОПЕК, но и независимых производителей-экспортеров. Благодаря соглашению, достигнутому в ходе визита короля Саудовской Аравии в Российскую Федерацию в конце 2016 года, появилась формула соглашения ОПЕС+, куда помимо 13 стран ОПЕК вошли еще 11 стран, не входящих в картель.

Фактором, подтолкнувшим Россию к сотрудничеству, стало существенное увеличение дефицита бюджета РФ, выросшего с 0,5% ВВП в 2014 году до 3,5% – в 2016-м. Обострились проблемы и в Саудовской Аравии, валютные резервы которой снизились почти на четверть, а дефицит бюджета в 2015 году составил \$98 млрд., или 15% ВВП, а в 2016 г – \$83 млрд., или 17,3% ВВП.² При этом 13 стран ОПЕК договорились в ноябре 2016 года о сокращении своей добычи на 1,2 млн. баррелей в день с октябрьского уровня. Одиннадцать не входящих в ОПЕК стран 10 декабря согласовали сокращение своей добычи суммарно на 558 000 баррелей в сутки, в том числе и Россия — на 300 000. Соглашение было заключено на первое полугодие 2017 года, но в мае того же года - продлено еще на 9 месяцев с последующими продлениями до конца 2018 года. Сделка должна помочь снизить избыток предложения на мировом рынке, который негативно отразился на нефтяных ценах, опустив их до минимума за последние 12 лет.

По прогнозам аналитиков, продление соглашения должно удержать цену Brent в коридоре от \$50 до \$60 за баррель. Но цена в январе 2018 года впервые за 3 года вышла на отметку 68 долл. за баррель марки Brent, преодолев шоковое падение 2014-15 гг. до 30,8 долл. При этом эксперты агентства "Прайм" на 2018 год прогнозируют цены от 50 до 70 долларов за баррель.³ [Нефтегазовые дополнительные доходы РФ в 2018 году при цене нефти \\$60 за баррель оцениваются в 2,8 трлн. руб.](#) Очевидно, что главным регулятором нефтяного ценообразования на мировом рынке при согласованной политике стран-участниц картеля остается ОПЕК. Россия получила благоприятные возможности продолжения взаимовыгодного сотрудничества с ОПЕК.

² [http //novostienergetiki.ru](http://novostienergetiki.ru), от 3.1 2018

³ <https://1prime.ru/energy/20180103/828316013.html> от 3.1 2018

РИСКИ И ВЫЗОВЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В СРЕДНЕСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ

Студеникина Л.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Трансформация мировой энергетики в настоящее время отражает процессы, происходящие в сфере международных экономических отношений, где появляются новые экономические лидеры и центры спроса (в том числе и на энергоресурсы) смещаются в Азиатский регион, что повлечет за собой и перераспределение энерготранспортных потоков в сторону наиболее привлекательных и премиальных рынков.

Демографический рост в развивающихся регионах – Азии, Африке и Латинской Америке, ускорение процессов урбанизации и стремительное увеличение доли городского населения в мире усиливают противоречивые тенденции развития мирового сообщества, отражающие общие проблемы, связанные с сокращением глобальной ресурсной базы, изменением климата, неравномерностью экономического развития и доступа к энергоресурсам.

Загрязнение окружающей среды, глобальное потепление, рост выбросов вредных веществ и парниковых газов в атмосферу предопределили необходимость сокращения доли углеводородных ресурсов в мировой энергетике и более широкого использования возобновляемых источников энергии, а в долгосрочном периоде – формирования низкоуглеводородной энергетики, хотя полностью отказаться от углеводородов и перейти на альтернативные источники энергии не представляется возможным, по крайней мере, до 2050-х годов.

Стремительное развитие технологического уклада 4.0 – компьютеризация, интернет, системы хранения (в том числе и «облачные») и обработки больших объемов информации, «умные» города и сети («смартгриды»), технологии «блокчейн» и пр. – ведет к децентрализации в области производства и распределения электроэнергии и управлению спросом в автономных энергосетях, что повысит безопасность и надежность энергоснабжения, а также позволит обеспечить доступ к энергоресурсам значительной части населения стран Азии и Африки с неразвитой энергетической инфраструктурой.

Однако основные риски и вызовы развития мировой энергетики будут связаны с необходимостью принятия и имплементации существенных мер по борьбе с изменением климата и снижением выбросов вредных веществ в атмосферу (выполнением обязательств по Парижскому соглашению 2015 года), дальнейшим ростом эффективности использования имеющихся ресурсов и внедрением новых технологий, необходимых для обеспечения устойчивого развития глобальной экономики.

ТРАНСФОРМАЦИЯ ЕВРОПЕЙСКОГО ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА: ВЫЗОВЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ДЛЯ РОССИЙСКОГО ГАЗА

Тыртышова Д.О.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

На европейских энергетических рынках происходят глубокие изменения, вызванные сочетанием ряда факторов. Поступательный рост доли возобновляемых источников в энергобалансах, развитие прорывных технологий, цифровизация, децентрализация производства определяют новое качество спроса на природный газ. Более того, политика декарбонизации европейской экономики несет за собой различные долгосрочные вызовы и риски для производителей природного газа. Складывается ситуация, когда спрос на газ определяется не фундаментальными факторами, а подчинен политике декарбонизации.

Усиливается межтопливная конкуренция, растет число поставщиков газа, спотовая торговля становится главным механизмом ценообразования. Создание европейского единого газового рынка предполагает стирание национальных границ, формирование избыточных инфраструктурных мощностей и усиления роли наднациональных регуляторов. Теперь, когда европейский рынок газа становится все более конкурентной торговой площадкой, желающим закрепиться на нем поставщикам природного газа, необходимо адаптироваться к условиям его работы.

В данных условиях важно проанализировать тренды, структурные трансформации, связанные с переходом к низкоуглеродной энергетике, диверсификацией газового бизнеса, вызовы для производителей газа, а также новые технологии на пути декарбонизации газа. Понимание мировых трендов позволяет предвидеть, какова будет количественная и качественная степень востребованности природного газа в будущем.

В работе оценены факторы неопределенности в развитии мировых энергетических рынков на базе интегральной оценки мировых трендов. Определены закономерности трансформации бизнес-моделей европейских энергетических компаний и сформулированы соответствующие угрозы и вызовы для российского газа на рынке ЕС.

В связи с вышеизложенным представляется целесообразным формирование мер для усиления конкурентоспособности природного газа среди других источников энергии на энергетическом рынке ЕС.

Для российской стороны появилась необходимость реструктуризации активов и расширения используемых механизмов продаж, включая участие в краткосрочной торговле и проведение аукционов.

СПГ КАК ФАКТОР ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ДЛЯ СТРАН-ЭКСПОРТЕРОВ ГАЗА

Федорова В.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

С ростом глобализации мировые энергетические рынки становятся не только более едиными, но и более уязвимыми во многих аспектах: от геополитических факторов до стихийных бедствий. Процесс трансформации энергетических рынков продолжается, и сегодня становится очевидным, что энергетическая безопасность связана не только с нефтью, ее ценами и бесперебойными поставками. Газ, с его растущей долей в глобальном энергетическом балансе, играет все более важную роль в обеспечении энергетической безопасности стран. Исследователи уделяют большое внимание энергетической безопасности с точки зрения потребителя, его уязвимости к сбоям в поставках, часто игнорируя тот факт, что для поставщика это тоже болезненный процесс, особенно в случае прерывания ранее достигнутых соглашений и отсутствия рынков сбыта.

Россия - страна с крупнейшими газовыми месторождениями. На долю газа приходится 64% нашего энергетического баланса. В нашей стране доходы от экспорта энергоресурсов обеспечивают около 50% доходов бюджета, и любое нарушение поставок угрожает неизбежным дефицитом государственных расходов. В случае стран-экспортеров такие риски могут хеджироваться точно так же, как и в странах-импортерах: с помощью диверсификации поставок. В 2016 году Россия экспортировала 204,8 млрд куб. м газа, из которых 81% было транспортировано по трубопроводам в Европу, 12% в страны СНГ и только 7% - на внешние рынки в виде СПГ, что еще раз демонстрирует нашу гигантскую зависимость от Европы как покупателя, и неспособность диверсифицировать наши каналы распространения. Становится очевидной роль СПГ в качестве выхода на новые рынки, поскольку, несмотря на протяженность границ России и огромное количество соседних стран, все возможные маршруты трубопроводов уже реализованы, и только морские перевозки позволяют нам выйти на новые развивающиеся рынки.

Не следует забывать, что энергетическая безопасность - это не только вопрос внешних рынков, но и вопрос внутренней безопасности страны. Россия - страна с крупнейшими запасами газа в мире, однако уровень газификации составляет всего 67% (в Европе - 98%). Остальные 33% жителей вынуждены использовать нефть, уголь или даже биомассу для производства электроэнергии, тепла и приготовления пищи. Учитывая наши обширные природные газовые богатства, очевидно, что проблема заключается не в отсутствии ресурсов, а в нехватке трубопроводной инфраструктуры. В такой ситуации малотоннажный СПГ может стать ответом, для большинства транспортных проблем, включая: диверсификацию торговых путей, подключение удаленных клиентов к «виртуальным трубопроводам», экологически безопасное топливо для тяжелого и морского транспорта, монетизацию небольших газовых месторождений, рост внутреннего рынка и предоставление независимым разработчикам газа возможности для транспортировки газа, экспорт природного газа цистернами, а также устойчивое развитие Арктического региона.

ПЕРСПЕКТИВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА ГОСУДАРСТВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА «БОЛЬШАЯ ЕВРАЗИЯ»

Халова Г.О.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В первой половине 2010-х годов с участием России, Беларуси, Казахстана, Армении и Киргизии было создано значимое в мировых масштабах международное интеграционное объединение – Евразийский экономический союз. Фактически это привело к началу процесса структурной перестройки системы торгово-экономических, инвестиционных и политических связей на всем пространстве Евразии.

Сопряжение ЕАЭС с инициативой «Один пояс и один путь» стало ещё одной из форм организации и концентрации потенциала Евразии. К тому же, на Евразийском континенте усилятся Шанхайская организация сотрудничества (ШОС), в связи с недавним вхождением в ее состав Индии и Пакистана. Таким образом, на географическом пространстве Евразийского континента, создаются новые формы организации и концентрации ресурсного, экономического, политического и человеческого потенциала. В ряде научных источников, эти процессы получили название проект «Большая Евразия». Совокупный экономический потенциал формирующейся «Большой Евразии», оцениваемый в ВВП по ППС, составляет более 1/3 от мирового, а человеческий, оцениваемый по численности населения – более 40% от мирового.

Велик энергетический потенциал энергетического сотрудничества государств «Большой Евразии». Очевидно, что в обозримой перспективе уровень энергетической взаимосвязанности между ЕАЭС, ШОС и другими совместными инициативами будет увеличиваться, число государств-участников также будет расти благодаря формированию зон свободной торговли, трансконтинентальных транспортных коридоров и общего пространства безопасности. В настоящее время формируются коридоры поставок энергоресурсов не только по направлению «Запад-Восток» при поддержке КНР, но и по направлениям «Север-Юг», включающие участие России, Индии, Ирана, Азербайджана, Туркменистана и Казахстана. В проекты энергетического сотрудничества активно включаются развитые страны Азии (Япония и Южная Корея), заинтересованные в создании «Большого энергетического кольца». Таким образом, «Большой Евразии» предстоит стать крупнейшим в мире производителем энергетических природных ресурсов и готовой продукции, а также крупнейшим в мире интегрированным рынком их сбыта. Одна из наиболее значимых ролей в этих процессах будет отведена Российской Федерации.

СТРАТЕГИИ РЫНОЧНЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ В ЭНЕРГЕТИКИ РЕСПУБЛИКИ БЕЛАРУСЬ

Чиж Е.П.

(Белорусский национальный технический университет)

Энергетика является одним из основных секторов экономики, обеспечивающих жизнедеятельность страны, поэтому требует постоянного совершенствования и модернизации. В Республике Беларусь энергетика занимает значимое место в национальной экономике страны, в этой связи развитие и функционирование энергосистемы регулируется на высшем уровне. Развитие международных отношений в энергетике страны можно рассматривать как ведение международного энергетического бизнеса. В зависимости от принятых моделей энергетических рынков могут различаться и формы организации энергетического бизнеса.

Анализируя мировой опыт реформирования электроэнергетики можно выделить четыре основных модели функционирования энергетических рынков:

- вертикально-интегрированная модель;
- модель независимых производителей;
- модель единого закупщика;
- конкурентная модель.

Модель функционирования в электроэнергетики выбирается в соответствии с экономическим развитием страны, геополитическими условиями и возможностями для реформирования структуры.

В Республике Беларусь в организации экономических отношений в энергетике на данный момент используется вертикально-интегрированная модель, которая имеет ряд преимуществ и недостатков. Из преимуществ хотелось бы отметить - возможность контроля за ценами –предсказуемость для потребителя и государства. Недостатки следующие: отсутствие экономических стимулов для повышения эффективности и необходимость государственного участия в финансировании отрасли либо перекладывания расходов на потребителей.

В странах ближайшего зарубежья уже произошли реформы в системе управления энергосистемами и на данный момент там существуют оптовые и розничные рынки энергии. Например, в Российской Федерации на данный момент функционирует двухуровневый (опт и розница) двухтоварный (электроэнергия и мощность) рынок, а в Республике Казахстан двухуровневый рынок (опт и розница) с преобладанием двухсторонних договоров.

В связи с этим, для расширения международных отношений Белорусской энергосистеме необходимо разработать стратегию для перехода к рынку энергии, которая должна включать следующее: разработку бизнес-процессов в электроэнергетике; усиление функции ценообразования электроэнергетики; привлечение инвестиций, в том числе зарубежных; разработка прогнозной потребности в электроэнергии; оптимизация распределения электроэнергии между потребителями; формирование справедливой стоимости электроэнергии для потребителей; разработка передовых технологий направленных на снижение затрат на топливо.

Это позволит сформировать конкурентную среду и обеспечить качество отпускаемой электро- и теплоэнергии в республики.

ФОРМАЛИЗАЦИЯ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АНАЛИЗА ЗАТРАТ И СОВОКУПНОЙ СТОИМОСТИ ВЛАДЕНИЯ

Шиков В.О.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

1. Рассмотрение подхода к анализу совокупных затрат в цепи поставок и совокупной стоимости владения и применению результатов анализа в практической деятельности служб снабжения компаний нефтяной и газовой отраслей. Что даст формализация и автоматизация такого анализа для компаний.

2. Сложности и проблемы, возникающие при практическом решении задачи по формализации и автоматизации анализа совокупных затрат в цепи поставок и совокупной стоимости владения в компаниях нефтяной и газовой отрасли.

Выбор составляющих для анализа, их соразмерность, учёт их взаимного влияния и влияния изменений одного параметра как на изменения другого параметра, так и на совокупные затраты, а также характер этого влияния: непосредственное или косвенное.

Рассмотрение технических вопросов, таких как внесение и учёт значений и параметров, необходимость распознавания текстов и т.п.

3. Определение и формулирование ограничений и условий при разработке моделей анализа затрат и стоимости владения. Применимость разрабатываемых моделей.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ХII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

12-14 февраля 2018 г.

*Секция 9. «Развитие человеческих ресурсов
нефтегазовой отрасли»*

Москва
2018 г.

ИННОВАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ПЕРСОНАЛА НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ КАК ОСНОВА КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ НА РОССИЙСКОМ РЫНКЕ ТРУДА

Авдеева С.М., Еремина И.Ю.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

На сегодняшний день современное состояние внешней среды компании можно охарактеризовать как гиперконкуренцию. От организации в таких условиях требуется максимальная гибкость, способность предугадать изменение спроса. Таким образом, система гибкого производства связана с постоянными инновациями.

В российских компаниях нефтегазовой отрасли персонал не просто стратегический ресурс, а основа её конкурентоспособности.

Потенциал работника - это совокупность физических и духовных качеств человека, определяющих возможность и границы его участия в трудовой деятельности, способность достигать определенных результатов и совершенствоваться в производственном процессе на современном рынке труда.

Становление инновационного потенциала персонала в современной нефтегазовой компании требует новых инструментов к управлению. Один из таких инструментов является интрапренерство.

Интрапренерство- это стимулирование и развитие творческой активности персонала в компании.

На основании вышеизложенного авторы считают, что роль интрапренерства определяется его возможностями, а именно: активизацией творческого потенциала персонала, повышением эффективности использования ресурсов компании, немедленной реализацией всевозможных нововведений и созданием основы для дальнейшего развития компании. Среди основных предпосылок, обуславливающих развитие интрапренерства, следует выделить: рост уровня образования, стремление к самореализации и самостоятельности, повышение инновационной активности.

ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ИНСТРУМЕНТЫ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЗНАНИЯМИ

Билялова Е.А., Матвий Д.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Управление знаниями – одна из быстро развивающихся наук, которая в последние годы продолжает набирать свою популярность.

На сегодняшний день, очевидно, что современная конкуренция крупных компаний, в частности и нефтегазовых, способна значительно понижать роль материальных активов в борьбе за лидерство компании на рынке. В рыночной стоимости компании как показателе ее успешности все больший удельный вес начинает занимать интеллектуальный капитал (интеллектуальные ресурсы). При этом в действительности польза в наличии любого количества знаний в компании будет минимальна, а сам процесс использования знаний без должного управления этими ресурсами крайне малоэффективен. Поэтому, рассмотрение инструментов, позволяющих осуществлять это управление, представляется весьма актуальной задачей. Перечень инструментов, обеспечивающих реализацию различных функций обширен:

- экспертная система, совещания, наставничество;
- научно-практические конференции и конкурсы;
- обучение сотрудников в аспирантуре предприятия;
- форум на внутрифирменном портале компании;
- членство в профессиональных сообществах и технологических платформах.

Система управления знаниями включает в себя следующие блоки функций:

- аналитическая;
- распределительная;
- охранная;
- интеграционная;
- генерирующая.

Тем не менее, многие функции из арсенала управления знаниями пока еще не получили широкого применения, и это по большей части связано с тем, что решительный переход к инструментам, позволяющим их реализовать, как правило, требует значительных организационных изменений и административных усилий. Результатом решения данных вопросов может являться нахождение необходимого баланса между различными управленческими и техническими аспектами – ключевая проблема при разработке и внедрении тех или иных инструментов блока управления знаниями, составляющими систему управления знаниями.

ИЗМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ ОБРАЗОВАНИЯ ПОД ВЛИЯНИЕМ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ПРОГРЕССА

Будзинская О.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Интенсивное технологическое развитие рождает новые вызовы перед подготовкой кадров и системой образования в целом. В настоящее время техническая революция перерастает в четвертую промышленную революцию, характеризующуюся сочетанием технологий, которые размывают границы между физической, цифровой и биологической сферами.

На современном этапе технологического развития существует серьезная проблема рассогласованности интересов бизнеса, государства и образовательных учреждений в сфере рынка труда. По причине перехода от плановой к рыночной экономике, постоянного реформирования системы образования, стремительно развивающегося научно-технического прогресса, порождающего новые профессии, появился дисбаланс между знаниями, навыками и умениями, то есть компетенциями, которые формируются в стенах высших учебных заведений, и потребностями бизнеса в специалистах с определенными компетенциями. Глобальные изменения реформируют не только образ профессионально востребованного работника, но и меняют набор компетенций, которыми должен он обладать с целью успешной адаптации к постоянно меняющейся среде, для понимания которой необходимы междисциплинарные знания. Безусловно, это оказывает прямое влияние на систему подготовки работников, на высшую школу.

Возникший разрыв связан с систематическим отставанием государственных образовательных стандартов от требований новых технологий и бизнес-процессов в отраслях, что особенно проявляется в высокотехнологичных отраслях, где процессы изменения идут наиболее быстро. Не случайно, государственные стандарты обновляются сегодня чуть ли не ежегодно. Это происходит, поскольку не настроены коммуникативные процессы передачи этих требований от бизнеса к системе образования.

Существует потребность изменить подход к формированию образовательных программ. Следует развивать навыки, которые менее подвержены автоматизации. Высшая школа должна уделять большее внимание наиболее ценностным навыкам, то есть навыкам, которые не будут заменены машинами и программным обеспечением.

В работе автор выделяет болевые точки, устранение которых позволит минимизировать разрыв между полученными знаниями в вузах и требованиями технологий и бизнес-процессов в отраслях, что позволит сократить дефицит кадров в нефтегазовой отрасли.

КАДРОВАЯ ПОЛИТИКА В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ НА ПРИМЕРЕ АО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»

Волочкова М.Е.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Ядром системы управления персоналом предприятия нефтегазового комплекса является кадровая политика, в составе которой – основные модели, представления, принципы и цели посредством которых в длительной перспективе определяется направление и содержание работы с кадровым составом предприятия. Кадровая политика является составной частью управленческой деятельности предприятия нефтегазового комплекса. Ее цель – создание сплоченной, ответственной, высокоразвитой и высокопроизводительной рабочей силы.

Основная задача кадровой политики предприятия – учитывать в повседневной кадровой работе интересы работников всех категорий. Формирование кадровой политики на предприятии включает ряд шагов: I. Нормирование. II. Программирование. III. Мониторинг персонала. Кадровые мероприятия – это действия, которые направлены на достижения соответствия персонала задачам предприятия. В АО «Зарубежнефть» можно констатировать стремление руководства к формированию целостной кадровой политики, которая оформлена рядом взаимоувязанных положений, таких как: 1. Положение об оплате и мотивации работников. 2. Положение о поощрениях и наградах; 3. Положение о порядке разработки и выполнения программы инновационного развития; 4. Положение о работе с молодыми специалистами; 5. Положение об управлении правами на результаты интеллектуальной деятельности; 6. Положение об условиях труда работников. Большое внимание на предприятиях уделяется работе с молодыми специалистами. Для планирования карьеры молодых специалистов сформирована специальная программа «Шаг к успеху». В соответствии с данной программой производится оценка молодого специалиста готовятся предложения по дальнейшему развитию его компетенций и построению карьеры. На основе данных предложений разрабатывается индивидуальный план развития молодого специалиста. По итогам прохождения данной программы, длительность которой составляет 1 год молодой специалист может быть включен в кадровый резерв АО.

Большое внимание в АО «Зарубежнефть» уделяется вопросам, связанным с оплатой труда и мотивацией персонала. Помимо материальной мотивации персонала (оклады работников формируются на основе системы грейдов) активно используется моральная мотивация персонала. Отличившиеся работники могут поощряться не только ведомственными наградами Минэнерго России, но и корпоративными наградами, к которым относятся: а) благодарности; б) почетные грамоты; в) звание «Почетный работник АО «Зарубежнефть»; г) звание «Ветеран АО «Зарубежнефть». В работе предприятия активно применяется проектный подход, одна из задач которого – повысить эффективность межфункционального взаимодействия работников.

НЕОБХОДИМОСТЬ НЕПРЕРЫВНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Демидова А.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Современная мировая экономика предъявляет все более высокие требования к качеству рабочей силы, уровню ее образования, квалификации, росту ее профессионализма. Производственные процессы во всех отраслях экономики ежегодно модернизируются, внедряется новая техника и современные технологии.

В связи с этим в настоящее время недостаточно получить высшее образование, специалист должен на протяжении всей жизни повышать свою квалификацию. В современных условиях остается конкурентоспособным только тот специалист, который умеет учиться, переучиваться и применять свои знания на практике. Образовательная система, которая предполагала получения базового высшего образования, и выход на рынок труда постепенно уходит в прошлое во всех развитых странах. Современный мир существует в условиях быстро меняющейся экономики, поэтому требования рынка труда к квалификации, знаниям и умениям персонала меняются вместе с ней.

В условиях ускоряющегося научно-технического прогресса не может быть навсегда сформировавшегося специалиста, следовательно, образование становится необходимой частью взрослой жизни. Следовательно, образование становится непрерывным на всем этапе трудовой деятельности. В связи с этим возникает необходимость в постоянном повышении квалификации специалистов различных отраслей экономики.

Помимо требований, которые предъявляет развитие мировой экономики, следует отметить, что непрерывное образование связано с необходимостью внесения изменений в образовательную систему России. На сегодняшний день исследователи выделяют ряд проблем развития непрерывного образования в России: линейный характер повышения квалификации; низкое качество образования в системе дополнительного профессионального образования; организация внутрифирменной системы переподготовки и повышения квалификации на современном уровне доступна только крупным компаниям; не обеспечивается повышение квалификации уже действующих работников; нет сформированной системы непрерывного образования

Таким образом, современные вызовы рынка труда в нашей стране побуждают специалистов непрерывно совершенствоваться в своей профессиональной области, что формирует спрос на развитие системы непрерывного образования в нашей стране.

ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ В ОБЛАСТИ ОБУЧЕНИЯ И РАЗВИТИЯ ПЕРСОНАЛА В ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ КОМПЛЕКСЕ

Демянчук С.А., Кашо Д.Ю., Кибовская С.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Проблема подготовки кадров достойного уровня, профессионализм которых отвечал бы на современные потребности, как организации, так и рынка, является на сегодняшний день чрезвычайно актуальной. Не только профессионально организованный процесс подбора персонала, его организация и мотивация, но и внедрение современных технологий и систем обучения работников сегодня может отразиться на конкурентоспособности компаний.

При соблюдении непрерывного и систематизированного обучения, а также применения разнообразных форм и программ, качество подготовки сотрудников и, соответственно, качество выполняемой ими работы будет непрерывно расти.

Приоритетными направлениями в области обучения и развития персонала в компаниях топливно-энергетического комплекса являются: обеспечение уровня квалификации работников, необходимого для стабильной и надежной работы объектов ТЭК; выполнение требований действующего законодательства Российской Федерации в области производственной безопасности и охраны труда; формирование и своевременная целевая подготовка кадрового резерва управленческих и ключевых должностей; организация своевременной и качественной подготовки и переподготовки работников в рамках внедрения нового оборудования и инновационных технологий; разработка действующего механизма управления компетенциями в период перехода к цифровой экономики.

Автоматизация бизнес-процессов компаний в перспективе позволит избежать ручного управления и сделать работу предприятий более высокоэффективной. Компании, использующие цифровые технологии, могут воспользоваться возможностями конвергенции, при которой данные о продукте доступны на всех этапах жизненного цикла. Что позволит руководству компаний делать более информированные решения, осуществлять преобразования для быстрой реализации в аспектах выхода на рынок, а также создания новых бизнес-процессов.

В докладе представлены основные направления обучения и развития персонала, с учетом цифровизации деятельности компаний топливно-энергетического комплекса.

ПРЕДПОСЫЛКИ РАЗВИТИЯ НАУЧНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ГОТОВНОСТИ БУДУЩИХ ИНЖЕНЕРОВ НЕФТЕГАЗОХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Емельянова О.П., Журавлева М.В.
(КНИТУ)

Глобальные тенденции в научно-технологическом развитии мира определены в следующем: усилении конвергенции технологий; усилении диффузии современных высоких технологий в среднетехнологические сектора производственной сферы; растущем значении мультидисциплинарности научных исследований; усилении воздействия новых технологий на управление и организационные формы бизнеса, стимулирующее развитие гибких сетевых структур.

Научно-технологическое развитие Российской Федерации является одним из приоритетов государственной политики. В рамках программы «Научно-технологическое развитие Российской Федерации» на 2018-2025 годы основной акцент сделан на необходимости создания условий для развития талантов и профессионального роста научных, инженерных и предпринимательских кадров; развитие системы эффективной и взаимовыгодной международной кооперации в сфере науки, технологий и инноваций, формировании и освоении новых рынков. Нефтегазохимический комплекс является одним из самых передовых и способным адаптироваться к реалиям современного мира.

Для существующей системы образования научно-технологическое и инновационное развитие Российской Федерации ставит серьезные вызовы, которые требуют совершенствования учебно-воспитательного процесса. Развитие научно-технологической готовности будущих инженеров становится актуальной задачей для вузов. Подготовка таких инженеров возможна только в системе непрерывного профессионального образования, каждый уровень которого обеспечивает поэтапное формирование компетенций специалиста.

Компонентами научно-технологической готовности будущих инженеров нефтегазохимического комплекса являются: уникальная технологическая, исследовательско-прикладная, иноязычно-коммуникационная, управленческо-стратегическая.

Развитие научно-технологической готовности будущих инженеров нефтегазохимического комплекса обеспечивается поэтапным мотивированием к деятельности в компаниях-мировых лидерах, определяющих политику в сфере нефтегазодобычи и переработки, формирование элиты инженеров-технологов, готовых к работе с новейшими техникой и технологиями.

КОМПЕТЕНТНОСТНЫЙ ПОДХОД В ОПЕРЕЖАЮЩЕЙ ПОДГОТОВКЕ КАДРОВ

Зубарева А.А., Герасимова И.В.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Стратегический интерес России состоит в инновационном векторе ее развития, а также обеспечении экономического роста в стране. В этой связи в настоящее время на уровнях страны и предприятий разрабатываются и реализуются среднесрочные и долгосрочные программы развития отраслей, имеющих высокую значимость для экономики страны. В их числе нефтегазовая отрасль, являющаяся бюджетообразующей, обеспечивающей приоритетное направление развития страны в части добычи, использования, энергоресурсосбережения, нефтепереработки и нефтехимии.

Одним из необходимых компонентов, решающих стратегическую задачу предприятия, является его обеспеченность необходимыми кадрами, обладающими теми компетенциями, которые диктуют современные условия. Так, например, необходимы работники, способные быстро адаптироваться в условиях инновационного сырьевого и технологического обновления отрасли.

Говоря о тенденциях на рынке труда, стоит отметить, что в настоящее время ощущается дефицит работников с высшим и средним специальным техническим образованием, а также менеджеров проектов.

Система опережающей подготовки кадров обеспечит соответствие качества образования актуальным научно-техническим требованиям инновационного развития нефтегазовой отрасли, позволит компаниям заранее планировать и обеспечивать себя необходимым количеством человеческих ресурсов.

В классическом понимании структура опережающей подготовки кадров состоит из трех компонентов: школа-вуз-работа. В зависимости от нахождения в том или ином звене работодатель готовит прогностически и инновационно ориентированных кадров, способных обеспечить эффективную работу производств, обладающих компетенциями соответствующего уровня: общекультурные, коммуникативные, социально-трудовые, информационные, учебно-познавательные и т.д.

Одним из элементов опережающей подготовки кадров для формирования общекультурных и профессиональных компетенций в части получения представления о будущей профессии является внедрение в вузах на начальных этапах обучения такой дисциплины как «Введение в профессию». Данный курс, разработанный авторами, позволит студенту глубже понять специфику будущей профессиональной деятельности, и уже на начальном этапе получать практические навыки необходимые будущему профессионалу в узкой сфере деятельности.

ВИРТУАЛЬНЫЙ СИМУЛЯТОР ОПЕРАТОРА ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

Ибрагимов З.Л., Цагараев Р.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, ООО «СТАЗ-ВИЖН»)

Виртуальный симулятор оператора по добыче нефти и газа позволяет любому желающему почувствовать себя в роли нефтяника на кустовой площадке с различными видами нефтегазового оборудования. Специально разработанная математическая модель работы пласта и скважин моментально реагирует на всех уровнях системы добычи на любые изменения, вносимые пользователями, например, открытие или закрытие задвижек, работа с исследовательским оборудованием, изменение режима работы насоса, добавление аварийной.

Благодаря реализации максимально гибкой системы с возможностью создания нестандартных схем, процессов, видов оборудования, аварийных сценариев, и уникальных технологий моделирования процессов, кодогенерации, построения «деревьев событий-состояний» и «деревьев отказов», Виртуальный симулятор оператора по добыче нефти и газа может применяться для решения большого количества задач в зависимости от требований заказчика.

Одновременный многопользовательский доступ дает возможность проводить групповые занятия на одном виртуальном месторождении или даже устраивать своеобразные соревнования между различными группами обучающихся на разных виртуальных месторождениях. И не обязательно ограничиваться отведенным на занятие временем – виртуальные месторождения работают на базе облачных технологий через любое удобное устройство (компьютер, ноутбук, планшет, смартфон, шлем виртуальной реальности)

Виртуальная среда симулятора позволяет взглянуть на процессы добычи так, как это невозможно в реальности. Например, показать расположение труб под землей, работу оборудования в разрезе, направления потоков нефти, газа и воды в трубах.

Работа с симулятором не требует нестандартного оборудования, нет необходимости останавливать реальную добычу нефти и газа, проводить ненужные операции со скважинами, организовывать транспорт, проживание и обеспечение обучающихся, что в итоге в значительной степени экономит финансовые, кадровые и временные ресурсы организации. Быстрое и эффективное обучение, а также возможность отработки всего спектра необходимых операций и аварийных ситуаций перед непосредственным направлением специалистов на промысел делают Виртуальный симулятор оператора по добыче нефти и газа высокоэффективным и рациональным решением для обучения студентов и повышения квалификации специалистов нефтегазовой отрасли.

СОВРЕМЕННЫЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ДОСТОЙНОГО ТРУДА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ

Исламгалиева Е.Р.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Нефтегазовая отрасль является основой функционирования экономики и жизнеобеспечения всей страны. Но в трудовой сфере отрасли существует множество нерешенных проблем: небезопасные условия труда, нестабильная занятость, текучесть кадров, недостаточно эффективный социальный диалог и другие. Решением этих проблем может стать реализация и развитие достойного труда на предприятиях нефтегазовой отрасли.

В частности, необходима разработка подходов по оценке достойного труда с учетом специфики и особенностей нефтегазовой отрасли.

Концепция достойного труда является инициативой Международной организации труда и развивается с конца XX века. В настоящее время развитие концепции происходит в области формирования подходов к оценке достойного труда на макро- и микроуровнях.

В докладе будет представлен анализ современных подходов к измерению достойного труда на предприятиях различных отраслей, представленных в работах Д. Гаи, Ф. Бонне, Павловой Е.А., Санковой Л.В., Смирновой Т.В., Гуменюка Н.В.

На основе анализа существующих исследований в области оценки достойного труда на предприятиях различных отраслей, можно выделить следующие особенности, присущие всем вышеуказанным подходам:

1. Несмотря на многообразие показателей оценки достойного труда, охватывающих все сферы трудовых отношений, едиными для всех исследований являются следующие: безопасность труда, социальная защищенность и достойная заработная плата.

2. При расчетах итоговых индексов достойного труда исследователями предлагается метод ранжирования показателей с привлечением экспертных оценок. Стоит отметить, что данный путь ведет к снижению объективности итоговых оценок.

Также следует отметить, что в нефтегазовой отрасли исследования по оценке достойного труда ранее не проводились.

Исследования по развитию достойного труда на предприятиях различных отраслей экономики России в настоящее время чрезвычайно важны и актуальны, поскольку способствуют повышению репутации компаний и формированию имиджа надежных работодателей, а также росту производительности труда, снижению текучести кадров, повышению заинтересованности и удовлетворенности работников своим трудом.

ПРОБЛЕМЫ ЗДРАВООХРАНЕНИЯ И СТРАТЕГИИ РАЗВИТИЯ МЕДИЦИНЫ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА, А ТАКЖЕ ОЦЕНКА УСЛОВИЙ ТРУДА ВАХТОВЫХ РАБОТНИКОВ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕМ ПРОИЗВОДСТВЕ

Кислицына И.Н.
(ТИУ)

Добыча нефти и газа в регионах Крайнего Севера сегодня обеспечивает экономическую безопасность России. На разведку и добычу нефти приезжают специалисты из различных климатографических зон. Условия жизнедеятельности населения северных территорий относятся к категории дискомфортных. Привычные социальные и биологические ритмы у приезжих работников резко деформируются. В результате, на фоне развивающегося утомления возможно снижение работоспособности, а в будущем повышение заболеваемости и снижение продолжительности жизни. Совершенствование организации медицинской помощи коренному и пришлому населению Крайнего Севера — один из наиболее серьезных вопросов рассматриваемых на парламентских слушаниях в Государственной Думе. Разрабатываются подходы в рамках нового направления в медицинской науке и практике — циркумполярная медицина. Это система научных знаний и практической деятельности, целями которой является укрепление и сохранение здоровья населения, проживающего и работающего в зоне, прилегающей к Полярному кругу.

Выделяют следующие стратегии развития циркумполярной медицины: региональную, рыночную, инновационную, экологическую, этническую, мультидисциплинарную, интегральную и программно-целевую. Региональная стратегия предусматривает формирование экономической и демографической политики региона. Здесь на первый план выходят различные варианты патологии: алкоголизм, самоубийства, убийства, туберкулез, венерические заболевания, наркомания. Динамика уровней смертности и характеристики миграционного движения оказывают большое влияние на формирование трудового потенциала региона. Рыночная стратегия предполагает полномасштабное включение рыночных рычагов в организацию охраны здоровья. Инновационная стратегия внедряет новые методы организации медико-профилактической помощи с учетом перспектив экономического развития северных районов России. Экологическая стратегия предусматривает создание системного мониторинга медико-экологических факторов. Этническая стратегия обеспечивает доступность медицинской помощи всем жителям автономных округов, например за счет использования современных технологий — телемедицины. Интегральная стратегия предполагает системный подход к видению всего фронта социальных недугов и взаимно дополняться. Программно-целевая стратегия обеспечивает определение реальной суммы финансирования и ожидаемый результат.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПОДБОРА ЧЕЛОВЕЧЕСКИХ РЕСУРСОВ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Кожемятов К.Ю., Булавка Ю.А., Юхно Д.С.

(Полоцкий государственный университет, ОАО «Нафтан»)

В настоящее время возрастают требования со стороны работодателей к профессиональной подготовке потенциальных работников для нефтегазового сектора. Что связано с двумя, на первый взгляд, противоречивыми тенденциями в нефтяной отрасли, такими как: старение и износ производственных фондов с одной стороны и внедрение промышленного оборудования и технологий нового поколения, безопасная эксплуатация которых требует более высокого уровня знаний – с другой. Достоверно установлено, что около 80 % несчастных случаев на НПЗ и 30 % аварийных ситуаций происходят по причинам, связанным с «человеческим фактором» [1, 2]. Проблема снижения частоты аварий и травм путем снижения влияния «человеческого фактора» является важной и актуальной.

Для бесперебойной эксплуатации опасных произведенных объектов от потенциальных работников требуется оперативное мышление, напряжение памяти и внимания, быстрота и точность реакций, сохранение самообладания в аварийных ситуациях, владение технологиями критического осмысления и принятия решения, данные качества, связаны как с индивидуальными особенностями нервной системы, так и с формируемыми в процессе обучения.

В настоящее время подбор человеческих ресурсов для нефтегазовой отрасли осуществляется в основном путем выявления медицинских противопоказаний к данной профессии и соответствия уровня образования и квалификации, зачастую не учитываются психофизиологические и личностные качества претендентов.

Нами предложено направление совершенствования подбора человеческих ресурсов для нефтегазовой отрасли путем использования автоматизированной системы оценки профессиональной пригодности потенциальных работников, программный комплекс разработан на базе апробированных методик и рекомендован к использованию работодателями при приеме на работу выпускников профильных специальностей различных учебных заведений.

Дополнительная информация:

1. Булавка, Ю. А. Анализ производственного травматизма на нефтеперерабатывающем предприятии / Ю. А. Булавка // Вестн. Полоц. гос. ун-та. Сер. В. Промышленность. Прикладные науки. – 2011. – № 3. – С. 130–37.

2. Булавка, Ю. А. Анализ инцидентов на нефтеперерабатывающем предприятии / Ю. А. Булавка, О. О. Смиловенко, Е. В. Сташевич // Вестн. Командно-инженерного ин-та МЧС. – 2012. – № 2(16). – С. 69–76.

ПРИМЕНЕНИЕ БАЛЛЬНО-ФАКТОРНОГО МЕТОДА ОЦЕНКИ СЛОЖНОСТИ РАБОТ ПРИ ФОРМИРОВАНИИ КВАЛИФИКАЦИОННОГО СОСТАВА СТРУКТУРНЫХ ПОДРАЗДЕЛЕНИЙ В ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Ручнова Ю.С.
(ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»)

Тема научно-технической разработки - Применение балльно-факторного метода оценки сложности работ при формировании квалификационного состава структурных подразделений в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» (далее – Общество).

Необходимость постановки вопроса внедрения данного метода обусловлена несовершенством действующей системы определения квалификационного категорирования только с учетом стажа и образования.

Заявленная тема определила следующие основные задачи проекта научно-технической разработки: изучить теоретические основы применения балльно-факторного метода оценки рабочих мест, систематизировать методологические аспекты использования данного метода для определения оптимального квалификационного состава, провести апробацию на примере одного из структурных подразделений Общества.

Итогом изучения теоретических основ стала матрица, отражающая оценки признаков, определяющих сложность выполняемых функций рабочих, специалистов и служащих. Учитывая специфику деятельности Общества, а также принимая во внимание опыт лучших практик, была составлена матрица, которая стала основой для проведения оценки всех категорий должностей.

В практической части научно-технической разработки, с учетом применения разработанной матрицы, была проведена оценка должностей одного из Отделов Общества. На основе полученного результата был определен экономический эффект применения балльно-факторного метода. Учитывая основную идею разработки – реализация проектов, способствующих рациональному использованию фонда оплаты труда, эффективному разделению труда, а также повышению морального стимулирования работников, поставленная цель была достигнута.

На сегодняшний момент «Методические рекомендации по применению балльно-факторного метода оценки сложности работ при формировании квалификационного состава структурных подразделений Общества» утверждены приказом ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Данный метод апробирован на всех Службах Заместителя Генерального директора Общества.

УСТОЙЧИВОЕ РАЗВИТИЕ КОМПАНИЙ ПУТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕКУЧЕСТИ КАДРОВ

Терегулова Н.Ф.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В сегодняшних условиях нестабильности экономики, сокращения объемов производства, увеличения показателей высвобождения персонала, роста безработицы во многих регионах, регулирование процесса текучести работников остается для многих компаний, в том числе и нефтегазового сектора, актуальной задачей.

Основой внутренних механизмов качественной гармонизации спроса (D) и предложения (S) рабочей силы выступает бесконечная дробность процессов, которая обеспечивает статистическую закономерность достижения равновесности спроса на труд и его предложения ($D \approx S$) в зависимости от производительности и качественных параметров труда; конкурентоспособности работников; фонда необходимого рабочего времени.

Спрос на рабочую силу определяется наличием работников $D = \{D_1 + D_2 + D_3 + D_m\}$ (где D_m – работник филиала исследуемой организации). Предложение рабочей силы $S = \{S_1 + S_2 + S_3 + S_m\}$ определяется совокупностью трудоспособного населения, активно претендующего на рабочие места, которые обеспечивают доход в качестве единственного источника средств существования.

Достижение качественной равновесности спроса и предложения человеческих ресурсов организации ориентировано на работодателя, на его спрос в корпоративной конкурентоспособности персонала K_p , позволяющей в наибольшей степени удовлетворять потребности рынка в материальных, духовных благах и услугах с наименьшими экономическими, экологическими и социальными издержками $K_p = f(S; D)$. Корпоративная конкурентоспособность персонала (K_p) комбинирует разнородные индивидуальные конкурентоспособности работников (K_r). Индивидуальная конкурентоспособность работника (K_r) – это его способность к индивидуальным достижениям в труде, представляющим собой вклад в достижение организационных целей.

Исходя из сказанного выше сущность функции *регулирования текучести кадров*, состоит в поддержании параметров текучести кадров, доведении их до требований внешней среды и достижении согласованности в работе всех звеньев данной системы.

Регулирование текучести должно способствовать лучшему использованию человеческих ресурсов организации за счет тесной увязки задач, решаемых в ходе движения персонала, с другими направлениями работы, в первую очередь, подбором и отбором персонала; адаптацией работников; стимулированием труда; обучением и развитием персонала; формированием кадрового резерва и работой с ним; развитием организационной культуры.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ЗНАНИЙ СПЕЦИАЛИСТОВ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ СТРОИТЕЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ НА ОБЪЕКТАХ ООО «ГАЗПРОМ ПЕРЕРАБОТКА»

Третьяков Л.В.
(ООО «Газпром переработка»)

Актуальность работы.

С целью совершенствования системы строительного контроля в дочерних обществах ПАО «Газпром» в 2015 году утвержден и введен в действие стандарт ПАО «Газпром» 2-2.2-860-2014 «Положение об организации строительного контроля Заказчика при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов ПАО «Газпром». Стандартом определено, что строительный контроль на объектах капитального строительства должен осуществляться собственными силами дочерних обществ ПАО «Газпром». В результате возникла необходимость подготовки и проверки знаний специалистов вновь созданной службы строительного контроля и эксплуатационного персонала ООО «Газпром переработка» (далее – Общество), задействованных в осуществлении строительного контроля.

Краткое содержание работы.

В качестве метода оценки квалификации работника обычно используется интервью, однако данный метод имеет ряд недостатков: субъективизм, низкая надежность, высокие временные затраты. В связи с этим потребовалась автоматизация процесса прохождения внутренней аттестации - тестирование работников, допускаемых к осуществлению строительного контроля на объектах Общества. В процессе разработки методики был рассмотрен значительный объем нормативно-технической документации, регламентирующей строительный контроль, что позволило выделить 10 направлений деятельности в Обществе по строительному контролю. Методика тестирования автоматизирована на базе программного продукта «ОЛИМПОКС: Предприятие». Это решение обусловлено успешной эксплуатацией в Обществе данного программного продукта по направлению промышленной безопасности и охраны труда, а также возможностью загрузки в него собственных различных курсов для внутренней проверки знаний работников.

Практическая значимость работы.

Классификация вопросов позволяет определить готовность специалиста к самостоятельному осуществлению строительного контроля на объектах Общества. Результатом прохождения тестирования считается наличие 8 правильных ответов из 10 вопросов по каждому из назначенных тестов. По завершении тестирования составляется протокол аттестации, а работнику выдается удостоверение о том, что он допущен к осуществлению строительного контроля на объектах Общества.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ МОНИТОРИНГА ТРУДОУСТРОЙСТВА ВЫПУСКНИКОВ ВЫСШИХ УЧЕБНЫХ ЗАВЕДЕНИЙ

Туманов А.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Система образования Российской Федерации находится в постоянном развитии и совершенствовании. За период с 1990 года по настоящее время она прошла несколько этапов своего развития. Но, несмотря на различные задачи стоящие перед системой образования, на каждом из этапов ее развития неизменным оставалась одна из основополагающих задач любой системы образования – выпуск высококвалифицированных и востребованных рынком труда специалистов. Ежегодно высшие учебные заведения выпускают на рынок труда более одного миллиона потенциальных работников. Из Федерального бюджета Российской Федерации на высшее и послевузовское образование в 2016 году было выделено 486,3 млрд. рублей, что составляет 3% расходной части бюджет Российской Федерации.

Одним из показателей эффективности образовательных учреждений высшего образования является уровень трудоустройства выпускников. В соответствии с методикой проведения мониторинга пороговое значение по показателю «трудоустройство» устанавливается по региону нахождения вуза, для города Москвы в 2015-2017 годах составляло 65%.

До 2015 года действовала методика по оценке показателя трудоустройства, основанная на количестве выпускников очной формы обучения, обратившихся в службу занятости и не трудоустроенных в течение года после окончания вуза.

В 2014 году методика была существенно пересмотрена и начиная с 2015 года мониторинг трудоустройства выпускников вузов начал проводиться по-другому. В основу положены данные о наличии взносов в систему пенсионного страхования Российской Федерации, полученные от Пенсионного фонда.

Система мониторинга трудоустройства выпускников образовательных организаций высшего образования, начав свое развитие в 2013 году, за 4 года прошла через ряд серьезных изменений, уточнений и совершенствований. На сегодняшний день, методика позволяет получить объективные данные о трудоустройстве выпускников, а также уровне выплат в первый год работы.

В рамках проведенного исследования трудоустройства выпускников РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина показана корреляция результатов мониторинга и данных, полученных в ходе опроса выпускников Отделом содействия трудоустройству студентов и выпускников университета.

УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ И ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ПЕРСОНАЛА

Фролов С.А.

(научный руководитель: к.т.н., профессор Сидоров В.В.)
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В работе предлагается имитационный тренажёр для подготовки специалистов для работы на НПЗ, созданный компьютерными средствами и реалистично реагирующий на взаимодействие с пользователями.

Качество и уровень подготовки специалистов в значительной степени определяет экономическую эффективность производства (прямо пропорционально зависит от эффективности действий персонала), а также затрагивает вопросы охраны труда, промышленной и экологической безопасности. С ростом опасности промышленных объектов закономерно возрастает необходимость в более точных, достоверных методах управления рисками.

Определение и обоснование ключевых показателей эффективности имитаторов (как для учебных центров предприятий, так и для учебных заведений) позволяет сделать следующий вывод - использование имитаторов значительно увеличивает эффективность сразу по пяти ключевым направлениям: улучшение качества обучения, снижение затрат на обучение, увеличение скорости обучения, возможность одновременной подготовки большего количества обучаемых, снижение рисков при обучении, повышение эффективности охраны труда, промышленной и экологической безопасности

Кроме указанных ключевых направлений, использование имитаторов предоставляет десятки разнообразных преимуществ, грамотное использование которых также может обеспечить существенное конкурентное преимущество, как для промышленности, так и для учебных заведений. Использование имитаторов открывает совершенно новые возможности, как при подготовке специалистов на производстве, так и при обучении студентов в вузе.

МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ, ИСПОЛЬЗУЕМЫЕ ДЛЯ ФОРМИРОВАНИЯ ОТРАСЛЕВОЙ БАЗЫ ЭКСПЕРТОВ СИСТЕМЫ «ТРАНСНЕФТЬ»

Хрипунова А.С., Змиенко Д.С., Лукушкина Е.Г., Хмелик И.В.
(ООО «НИИ Транснефть»)

В целях осуществления эффективной работы в части проведения экспертизы научно-технических предложений, поступающих посредством системы «одного окна» или инициативно от работников организаций системы «Транснефть», в ООО «НИИ Транснефть» проводится работа по формированию отраслевой базы экспертов системы «Транснефть».

Отраслевая база экспертов включает в себя, как работников организаций системы «Транснефть», так и работников сторонних организаций. Поиск экспертов для формирования отраслевой базы экспертов осуществляется по направлениям производственной деятельности ПАО «Транснефть».

Информацию о потенциальных экспертах по направлениям производственной деятельности получают посредством анализа данных, представленных в:

- электронных базах данных научных публикаций (eLIBRARY.RU, Scopus, Web of Science),
- электронных базах патентных ведомств ФИПС, информационных систем закупок и электронных торговых площадок (zakupki.gov.ru, b2b-center.ru, otc.ru, fabrikant.ru и др.),
- профессиональных ассоциациях, технологических платформах, институтах развития,
- поисковых систем сети интернет и др.

Потенциальным экспертам направляются анкеты с целью получения более подробной информации о профессиональной деятельности эксперта. Отбор экспертов осуществляется согласно критериям отбора экспертов таким, как: образование, стаж работник в отрасли по направлению деятельности, связь текущей деятельности с исследованиями, разработками, производством по указанному направлению деятельности, наличие опыта проведения экспертиз, публикации по направлению деятельности за последние 3 года, индекс цитирования публикаций, участие в отраслевых конференциях и выставках, наличие патентного документа.

Каждый критерий имеет определенный вес. Эксперты набравшие наибольший весовой коэффициент включаются в отраслевую базу экспертов.

Отличительной особенностью предлагаемых подходов для формирования отраслевой базы экспертов, является выбор узкоспециализированных специалистов конкретной области исследования, связанной со спецификой работы организаций системы «Транснефть».

ВЛИЯНИЕ ФАКТОРОВ СОЦИАЛЬНО-ПСИХОЛОГИЧЕСКОЙ И ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ СРЕДЫ НА УРОВЕНЬ СТРЕССА СОТРУДНИКОВ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ЯМБУРГ», РАБОТАЮЩИХ В ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ

Шарипова Р.Р.

(ООО «Газпром добыча Ямбург»)

Проблема стресса и его профилактики актуальна для предприятий, производственная деятельность которых осуществляется вахтовым методом на Крайнем Севере, так как наряду с климатогеографическими и специфическими организационными факторами на человека, работающего в экстремальных условиях, неблагоприятно воздействуют также и социально-психологические влияния внутреннего плана, связанные с отношением самого работника к обстоятельствам жизни и профессиональной деятельности. На экстремальность условий организм и психика отвечают переживанием стресса.

Цель работы – проведение психологического исследования уровня стресса, установление факторов, которыми обусловлено его повышение и предложение мероприятий, направленных на снижение степени воздействия предикторов на уровень стресса у работников Общества.

Исследование проводилось в опросной форме с сотрудниками, работающими вахтовым и традиционным методами организации труда. Выборка респондентов составила 100 человек: 66 мужчин и 34 женщины в возрасте от 22 до 60 лет со стажем работы в районе Крайнего Севера от 8 месяцев до 36 лет. Обязательным условием участия было добровольное начало. Для анализа выборка была дифференцирована по категориям работников (рабочие, специалисты, руководители) и по способу работы (вахтовый метод и традиционный метод). Анализ проводился с использованием следующих процедур статистической обработки данных: Критерий Колмогорова-Смирнова; подсчет описательной статистики; критерий Крускелла-Уоллеса; корреляционный анализ; регрессионный анализ.

У работников Общества обнаружено повышение уровня стресса и отмечается высокий уровень эмоционального истощения и деперсонализации (реакции совладания такого рода актуализируются в ситуациях, когда других, ранее сформированных форм копинга уже недостаточно, чтобы преодолеть напряжение). В исследовании эти переменные положительно коррелируют с установленными источниками рабочего стресса.

С учетом данных, полученных в результате исследования, был предложен ряд мероприятий, направленных на снижение уровня стресса и повышение стрессоустойчивости работников Общества.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В ОБУЧЕНИИ И ПОВЫШЕНИИ КВАЛИФИКАЦИИ СОТРУДНИКОВ АО «ЗАРУБЕЖНЕФТЬ»

Шихова Е.В., Седых С.Е., Кибовская С.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, АО «Зарубежнефть»)

Процесс обучения и повышения квалификации на сегодняшний день является одним из важнейших HR процессов в российских и зарубежных компаниях. Научно-технический процесс позволяет модернизировать мероприятия, направленные на обучение и развитие персонала, а так же на повышение уровня их профессиональных компетенций.

АО «Зарубежнефть» - это стабильно развивающаяся российская нефтегазовая компания стратегического значения, занимающаяся эксплуатацией действующих месторождений нефти и газа в России и за рубежом. Приоритетным направлением в работе Компании является ориентация на человеческий ресурс и в первую очередь, на его профессиональное развитие и обучение.

На сегодняшний день в АО «Зарубежнефть» функционирует система обучения и развития персонала, направленная на приобретение необходимых знаний и профессиональных навыков. Общество использует весь спектр современных средств обучения – курсы повышения квалификации, профессиональной переподготовки, дистанционные курсы, и сотрудничает с ведущими учебными заведениями России, а также электронные площадки.

Основными целями Блока обучения и развития Управления по работе с персоналом АО «Зарубежнефть» являются:

- обеспечение уровня профессионально-технической компетенции персонала, соответствующего текущей и перспективной потребности бизнеса;
- усиление управленческих компетенций, в том числе за счет развития внутреннего кадрового резерва;
- выполнение обязательных государственных требований к уровню подготовки персонала топливно-энергетического комплекса, нацеленных на обеспечение качества и безопасности на производстве;
- проведение обучающих мероприятий в рамках Школы развития лидерства и управленческого потенциала, созданной на базе АО «Зарубежнефть»;
- осуществление поддержки и развитие автоматизированной учебной системы Web Tutor;
- обеспечение и контроль над процессом обучения студентов-детей российских специалистов СП «Вьетсовпетро» в высших учебных заведениях Российской Федерации в рамках программы финансирования Обществом.

Основным инструментом взаимодействия с сотрудниками (сбора заявок, проведения опросов, тестирований, обучения и пр.) является автоматизированная система WebTutor.

На базе системы реализован Портал обучения и развития персонала, где сотрудники могут выбрать профильное направление обучения и осуществить подачу заявок на обучение.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ХII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

12-14 февраля 2018 г.

*Секция 10. «Правовое регулирование деятельности
организаций нефтегазового комплекса»*

Москва
2018 г.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРАВОВЫЕ ПРОБЛЕМЫ СОЗДАНИЯ И ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ КОНСОЛИДИРОВАННЫХ ГРУПП НАЛОГОПЛАТЕЛЬЩИКОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

Агафонова Д.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Появление в российском законодательстве возможности консолидированного исполнения налоговых обязанностей признается одной из наиболее значимых правовых новелл в области налогообложения за прошедшее пятилетие. На консолидированный режим исполнения обязанностей по уплате налога на прибыль организаций к настоящему моменту перешли ряд крупнейших российских компаний в сфере нефтегазодобычи, металлургии, энергетики, связи, железнодорожного транспорта. На долю этих компаний приходится около трети всех поступлений налога на прибыль в бюджет. Однако, первые годы применения новой модели исполнения налоговых обязательств не дали того позитивного эффекта, на который рассчитывали разработчики реформы. Следствием этого стало беспрецедентное для отечественной налоговой системы решение о временном моратории на использование правил о консолидации. Одна из причин принятого решения имеет правовую природу. В тексте НК РФ были допущены значительные недочеты в изложении конкретных правил о консолидации - такой вывод содержат материалы проведенного при участии экспертов Российского государственного университета нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина⁴ исследования. Результаты исследования, содержащие конкретные предложения по совершенствованию российского налогового законодательства были направлены в адрес руководства Министерства экономического развития Российской Федерации и Комитета Государственной Думы по бюджету и налогам, а также презентованы в рамках круглого стола комитета Совета Федерации по бюджету и финансовым рынкам «Итоги применения института консолидированной группы налогоплательщиков за период 2012-2017 годов».

⁴Зрелов А. П., Агафонова Д. А. Современные правовые проблемы создания и функционирования консолидированных групп налогоплательщиков в нефтегазовой сфере // В сб.: Современное регулирование деятельности организаций нефтегазового комплекса (сборник статей). Выпуск третий. М.: ЭкООнис. 2017. С. 55-60.

Консолидированная группа налогоплательщиков: антикризисный комментарий главы 3.1 Налогового кодекса Российской Федерации / А. П. Зрелов. М.: ЭкООнис. 2017. 72 с.

Зрелов А.П. Правовые пробелы в правилах консолидации налогоплательщиков // Налоговый вестник. 2012. №6. С.18-22

ФЕДЕРАЛЬНАЯ СЛУЖБА ПО ЭКОЛОГИЧЕСКОМУ, ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМУ И АТОМНОМУ НАДЗОРУ И ЕЁ УЧАСТИЕ В ЗАЩИТЕ ТРУДОВЫХ ПРАВ РАБОТНИКОВ

Барбашова Т.П., Майстренко А.Г.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Наряду с государственной инспекцией труда государственный надзор в сфере промышленной безопасности призван осуществлять специально уполномоченный орган. До недавнего времени специально уполномоченными органами являлись Федеральный горный и промышленный надзор и его территориальные органы.

Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору включает деятельность следующих органов, которые до ее создания осуществляли государственный надзор за соблюдением требований охраны труда, в соответствии с имеющейся у них компетенции: 1) органов Горного надзора; 2) органов Энергонадзора; 3) органов Госатомнадзора.

В соответствии со ст. 366 ТК РФ, а также Положением о Ростехнадзоре, утвержденным постановлением Правительства РФ от 30 июля 2004 года № 401⁵, первый вид надзора за соблюдением норм трудового права может быть осуществлен в отдельных отраслях промышленности и на некоторых объектах, в частности в организациях угольной, горнорудной, горно-химической, нерудной, нефтедобывающей и газодобывающей, химической, металлургической и нефтегазоперерабатывающей промышленности, в геологоразведочных экспедициях и партиях, а также при устройстве и эксплуатации подъемных сооружений, котельных установок и сосудов, работающих под давлением, трубопроводов для пара и горячей воды, объектов, связанных с добычей, транспортировкой, хранением и использованием газа, при ведении взрывных работ в промышленности.

Напрашивается вывод о том, что по сравнению с прокуратурой, федеральной инспекцией труда сфера действия государственного надзора, обеспечивающего промышленную безопасность, весьма ограничена. К тому же этот орган призван применять исключительно нормы по охране труда работников, перечисленных организаций, объектов, а также выполняющих названные виды работ.⁶

⁵ См.: Положение о Федеральной службе по экологическому, технологическому и атомному надзору. Утверждено постановлением Правительства Российской Федерации от 30 июля 2004 г. № 401.

⁶ См.: Миронов В.И. Практика экспертизы применения норм трудового права/ М.:ЭкОонис. 2014. С.48.
См.: Миронов В.И. Трудовое право России. Учебник.- М.: Журнал «Управление персоналом», 2009. С. 942

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ПЕРЕХОДА ПРАВА ПОЛЬЗОВАНИЯ НЕДРАМИ ПРИ НЕСОСТОЯТЕЛЬНОСТИ (БАНКРОТСТВЕ) ПОЛЬЗОВАТЕЛЕЙ НЕДР И ПУТИ ИХ РАЗРЕШЕНИЯ

Бесланеева М.С.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Начало процедуры банкротства в отношении пользователей недр зачастую порождает проблемы, связанные с возможностью продолжения работ на предоставленном участке недр в соответствии с требованиями рационального использования и охраны недр, безопасного ведения горных работ.⁷

Правовая действительность свидетельствует, что наиболее острые вопросы, связанные с дальнейшим осуществлением деятельности по пользованию недрами на участке недр, предоставленном юридическому лицу, в отношении которого ведется процедура банкротства, иным заинтересованным лицом возникают на этапе переоформления лицензии на пользование недрами. Причины возникновения проблем при переоформлении лицензии на пользование недрами по такому основанию кроются в основном в упущениях системы правового регулирования отношений недропользования и несостоятельности (банкротства) юридических лиц.²

В настоящее время правовое регулирование приобретения имущества пользователя недр, признаваемого несостоятельным (банкротом), и переоформления лицензии на пользование недрами осуществляется на основании Закона Российской Федерации от 21.02.1992 № 2395-1 «О недрах» (далее – Закон РФ «О недрах») и Федерального закона от 26.10.2002 года № 127-ФЗ «О несостоятельности (банкротстве)» (далее – Закон о несостоятельности)³.

При этом необходимо отметить, что указанные нормативные правовые акты относятся к разным отраслям права, не содержат корреспондирующих отсылок, не определяют особенностей применения Закона о несостоятельности при банкротстве пользователей недр.

⁷ Цуранова А.И. «Правовой механизм обеспечения рационального использования недр при геологическом изучении, разведке и добыче полезных ископаемых». Москва. 2017.

² Мельгунов В.Д. «Реализация административно-правового, гражданско-правового и отраслевого регулирования при переходе права пользования недрами» //Труды Института государства и права Российской Академии наук. 2009. №1.

³ Дудиков М.В. «Банкротство горных предприятий: проблемы правового регулирования и перспективы их решения// Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. 2017. № 1.

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ПЕРЕОФОРМЛЕНИЯ ЛИЦЕНЗИЙ НА ПОЛЬЗОВАНИЕ УЧАСТКАМИ НЕДР

Гимаев Р.Р.

(ООО «Газпромнефть-Ангара»)

Переход права пользования участками недр между субъектами предпринимательской деятельности регулируется статьей 17.1 Закона РФ «О недрах» (далее – Закон) и Приказом МПРиЭ РФ от 29.09.2009 №315. Для нефтяных компаний из описанных в Законе случаев может быть применено девять, которые, для обобщения, можно разделить на две группы: реорганизация юридического лица и передача права пользования между основным обществом и его дочерними обществами (ДО).

Как показывает практика лицензирования, могут возникать еще более сложные случаи перехода права пользования участками недр:

1. При смешанной реорганизации юридических лиц (возможность которой допускается Гражданским Кодексом (ст. 57 ГК РФ), но не учитывается нормативными документами в области недропользования).

2. Переоформление лицензий внутри крупных ВИНК со сложной структурой, таких как: ПАО «ГАЗПРОМ», ПАО «НК«Роснефть» и др. Законом не предусмотрено прямое переоформление лицензий от ДО одного юр.лица на ДО другого, входящих в одну группу компаний.

В обоих случаях предполагается поэтапное переоформление, что влечет длительное временное ограничение для ведения текущей хозяйственной деятельности на участках и несет риски планирования для конечного заявителя. Юридические риски могут привести к случаю отказа от второго этапа и «зависания» лицензии на промежуточном пользователе.

При подаче заявки на переоформление лицензии Заявителю необходимо представить доказательства того, что он обладает квалифицированными специалистами, необходимыми финансовыми и техническими средствами для эффективного и безопасного проведения работ. Доказательства включают широкий перечень из уставных, кадровых, бухгалтерских документов, а также данные по подрядным организациям, привлекаемым к работам по основному виду деятельности. Требования к претенденту по обоснованию своих возможностей ведения работ на лицензионных участках являются излишне бюрократическими для следующих случаев:

1. изменение наименования юридического лица – пользователя недр;
2. изменения организационно-правовой формы;
3. переоформление лицензии от основного общества на ДО, от ДО – на основное общество, и между ДО одного основного общества;
4. присоединение другого юридического лица;
5. разделение или выделение другого юридического лица.

Альтернативным предложением для замены всех этих документов является предоставление подробной информации по выполнению претендентом условий лицензионных соглашений на имеющихся участках недр.

УГОЛОВНО-ПРАВОВАЯ ОХРАНА ОТНОШЕНИЙ В СФЕРЕ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Дугричилова Д.М.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Уголовное законодательство обеспечивает безопасность различных направлений деятельности предприятия нефтегазового комплекса путем установления уголовной ответственности за следующие преступления:

1. Преступления, посягающие на имущество нефтегазового комплекса: хищение имущества; кража из нефтепровода, нефтепродуктопровода, газопровода; причинение имущественного ущерба путем обмана или злоупотребления доверием; присвоение или растрата – статьи 158, 160, 165 УК РФ.

2. Преступления против интересов службы на предприятиях нефтегазового комплекса: злоупотребление полномочиями, коммерческий подкуп, посредничество в коммерческом подкупе, мелкий коммерческий подкуп - статьи 201, 204, 204.1, 204.2 УК РФ.

3. Преступления, посягающие на безопасность осуществления деятельности нефтегазового предприятия: приведение в негодность нефтепроводов, нефтепродуктопроводов, газопроводов; незаконное проникновение на охраняемый объект; нарушение правил безопасности при ведении горных, строительных и иных работ; нарушение правил безопасности на взрывоопасных объектах; нарушение требований обеспечения безопасности и антитеррористической защищенности объектов топливно-энергетического комплекса; заведомо ложное заключение экспертизы промышленной безопасности; нарушение безопасности при строительстве, эксплуатации или ремонте магистральных трубопроводов – статьи 215.3, 215.4, 216, 217, 217.1, 217.2, 269 УК РФ.

4. Преступления против экономической деятельности предприятия нефтегазового комплекса: легализация (отмывание) денежных средств или иного имущества, приобретенных другими лицами преступным путем; легализация (отмывание) денежных средств или иного имущества, приобретенных лицом в результате совершения им преступления; ограничение конкуренции; принуждение к совершению сделки или отказу от ее совершения; фальсификация решения общего собрания акционеров хозяйственного общества или решения совета директоров хозяйственного общества; уклонение от уплаты таможенных платежей, взимаемых с организации или физического лица – статьи 174, 174.1, 178, 179, 185.5, 194.

ПРАВОВЫЕ АСПЕКТЫ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ЦИФРОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

Карцхия А.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Как и другие капиталоемкие отрасли (например, авиация и автомобилестроение) нефтегазовый сектор находится на пороге новой технологической эры, связанной с революционными трансформациями операционной модели бизнеса и масштабного использования цифровых технологий.

К числу наиболее перспективных направлений развития нефтегазового сектора относятся технологии увеличения нефтеотдачи и коэффициента извлечения нефти, освоения трудноизвлекаемых запасов нефти и шельфовых месторождений, а также производства сжиженного природного газа и его транспортировки. Сдерживанию роста затрат в добывающих отраслях и повышению производительности труда будет способствовать реализация концепций «Интеллектуальная скважина» и «Интеллектуальное месторождение».

В настоящее время необходим переход от ранее определенных концептуальных подходов по разработке и эксплуатации цифровых и интеллектуальных месторождений (скважин) в сочетании с политикой цифровизации нефтегазового производства в России к концепции национального проекта «Интеллектуальная энергетическая система России», которая предусматривает, в том числе, развитие интеллектуальной энергетики (Internet of Energy- IoE) как особой экосистемы, основанной на современных технологических принципах Интернета и передовых цифровых технологий (blockchain технологии и др.) в целях интеграции производителей и потребителей энергии в общую инфраструктуру производства, распределения и обмена энергией, которая может стать новой формой интеллектуального использования передовых технологий в нефтегазовом комплексе России.

Бурно развивающиеся технологии «Интернета вещей» (Internet of Things) сейчас широко используются во всех сегментах энергетики: от мониторинга состояния трубопроводов и создания «цифровых месторождений», а также диагностики, техобслуживания, ремонта (предиктивная аналитика) и использование дронов для мониторинга нефте-газопроводов, доставки запчастей и ремонта оборудования до систем управления производственными процессами: микрогридов, управление спросом и виртуальной электрогенерацией.

Проникновение новых технологий по всей цепочке производства и потребления энергии становится уже настолько масштабным, что позволяет говорить не просто об «Интернете вещей» (Internet of Things) в энергетике, а о формировании «Интернета энергии» (Internet of Energy) или о создании Интеллектуальной Энергетики (ИЭ) как единой технологической платформы прогнозирования, управления, мониторинга, контроля и удовлетворения спроса в процессе производства и потребления продукции ТЭК. Для реализации этого подхода необходим новый правовой инструментарий.

Одним явных средств применения цифровой технологии блокчейн для обеспечения надежной и эффективной платформы ИЭ по выполнению и учету сделок (контрактов) в ТЭК являются «умные контракты» (smart contracts).

Технология блокчейн также может способствовать упорядочению нормативных документов и отчетности, повышению прозрачности деятельности нефтяных и газовых компаний, а также обеспечению их кибербезопасности.

**ОТДЕЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА,
ПРЕПЯТСТВУЮЩИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ ЗАЩИТЕ ГРАЖДАНСКИХ
ПРАВ ОРГАНИЗАЦИИ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩЕЙ
ТРАНСПОРТИРОВАНИЕ ГАЗА ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ
ГАЗОПРОВОДАМ ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ**

Кузин Д.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В настоящее время наблюдается большое количество фактов нарушения прав собственника магистрального газопровода (далее – газопровод) и предприятий на которых возложена обязанность по эксплуатации газопроводов выраженных в неправомерной застройке и использованию территорий непосредственно примыкающих к местам нахождения газопроводов.

Имущественные права собственника, а также законного владельца могут быть нарушены не только путем незаконного завладения имуществом, но выражаться и в других способах, не связанных с лишением фактического владения вещью⁸.

Предприятия Газовой отрасли вынуждены вырабатывать и применять механизмы защиты своих гражданских прав, однако отдельные проблемы действующего законодательства Российской Федерации препятствуют их более эффективной защите.

Действующее законодательство содержит понятия «охранная зона» и «зона минимальных расстояний». Неправомерная застройка территорий данных зон третьими лицами препятствует осуществлению безопасной эксплуатации данного объекта эксплуатирующей организацией, то есть осуществлению основного вида ее деятельности по транспортировке природного газа.

Однако в законодательстве не содержится единого определения зонам минимальных расстояний, не имеется отдельного механизма защиты гражданских прав собственника и владельца газопровода в рамках данных зон.

Представляется актуальным применение в Гражданском и Земельном законодательстве термина «Зона земельных участков с особыми условиями использования» и закрепление определения нового понятия, правового режима земельных участков вошедших в зону с особыми условиями, а также предусмотреть специальный механизм защиты гражданских прав предприятий газовой отрасли от неправомерного использования указанных зон третьими лицами.

⁸ Тыртычный С.А. Гражданско-правовая защита имущественных прав собственника (вещно-правовой аспект). М.: ЭкООнис, 2010. С. 31.

О ФОРМИРОВАНИИ ФЕДЕРАЛЬНОГО ФОНДА РЕЗЕРВНЫХ УЧАСТКОВ НЕДР В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Муштакова Е.С.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Исследователи классифицируют участки недр по разным основаниям, в частности – по режиму предоставления и пользования: участки федерального резервного фонда недр; участки недр местного значения; участки недр федерального значения; и иные участки недр.⁹ Анализ существующих видов участков недр показывает, что участки недр федерального значения, в отношении режима предоставления и пользования, имеют существенные особенности, отличающие данную категорию участков недр от режима предоставления и пользования другими участками недр. Данная категория имеет: более жёсткий правовой режим, цель создания, критерии отнесения участков недр к таковым.

Ввиду анализа критериев, заключается, что Арктическая зона РФ содержит значительное количество участков недр федерального значения, которые могут быть использованы для целей добычи углеводородного сырья.

Существующие критерии формирования резервного фонда видятся обоснованными, однако, следует констатировать, что Постановление Правительства Российской Федерации № 552 от 01.07.2013 года напрямую не предусматривает возможности отнесения к федеральному фонду резервных участков недр участков, расположенных в пределах Арктической зоны Российской Федерации, такое отнесение лишь может подразумеваться, в той или иной мере «охватываться» этими критериями.

С учётом всего вышеизложенного, предлагается дополнить критерии, содержащиеся в Постановлении Правительства Российской Федерации № 552, критерием, прямо определяющим возможность отнесения к резервному фонду участков недр, участков нераспределённого фонда недр, расположенных в Арктической зоне Российской Федерации.

Представляется также необходимым предложить определение понятия «участки недр Арктической зоны Российской Федерации». Это видится важным ввиду того, что участки недр, расположенные в Арктической зоне, нуждаются в особом правовом режиме – из-за высокой уязвимости арктических экосистем к антропогенному воздействию¹⁰, их известной хрупкости, слабой восстанавливаемости¹¹.

⁹ Мельгунов В.Д. «О систематизации горного законодательства Российской Федерации» // Минеральные ресурсы России. Экономика и управление. №4. 2015.

¹⁰ Игнатъева И.А. Устойчивое развитие Арктической зоны Российской Федерации: проблемы правового обеспечения // Экологическое право. 2013. №3.

¹¹ Жаворонкова Н.Г., Агафонов В.Б. Правовые проблемы экономического регулирования охраны окружающей среды Lex russica. 2014. №4.

К ВОПРОСУ ОБ АЛЬТЕРНАТИВНОМ СПОСОБЕ ПОДТВЕРЖДЕНИЯ ФАКТА ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ (ОКАЗАНИЯ УСЛУГ) КОРПОРАТИВНЫМИ АКТАМИ ФИКСАЦИИ

Назаров И.Д.

(АО «Газпром газораспределение Иваново»)

Основанием для бухгалтерской операции закрытия сделки являются первичные документы, фиксирующие факт выполнения работ. Как правило, контрагенты сразу готовят соответствующие документы. Однако нередко возникают ситуации, когда добросовестно исполнившая свои обязательства сторона не может подтвердить факт их исполнения. Причины в данном случае могут быть разными – начиная с халатного отношения к заполнению подтверждающих документов, заканчивая наличием злого умысла контрагента (не платить денежные средства, оттянуть срок оплаты и т.д.). Решение указанной проблемы можно найти при детальном изучении действующего законодательства и правоприменительной практики.

В силу заключённого договора (как правило, в сфере газораспределения правоотношения закрепляются договорами подряда и возмездного оказания услуг) и положений действующего законодательства РФ, для признания права стороны на получение денежных средств за выполненные работы необходимо доказать наличие двух юридических фактов: - правоотношений между сторонами, вытекающих из договора; - факта оказания услуг. Факт заключения договора обычно не оспаривается, чего не скажешь о факте оказания услуг. В случае отсутствия подписанного с обеих сторон акта выполненных работ попытаться решить эту проблему можно, указав на имеющиеся внутрикорпоративные документы. Действительно, вряд ли существует какая-нибудь газораспределительная организация, в которой работы, выполняемые ее сотрудниками, не фиксируются во внутренних документах. В отношении услуг по техническому обслуживанию и ремонту газоиспользующего оборудования подобными документами могут выступать: журналы регистрации нарядов-допусков на производство газоопасных работ и на техническое обслуживание; акты-наряды на выполнение технического обслуживания; акты технического обслуживания; журналы обхода трасс газопроводов и т.д. Подобные документы прямо или косвенно подтверждают выполнение работ (оказание услуг). Важно понимать, что доказательство несет в себе сведения о фактическом обстоятельстве, то есть о факте, наличие или отсутствие которого должен установить суд. На заказчике также лежит бремя доказывания своих требований (то есть отсутствия факта выполнения работ). И если заказчик не представит необходимых относимых, достоверных, допустимых и достаточных доказательств, суд откажет в удовлетворении заявленных им требований.

ВЛИЯНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ОТНОШЕНИЙ НА ОРГАНИЗАЦИЮ И ПРИМЕНЕНИЕ ДИСТАНЦИОННОГО ТРУДА

Новикова М.В., Миронов В.И.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Социально-трудовые отношения находятся в прямой зависимости от экономических отношений. Так, например, в экономические отношения по трудовому найму вступают собственник рабочей силы - продавец, другими словами работник, и покупатель рабочей силы – работодатель. Их интересы различны. Цель работодателя добиться максимума прибыли и минимума издержек. Интересы работника - получить материальное вознаграждение за работу и время, которые он тратит на выполнение трудовой деятельности, благоприятные условия труда.

Противоположные интересы сторон трудовых отношений порождают на практике не только немалое количество конфликтов, но и потребность постоянно совершенствовать модели трудовых отношений, достигая согласования интересов работодателя и работника.

Развитие современных информационных и телекоммуникационных технологий привело к глобальным изменениям на рынке труда. Появилась возможность по-новому организовывать трудовую деятельность, существенно экономить на аренде офиса, организации рабочего места и т.п. расходах. Дистанционная работа позволила работодателям нанимать лучших специалистов, которым не надо организовывать переезд, менять привычный уклад жизни. Работникам – возможность работать удаленно по индивидуальному графику, проводить больше времени с семьей и близкими.

Таким образом, дистанционный труд содержит ряд преимуществ. Позволяет работодателям снижать издержки, работникам выполнять работу в удобное для них время в комфортных условиях. Отказ от поездок в офис благоприятным образом сказывается и на сохранении окружающей среды. Работникам не приходится добираться в офис на личном транспорте, сокращаются пробки, снижается расход топлива и количество выбросов в окружающую среду.

В России дистанционный труд по-прежнему является относительно новым явлением. В ТК РФ нормы, регламентирующие труд дистанционных работников, появились лишь в апреле 2013 г. Вместе с тем, дистанционная работа - работа вне места нахождения работодателя с использованием информационно-телекоммуникационных сетей общего пользования, в том числе сети «Интернет» (ст. 312 ТК РФ) продолжает завоевывать популярность и использоваться не только в малом и среднем бизнесе, но и крупных корпорациях, в том числе в нефтегазовой сфере, где на удаленном доступе трудятся люди различных профессий (программисты, бухгалтеры, аналитики, проектировщики и т.п. виды профессий, не требующие постоянного присутствия в офисе).

АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ НОРМАТИВНОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ РАЗВИТИЯ ТЭК: ИСТОРИЯ И СОВРЕМЕННОСТЬ

Печникова О.Г.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Рассматривая топливно-энергетический комплекс как межотраслевую систему добычи и производства энергоресурсов во всем взаимодействии с различными предметами правового регулирования, связанными с их перемещением, распределением, использованием, с привлечением физических и юридических лиц, коснемся ретроспективы данного вопроса.

Прежде всего, нужно выделить начальный этап эволюции правотворчества, правления Петра I, когда вышло значительное число несистематизированных указов, постепенно, в последующие периоды царствования, образовавших правовые институты. Проблемы отсутствия систематизации нормативного регулирования в России до XIX в. сохранили актуальность и в современности. Среди перспектив правотворчества, отметим¹² тенденцию совершенствования нормативного регулирования упрощенного порядка строительства и реконструкции буровых скважин, что прослеживается в разъяснении к Федеральному закону от 31 декабря 2014 г. № 533-ФЗ "О внесении изменений в статьи 49 и 51 Градостроительного кодекса Российской Федерации" с учетом рисков, возникающих у недропользователя в связи с ненадлежащим соблюдением требований и процедур, предусмотренных градостроительным законодательством и другими рисками. Несомненный интерес вызывает проблематика Государственного (кадастрового) учета завершеного строительства объектов недвижимого горного имущества, а также разработка правового механизма, определяющего приобретение прав и порядок эксплуатации объектов недвижимого горного имущества.

¹² Печникова О.Г. Государственно-правовое регулирование охраны «народного здоровья» в России XVI – начала XIX вв.: монография. М.: Юрлитинформ, 2016. – 496 с. Печникова О.Г. Систематизация медицинского законодательства // Памятники российского права. В 35 т. Т.9. Законодательство первой половины XIX вв. / Под общ. ред. докт. юрид. наук, проф. Р.Л. Хачатурова М.: Юрлитинформ, 2017. – 536 с.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ХII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

12-14 февраля 2018 г.

*Секция 11. «Гуманитарное образование в нефтегазовых
вузах»*

Москва
2018 г.

К ВОПРОСУ О РАЗВИТИИ КРИТИЧЕСКОГО МЫШЛЕНИЯ ПРИ ОБУЧЕНИИ ИНОСТРАННОМУ ЯЗЫКУ СТУДЕНТОВ ВУЗОВ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОФИЛЯ

Агеева Н.В., Максимова М.Е.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В условиях современного процесса образования, который предполагает многообразие источников информации, различные образовательные программы, учебные и учебно-методические пособия, открытый и противоречивый поток данных, необходимо развивать критическое мышление личности. Умение критически оценивать обстоятельства и принимать продуманные решения на основе анализа существующих сведений понадобится молодым людям в дальнейшем для успешной интеграции в современное общество. Критическое мышление не означает негативное отношение или критику, под этим понятием подразумевается разумное рассмотрение разнообразия подходов и мнений, способность анализировать информацию с позиции логики, умение выносить обоснованные суждения и применять полученные результаты.

Опыт организации практических занятий по иностранному языку на кафедре иностранных языков РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина с использованием технологии развития критического мышления позволяет утверждать, что такая технология способствует развитию, как иноязычной компетенции, так и самостоятельности мышления студентов. Изучение иностранного языка в силу своей коммуникативной природы отличается творческим характером, направленностью на создание своих собственных речевых продуктов. В рамках технологии развития критического мышления обучающихся при работе с любым видом текста предлагается опираться на пятиступенчатую модель: понимание – применение – анализ – оценивание – создание. Данная модель может быть проиллюстрирована в виде ступеней лестницы, поднимающихся вверх в порядке сложности, где нижняя и самая легкая ступень – это понимание информации, а верхняя и самая сложная – это создание нечто своего.

Таким образом, технология развития критического мышления позволяет обучающимся использовать свои знания для наполнения смыслом ситуаций с высоким уровнем неопределенности, нацеливает их на поиск справедливых выводов и учит отстаивать свою позицию или менять ее под влиянием неопровержимых аргументов. Ориентация на критическое мышление также предполагает увеличение времени речевой активности на занятии для каждого студента, усвоение материала всеми студентами языковой группы, решает задачи всестороннего гармоничного формирования и развития личности.

УЧЕБНАЯ ЭКСКУРСИЯ В МУЗЕЙ ИМЕНИ В.И.ДАЛЯ КАК ОДИН ИЗ СПОСОБОВ ФОРМИРОВАНИЯ ГРАЖДАНСКОГО И ЯЗЫКОВОГО СОЗНАНИЯ ОБУЧАЮЩИХСЯ

Александрова И.Н.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина)

Учебная экскурсия – форма организации учебно-воспитательного процесса, позволяющая проводить наблюдение и изучение различных предметов и явлений в естественных условиях или в музеях, на выставках и пр.

http://pedagogical_dictionary.academic.ru

В рамках преподавания дисциплины «Русский язык и культура речи» в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина представляется максимально полезным проведение учебной экскурсии в единственный в Москве «лингвистический» музей - Музей и культурно-просветительский центр имени В.И.Даля (улица Большая Грузинская дом 4/6).

Дом, в котором Даль прожил с 1859 по 1872 г.г., является памятником истории федерального значения. Музейная экспозиция занимает площадь 52,2м², здесь представлены личные вещи, письма и рукописные карточки Даля, фотографии, издания «Толкового словаря живого великорусского языка», сборник «Пословицы русского народа», полное собрание сочинений писателя в 10 томах и другие экспонаты.

В процессе подготовки к экскурсии студенты выступают с презентациями о жизни и деятельности В.И.Даля, а преподаватель предлагает лексические задания на материале Далевых пословиц и примеров его словообразования.

Двухчасовая экскурсия проводится директором (хранителем) музея И.А.Клеймёновой. Студенты получают интереснейшие сведения о многогранном наследии нашего великого соотечественника – языковеда, лексикографа, писателя, этнографа, военного врача. Вторая часть экскурсии – комментированный просмотр фильма о Дале, его словаре. Студенты вовлекаются в беседу, отвечая на вопросы экскурсовода. В результате экскурсии личность Даля предстаёт перед студентами во всём многообразии талантов, они начинают воспринимать этого человека как великого труженика, совершившего научный и патриотический подвиг.

Осмысливая результаты экскурсии, студенты пишут домашнее эссе: «Приближение к Далю», «За далью – Даль», «Даль: далёкий и близкий».

Проведение этой учебной экскурсии позволяет решить следующие задачи: сообщить обучающимся новые знания о творческих и гражданских достижениях В.И.Даля, его работе над составлением Словаря и о самом Словаре; вызвать у студентов интерес к личности Даля, к его вкладу в сохранение и развитие русского языка и, в конечном итоге, к русскому языку, ибо «если датчанин Даль так любил русский язык, что посвятил ему всю свою жизнь, то как же сильно должны мы любить русский язык!» (Д.С.Лихачёв «Письмо в Музей В.И.Даля»)

МЕТАМОРФОЗЫ ГУМАНИТАРИЗАЦИИ

Балычева М.Б.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Гуманизация и гуманитаризация образования были декларированы в международных документах в конце XX в. Так в Великой хартии университетов (Magna Charta Universitatum) 1988 г. заявлено, что высшее образование должно исходить из понимания «общности ценностей и принадлежности к общему социальному, культурному пространству». Реформация высшей школы дала достаточно четкие ориентиры для университетского образования. Прежде всего, компетентностно-ориентированный подход, предполагающий формирование у студентов целого ряда компетенций, которые должны быть обозначены в учебных программах. Решению этой задачи должны способствовать в том числе гуманизация и гуманитаризация образования.

Прогнозируемая четвертая промышленная революция (Индустрия 4.0) заставляет по-новому взглянуть на процесс гуманитаризации. Здесь можно выделить по крайней мере три аспекта. Дальнейшая технократизация жизни требует для человека своеобразной «гуманитарной компенсации» через устойчивое развитие гуманитарных оснований социальной жизни. Второй аспект – переход к Индустрии 4.0 может не только существенным, но и неожиданным образом изменить рынок труда. Исследование Forbes показало, что хотя зарплата инженеров по-прежнему высока, их роль в компаниях снижается. Так, только 30% специалистов в Кремниевой долине и в компании Uber Technologies Inc. являются техническими специалистами, 70% сотрудников приходится на «нетехнарей». В Facebook это соотношение равно 40% к 60%. Следовательно, можно говорить о безусловной востребованности «гуманитарных компетенций». Потенциально становится актуальным и третий, более важный аспект гуманитаризации, связанный с Промышленностью 4.0. Можно предположить, что взаимоотношения «мир-человек», «человек-человек» станут в достаточной степени настраиваемы. Председатель Всемирного экономического форума Клаус Шваб охарактеризовал Индустрию 4.0 как сочетание технологий, «которые размывают границы между физической, цифровой и биологической сферами». Переход к Индустрии 4.0 существенным образом изменит не только рынок труда, но, возможно, и человеческую идентичность, черты личности, способ познания действительности, этические и эстетические нормы и принципы и др. Постмодернизм уже объявил смерть субъекта как центра смыслообразования. Человек предстает лишь как проводник смыслов, сами смыслы формируются на надчеловеческом уровне. Глобализация индивидуального и общественного сознания является важной особенностью современного мира. В связи с этим встают вопросы: Сможет ли человек сам определять образ человека? Будет ли человек свободным? Сможет ли он быть свободным? Чтобы в будущем дать утвердительные ответы на эти вопросы, очевидно, необходимо осознанно принимать участие в создании этого будущего. Таким образом, гуманитаризация, которая до недавнего времени являлась достаточно абстрактным концептом, превратилась в вызов истории, носящий глобальный характер.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ АССОЦИАТИВНОГО ПОЛЯ В ВОСПРИЯТИИ СЛОВА – СТИМУЛА КОМПЛЕКС «ГТО»

Баранкова Н.И., Сабанина В.Н., Хайруллин Р.Т.
(Альметьевский государственный нефтяной институт)

Жизненные ассоциации играют важную роль в развитии и формировании семантической структуры слова, ее осмыслении. Одним из способов выявления ассоциативных полей образов является свободный ассоциативный эксперимент.

Цель нашего ассоциативного эксперимента – определение значения познавательно-просветительской беседы для определения понятия комплекс «ГТО» у студентов.

В ассоциативном эксперименте приняли участие 72 студента АГНИ. В соответствии с методикой «свободные ассоциации» студентам нужно было написать несколько ассоциаций на слово - стимул «комплекс ГТО» до проведения познавательно - просветительской беседы и после проведенной беседы.

До проведения беседы отмечаются единичные реакции, связанные и с отрицательным эмоциональным восприятием комплекса ГТО - «усталость», «боль», «слабость», «крик», «нереальные требования», «добровольно-принудительное», а также, как форма контроля, которая связана с системой образования - «нормативы», «дополнительные баллы ЕГЭ», «школа», «строго установленное время». Еще одним вектором в восприятии стимула «комплекс ГТО» является включение данного понятия в исторический контекст «ВОВ», «старые традиции», «родители».

В названии комплекса предусмотрены две сферы выполнения гражданского долга – это труд и защита Родины, патриотизм. Военная составляющая значения обладает большей степенью актуальности, чем мирный труд.

После проведенной беседы периферическая зона ассоциативного поля пополнилась такими понятиями, как «прекрасное будущее», «спортивная внешность», «мужество», «саморазвитие», «целеустремленность», «престиж», «преимущество», «ЗОЖ», «воспитание самого себя», «выносливость», «оборона-защита», «труд», «эмоциональный настрой», «самоуверенность», что, безусловно, является маркером успешности проведенной беседы в изменении восприятия и осознания студентами понятия «комплекс ГТО».

Таким образом, познавательно – просветительские беседы, позволяют раскрыть перед студентами многогранность понятия «комплекс ГТО», актуальность и необходимость развития физической культуры и спорта, здорового образа жизни для дальнейшей успешной и счастливой жизни, целесообразность включения выполнения нормативов комплекса ГТО в систему ценностей каждого человека.

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ ИННОВАЦИОННОГО СОДЕРЖАНИЯ ИСТОРИЧЕСКОГО ОБРАЗОВАНИЯ В ТЕХНИЧЕСКИХ ВУЗАХ

Беспятова Е.Б.

(Московский технологический университет)

Комплексный характер результатов обучения в высшей школе актуализирует роль компетенций поведенческой ориентации, призванных противостоять вызовам постиндустриального времени: снижению чувства гражданской ответственности, проявлению «интравертного» поведения, растущую непредвидимость поведения и ослабление роли социальных регуляторов.

Развивая постулат одного из творцов университетской реформы в Германии XIX в. Г.В.Ф. Гегеля о том, что достижение «органической связи» между образованием индивида, образованием «мирового духа» и служением нации и государству - есть конечная цель социальной идентичности человека, следует признать важнейшей роль исторического образования в нейтрализации угрозы искаженного восприятия прошлого и утраты студентами собственной и национальной идентичности. Императив инновационного содержания обучения, на наш взгляд, заключается в *историческом дискурсе* проблемной лекции, являющимся полифункциональным, соотнесенным с текущей политикой, апеллирующей к историческому прошлому. Это обстоятельство является весомым основанием для обращения к историческому опыту решения советской властью проблем соотношения экономической эффективности и социальной справедливости. Так, теоретическое наследие советских экономистов 1920-х гг. является многозначительным компонентом осмысления стратегий инновационного экономического развития, как в индустриальную, так и в постиндустриальную эпоху. Принципиальным фактором экстраполяции опыта первой в мире страны, теоретически обосновавшей и практически апробировавшей в годы нэпа такие компоненты антикризисной экономической политики, как «смешанная экономика» и сочетание рыночных отношений с госрегулированием, явилась дискредитация «господствующей предвзятой идеологии» свободного рынка (Дж. Сорос). В 1920-е гг. советская политэкономическая мысль, не сводила экономическую эффективность к абсолютизации количественных показателей на основе общепринятой, либеральной точки зрения, ставящей в прямую зависимость, прогрессивное развитие общества и высокий уровень индивидуализации его членов.

Таким образом, *исторический дискурс* проблемной лекции не только способствует развитию социальной идентичности студентов, но и восстанавливает историческую справедливость и приближает постижение научной истины.

О НЕОБХОДИМОСТИ МОДЕРНИЗАЦИИ ИНЖЕНЕРНОГО ОБРАЗОВАНИЯ В РФ

Бодрова Е.В.

(Московский технологический университет)

Современный этап в эволюции российской ВТШ характеризуется как отдельными достижениями, так и просчетами, что связано с противоречивым протеканием модернизационных процессов, их торможением; непоследовательностью при реализации правительственных стратегий. Блокирующими факторами явились: отказ от активной государственной промышленной политики и недостаточность ассигнований образования и науки. Одновременно государством в сфере финансирования ВТШ в этот период было сделано достаточно много: с 2006 по 2014 гг. в развитие материальной базы инженерных факультетов направлено более 54 млрд. рублей. Результаты противоречивы: вырос престиж профессии; удалось повысить уровень подготовки специалистов, в том числе, по таким критически важным направлениям, как авиационная, атомная, автомобильная промышленность, металлургия, энергетическое машиностроение.

Были утверждены специальные постановления о формировании инфраструктуры и условий, обеспечивающих интеграцию образования и производства; активно внедрялась система грантов. В 2012 г. впервые за 20 лет были установлены нормативы затрат в расчете на одного бюджетного студента вуза, причем они были дифференцированы по направлениям подготовки и уровням высшего образования, учитывались фондоёмкость программ, их трудоемкость и приоритетность для социально-экономического развития страны; ежегодно выпускалось около 200 тыс. инженеров и одновременно наблюдался их дефицит, который достиг в 2014 г. 29%. Большая часть работодателей не была удовлетворена уровнем профессиональной подготовки выпускников¹³.

В Послании Президента Федеральному Собранию в 2015 г. роль качественной подготовки инженеров была определена как базовое условие развития экономики страны.

Таким образом, осуществляемая в настоящее время модернизация высшего технического образования - обязательная составляющая и необходимое условие успеха новой стадии российской модернизации.

¹³См. подробнее: Бодрова Е.В., Калинов В.В. Государственная экономическая политика Российской Федерации на рубеже XX-XXI вв.: спорные проблемы: монография. М.: МАОРИ, 2016. 280 с.

ПРИВИТИЕ КОРПОРАТИВНОЙ КУЛЬТУРЫ В ХОДЕ ИЗУЧЕНИЯ БИОГРАФИЙ ВЕДУЩИХ ДЕЯТЕЛЕЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Григорьев А.Д.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В «Комплексной программе развития» РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в качестве одного из главных направлений указано: «... гуманизация нефтегазового образования, привитие студентам университета - будущим специалистам, руководителям нефтегазовых предприятий корпоративной культуры, гражданской ответственности, уважения к истории развития отечественной нефтяной и газовой промышленности, к делам и свершениям всех поколений нефтяников и газовиков страны, стремления приумножить мощь страны как одного из крупнейших в мире производителей энергоресурсов»¹⁴.

Эта важная задача решается в ходе изучения студентами университета курса «История нефтегазовой отрасли». В 2017/18 учебном году я предложил студентам наряду с текущими докладами и презентациями по темам семинарских занятий поработать над изучением биографий 30 ведущих деятелей нефтегазовой отрасли нашей страны от момента её зарождения в XIX веке и до конца XX века. Большинство студентов Геологического факультета живо откликнулось на это предложение. К концу первого семестра я получил целый ряд творчески составленных биографических очерков о жизни и вкладе в развитие отрасли русских предпринимателей (В.Н. Кокорева, А.Н. Новосильцева, В.И. Рагозина), учёных и инженеров (Д.И. Менделеева, В.Г. Шухова), геологов (И.Н. Стрижова, Н.Н. Тихоновича), а также советских руководителей (А.П. Серебровского, И.К. Седина, Н.К. Байбакова, С.И. Кувыкина и др.) и геологов (С.А. Оруждева, В.Д. Бованенко, Ф.К. Салманова и др.).

Самыми интересными, насыщенными малоизвестными фактами и подробностями стали работы студентов Полины Бозиной (ГФ-17-3) о В.И. Рагозине, Александра Сергейчева (ГП-17-1) об А.П. Серебровском, Карины Зариповой (ГР-17-2) о Ю.Г. Эрвье, Булата Гафурова (ГР-17-2) о В.И. Муравленко, Елизаветы Буяновой (ГИ-17-5) об А.К. Кортунове.

При подведении итогов изучения курса в конце первого семестра студенты положительно отзывались о практике работы над биографиями славных нефтяников и газовиков России и СССР. Это заметно повысило их интерес к истории отрасли и позволило показать вновь приобретённые знания своим родителям и друзьям. Некоторые студенты заявили о желании более глубоко изучить деятельность заинтересовавших их личностей и подготовить о них серьёзные исследования.

¹⁴Цит. по: Бодрова Е.В., Калинов В.В., Шуркалин А.К. История развития нефтегазового комплекса Российской Федерации: Учебное пособие. - М.: Издательский центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 2015. С. 252-253

КАКИМИ КАЧЕСТВАМИ ДОЛЖЕН ОБЛАДАТЬ МОЛОДОЙ СПЕЦИАЛИСТ (В ОЦЕНКАХ СТУДЕНТОВ)

Гусейнова Ф.Д.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Одной из серьезных проблем современной России является организация работы с молодыми специалистами. Решение этой проблемы требует комплексный, системный подход, включающий экономический, образовательный, демографический аспекты, мобильность на рынке труда и др. Серьезность проблемы подтверждается многочисленностью публикаций, анализирующих положение и роль молодых специалистов, системы работы с этой категорией молодежи. Вместе с тем, практически отсутствуют исследования, в которых учитывается мнение студентов, будущих молодых специалистов относительно качеств, которыми должен обладать молодой специалист современной России. Такая проблема была предложена студентам, изучающим в рамках социологии курс «Личность. Элита. Общество». Студенты выделяют прежде всего образованность, любовь к своей специальности, компетентность, трудолюбие. Студент С. под образованностью понимает «не только профессионализм, но и знания этических норм, умение вести себя в обществе, уважительно относиться к ценностям окружающих тебя людей. Озабоченность вызывает отношение студентов к личностным качествам. «Молодой специалист должен быть компетентным, надежным, знающим и любящим свое дело. Личностные же качества, такие как доброта, отзывчивость, честность работодателю безразличны» - убежден студент Ч. Студенты также выделяют такие качества, как целеустремленность, упорство, ответственность, находчивость, терпение, толерантность. Многие считают, что уступчивость, толерантность- это качества уверенного в себе человека, который хорошо знает свое дело и не будет конфликтовать и устраивать разборки в коллективе. Студент К. высказал очень важную и сложную проблему, над которой стоит задуматься в обществе: «Наступает 2018 год. Молодым выпускникам предстоит окунуться во взрослую, нередко жестокую жизнь. Приходится выбирать- идти работать по специальности, если повезет, или просто куда возьмут. Насколько рационально можно выбрать профессию всей своей жизни в 17-18 лет, и потом оставаться верный ей всю жизнь. Нередко наступает разочарование уже на старших курсах. Требуется смелость, ответственность, решимость для изменения сферы деятельности». И в заключении, студентка Ю. считает важным для молодого специалиста умение отстаивать собственное мнение, ибо за счет уникальности идей, подкрепленных упорством, рождаются гениальные открытия. Остается обществу предоставить такие возможности молодым специалистам.

НАУЧНО-ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ СОДЕРЖАНИЯ ФОНДА ОЦЕНОЧНЫХ СРЕДСТВ ПО ФИЗИЧЕСКОЙ КУЛЬТУРЕ

Егорычев А.О.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В настоящий момент результатом обучения по дисциплине физическая культура является формирование общекультурной компетенции «способность поддерживать должный уровень физической подготовленности для обеспечения полноценной социальной и профессиональной деятельности (ОК-9)». Не вызывает сомнения, что достижение этой компетенции возможно только через активное самообразование и формирование определенного уровня: знаний, отношения, потребностей, физического развития и подготовленности, двигательной активности.

Специалисты, занимающиеся проблемой измерения знаний, выделяют несколько уровней подготовленности. Для контроля уровня подготовленности применяют учебные задания. Принято считать, что правильно сформулированные задания можно определить как средство интеллектуального развития, образования и обучения, способствующее активизации учения, повышению подготовленности учащихся, а также повышению эффективности педагогического труда.

В 2013 году на кафедре разработано учебное пособие «Измерение знаний студентов по физической культуре» и накапливался практический материал по применению учебных заданий для оценивания знаний студентов.

В настоящий момент по каждой из 8 учебных тем разработано от 25 до 40 вопросов. В перспективе планируется размещение измерительного материала в компьютерных классах или использование дистанционных форм контроля. Но уже сейчас практика использования 5-6 вариантов билетов, включающих 10 вопросов, позволяет повысить эффективность работы преподавателя с минимальными затратами времени и сил, добиться большей справедливости оценивания знаний, существенно повысить охват студентов, стимулировать их к самостоятельной работе по изучению учебных тем теоретического и методико-практического раздела.

Практический опыт использования вопросов показал, что билет должен включать следующие пропорции учебных заданий: контроль знаний 1-2 ключевых понятий из темы (т.н. задания открытой формы); 2-3 задания на выбор правильного ответа; 2-3 задания на установление соответствия; 1-2 задание на установление правильной последовательности.

Опрос студентов, успешно прошедших тестирование знаний, показал, что затраты времени при наличии конспекта лекции не превышают 1 часа, более 70% получают положительную оценку. Студенты, не готовившиеся к опросу, составили 28,6%.

ГУМАНИТАРНЫЕ НАУКИ В ФОРМИРОВАНИИ ОБЩЕКУЛЬТУРНЫХ КОМПЕТЕНЦИЙ У БУДУЩИХ СПЕЦИАЛИСТОВ В УСЛОВИЯХ СМАРТ- ОБУЧЕНИЯ

Завражин А.В., Шубина И.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В соответствии с требованиями Федерального государственного образовательного стандарта выпускник, освоивший программу бакалавриата по направлению подготовки 21.03.01 «Нефтегазовое дело», в частности курс истории Отечества, должен обладать следующими общекультурными компетенциями: способностью анализировать основные этапы и закономерности исторического развития общества для формирования гражданской позиции (ОК-2); способностью работать в команде, толерантно воспринимая социальные и культурные различия (ОК-6); способностью к самоорганизации и самообразованию (ОК-7).

Процесс формирования этих компетенций предполагает активное участие научно-педагогических работников вуза в проведении со студентами всех видов учебных занятий. При смарт-обучении, в отличие от классической формы, предполагается целенаправленное внедрение в образовательный процесс видео-лекций, вебинаров, видео-конференций и др. видов занятий. Это позволяет студентам оперативно, открыто и доступно получать через информационно-образовательную, электронную среду учебные и методические материалы, консультации, промежуточные и итоговые тестовые задания для изучения, усвоения и последующей оценки полученных знаний в соответствии с балльно-рейтинговой системой.

Качество осуществления этого нового подхода к образованию требует серьезной переподготовки, целенаправленного обучения самих педагогических работников. Практика внедрения смарт-обучения в вузах страны показывает, что это довольно трудоемкий и сложный процесс, который требует от преподавателей серьезной перестройки педагогической деятельности, умения ежедневно работать со студентами в электронной среде и постоянно заниматься самообразованием.

Совместный труд обучаемого и педагога (педагога-тьютора) с привлечением студентов учебной группы, дает позитивные результаты не только в получении знаний, приобретении навыков и умений, но и выработке общекультурных компетенций. При этом учитывается, что состав учебных групп РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина представлен не только представителями разных национальностей нашей страны, но ближнего и дальнего зарубежья.

ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ МОДЕРНИЗАЦИИ ИНЖЕНЕРНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Калинов В.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Необходимость осуществления в настоящее время модернизации высшей технической школы актуализирует изучение опыта становления и развития отечественного инженерного образования. Выпускники российской ВТШ обеспечили и мощный индустриальный рывок рубежа XIX-XX вв., и советскую форсированную индустриализацию. После Великой Отечественной войны – реализацию общенациональных проектов (атомного, ракетно-космического, нефтегазового). Мощный кадровый потенциал в качестве фактора, определяющего множество достижений СССР, - не преувеличение. Советская ВТШ сумела в 1920-1930-е гг. пережить и эксперименты, и мощный идеологический прессинг, и репрессии, но сохранила лучшие дореволюционные традиции – не только государственную поддержку, хорошую фундаментальную и практическую подготовку, но и формирование национально ориентированной научно-технической интеллигенции, усилиями которой во многом и были обеспечены все достижения советского проекта. В СССР был создан культ технического образования, и оно признавалось одним из лучших в мире. *Из пяти специалистов прошедших подготовку в аспирантуре, четыре приобретали ученую степень кандидата наук. Издание научной литературы полностью финансировало государство. О новизне результатов диссертаций, например, говорил тот факт, что на каждую докторскую диссертацию по техническим наукам приходилось в среднем пять авторских свидетельств.* Но был допущен целый ряд крупнейших просчетов. Информационные технологии в СССР не стали катализатором модернизационных процессов, не формировалась НИС, как это было в других странах; руководство страны, получая нефтедоллары, не осуществило структурную перестройку экономики: воспроизводился индустриальный уклад, которому и соответствовала номенклатура специальностей¹⁵.

В конце 70-х гг. в техническом образовании всё явнее стали проявляться негативные тенденции: погоня за количеством, обесценивание инженерного труда, падение его социального престижа, половина выпускаемых специалистов вынуждена была работать не по профилю. При всех достижениях в позднесоветский период высшая техническая школа не успевала адаптироваться к постоянно меняющимся требованиям НТР. В полной мере качество кадрового потенциала для научно-технического комплекса страны обеспечено не было, что явилось одной из причин технологического отставания СССР и неуспеха первых попыток осуществить модернизацию в годы «перестройки».

¹⁵ Бодрова Е.В., Голованова Н.Б. Модернизация высшей технической школы: исторический опыт и современность/ Российский технологический журнал.// <https://rtj.mirea.ru/journal-archive/2017/volume-5-number-6/> (дата обращения: 09.01.2018).

СТРУКТУРНО-ФУНКЦИОНАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ПСИХОЛОГИЧЕСКОЙ АДАПТАЦИИ СПОРТСМЕНОВ К УСЛОВИЯМ СОРЕВНОВАТЕЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Кузьмин М.А., Кадырова Д.Ф.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, НОУ МИЭП)

Адаптация является уникальным и фундаментальным явлением. Изучение практически всех психических феноменов являются частными вопросами адаптации поскольку их цель это поиск механизмов, закономерностей повышения эффективности адаптации человека к различным аспектам жизни и деятельности. Изучение адаптации спортсменов к соревновательной деятельности имеет особое значение так главной целью психологической подготовки спортсменов является повышение качества адаптации к условиям соревнований.

В результате исследования разработана структурно-функциональная модель адаптации спортсменов к условиям соревновательной деятельности, в которой выделены основные компоненты, значимые внешние и внутренние факторы адаптации спортсменов к предстоящим соревнованиям, функции – влияние на успешность соревновательной деятельности и критерии адаптации.

Структура психологической адаптации представлена субъективными и объективными компонентами, показатели выраженности которых являются критериями адаптированности. Субъективными критериями выступают: предстартовые психические состояния, оценка спортсменами условий предстоящего соревнования и прогноз успешности своего выступления. Именно они в основном определяют успешность и удовлетворенность соревновательной деятельностью спортсменов. Данные показатели зависят и от объективных критериев – в качестве которых выступают успешность моделируемой (умственной) деятельности и экспертная оценка адаптивности поведения спортсмена на соревновании. Адаптация спортсменов к соревновательной деятельности обусловлена совокупностью внешних, объективных, и внутренних, субъективных или психологических, факторов. К основным объективным факторам адаптированности относятся сами условия соревновательной деятельности и социальные характеристики спортсменов. В то же время, при равных объективных условиях, успешность адаптации будет обусловлена внутренними факторами – личностными свойствами и мотивацией спортсменов на занятия спортом и участие в предстоящем соревновании.

Учет основных элементов структурно-функциональной модели адаптации необходим для разработки технологии ускорения и оптимизации процесса адаптации, реализации психологической подготовки спортсменов и достижения успешности в соревновательной деятельности.

ПРОБЛЕМА ГУМАНИТАРИЗАЦИИ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБРАЗОВАНИЯ В КУРСЕ ПРЕПОДАВАНИЯ ИСТОРИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ

Овчинникова Т.К.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина).

История нефтегазовой отрасли России (ИНГО) – относительно молодая дисциплина в нашем вузе. Она изучается студентами первого курса, именно поэтому так важно заложить в них на этом этапе обучения понимание значимости ИНГО для их профессионального образования.

На первый взгляд ИНГО представляется чисто технической дисциплиной, наподобие «Основ нефтегазового дела». На самом деле, это настоящая мультидисциплина, включающая в себя знание основ не только экономики, геологии, теории разработки месторождений и пр., но и мощную гуманитарную составляющую. Ведь по сути ИНГО – это история нашей страны, её экономической политики, история людей, их научно-технических достижений, творческих удач и просчётов, история борьбы идей и концепций. Каждая тема лекций и семинарских занятий является ярким тому подтверждением. Так, например, студенты с удивлением и гордостью узнают о том, что именно по предложению горного инженера Николая Воскобойникова граф М.С. Воронцов разрешил произвести разведку нефти в Биби-Эйбате ручным бурением, в результате чего в 1846 г. была пробурена первая в мире разведочная скважина на нефть глубиной 21 м. (и это за 10 лет до пенсильванской скважины Дрейка!). Или, к примеру, такой горький для нашей страны урок, как судьба знаменитого химика В.Н. Ипатьева. В 1930 г. Ипатьев был вынужден остаться в США и уже там разработал технологию производства авиационного высокооктанового бензина, который наша страна будет получать в годы войны от тех же США по ленд-лизу! Ну и конечно же классический пример - идейная и политическая борьба И.М. Губкина за продолжение геологоразведочных работ в Урало-Поволжье вопреки первым неудачам и многочисленным возражениям о нецелесообразности тратить средства на дальнейшую разведку в регионе.

Важное место в преподавании ИНГО занимает изучение биографий выдающихся учёных, организаторов науки и производства, государственных деятелей, их вклада в развитие нефтегазовой отрасли. Студенты с большим интересом делают презентации о таких личностях как В.Г. Шухов, Д.И. Менделеев, И.Н. Стрижов, И.М. Губкин, Н.К. Байбаков, А.К. Кортюнов, В.Д. Шашин, В.Н. Виноградов и др.

Говоря о гуманитарной составляющей дисциплины ИНГО, нельзя забывать и о правовом аспекте. В ходе занятий студенты обязательно знакомятся с основными законодательными актами (начиная с указа Петра I 1700 г. о создании Приказа Рудопромышленных дел), обеспечивающими правовое регулирование развития отрасли.

**ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ В СИСТЕМЕ
ГУМАНИТАРНОГО ОБРАЗОВАНИЯ СТУДЕНТОВ
ТЕХНИЧЕСКОГО ВУЗА (НА ПРИМЕРЕ РГУ НЕФТИ И ГАЗА (НИУ)
ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА)**

Палий Е.Н.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

На важность гуманитарного образования указывает тот факт, что в центре гуманитарной парадигмы всегда находится индивид, личность, индивидуальность, социокультурная экзистенция, которая в своей деятельности ориентируется на культурные предметы и культурные объекты, культурные артефакты и социокультурную морфологизацию, поведенческие паттерны. Гуманитарное образование, таким образом, формирует личность с определенными культурными характеристиками.

В гуманитарной дисциплине «Культурология» автором введен элективный курс «Литературно-музыкальные салоны России XVIII – XX веков» для студентов ФРНиГМ университета. Актуальность данного курса определяется тем, что в настоящее время возникла необходимость углубить представления студенчества о сущности культурно-исторических процессов в общественной жизни России. Воспитание через искусство представляет собой особые свойства непосредственной выразительности и смысловой образности. Салон - это традиционная для России высшая форма интеллектуального и художественного общения на основе постижения философии, литературы, музыки, живописи в непосредственном контакте участников встречи. В технических и иных вузах XIX века салон рассматривался как форма внеучебной работы. В данном случае речь идет о салоне в рамках учебной работы.

Именно в учебном салоне развиваются такие необходимые для наших выпускников качества, как широта мышления, художественная чуткость и эрудиция, гибкость и острота интеллекта, умение мыслить и излагать свои мысли, слушать, дискутировать, наконец, умение вести себя, т.е. знание этикета. В учебном салоне студенты должны встречаться с выдающимися профессиональными музыкантами, поэтами, литераторами, философами, с деятелями науки и общественными деятелями, а также принимать непосредственное участие как собеседники, исполнители и слушатели. В учебных литературно-музыкальных салонах эстетическое воспитание осуществляется через познание искусства России (литература и музыка), а также знакомство с шедеврами мирового искусства, и является всеохватывающим творческим процессом. Следует учесть, что в учебном салоне может быть привлечена для ознакомления поэзия, проза, музыка, драматургия иного времени (в т.ч. и современная) и других стран. Программа каждого учебного салона фиксируется в календарном плане учебной работы. На последнем занятии проводится зачет.

ЭКСКУРСИОННАЯ ПРОГРАММА КАК АСПЕКТ ГУМАНИТАРНОГО ОБРАЗОВАНИЯ В ТЕХНИЧЕСКОМ ВУЗЕ

Полякова Ю.Д.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

При обучении в технических вузах основное внимание, безусловно, уделяется естественнонаучным предметам и точным наукам. На наш взгляд, необходимым компонентом образования иностранных учащихся в техническом вузе является экскурсионная программа, направленная на знакомство с историческими и культурными ценностями Москвы и России.

Можно выделить несколько экскурсионных циклов, являющихся неотъемлемой частью работы с иностранными учащимися на кафедре русского языка РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина.

Во-первых, это музеи, связанные с будущей профессией наших студентов. Таких музеев в Москве несколько: Минералогический музей имени А.Е. Ферсмана (Ленинский проспект, 18), Государственный геологический музей имени В.И. Вернадского (Моховая улица, 11), музей землеведения МГУ (Воробьевы горы, дом 1), Музей магистрального транспорта газа, а также музей И.М. Губкина, находящийся в нашем университете. Нам представляется очень важным познакомить иностранных учащихся - будущих нефтяников с коллекциями московских музеев, которые могут помочь в овладении языком специальности и будущей профессией.

Второй цикл экскурсий посвящен знакомству с Москвой и москвичами, которые сыграли большую роль в истории и внесли значительный вклад в культуру России. Мы знакомим наших учащихся с московскими домами-музеями А.С.Пушкина, А.П.Чехова, П.И. Чайковского, Л.Н.Толстого. Большой интерес вызывают экскурсии в Кремль, на Красную площадь и в Третьяковскую галерею. Многие учащиеся не знакомы с творчеством русских писателей и поэтов, не слышали музыки Чайковского, не видели картин русских художников, поэтому подобные экскурсии не только расширяют кругозор, но и формируют ценностное отношение к русской культуре и истории.

Третий вид экскурсий – это автобусные экскурсии. Как правило, мы выбираем города, которые находятся не очень далеко от Москвы: Тула, Калуга, Александровская Слобода, Ростов Великий, Суздаль. Каждый город отличается своеобразием и особым историческим и культурным значением, но каждый производит большое впечатление и помогает узнать и понять нашу страну.

Нужно отметить, что все экскурсии организуются с учетом уровня владения русским языком и интересов студентов, всегда вызывают интерес и мотивацию к дальнейшему изучению русского языка.

ДОПОЛНИТЕЛЬНОЕ ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ УРОВНЯ ОБРАЗОВАНИЯ

Прийменко А.В.

(ГОУ ВПО «Донецкий национальный университет»)

Проведенные психолого-социологические исследования студентов показали, что не все студенты вполне осознанно выбрали ту специальность, которой обучаются. Студент, сделавший компромиссный выбор, – это будущий плохой работник. В итоге общество получает неполноценных работников. Единственный выход из такой ситуации – переучиваться, получать второе высшее образование по специальности, которая по душе, по складу характера.

Повышение уровня образования бакалаврами проявляется в обучении на специалиста или магистра, в то время, как большое число специалистов с советскими дипломами о высшем образовании поступают на факультеты второго или дополнительного образования.

Важной составляющей системы профессионального образования является последипломное (дополнительное) образование, куда входят: расширение профиля (повышение квалификации) – приобретение лицом способностей выполнять дополнительные задания и обязанности в рамках специальности; переподготовка – получение другой специальности на основе полученного раньше образовательно-квалификационного уровня и практического опыта; специализация – получение лицом способностей выполнять отдельные задания и обязанности, которые имеют особенности в рамках специальности; стажировки – приобретение опыта выполнения заданий и обязанностей определенной специальности.

Отличительной особенностью по сравнению с вузовским учебным процессом является различие целей обучения, принципов отбора и конструирования целей обучения. Особое место в силу специфики обучения взрослых занимают проблемы обеспечения компетентными преподавателями системы подготовки и повышения квалификации специалистов. К ним предъявляются повышенные требования с учетом сложности в работе со слушателями: разный возраст, стаж, требующееся постоянного обновления содержание образования, совместное обучение специалистов разной квалификации и т.д. В целом вся система умений и знаний в процессе повышения квалификации интегрирует вокруг потребностей трудовой практики.

Таким образом, процесс подготовки высококвалифицированных специалистов представляет собой сложную многоаспектную и многоуровневую систему профессиональной деятельности. А дополнительное профессиональное образование обеспечит постоянное повышение квалификации и профессиональную переподготовку граждан в соответствии с образовательными программами на основе квалификационных требований к профессиям и должностям.

КУЛЬТУРНО-ИСТОРИЧЕСКИЙ ПОДХОД В ОБРАЗОВАНИИ И РАЗВИТИИ СОВРЕМЕННЫХ СТУДЕНТОВ НА ПРИМЕРЕ ЛИЧНОСТИ З.Н. ГИППИУС

Пумпянская О.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Современные подходы к образовательному процессу сильно изменились за последние двадцать лет. Гуманитарное образование закладывает навыки социального общения, всесторонне развивает личность студента, а также дает представление о знаменитых исторических фигурах прошлых лет. С учетом всеобщей информационной интернет - активности студенты предпочитают узнавать в сети вовсе не достижения мировой культуры. Поэтому развитие гуманитарного образования, в т.ч. в технических высших учебных заведениях актуально в условиях современной реальности. Большинству студентов технических специальностей не вполне понятно, для чего им необходимо изучение гуманитарных дисциплин, таких как история, культурология. Таким образом, одна из главных задач преподавателя состоит в том, чтобы донести до студента важность и целесообразность подобного рода знаний.

Если рассматривать культурологический раздел рубежа XIX-XX вв., то нельзя не упомянуть такую интересную историческую личность, как Зинаида Гиппиус (1869-1945). Меткие замечания Зинаиды Николаевны о исторических персонах и событиях не могут не вызвать интерес современных людей. Иронично, с ноткой веселья Зинаида Николаевна пишет о проблемах власти, о двух берегах — большевиках и интеллигенции. Неприязнь у поэтессы вызывает такая неординарная личность как Максим Горький.

З. Гиппиус была очень популярна в Москве и Петербурге, её воскресные салоны привлекали самых талантливых людей той эпохи. В числе посетителей были в разное время Лев Бакст, Андрей Белый, Александр Бенуа, Николай Бердяев, Александр Блок, Валерий Брюсов. Таким образом, вывод о свершившейся революции у Гиппиус печальный: Зинаида Николаевна Гиппиус, конечно не единственный, но очень выразительный представитель философии Серебряного века. Подобного рода людей в истории много и они не заслужили забвения.

Поэтому функции современного гуманитарного образования — патриотическая и воспитательная в наибольшей степени реализуются в гуманитарных дисциплинах: истории и культурологии.

О ПРЕИМУЩЕСТВАХ ВНЕДРЕНИЯ МОБИЛЬНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПРЕПОДАВАНИЕ ИНОСТРАННЫХ ЯЗЫКОВ

Савченко Е.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Повсеместное распространение информационно-коммуникационных технологий оказывает существенное влияние на все сферы жизнедеятельности современного общества, в том числе и на систему высшего образования. В настоящее время мобильное обучение представляется одним из наиболее перспективных направлений педагогической науки. Использование ИКТ в обучении иностранным языкам в сочетании с традиционной методикой преподавания позволяет не только значительно расширить учебно-методические комплексы посредством внедрения новых форматов заданий, но и улучшить организацию и администрирование учебного процесса.

Безусловно, мобильные технологии обладают широким рядом преимуществ. Во-первых, доступность и распространенность, а также устойчивый интерес молодежи позволяют интегрировать мобильные устройства в учебный процесс. Во-вторых, смарт-технологии характеризуются большим дидактическим потенциалом. Так, они обеспечивают непрерывную учебную интеракцию, постоянный доступ к учебной информации, мгновенную обратную связь и визуализацию материалов. Более того, определенные свойства, заложенные в мобильные устройства, делают возможным реализацию следующих принципов: автономность и персонализация, самооценивание и рефлексия, планирование и работа в сотрудничестве. Немаловажным является также творческий компонент ИКТ, позволяющий раскрывать креативные способности обучающихся и развивать инновационную компетенцию. Стоит отметить и тот факт, что смарт-технологии в значительной мере помогают решить проблему непрерывного образования, предоставляя возможность обучения через всю жизнь.

Тем не менее, внедрение мобильных технологий в образовательный процесс происходит довольно сложно и медленно, что можно объяснить трудностями как методологического, так и психологического характера. Однако в последние годы были сделаны существенные разработки в данной области, направленные на устранение вышеупомянутых сложностей.

Подводя итог, отметим, что оптимизация и гармонизация преподавания иностранных языков, может быть достигнута путем интеграции мобильных технологий в рамках традиционной образовательной деятельности. Представляется, что именно смарт-технологии позволяют совершить переход от пассивного обучения к интерактивному, реализуя технологию «смарт-образования».

МУЗЕЙ ПАО «ЛУКОЙЛ» В СОВРЕМЕННОМ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОМ ПРОСТРАНСТВЕ

Сергеев С.В.

(ПАО «ЛУКОЙЛ», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В настоящее время от специалистов ТЭК требуется использование знаний не только в области естественных, технических, но и социальных и гуманитарных наук. Особенно ярко эта проблема проявляется в нефтегазовой отрасли, основной движущей силой которой являются вертикально интегрированные компании, деятельность которых охватывает всю технологическую цепочку: поиск и добычу нефти и газа, их транспортировку, переработку и продажу конечного продукта широкому кругу потребителей. В этих условиях необходимо искать новые подходы к подготовке профессиональных кадров, сочетающие в себе технические, гуманитарные и социальные направления. В качестве одного из таких подходов можно рассматривать более широкое использование образовательного потенциала корпоративных музеев.

С 2010 г. музей ПАО «ЛУКОЙЛ» стал площадкой для проведения занятий по элективному курсу «Вертикально интегрированные нефтегазовые компании России – история и традиции» для магистрантов всех направлений РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина. На лекциях и семинарах слушатели знакомятся с историей предпринимательства в России; изучают социально-экономические условия становления и развития нефтегазовой отрасли страны; узнают о деятельности компаний, внесших существенный вклад в ее формирование. При этом каждое занятие сопровождается демонстрацией предметов из собрания музея ПАО «ЛУКОЙЛ», подобранных в соответствии с темой. Такая интерактивная форма образовательного процесса в сочетании с общей атмосферой музея способствует более глубокому проникновению в суть исторических событий, их эмоциональному, личностному восприятию и лучшему усвоению учебного материала.

Еще одной формой образовательной деятельности музея являются выставки, в том числе проходящие на площадках вузов страны. В качестве примера можно привести выставку «На нефтяных перекрестках» (РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2014 г.), где помимо экспонатов, иллюстрирующих основные направления и результаты деятельности компании, были представлены и исторические коллекции музея.

В настоящее время, весь накопленный музеем ПАО «ЛУКОЙЛ» опыт используется при разработке проекта нового публичного музея компании, а также интерактивного павильона «Нефть» на ВДНХ. Создание этих площадок позволит расширить образовательные и просветительские возможности музея, будет способствовать гуманизации нефтегазового образования, повышению социального статуса работника ТЭК.

ОЛИМПИАДА ПО СОЦИОЛОГИИ КАК ИНСТРУМЕНТ ВОСПИТАНИЯ ГРАЖДАНСКОЙ АКТИВНОСТИ

Ситнова Л.И.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Олимпиада по социологии, проводимая с 2011 года в РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина своей целью ставит расширение социального кругозора, развитие научного воображения, погружение в область критического мышления, воспитание гражданской активности. Участникам Олимпиады предлагаются творческие задания по актуальным и резонансным темам. За годы проведения социологической Олимпиады, на рассмотрение участников было предложено множество тем, провоцирующих дискуссию, такие как социальное неравенство, миграция населения, инклюзивные формы обучения, безработица среди молодежи и др..

Первое задание заключается в ознакомлении с заранее подготовленным видеоматериалом на заданную тему. Обычно это компиляция мнений экспертов, ознакомившись с которой участники Олимпиады отвечают на четыре заданных вопроса. Приведем пример из Олимпиады 2017 года: выделите объективные и субъективные причины молодежной безработицы, названные в материале; в чем, по вашему мнению, сходство и в чем различия молодежной безработицы в России и других странах?; какие меры, по вашему мнению, нужно принять в России для решения проблемы молодежной безработицы? Благодаря формату задания студенты могут ознакомиться с актуальными проблемами действительности, преобладающими точками зрения по ним и в итоге сформировать собственное мнение и отношение к актуальной проблеме.

Второе задание, предлагает участникам выявить как можно больше положительных (не менее трех) и отрицательных (не менее трех) сторон социального процесса, например, повышение пенсионного возраста в России, а в результате осмыслить последствия реформы в своем будущем.

Третье задание Олимпиады заключается в анализе данных социологических опросов, проводимых центрами изучения общественного мнения. Студенты должны дать объяснение полученных результатов и аргументировать свою позицию. Данное задание комбинирует аналитический и творческий подходы предыдущих заданий, предоставляя студентам возможность ознакомиться с преобладающими общественными настроениями на заданную тему, проанализировать их причины и критически оценить корректность полученных данных опросов.

Таким образом, университетская Олимпиада по социологии призвана воспитать в студенческой среде высокую культуру эрудиции, социологическое воображение, гражданскую активность и навыки аналитического мышления. Все это является неотъемлемыми чертами современного высшего образования.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГУМАНИТАРНОГО ОБРАЗОВАНИЯ В ТЕХНИЧЕСКОМ ВУЗЕ НА ФОНЕ «ОПТИМИЗАЦИИ» ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО ПРОЦЕССА

Смирнова О.М.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Многочисленные исследования состояния высшего образования в России свидетельствуют, что проблема эффективности его приобретает все большую актуальность и остроту. Особенно это касается состояния гуманитарной составляющей образования в технических вузах. Недостаток часов аудиторной работы по конкретным дисциплинам, имеется в виду личный контакт гуманитариев со студентами, магистрантами, аспирантами, сопровождается, как правило, увеличением доли аудиторных часов в общей нагрузке преподавателя. А ведь современный преподаватель вуза, как правило, занимается еще и научной работой, которую невозможно запланировать четко во времени.

Оптимизация образовательного процесса связана сегодня с использованием УМК. Частично УМК компенсируют недостаток часов, помогают организовать самостоятельную работу студентов, улучшают контроль знаний, умений, навыков. Однако в современную эпоху ИТ-технологий одновременно запускается и процесс формализации образования, причем в самом негативном его варианте.

Прикладной характер образования в технических университетах – известный факт. Выделим два типа мышления в связи с этим. Рационалистический – характеризуется логичностью, большей последовательностью и трудоемкостью. Этот тип мышления связан со временем напрямую и требует его больше. А ведь именно экономия времени (в данном случае в академических часах) является основой «оптимизации» образовательного процесса. Эмпирический тип мышления – более быстрый, экономный, скоростной поиск решений, связанный, прежде всего с восприятием сенсорного потока (в образовании в том числе). Не стоит забывать о том, что восприятие сенсорного потока, как правило, настроено на восприятие линейной причинности: так если между переменными величинами есть причинно-следственная связь (прямая или обратная зависимость), увеличение одной неминуемо влечет за собой увеличение другой. Возможны и другие варианты – но лишь линейного характера.

А ведь многополярный мир знаний уже давно характеризуется нелинейностью. И сокращение времени на рационалистическое размышление влечет за собой стремление к поверхностному, линейному в процессе обучения. Расчет на линейную эффективность в оптимизации образовательного процесса не оправдал себя. Система образования фактически оказалась в точке бифуркации, где пытается выжить интеллектуальная мысль педагогов и ученых, теряя самое ценное в человеческой культуре – уважение.

ОСНОВЫ ФОРМИРОВАНИЯ САМОКОНТРОЛЯ В ОБУЧЕНИИ ИНОСТРАННЫМ ЯЗЫКАМ

Столярова И.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Самоконтроль является важнейшим компонентом учебно-познавательной деятельности, он вытекает из практической цели обучения, которая предполагает постепенную передачу выполнения отдельных элементов этой деятельности самому обучаемому для самостоятельного осуществления без вмешательства обучающего, а также формирование способности к дальнейшему самообразованию.

Самоконтроль, являясь показателем сформированности учебной деятельности, формируется на основе и в процессе внешнего контроля, который не должен быть самоцелью в процессе обучения, а лишь средством формирования самоконтроля обучаемых.

В качестве *основных функций самоконтроля* в обучении иностранным языкам можно выделить диагностирующую, обучающую, развивающую, стимулирующую и воспитывающую функции, реализация которых происходит в органической связи друг с другом, при систематическом осуществлении контроля в учебной деятельности. Выделение отдельных функций служит целям правильной организации процесса формирования самоконтроля, обеспечения целенаправленной подготовки соответствующих дидактических материалов, прогнозирования результатов воздействия самоконтроля.

Основными *дидактическими принципами самоконтроля* в обучении иностранным языкам являются: систематичность (необходимость осуществлять самоконтроль усвоения регулярно, по мере восприятия и осмысления определенной информации в ходе овладения знаниями, умениями и навыками), своевременность (обеспечение в определенных временных пределах распознавания соответствия полученного при самоконтроле результата требуемому) и объективность (достижение максимального соответствия деятельности при самоконтроле его целям). Реализованные в совокупности, эти принципы обеспечивают точную направленность и эффективное осуществление самоконтроля в обучении иностранным языкам как с точки зрения его содержания, так и выбора методов и средств его применения.

Вся система контролирующих приемов (их выбор, последовательность, форма и способ предъявления, частота) должна создавать условия для формирования самоконтроля обучаемых. При этом он должен быть *объектом специального формирования* как в ходе самостоятельной индивидуальной работы, так и при работе в группе. Формирование адекватного самоконтроля и самооценки может быть достигнуто при такой организации обучения иностранным языкам, при которой сами обучаемые вовлекаются в контрольно-оценочную деятельность.

«ЭТИХ ДНЕЙ НЕ СМОЛКНЕТ СЛАВА»

Стрелков А.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Современное состояние духовного воспитания подрастающего поколения характеризуется крайне противоречиво. С одной стороны в Российской Федерации согласно конституции отсутствует официальная государственная идеология. С другой – мы находимся в условиях нового витка «холодной войны» с западом, системного ужесточения всевозможных санкций, повсеместными двойными стандартами вплоть до морали. При этом в СМИ по-прежнему популярны тезисы из арсенала очернителей истории прошлого России и ее настоящего, ложно понимаемой толерантности, примата международного права над национальным.

«Двойные стандарты, ханжество, двуличие, тройные стандарты, политкорректность, интриги, пропаганда, лесть, лукавство широко распространены... Язык лицемерия соткан из иносказаний, недосказанностей, эвфемизмов, загадок, метафор, магических формул, приёмов табуирования и словоблудия, клише, слоганов, двусмысленностей и ярлыков. Он служит материалом ... и политического программирования, ... и для общения на бытовом уровне и даже для молчания»¹⁶. В результате современная молодежь в значительной степени является «растерянным поколением».

Эта растерянность, а возможно и прагматическое лицемерие, проявляются и в трактовках истории Великой Отечественной войны 1941-1945 гг. В итоге старшеклассник из Нового Уренгоя, выступая перед депутатами бундестага ФРГ 19 ноября 2017 г., в день 75-летнего юбилея начала контрнаступления Красной армии в Сталинградской битве, говорил о немцах, попавших в «плен к русским из-за тяжелых условий», как о «невинных людях, которые хотели мирно жить и не хотели воевать»¹⁷, а это выступление вызвало шквал гневных откликов настоящих патриотов в средствах массовой информации.

В целях патриотического воспитания студентов-губкинцев в университете проводится разнообразная работа, как в рамках учебного процесса, так и в различных других формах. Включая использование возможностей наглядной агитации. Так в фойе ко Дню Победы 9 мая, Дню начала контрнаступления советских войск под Москвой, юбилеям знаковых битв Великой Отечественной войны 1941-1945 гг. ежегодно размещаются обширные фотовыставки, повествующие о героизме и мужестве солдат, офицеров и полководцев, тружениках тыла, студентов и сотрудников университета – участниках войны, преступлениях фашизма и справедливом возмездии убийцам 27 миллионов советских людей.

¹⁶ Сурков В. Кризис лицемерия. 9.11.2017 [Электронный ресурс] <http://introvertum.com/statya-surkova-krizis-litsemariya-polnyiyy-tekst/>

¹⁷ Источник [Электронный ресурс] https://www.youtube.com/watch?v=K5Rt_REw5uM

ДЕЛОВАЯ ЭТИКА В ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ КУЛЬТУРЕ СПЕЦИАЛИСТА

Тараданова Т.М.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

При исследовании роли и места деловой этики в современной деловой среде возникает множество закономерных вопросов, суть которых сводится к главному: способствует ли этическое поведение руководителя, сотрудника, организации или компании в целом эффективности деятельности производства или ведения бизнеса? Или принципы деловой этики, декларируемые в Кодексах делового и этического поведения, используются преимущественно как инструмент формирования позитивного имиджа современных компаний?

Под деловой этикой традиционно понимается совокупность исторически сложившихся нравственных норм, предписаний, правил должного поведения личности, определяемых социальной функцией и спецификой той или иной профессии. Формирование этических принципов деловой активности в России прошло несколько исторических этапов. Содержательным в плане изучения традиций российской деловой культуры представляется период конца XIX - начала XX вв., когда в России происходил необычайный рост промышленного производства, развивались существующие и появлялись новые отрасли.

Вопросы, связанные с проблемами труда, организацией трудовой деятельности активно обсуждались в обществе, затрагивались религиозными и светскими мыслителями. Ф.М. Достоевский писал в своем дневнике о ценности человека, о том, что любой человек дороже денег, о том, что «самостоятельно деловой» человек появляется лишь в результате самостоятельного развития нации, «вековым многострадальным трудом ее». Делом чести деловых людей считалась благотворительность, способствовавшая расцвету медицины, художественного и театрального искусства; на пожертвования открывались ремесленные училища, музеи, научные учреждения, библиотеки, строились храмы, приюты. П.М.Третьяков, собравший знаменитую коллекцию национальной живописи, завещавший весь свой капитал Московской городской думе, писал в письме своей дочери: «Моя идея была, с самых юных лет, наживать для того, что нажитое от общества вернулось бы также обществу (народу) в каких-либо полезных учреждениях».

В современном глобальном мире происходит трансформация гуманитарных ценностей; человек, вне зависимости от его образования, интеллекта, способности к труду, становится главной ценностью общества. Традиции российской деловой культуры, несомненно, могут способствовать выработке этических правил, отвечающих самым актуальным запросам времени.

К ВОПРОСУ О ФИЛОСОФСКОМ АНАЛИЗЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ СОВРЕМЕННОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ВУЗА

Торшин М.П., Фалеев А.Н.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Как социальный институт, важной задачей которого является обучение и воспитание человека, образование играет в жизни последнего едва ли не самую значительную роль. С указанным институтом человек связан теснейшими узами практически треть своей жизни. Особая важность этого института обусловлена тем, что именно образование оказывает значительное воздействие на становление и развитие человека как целостной личности. Вот почему феномен образования может и должен быть осмыслен на философском уровне. Дело в том, что синтезируя данные разных наук, именно этот уровень открывает реальную возможность выхода к междисциплинарным представлениям о различных (ценностных, системных, процессуальных и результативных) аспектах образования.

При исследовании образования как комплексного, многостороннего социального феномена используются разные подходы. Одним из таких подходов к его анализу, глубокому и адекватному пониманию образования как социального института может быть подход, рассматривающий образование как особого рода познавательную деятельность, которая осуществляется в специально предназначенных для этого учебных заведениях и предполагающая развитие человека до соответствующего конкретной исторической эпохе оптимального уровня. Такой подход позволяет обратить внимание на следующие немаловажные особенности этой специфической подсистемы социального бытия.

Как познавательная деятельность образование носит опосредованный характер, поскольку направлено на постижение мира через усвоение относительно устойчивых и определенным образом сформированных знаний, прошедших практическую проверку и дидактическую обработку. Кроме того, образование как процесс представляет собой совместную деятельность преподавателя и учащегося. При этом во многом результативность этого процесса зависит от того, насколько продуктивна работа каждой из сторон. Будучи процессом коммуникативным, образование не может ограничивать себя лишь трансляцией знаний, оно с необходимостью связано с воспитанием учащихся, с окультуриванием их чувств и мышления.

Однако образование не сможет достичь своих целей, если не будет координировать свою деятельность с существующими социальными условиями, включающими культурно-исторический контекст, а также различные общественные структуры, так или иначе влияющими на поведение людей. Именно поэтому образовательную деятельность современного нефтегазового вуза следует рассматривать как неотъемлемую часть всего социокультурного процесса, а не только как двустороннюю, совместную деятельность педагога и учащегося на уровне их личностных отношений.

МЕТОДИКА ПОДГОТОВКИ СТУДЕНТОВ К ОЛИМПИАДАМ ПО ОБЩЕЙ И НЕОРГАНИЧЕСКОЙ ХИМИИ

Тюменова С.И., Рогалева Е.В., Карташева М.Н.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

При подготовке студентов 1 курса к олимпиадам по общей и неорганической химии особое внимание уделяется стратегии обучения - решению нестандартных заданий и задач повышенной сложности, которая состоит в:

- ускорении (примером такой формы подготовки могут быть погружения, мастер-классы, интенсивные образовательные программы);
- углублении – более глубоком изучении тем конкретной области знаний;
- обогащении – обучении разнообразным способам и приёмам работы с олимпиадными заданиями;
- проблематизации – стимулировании творческого развития студента с помощью использования проблемных ситуаций, поиск новых решений.

Методика подготовки к олимпиадам состоит из нескольких этапов:

Подготовительный этап. Для студентов, желающих участвовать в олимпиадах, составляется программа по подготовке к олимпиадам. Подбираются задания, составляется список обязательной и дополнительной литературы.

Первый этап. Первый этап олимпиады проводится среди студентов первых курсов всех факультетов университета. На внутривузовском этапе олимпиады по общей и неорганической химии уровень сложности заданий доступен для большинства студентов-первокурсников, но задания отличаются необычностью постановки вопроса, носят занимательный и познавательный характер.

Второй этап. Подготовка команды к интернет-олимпиаде.

Третий этап. Подготовка к Всероссийской студенческой олимпиаде по общей и неорганической химии.

При подготовке к участию в заключительном этапе Всероссийской студенческой олимпиады студент проходит две олимпиады в течение учебного года: внутривузовскую и интернет-олимпиаду по химии.

Подготовка команды к Всероссийской студенческой олимпиаде по общей и неорганической химии ведется систематически, целенаправленно в соответствии с программой подготовки, основными задачами которой являются развитие познавательного интереса на основе более глубокого осмысления сущности протекания химических явлений, углубление, систематизация и расширение знаний о химическом строении и свойствах веществ, формирование умения анализировать, сравнивать, устанавливать причинно-следственную связь.

ГУМАНИТАРНОЕ ОБРАЗОВАНИЕ В ПРОЦЕССЕ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ «ФИЗИЧЕСКАЯ КУЛЬТУРА»

Уваров В.А., Булавина Т.А.
(МГУ имени М.В. Ломоносова)

Дисциплина «Физическая культура» является уникальным предметом в системе вузовского образования, поскольку состоит двух взаимосвязанных направлений подготовки: практической (двигательной) и теоретической (образовательной).

Первое направление (практическое) обеспечивает овладение студентом системой двигательных умений и навыков, развитие функциональных возможностей организма (быстрота, сила, выносливость и т.д.).

Вместе с тем, для реализации первого направления студент должен иметь теоретическую (образовательную) базу, которая состоит из:

- понимания социальной значимости физической культуры и её роли в развитии личности и подготовке к профессиональной деятельности;
- знания научно-биологических, педагогических и практических основ физической культуры и здорового образа жизни;
- знания влияния оздоровительных систем физического воспитания на укрепление здоровья, профилактику профессиональных заболеваний и вредных привычек;
- знания способов контроля и оценки физического развития и физической подготовленности;
- знания методик планирования и организации индивидуальных занятий различной физкультурно-оздоровительной и оздоровительной целевой направленности;
- сформированных мотивационно-ценностных отношений к физической культуре с установкой на здоровый стиль жизни, физическое совершенствование и самовоспитание;
- сформированными потребностями к регулярным занятиям физическими упражнениями и спортом.

Изложенное является гуманитарной составляющей процесса физического воспитания в вузах, которая позволяет осмысленно овладевать двигательными умениями и навыками, совершенствовать физическую подготовленность.

СОВРЕМЕННЫЙ ТЕХНИЧЕСКИЙ ВУЗ: ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЕ ЗВЕНО

Фалеев А.Н.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Традиционное образование во многом определялось характером патерналистских отношений между обучающим, как субъектом образовательного процесса и обучаемым. В условиях становления и развития информационного общества субъектом образовательного процесса становится обучаемый, и на смену патерналистским отношениям приходят отношения партнерские, диалогические, где авторитет обучающего создается за счет его личностных качеств и профессионального мастерства. Сегодня основной целью образования становится не только усвоение обучаемым (бакалавром, магистром, аспирантом) огромного и непрерывно возрастающего объема знаний, которые используются им для решения определенного класса задач и реализуются в конкретных жизненных ситуациях. Речь идет о том, что образование должно быть не столько трансляцией готовых стандартов общепризнанного знания, но прежде всего условием, основой и предпосылкой самореализации молодого человека в жизни.

Такой подход, выявляя новые грани современной образовательной парадигмы, предполагает и соответствующий уровень обучения. Последнее в данном случае должно носить проблемный характер и предусматривать использование в учебном процессе диалогичности изложения материала, поисковых бесед, дискуссий, диспутов и т.д. Эти методы позволяют не только объединить теорию и практику обучения в единую структуру, сформировать творческое отношение и интерес к решению нестандартных задач, но и облегчить усвоение мыслительных и практических операций, необходимых нынешним студентам нашего вуза - будущим молодым специалистам нефтегазовой сферы в их дальнейшей профессиональной деятельности.

Новые грани образовательной парадигмы вызывают существенные изменения в функциях педагога, который отныне должен стать мастером ведения диалога. Он должен овладеть искусством ставить вопросы. Причем, таким образом, чтобы проблематизируя разного рода научные и житейские ситуации, побуждать обучаемых к поиску и совместному нахождению ответов на них. Именно в этом случае обучаемый становится непосредственным соучастником акта рождения нового, него формируется способность вопрошать, он начинает ощущать себя в полной мере человеком – существом творящим, думающим, осознающим.

Это означает, что в настоящее время на первое место в обучении должна выходить консультационная, наставническая деятельность педагога, нацеленная на раскрытие творческого потенциала учащихся, развитие их способности к самовоспитанию и самообучению.

ТЕСТИРОВАНИЕ УРОВНЯ ГОТОВНОСТИ МИНИ-ФУТБОЛИСТА

Хабибуллин И.Р., Красулина Н.А.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Сборная УГНТУ по мини-футболу является лидером студенческого мини-футбола в Башкортостане (победитель Универсиады среди вузов РБ 2016/2017 гг., чемпион Суперлиги АМФРБ 2016/2017, победитель Спартакиады — 2017 среди нефтегазовых и горных вузов России (в С. Петербурге)). Соответственно, требования к кандидатам в команду на стадии отбора в начале учебного года достаточно высоки. Конкуренция достигает 20-30 человек на одно место, даже учитывая, что многие из студентов прошли полноценное обучение в ДЮСШ.

Поэтому, применяется следующая шкала тестов:

1. *Стартовая, дистанционная и собственно скорость (на отрезке 15 и 30 метров);*
2. *Скоростная выносливость (измеряется время челночного бега 10x10 м):* Время – 23,0 - 23,5 = отлично, 23,5 - 24,0 = хорошо;
Дополнительно 5x10 м с заданием уложиться в 10,5-11,0 секунд.
3. *Скоростно-силовая подготовленность.* Используются два теста: «Прыжок в длину с места толчком двух ног» и «Прыжок вверх толчком двух ног».
4. *Оценка ловкости.* Повернуться прыжком на 360, обежать три стойки и финишировать.
5. *Держание мяча в квадратах.* Оценивается способность удерживать мяч в «2 касания» против двух соперников в игре 4x2 на площадке 9x9 м. Одновременно оцениваются способность игры в отборе.
6. *Ведение, обводка стоек, удар по воротам;*
7. *Удары по воротам после передач.* Оценивается способность попадать в заданный угол ворот ударом ноги со средней силой с расстояния 7-9 м по катящемуся мячу. Удары выполняются поочередно каждой ногой.
8. *Двусторонняя игра.* Комплексная оценка физического, технического и тактического уровня игрока.

После успешного прохождения тестирования, игрок попадает в дублирующий состав УГНТУ-2, где продолжает физическую и тактико-техническую подготовку с задачей попасть в основной состав.

Списк литературы:

1. Физическая культура. Мини-футбол в вузе: Учебное пособие / Хабибуллин И.Р., Галиуллина С.Д., Политика О. И. – Уфа: Уфимский государственный университет экономики и сервиса, 2014. – 181 с.
2. Пропаганда здорового образа жизни в УГНТУ. [Текст] / Н.А. Красулина и др. - Физическая культура и спорт в системе высшего профессионального образования. Материалы Международной учебно-методической конференции, УГНТУ.– Уфа, 2012., – 93–94 с.

МОНИТОРИНГ ФИЗИЧЕСКОГО И ФУНКЦИОНАЛЬНОГО СОСТОЯНИЯ КАК ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКА УРОВНЯ ЗДОРОВЬЯ СТУДЕНТОВ УГНТУ

Шафикова Л.Р., Красулина Н.А., Маркешина О.С.
(УГНТУ)

На сегодняшний день одной из приоритетных задач, стоящих перед профессорско-преподавательским составом Уфимского государственного нефтяного университета (УГНТУ), является подготовка профессиональной элиты специалистов в области нефтегазовой отрасли. Это накладывает на педагогический коллектив серьёзную ответственность, так как сама проблема многогранна, и решать её необходимо не только на теоретико-методологическом и практическом уровнях, но и здоровьесберегающем. Особенного внимания в наше время заслуживают студенты начальных курсов, состояние здоровья которых значительно ухудшается на протяжении учебы в Вузе.

Вышесказанное, позволяет утверждать, что мониторинг здоровья следует рассматривать как основу для разработки мероприятий, направленных на коррекцию состояния здоровья подрастающего поколения.

В связи с вышеизложенным становится очевидной важность проведения мониторинга и коррекции состояния здоровья студентов в условиях УГНТУ.

В 2017-2018 учебном году профессорско-преподавательский состав кафедры физического воспитания в два этапа проводит диагностику состояния здоровья студентов УГНТУ. В процессе мониторинга изучаются показатели, характеризующие физическую и функциональную подготовленность студентов 1 и 2 курсов:

1. весоростовой показатель;
2. артериальное давление;
3. ортостатическая проба;
4. бег 100 м. (сек.);
5. бег 500 (ж), 1000 (м);
6. индекс Скибински;
7. показатель 6 смешанных упоров;
8. поднимание туловища из положения лежа на спине;
9. подтягивание из виса (м), из виса лежа (ж);
10. индекс силы кисти;
11. проба РWC170 в модификации В.Л. Карпмана;
12. проба Генчи;
13. определение биологического возраста;
14. теппинг-тест;
15. проба Мартине в модификации С.Н. Кучкина;
16. точность мышечных усилий;
17. оценка психоэмоционального состояния.

По результатам функциональной диагностики дается комплексная оценка состояния здоровья будущих провизоров и врачей с определением их двигательного возраста.

ЗАЧЕМ ИСКУССТВО ИНЖЕНЕРУ?

Юдина М.Е.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Что может быть общего между инженерной и художественной практикой образовательных моделей? Может ли современное гуманитарное образование соединить принципы правополушарного, пространственно-образного и левополушарного, вербального мышления? Имеют ли искусство и инженерия общие корни в когнитивной эволюции человека, эволюции его психики, сознания, мышления, восприятия? Современные исследования отвечают на эти вопросы утвердительно. Человек создал искусственную среду обитания – техносферу, а при ускоренных темпах научно-технического развития продолжает конструировать все новые и новые реалии жизни. Можно сказать, что современная цивилизация жестко диктует человечеству условия выживания. Среди них - смена ценностных ориентиров. Проблема ответственности ученого, конструктора, инженера, технолога в этих условиях имеет не только этическое, но и эстетическое измерение, связанное с восприятием и пониманием мира как целого, человека как целого. Как органически соединить биосферу и техносферу? Решение этого кардинального для современной цивилизации вопроса немыслимо без понимания природы целого, возможностей его познания, и, в конечном счете, природы человека. На этом должна строиться вся система современного образования, особенно, в техническом вузе. Искусство же всегда пыталось и пытается искать новые языки коммуникативности в описании реальности будущего. Воспользоваться и учить этим языкам трансдисциплинарности - задача современного образования. В начале XX века в искусстве возникает новое направление, получившее название дизайна. Дизайн как «художественное построение жизни» представляет совокупность различных видов проектировочной деятельности, нацеленной на формирование эстетической, функционально качественной и одновременно экологичной предметной среды. Инновационные идеи современного дизайна находят применение в машиностроении, авиастроении, ракетостроении, цифровых технологиях и являются прорывными направлениями в VI-ой технологический уклад. Достигнув необычайного многообразия современная проектировочная деятельность опирается не только на математику и физику, но и на гуманитарные науки и науки, связанные с изучением искусства и психологией его воздействия.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования
«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ХII ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ
КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

12-14 февраля 2018 г.

*Секция 12. «Реализация программы импортозамещения
в нефтегазовом комплексе: результаты и задачи»*

Москва
2018 г.

АКТУАЛЬНОСТЬ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ В ПРОИЗВОДСТВЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ. АНАЛИЗ ПРОЦЕССА И ИТОГОВ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Байбузова А.Е.
(ГБПОУ РО «ВТММ»)

На данный момент, особо актуальной темой, в связи с западными санкциями, является – импортозамещение. Импортозамещение является процессом повышения показателя «самостоятельности» производства страны и ее промышленной экономики. От уровня повышения конкурентоспособного качества, новых технологий в производстве, качества материалов, оборудования и многих других факторов зависит продолжительность процесса импортозамещения и его уровень обеспечения.

Низкие цены на углеводороды, введение западных санкций и ослабление национальной валюты активизировали работу российских нефтегазовых компаний по сокращению издержек и поиску новых поставщиков оборудования и технологических решений на территории России. Трубная отрасль страны ответила повышением качества труб, внедрением средств неразрушающего контроля и расширением продуктовой линейки, в том числе трубопроводной арматуры для специальных условий эксплуатации, включая экстремальные условия. По подсчетам Фонда развития трубной промышленности, если нефтегазовые компании закупали бы импортную трубную продукцию, то дополнительные расходы составили бы \$600 млн. ежегодно.

Импортозамещение ТБД уже успешно состоялось и подходит к завершению на таком крупном проекте как – «Сила Сибири». В 2018 году ожидается повышение спроса на ТБД, в связи с новыми проектами «Газпрома», стабильным потреблением «Транснефти» и «Роснефти». Ожидается повышение спроса на обсадные и насосно-компрессорные трубы, резьбового соединения ТМК UP ULTRA™ GX по новому стандарту ISO PAS 12835 и соединение ТМК UP CENTUM, последнего поколения газогерметичных премиальных резьбовым соединений обсадных труб инновационного дизайна. Резьбовые соединения являются новейшей разработкой, что приводит к импортоопережению.

В текущем году в России рост спроса на нефтегазовые трубы составит около 10-15%. Это обусловлено тем, что нефтегазовые компании из года в год наращивают объемы бурения. Так что рост спроса на нефтегазовую трубу сохранит свою долю.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТРАНСПОРТИРОВКИ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ

Белова Э.А., Ясашин В.А., Агеева В.Н.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Развитие нефтегазовой отрасли России в настоящее время связано с интенсивным освоением месторождений нефти и газа в северных регионах, характеризующихся сложными климатическими и геологическими условиями.

Большинство районов добычи нефти и газа находятся в беспрецедентно сложнейших геокриологических условиях – на многолетнемерзлых грунтах (65% территории РФ) происходят опаснейшие процессы, такие как морозобойное растрескивание, морозное пучение, термоабразия, термоэрозия, термокарст, гравитационные процессы и др.

Одной из наиболее актуальных проблем проектирования, строительства и эксплуатации магистральных и промысловых нефтепроводов в северных и восточных регионах России является обеспечение эффективности транспортировки нефти в условиях вечной мерзлоты.

Прокладка нефтепроводов осуществляется как наземным, так и подземным способами. Основными требованиями при строительстве трубопроводной системы в условиях вечной мерзлоты являются сохранение качества перекачиваемой нефти и прочностных характеристик нефтепровода.

Качество нефти обеспечивается содержанием требуемого процента парафина в результате соблюдения теплового баланса, что достигается применением современных теплоизолирующих материалов. Кроме того, применение тепловой изоляции трубопроводов обусловлено необходимостью предотвращения растепления грунта и, следовательно, деформации нефтепровода.

Теплоизолирующий материал наряду с физико-механическими характеристиками, обеспечивающими прочностные свойства нефтепровода, должен сохранять адгезионную и антикоррозионную стойкость материала при высокой технологичности и экологической безопасности.

Из множества материалов – теплоизоляторов можно выделить пенобетон, обладающий высокой надежностью, долговечностью, простотой эксплуатации. Толщина пенобетонного слоя рассчитывается по нормированной плотности теплового потока. Таким образом, соблюдается и тепловой режим перекачиваемой нефти, а значит - ее качество, и прочностные характеристики нефтепровода в целом.

ТЯЖЁЛЫЕ МОРСКИЕ БОНЫ: ОПЫТ РАЗРАБОТКИ НАЦИОНАЛЬНОГО СТАНДАРТА

Гончар А.Э., Слепнёв В.Н.
(ООО «НИИ Транснефть»)

Тяжёлые морские боновые заграждения – это плавучий механический барьер, используемый для локализации разливов нефти и нефтепродуктов на открытых морских акваториях и акваториях нефтеналивных портов, в т.ч. в условиях ледовой обстановки [1]. Требования к бонам морским тяжелым (далее – БМТ) при проектировании, изготовлении, эксплуатации и т.д. в российском правовом поле не установлены на государственном уровне, в настоящее время они определяются исключительно техническими условиями, которые разрабатывают для БМТ организации-изготовители вне зависимости друг от друга. За основу технических условий зачастую берутся иностранные стандарты. В условиях экономических санкций на поставку оборудования и с учётом принятой Правительством РФ программы импортозамещения была установлена необходимость в определении требований, относящихся к БМТ, на уровне государственных стандартов.

В соответствии с утверждённым планом по национальной стандартизации Технического комитета по стандартизации ТК 23 «Нефтяная и газовая промышленность» на 2017 год ООО «НИИ Транснефть» была поручена разработка национального стандарта Российской Федерации «Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Боны морские тяжёлые для локализации разлива нефти и нефтепродуктов на морских акваториях. Общие технические условия» (далее – ГОСТ Р). При разработке, в основу национального стандарта был заложен нормативный документ ПАО «Транснефть» - общие технические требования на морские тяжёлые боны.

В докладе представлены ход и предварительные результаты разработки проекта ГОСТ Р; анализ технических характеристик существующих моделей БМТ, как отечественных, так и зарубежных производителей, анализ требований и рекомендаций зарубежных стандартов и нормативных документов в данной области, а также возможности их применения в рамках разрабатываемого национального стандарта.

Список литературы:

Половков С.А., Николаева А.В., Гончар А.Э., Айсматуллин И.Р., Веретельник Д.А., Радченко А.Н., Слепнёв В.Н. Трошин М.А. Метод локализации разливов нефти и нефтепродуктов в условиях шуги и битого льда в акватории морских портов// Сборник работ лауреатов международного конкурса научных, научно-технических и инновационных разработок, направленных на развитие Арктики и континентального шельфа. – М.:2017. – С. 43-45.

АНАЛИЗ КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА ЭТАПАХ ОТ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДО АЗС

Дорофеева М.В., Ясашин В.А., Болотоков А.С.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Газовый конденсат представляет собой бесцветную или слабоокрашенную жидкость. В природных условиях (в залежах), как правило, находится в газообразном состоянии. Конденсируется из природных (пластовых) газов при снижении давления (ниже давления начала конденсации) и/или температуры (точка росы по углеводородам). Состоит из бензиновых (интервал кипения от 30-80 до 200°C), керосиновых (200-300°C) и, в меньшей степени, более высококипящих компонентов. Для большинства газовых конденсатов выход бензиновых фракций составляет 70-85%.

Газовый конденсат, поступающий из скважин, содержит в виде примесей твердые частицы (песок, окалина), конденсат тяжелых углеводородов, пары воды, а в ряде случаев сероводород и углекислый газ. Данные примеси удаляются при прохождении продуктом различных технологических процессов по его очистке, переработке, транспортировке.

Количество этих примесей на каждом из этапов регламентируется нормативно-технической документацией. На данный момент уже имеется ряд стандартов на газовый конденсат, но существующие стандарты охватывают лишь некоторые стадии переработки углеводородов, не подходя к контролю качественных характеристик комплексно, что оказывает значительное влияние на качество готового продукта.

Нормирование качественных показателей газового конденсата осуществляется стандартом ГОСТ Р 54389 – 2011 «Конденсат газовый стабильный. Технические условия».

При сравнении количества существующих стандартов и реального числа технологических процессов переработки газоконденсата, выявлена необходимость разработки нормативно-технической документации на каждый из этапов. Это позволит повысить качество рассматриваемого продукта на заключительной стадии переработки.

В связи с этим остро стоит проблема контроля качественных показателей углеводородов на всех этапах, начиная с их пластовых характеристик, и заканчивая качеством поставляемого потребителю продукта.

ВОЗМОЖНОСТЬ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ ШЛАНГОКАБЕЛЯ ДЛЯ ПОДВОДНЫХ ДОБЫЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ

Ильин Б.С.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Актуальность работы продиктована критическим положением дел с замещением импортных технологий и оборудования, необходимых для реализации арктических, глубоководных проектов по добыче углеводородов. Зависимость от импорта техники и технологий здесь достигает 90-95%, при этом практически 100% оборудования и технологий производится в США и Норвегии.

Уникальность подводных добычных комплексов (ПДК) заключается в осуществлении круглогодичной добычи углеводородов в сложнейших климатических условиях, даже подо льдом, без строительства платформ и иных надводных конструкций. На сегодняшний день единственным месторождением на российском шельфе, где добыча ведется с помощью ПДК, является Кириновское ГКМ, при этом стоит отметить, что поставщиком оборудования выступила американская фирма «FMC Technologies». Важным структурным элементом любого ПДК является шлангокабель, предназначенный для подачи электропитания, передачи сигналов управления и гидравлических жидкостей на объекты ПДК.

Перед российской нефтегазовой отраслью стоит сложнейшая задача по проектированию и наладке производства данного вида оборудования. При проектировании следует учитывать тяжелые условия эксплуатации, к которым относятся: волновые нагрузки, низкие температуры воздуха (до -50С°), отрицательная температура воды (до -2 С°), соленость воды, приливные колебания уровня моря, течения, цунами, ледообразование, ветровая нагрузка. Потенциальным производителем шлангокабеля в России может стать компания ООО «Псковгеокабель», которая уже производит кабель, применяемый взамен колонн НКТ, данный тип кабеля по своей конструкции наиболее приближен к существующим мировым аналогам, но существенно уступает по техническим и механическим характеристикам. Также производителем может выступить завод ООО «Угличкабель», который был построен одним из мировых лидеров кабельной промышленности норвежской компанией Nexans в г. Углич в Ярославской области.

Следует отметить, что одним из ключевых условий для успешной реализации программы импортозамещения шлангокабеля для ПДК является разработка стандартов, позволяющих осуществлять комплексную поддержку процессов проектирования, производства и эксплуатации конкурентоспособной продукции (услуг) на всех стадиях жизненного цикла.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ МАТЕРИАЛОВ В СИСТЕМЕ ТРЕХСЛОЙНОГО ПОЛИЭТИЛЕНОВОГО ПОКРЫТИЯ ТРУБ

Калиберда С.В., Истомин А.И., Баранова Н.А.

(Инженерно-технический центр, ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»)

На сегодняшний день трехслойное полиэтиленовое покрытие является наиболее эффективным наружным антикоррозионным покрытием труб заводского нанесения. Такая система обладает преимуществами механической, химической и электрической стойкости полиолефинового наружного слоя покрытия в сочетании с превосходной адгезией эпоксидного праймера к металлу.

До 2015-2016 г.г. большинство отечественных заводов - изготовителей труб с покрытием, поставляющих свою продукцию для нужд газотранспортных предприятий, работали на импортных высококачественных материалах производства фирм Borealis (Финляндия), Arcema (Франция), Total Petrochemicals (США), «КРІС» (Корея).

В связи с проводимой политикой импортозамещения, остро встал вопрос перехода на отечественные материалы.

В настоящее время достигнуты определенные успехи в импортозамещении композиций адгезива и полиэтилена проектной компанией ОАО «РОСНАНО» – ЗАО «МЕТАКЛЭЙ». На рынке так же появились новые эпоксидные порошковые праймеры, адгезионные и полиэтиленовые композиции отечественных производителей, таких как ООО «НПП «ПОЛИПЛАСТИК», ПАО «Нижекамскнефтехим», ООО «ИПМ», ЗАО «ЗМ Россия», ООО «Акзо Нобель», НПК ПК «Пигмент», ООО НПП «ЯЗПК», и пр.

В докладе представлен сравнительный анализ физико-механических свойств отечественных и импортных материалов различных марок, а так же результаты испытаний защитных свойств систем покрытий на их основе, полученные в Лаборатории испытаний материалов и покрытий Челябинского отделения ИТЦ – филиал ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург».

На основании имеющихся данных проведено обоснование выбора оптимальных систем трехслойного полиэтиленового покрытия для заводской изоляции труб на основе материалов российского производства, в т.ч. для переизоляции труб повторного применения в условиях быстровозводимых заводов и ремонтных баз, отвечающих техническим требованиям ПАО «Газпром».

АНАЛИЗ КАЧЕСТВЕННЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ЭТАПАХ ОТ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДО АЗС

**Канафеева Д.И., Ясашин В.А., Сычев А.М.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)**

Природный газ, поступающий из скважин, содержит в виде примесей твердые частицы (песок, окалина), конденсат тяжелых углеводородов, пары воды, а в ряде случаев сероводород и углекислый газ. Данные примеси удаляются при прохождении продуктом различных технологических процессов по его очистке, переработке, транспортировке.

Количество этих примесей на каждом из этапов регламентируется нормативно-технической документацией. На данный момент уже имеется ряд стандартов на природный газ, но существующие стандарты охватывают лишь некоторые стадии переработки углеводородов, не подходя к контролю качественных характеристик комплексно, что оказывает значительное влияние на качество готового продукта.

На сегодняшний день, на природный газ распространяется действие следующих стандартов: СТО Газпром 089 – 2010 «Газ горючий природный, поставляемый и транспортируемый по магистральным газопроводам. Технические условия», ГОСТ 5542 – 2014 «Физико-химические показатели ГГП промышленного и коммунально-бытового назначения», ГОСТ 27577 – 2000 «Газ природный топливный компримированный для двигателей внутреннего сгорания. Технические условия».

При сравнении количества существующих стандартов и реального числа технологических процессов переработки газа, выявлена необходимость разработки нормативно-технической документации на каждый из этапов. Это позволит повысить качество рассматриваемого продукта на заключительной стадии переработки.

В связи с этим остро стоит проблема контроля качественных показателей углеводородов на всех этапах, начиная с их пластовых характеристик, и заканчивая качеством поставляемого потребителю продукта.

РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЮ МАСЕЛ, СМАЗОК И ТЕХНИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ И ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ОБЪЕКТАХ

**Карпов А.Б., Кондратенко А.Д., Багдасаров Л.Н.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)**

В настоящее время отсутствуют систематизированная и обобщенная информация об ассортименте закупаемых импортных масел, смазок и технических жидкостей, что не позволяет решать вопросы по замещению импортных смазочных материалов на отечественные без ухудшения их потребительских свойств. Одновременно, диверсификация поставок масел, смазок и технических жидкостей для обеспечения работы основного и вспомогательного технологического оборудования ГТС является актуальной задачей.

В основном смазочные материалы импортируются из ЕС, объем импорта из США и Азиатского региона не является существенным. Четверть от общего объема импорта приходится на Финляндию.

Взаимное согласование конструкции агрегата со свойствами масла (смазки или технической жидкости) – одно из важных средств достижения высокой эксплуатационной и экологической надёжности [1] газотранспортных и газодобывающих объектов.

Цель данной работы – диверсификация ассортимента поставляемых масел, пластичных смазок и технических жидкостей для обеспечения работы основного и вспомогательного технологического оборудования ГТС.

В процессе работы проведены аналитические и экспериментальные исследования по взаимозаменяемости отдельных используемых масел, пластичных смазок и технических жидкостей импортного производства с продуктами отечественного производства.

Результаты работы будут использованы Департаментом ПАО «Газпром», ответственным за реализацию единой корпоративной политики в области транспортировки, подземного хранения и использования газа, ООО «Газпром комплектация», дочерними обществами и организациями ПАО «Газпром» при обеспечении технологического оборудования ГТС маслами, пластичными смазками и техническими жидкостями. Экономическая эффективность обусловлена получением прибыли при замещении импортных смазочных материалов для оборудования на отечественные.

Список литературы:

Глазов Г.И., Ефанова О.Ю., Брыгалина Е.В., Макова А.А. Построение математической модели моторное масло-сажа // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, №4, 2017. С. 31-34.

ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОТИВОИЗНОСНЫХ СВОЙСТВ ГИДРООЧИЩЕННЫХ РЕАКТИВНЫХ ТОПЛИВ И ИХ БАЗОВЫХ КОМПОНЕНТОВ

Кондратенко В.В., Никитин И.М., Сузиков В.В.
(ФАУ «25 ГосНИИ химмотологии Минобороны России»)

Противоизносные свойства реактивных топлив являются одним из основных факторов, определяющих эксплуатационную надежность топливных насосов высокого давления авиационных ГТД. Топливо служит для них смазывающей средой, оказывая существенное влияние на интенсивность изнашивания пар трения в качающем узле насосов.

Противоизносные свойства реактивных топлив определяются наличием в них природных поверхностно-активных веществ (в прямогонных керосиновых фракциях) или противоизносных присадок (в гидроочищенных керосиновых фракциях). В настоящее время для выработки реактивных топлив все более широко применяются процессы гидрокрекинга, также значительно увеличивается глубина гидроочистки керосиновых фракций, что влечет за собой серьёзное ухудшение противоизносных свойств базовых компонентов реактивного топлива.

В представленной работе приведены результаты сравнительной оценки противоизносных свойств реактивных топлив марки РТ и их базовых компонентов, полученных с использованием указанных процессов нефтепереработки, методом по ГОСТ Р 53715 на аппарате ВОС-100, в котором реализован режим трения скольжения в паре трения «шар-цилиндр» и квалификационным методом 25 ГосНИИ МО РФ по СТО 08151164-0245–2017 на установке ПСТ-3, с аналогичной парой трения, в которой реализован режим трения качения с проскальзыванием.

Установлено, что результаты оценки противоизносных свойств товарных топлив РТ обоими методами хорошо коррелируют между собой, в то время, как у керосиновых фракций, полученных по различным технологиям, такая корреляция отсутствует.

Полученные результаты позволяют сделать вывод, что в зависимости от уровня противоизносных свойств топлива процесс износа может протекать по различным физико-химическим механизмам. При низком уровне смазывающей способности износ в аппарате ВОС-100 может развиваться по адгезивному механизму, приводящему к задирам, что снижает достоверность получаемой оценки. Реализованный в установке ПСТ-3 режим трения качения с проскальзыванием позволяет значительно увеличить контактное напряжение в паре трения без риска образования задиров, что позволяет использовать метод по СТО 08151164-0245–2017 в более широком диапазоне изменения противоизносных свойств реактивных топлив.

КЛАССИФИКАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ЗАГРЯЗНЕНИЙ ФЕНОЛСОДЕРЖАЩИМИ СРЕДАМИ

Ольховикова Н.Ю.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Загрязнения фенолом и его производными чрезвычайно опасны для окружающей среды за счет своих токсичных свойств, особенно загрязнение геологических слоев. Из-за миграций увеличивается площадь загрязненной территории и грунтовых вод, что влечет за собой серьезные экологические последствия. Поэтому особую актуальность приобретает необходимость классификации и модернизации уже апробированных, а также создание новых ресурсосберегающих технологий, что является одной из задач программы импортозамещения.

Целью настоящей работы является анализ техники и технологий локализации и ликвидации загрязнений фенолсодержащими средами в Российской Федерации, а также создание алгоритма распределения технологий по группам в зависимости от выбранных критериев и первоначальных классификационных признаков.

К классификационным признакам относятся: объем загрязнения и его концентрация, степень нарушенности ландшафта; сложность и уровень автоматизации аппаратного оформления; возможность комбинации технологий; вероятные эмиссии при реализации технологии; место производства комплектующих; финансовые затраты.

Первая группа методов основана на использовании свойств непроницаемости пород, которые содержат или окружают загрязнение. Это свойство можно усилить с помощью внешнего воздействия, в результате которого происходит уплотнение пород.

Вторая группа методов включает в себя непосредственно технические приемы с использованием дополнительных сорбирующих или непроницаемых материалов, например, «стена в грунте».

Рассмотрение методов обработки загрязненных сред позволило предложить разделение основных технологий на две группы по аналогии с методами рекультивации *in situ* и *ex situ*: с извлечением на поверхность и без этого. Для первой группы методов характерна отмывка грунта и пород от загрязнения, транспортировка извлеченных сред на специализированные технологические площадки. Обработка загрязненных сред без извлечения представляет собой использование биологических методов обработки с помощью реагентов и сорбентов.

Предложенная классификация позволяет определить наиболее подходящие методы локализации и обработки загрязненных областей в зависимости от региональных требований и имеющихся информационных и материальных ресурсов, используя при этом разработки российских компаний.

ОСНОВНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Пантелеев А.С.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Вопрос о необходимости импортозамещения стал особенно актуальным по причине применения в отношении России экономических санкций в 2014 г., последующего снижения цен на сырьевые ресурсы, резкого падения курса российского рубля по отношению к мировым валютам, блокирования доступа к кредитам на международных финансовых рынках и прекращения трансфера технологий. Все эти факторы остро влияют на проблему обеспечения безопасности страны и ставят по-новому вопрос импортозамещения.

Реализация политики импортозамещения обсуждается представителями различных отраслей науки уже довольно долго и до сих пор не нашла однозначной оценки. Это поставило экономику России в ситуацию, когда со всей очевидностью встал вопрос о необходимости мобилизации имеющихся внутренних возможностей поддержки экономики и предотвращения ее коллапса.

В настоящее время действует чрезвычайно большое количество стратегий, концепций, постановлений, распоряжений и государственных программ, которые так или иначе используют термин «импортозамещение», что затрудняет формулирование целей, задач и предполагаемых результатов, приводит к распылению и неэффективному расходованию бюджетных средств, выделяемых на различные меры поддержки отечественных производителей. И, как следствие, эффективность исполнения принятых решений оставляет желать лучшего.

Представляется важным провести «инвентаризацию» всех руководящих документов, затрагивающих вопросы импортозамещения и в рамках процедуры, определенной Федеральными законами РФ, привести в соответствие с текущими реалиями внутренней и внешней экономической ситуации и прогнозами ее развития, сосредоточив их на реализации задач первостепенной важности.

Отсутствие такого подхода приводит к тому, что планы содействия импортозамещению в отраслях промышленности Российской Федерации, при отсутствии документов стратегического уровня, представляют собой разрозненный пакет документов, не увязанных единым целеполаганием, не согласованных в части межотраслевой координации, кооперации и не обеспеченных ресурсами. Они носят характер протоколов о намерениях, не имеют должного экономического обоснования и привязки во времени.

Вышеизложенное позволяет утверждать, что ситуация в сфере импортозамещения требует более глубокого анализа текущего состояния дел в политике импортозамещения за 2015-2017 гг. и установления соответствия декларируемых и реальных результатов в перспективе.

ОПТИМИЗАЦИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ РЕСУРСОВ МЕЖДУ МНОЖЕСТВОМ ПРОЕКТОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЯ

Пападмитриева Л.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В условиях быстро меняющейся рыночной конъюнктуры и смещения вектора конкурентной борьбы в сторону использования инструментов геополитических и экономических ограничений, особую важность приобретает эффективная реализация проектов импортозамещения.

Исторически экономика России носит сырьевой характер. На протяжении двух последних десятилетий $\frac{3}{4}$ экспорта приходилось на углеводороды и металлы, а объём импортной продукции только за период 2000-2014 гг. увеличился в 8,4 раз. После введения санкционных ограничений в 2014 году, российская нефтегазовая отрасль одна из первых почувствовала на себе негативные последствия высокой зависимости от иностранных поставщиков и подрядчиков. Начав широкомасштабную программу импортозамещения, нефтегазовые компании сразу столкнулись с проблемой определения наиболее эффективных проектов и оптимального распределения всегда ограниченных ресурсов между проектами.

В данной работе внимание сфокусировано на основных проблемах, возникающих перед российскими нефтегазовыми компаниями при реализации программы импортозамещения, проводится сравнение отечественных и зарубежных практик управления структурно-технологическим развитием крупных компаний в части формирования портфеля проектов и оптимального распределения ресурсов на их реализацию.

На этой основе предлагаются подходы по адаптации к Российским реалиям методов, доказавших свою результативность в крупных западных транснациональных нефтегазовых корпорациях. Конечным результатам применения этих методов станет эффективное развитие технологической структуры всего российского нефтегазового комплекса с переходом к производству продукции с высокой добавленной стоимостью и повышением конкурентоспособности на мировом рынке.

УПРАВЛЕНИЕ КАЧЕСТВОМ ПРОИЗВОДСТВА СОСУДОВ, РАБОТАЮЩИХ ПОД ИЗБЫТОЧНЫМ ДАВЛЕНИЕМ

Поздеева А.Ю.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Применение документов по стандартизации для целей реализации программы импортозамещения в нефтегазовом комплексе предполагает необходимость адаптации международных и региональных стандартов к национальным, климатическим, географическим условиям и технико-технологическим особенностям стран членов ЕАЭС, в том числе РФ, посредством принятия их в качестве межгосударственных или национальных стандартов, что позволит повысить конкурентные возможности отечественных производителей. В большом количестве технологических процессов на объектах нефтегазоперерабатывающей промышленности используются сосуды, работающие под давлением. Представленная работа посвящена оценке сопоставления нормативно-технических требований документов РФ и США, относящихся к оборудованию, работающему под давлением. В работе был проведен сравнительный анализ следующих разделов рассматриваемых документов: общие технические требования, проектирование, материалы, запасы прочности и допускаемые напряжения, изготовление, термообработка, контроль, испытания. Результаты сопоставления требований документов РФ и США позволяют сделать заключение об идентичности ряда принципиальных положений и эквивалентности уровня обеспечения безопасности при проектировании и изготовлении сосудов, работающих под давлением. К принципиальным положениям относятся такие положения как методы расчета на прочность, требования к основным и сварочным материалам, методы неразрушающего контроля сварных соединений и объем контроля, методы испытания на прочность. Различия анализируемых технических и нормативных подходов заключаются в технических особенностях отечественной и зарубежной промышленности и сложившейся практике проектирования. Таким образом, выполнение требований национальных стандартов РФ не уступает лучшим американским практикам в сфере производства нефтегазового оборудования, а в некоторых моментах даже демонстрирует более высокие требования к безопасности сосудов, работающих под давлением.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ КАЧЕСТВА КРАНА ШАРОВОГО СКВАЖИННОГО ПОВЫШЕНИЕМ ЕГО ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ

Понятов А.С., Ясашин В.А., Чернова Т.А.
(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Арматура сегодня – это неотъемлемая часть любой трубопроводной системы. Расходы на нее составляют, как правило, 10–20 % капитальных затрат. **Говоря о запорной арматуре, стоит более подробно остановиться на кранах, как наиболее распространенной запорной арматуре.**

Краны шаровые типа КШ предназначены для оперативного перекрытия и герметизации трубного канала бурильного скважинного инструмента в целях предупреждения возникновения открытых фонтанов или в процессе их ликвидации при бурении нефтяных и газовых скважин, а также при проведении ремонтных и аварийных работ.

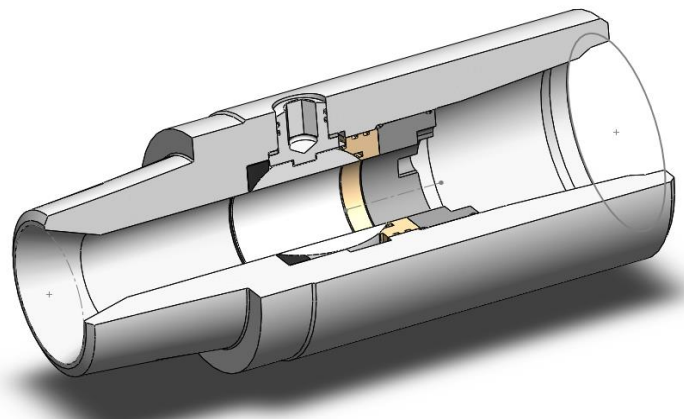


Рис. 1 – типовая конструкция крана шарового скважинного

Анализируя краны по достоинствам и недостаткам, нужно отметить, что наиболее часто встречающимся недостатком является износ уплотнительных поверхностей.

Основным достоинством является герметичность, простота конструкции и низкое гидравлическое

сопротивление.

В России наиболее крупными производителями являются: ЗАО «Пензенский завод трубопроводной арматуры», ЗАО "Тяжпромарматура" и другие. Зарубежный рынок представлен такими производителями, как SISTAG (Швейцария), DKG-EAST (Венгрия), ORBINOX (Испания), HAWLE (Австрия).

Основное требование к обеспечению качества арматуры — сохранение ее герметичности. Именно поэтому показателю качества был проведен сопоставимый анализ нормативно-технической документации отечественных и зарубежных аналогов, показавший конкурентоспособность российской продукции.

В результате проведенных исследований осуществлены промышленные испытания опытной партии конструктивно усовершенствованных КШ, что позволило увеличить порог их рабочего давления на 40%.

РАЗРАБОТКА СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЙ РАСХОДА И ПЛОТНОСТИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В ООО «НИИ ТРАНСНЕФТЬ»

Саванин А.С., Аралов О.В., Буянов И.В.

(ООО «НИИ Транснефть»)

В настоящее время в связи с массовым применением противотурбулентных присадок выявлено их влияние на показания турбинных преобразователей расхода (ТПР). Существующая практика применения данных присадок, а также испытания ТПР в условиях их применения показывает зависимость метрологических характеристик ТПР от свойств этих присадок. Также наблюдается зависимость отказов применяемых в настоящее время ТПР от физико-химических свойств рабочих сред с введенными в них противотурбулентными присадками. Наиболее стабильные метрологические характеристики в условиях изменения физико-химических свойств рабочих сред показали мультвязкостные ТПР (с геликоидным ротором). В настоящее время подобные ТПР на территории РФ не производятся. Поэтому актуальным является разработка отечественного ТПР с улучшенными характеристиками, по сравнению с зарубежными аналогами. Данные ТПР обеспечат стабильное измерение объема проходящей через него рабочей среды (нефти, нефтепродукта) с нормированной точностью в широком диапазоне вязкости и минимальными потерями давления.

В настоящее время в составе систем измерений количества и показателей качества нефти и нефтепродуктов применяются средства измерений плотности различных типов. Для поверки указанных средств измерений применяются эталоны единицы плотности различные по своему конструктивному исполнению, метрологическим характеристикам и условиям применения. Поэтому актуальным является проведение исследований по анализу характеристик существующих эталонов единицы плотности, которые в настоящее время проводятся в ООО «НИИ Транснефть». С учетом результатов исследований актуальным является разработка нового эталона единицы плотности с улучшенными характеристиками в соответствии с ГОСТ 8.024-2002 «ГСИ. Государственная поверочная схема для средств измерения плотности», предназначенного для измерений плотности нефти/нефтепродуктов при условиях транспортирования по технологическим трубопроводам, а также при проведении поверки/калибровки и контроле метрологических характеристик (КМХ) поточных преобразователей плотности.

Внедрение результатов исследований и разработок позволит провести импортозамещение оборудования и обеспечить измерения количества нефти и нефтепродуктов, измерение плотности, поверку средств измерений плотности с применением средств измерений, имеющих одинаковые метрологические и технические характеристики.

ИМПОРТОЗАМЕЩЕНИЕ КРИТИЧЕСКИХ УЗЛОВ ПОДВОДНОГО ДОБЫЧНОГО КОМПЛЕКСА НА ПРИМЕРЕ ПОДВОДНОЙ ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ

Сотскова Е.В.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Большая часть шельфа России является арктической со сложными природно-климатическими условиями. В этой ситуации одним из перспективных направлений развития техники и технологий освоения морских месторождений нефти и газа является использование систем подводной добычи углеводородов.

Преимущества подводных добычных комплексов (далее – ПДК) по сравнению с традиционной добычей заключаются в возможности освоения глубоководных месторождений, круглогодичной разработке арктических месторождений, в повышенной безопасности и экологичности проектов.

На сегодняшний день в России нет аналогов подводных добычных комплексов, без которых невозможно дальнейшее развитие нефтегазовой отрасли. Для реализации разработки морских месторождений на настоящий момент существует единственный путь: создать собственную промышленную высокотехнологичную базу для производства подводных добычных комплексов с привязкой к программе импортозамещения. Импортозамещение – актуальная проблема российской экономики. Действующие санкции США и Евросоюза сформировали технологические вызовы, связанные с разработкой и выпуском новой уникальной продукции, что требует серьезной научной и производственной работы.

При работе над проектом разработки и развития ПДК возникает необходимость в создании нормативных документов, принимающих во внимание дополнительные риски с учетом арктических условий: низкие температуры, ледовая обстановка, обледенение, большие расстояния, продолжительное темное время суток и т.д.

Основная задача работы состоит в подготовке предложений, связанных с разработкой новых отечественных технологий производства подводной фонтанной арматуры для ПДК, выработка рекомендаций для эффективной реализации данного проекта. В данной работе рассматривается возможность импортозамещения подводной фонтанной арматуры, как одной из главной составляющей элемента ПДК. В ходе работы изучено производство подводной фонтанной арматуры зарубежных производителей, проведен сравнительный анализ производителей фонтанной арматуры по инженерным и техническим характеристикам. Ведется работа по изучению американских, норвежских, российских нормативных документов на систему подводной фонтанной арматуры и проводится сравнительный анализ по основным критериям: проектирование, изготовление, конструирование; контроль, испытание; монтаж, демонтаж; материалы; общие положения. Изложены преимущества предлагаемых технологических решений, возможности производства отечественного оборудования, а также даны рекомендации для эффективной реализации проекта и создания конкурентоспособной продукции. К 2022 году планируется представить опытные образцы подводной фонтанной арматуры. Это колоссальная и очень сложная работа, но создав свою технологию добычи, повысив требования по основным критериям для изготавливаемой продукции и обеспечив ее выполнение, создать свой стандарт для изготовления данного технического объекта, который будет иметь требования выше, чем международный стандарт, российские компании смогут уйти от импортозависимости и поднять уровень конкурентоспособности на международном рынке.

ПРОИЗВОДСТВО СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА: ВЧЕРА, СЕГОДНЯ, ЗАВТРА

Ткаченко Е.С.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

Природный газ в современном мире все больше укрепляет свои позиции на звание лидирующего топлива. Благодаря низким негативным экологическим показателям его применение в качестве топлива наиболее выгодно. Трудность использования природного газа возникает при его транспортировке как по экономическим, так и по политическим соображениям: удаленность газовых месторождений от потребителя требует существенных экономических затрат на строительство газопроводов, а политическая нестабильность в мире заставляет отказаться от строительства трубопроводного транспорта за рубежом. Для решения этих вопросов и вопроса о хранении газа эффективно использовать газ в сжиженном состоянии. Сжиженный природный газ (СПГ) – перспективный энергоноситель. Сложность использования состоит в недешевом и технологически непростом процессе превращения природного газа в жидкость и обратной стадии – его регазификации [1,2].

Процесс сжижения газа известен человечеству почти сто лет. Строительство первых заводов, производящих СПГ, происходило в США. Позже заводы были пущены на Аляске, в Алжире, Омане и т.д., построены терминалы «приемки-отправки», развернулась активная рыночная торговля. На сегодняшний день количество действующих заводов в мире составляет 55. Спрос на СПГ увеличивают и современные технологии по получению СПГ: используются плавучие заводы, уже 26 стран имеют мощности по регазификации. Наибольший объем производства СПГ наблюдается в США и Австралии. Касательно российского производства СПГ можно сказать, что отечественный опыт в этом направлении скуден: лишь один завод занимается производством СПГ – Сахалин-2 («Сахалин Энерджи», Дальний Восток). Некоторые проекты по газовым поставкам трубопроводным транспортом приостановлены, поэтому стоит уделить большее внимание разработкам по сжижению газа: «Ямал СПГ»; «Арктик СПГ –1, 2, 3»; «Владивосток-СПГ», «Балтийский СПГ» и др. [1]. Реализация этих проектов расширит экономические возможности России.

Список литературы:

1. Голубева И.А., Мещерин И.В., Дубровина Е.П. Производство сжиженного природного газа: вчера, сегодня, завтра. Мир нефтепродуктов. Вестник нефтяных компаний. 2016. №6. 4-13.
2. Лapidус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г. Газохимия: Учебник для вузов. – М.: Российский государственный университет нефти и газа имени И.М. Губкина, 2013. – 405 с.

**РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ В ПАО «ГАЗПРОМ»
ИМПОРТОЗАМЕЩАЮЩЕГО ИННОВАЦИОННОГО
РАДИОРЕЛЕЙНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СВЯЗИ**

Фрелих Н.В., Перминов А.Н., Шехалев Д.В.
(ООО «Газпром трансгаз Томск», АО «НПФ» «Микран»)

Актуальность работы обусловлена тем, что существующий рынок современного радиорелейного оборудования в России демонстрирует исключительную зависимость от зарубежных производителей, при этом ПАО «Газпром» является одним из основных потребителей радиорелейного оборудования, используемого компанией для построения сети технологической связи.

Целью работы по разработке и внедрению импортозамещающего инновационного радиорелейного оборудования связи (далее – работа), являлось создание эффективного и надежного отечественного оборудования цифровой радиорелейной связи для нужд ПАО «Газпром».

Работа проводилась, начиная с 2011 года, на базе радиорелейного оборудования МИКРЛ РРЛ газопровода Нижне-Квакчикское ГКМ – г. Петропавловск-Камчатский. Итогом выполненной работы явилась разработка, испытание и внедрение инновационного импортозамещающего оборудования радиорелейной связи с характеристиками, не уступающими и превосходящими зарубежные аналоги. При этом разработанная аппаратура обладает гибкой платформой, что делает возможным создание на её базе современных систем радиорелейной связи.

Так, в 2015 году ООО «Газпром трансгаз Томск» Управлением 740 (К.В. Чепуркин) было дано поручение провести межведомственные испытания (МВИ) модернизированных образцов радиорелейного оборудования, планируемого к использованию в проекте МГ «Сила Сибири». В результате исполнения поручения специалистами ООО «Газпром трансгаз Томск» и АО «НПФ «Микран» был создан комплекс цифрового радиорелейного оборудования, обладающий высокими показателями надежности, пропускной способности и требуемой информационной безопасности, который успешно прошёл МВИ.

Таким образом, разработанное импортозамещающее радиорелейное оборудование стало базовым для проекта МГ «Сила Сибири», а так же планируется к применению в рамках реализации перспективных проектов «Реконструкция КЛС Томск – Проскоково – Кемерово – Новокузнецк», «Радиорелейная линия связи газопровода Новосибирск – Барнаул», «РРЛ КС Аганская – Нижневартовск», МГ «Ковыкта – Чаянда» и МГ «Сила Сибири – 2».

ОСВОЕНИЕ НОВЫХ ВИДОВ ТРУБНОЙ ПРОДУКЦИИ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОВЫШЕННЫМ СОДЕРЖАНИЕМ В ДОБЫВАЕМОМ ПРОДУКТЕ СЕРОВОДОРОДА И ДИОКСИДА УГЛЕРОДА

Чабан А.С., Егоров В.А., Симаков М.В., Конищев К.Б.
(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

Специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» были проведены инспекционные и контрольные испытания коррозионностойкой трубной продукции отечественных заводов изготовителей, с целью контроля стабильности качества продукции и возможности применения в скважинах на газовых, газоконденсатных и нефтяных месторождениях ПАО «Газпром», в продукции которых содержится сероводород и диоксид углерода.

В ходе работ специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ» был проведен технологический контроль производства, контроль механических, коррозионных и эксплуатационных свойств трубной продукции отечественных заводов изготовителей.

Разработанные ПАО «Газпром» программы научно-технического сотрудничества с отечественными заводами изготовителями, в соответствии с которыми велась работа, показали свою эффективность в части привлечения промышленного потенциала ведущих российских трубных заводов в решение задач, направленных на освоение трубной продукции предназначенной для освоения Астраханского ГМК, стойкой к коррозионно-активным средам с повышенным содержанием сероводорода и диоксида углерода.

Впервые освоенная трубная продукция отечественного производства показала ряд конкурентных преимуществ относительно зарубежных аналогов, что позволяет уйти от зависимости в зарубежных поставках трубной продукции, предназначенной для эксплуатации в средах с повышенным содержанием сероводорода и диоксида углерода.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ЦЕЛОСТНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН СКВАЖИН СТАЛЬНЫМИ ПЛАСТЫРЯМИ

Шишков В.С., Ярыш А.Т., Зинин Д.В.
(ООО «НПК «ЭКСБУР-К», ООО «НПП «ТРС»)

В связи со старением фонда скважин, увеличением количества эксплуатационных колонн, требующих восстановления их целостности, в последние годы возрос интерес к такому эффективному методу их ремонта, как установка металлических пластырей по технологии «ДОРН». Данная технология была разработана в 80-е годы прошлого столетия во ВНИИКРнефти, как альтернатива американским фирмам «Лайнес» и «Хомко» и эффективно применялась на протяжении десятков лет в отечественной практике. Эта технология выгодно отличается точностью, надёжностью и экономичностью от таких, широко применяемых способов, как цементирование под давлением Различными изоляционными составами, как правило, закупаемыми за рубежом, замена колонны, спуск колонн-летучек и пр. По этой технологии были отремонтированы тысячи скважин.

После вынужденного перерыва в практическом применении технологии «ДОРН», связанного с закрытием производства необходимого оборудования, она вновь оказалась востребованной у производителей для ремонта не герметичных э/к, перевода скважин для эксплуатации выше или ниже лежащих коллекторов, частичного отключения перфорированных участков колонн и пр.

Усилиями наших кампаний (ООО «НПК «ЭКСБУР-К», ООО «НПП «ТРС») удалось полностью сохранить всю производственную, технологическую и профессиональную инфраструктуру, обеспечивающую мобильное использование технологии «ДОРН» при ремонте эксплуатационных колонн нефтяных и газовых скважин Ø Ø 140, 146, 168 и 178 мм. Комплекс оборудования, обеспечивающий применение данной технологии, изготавливается только из отечественных материалов и комплектующих.

Следует подчеркнуть, что отдельные элементы комплекса (скребки гидромеханические, шаблоны гидравлические) имеют самостоятельное применение в других технологических процессах при ремонте скважин

Полная инженерная и производственная самостоятельность в обеспечении своих потребностей оборудованием, высокая мобильность и профессионализм инженерно-технического персонала, независимость от импортных закупок являются привлекательными для Заказчика.

За последние несколько лет нами успешно оказаны сервисные услуги при ремонте скважин в Западной Сибири, в Республике Казахстан.

Мы готовы расширить географию своей деятельности и осуществлять сервисные услуги по ремонту скважин совместно со специалистами КРС Заказчика, как в эксплуатационных, так и в бурящихся скважинах.

СОВРЕМЕННЫЕ ГИДРОФОБИЗИРУЮЩИЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ И КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА СКВАЖИН

Шишков В.С., Ярыш А.А., Миненков В.М., Ченикова Н.А.
(ООО «НПК «ЭКСБУР-К»)

Совершенствование технологий строительства и капитального ремонта нефтяных и газовых скважин диктуют новые требования к технологическим жидкостям (ТЖ) - буровым растворам, жидкостям глушения и т.д.

В компании ООО «НПК «ЭКСБУР-К» разработаны и успешно применены новые гидрофобизирующие растворы для бурения и капитального ремонта скважин: буровой раствор «СИЛИК-БР ХГ» (ТУ 2458-006-39743384-10) и жидкость глушения «СИЛИК-ЖГ200 ХГ» (ТУ 2458-005-39743384-2012).

Основными компонентами указанных систем являются кремнийорганическая жидкость «АМСР-3», комплексный гидрофобизирующий реагент «КР-03» и ингибитор микробиологического заражения и газового воздействия «БД-СИЛИК ХГ».

Данные растворы, обладают повышенными ингибирующими, смазывающими и антиприхватными свойствами, за счет гидрофобных свойств фильтрата и низкого значения показателя фильтрации, обеспечивают сохранение устойчивости стенок скважин и естественных фильтрационных свойств пластов, в течение длительного времени нахождения ствола скважины в открытом состоянии.

Регулируемые реологические характеристики растворов, даже при низких значениях, обеспечивают возможность приготовления раствора плотностью 2,15 г/см³ с достаточной удерживающей и выносящей способностью.

Применение новых систем позволяет предупредить диспергирование разбурываемых глинистых пород, предотвратить осыпи и обвалы стенок скважины, уменьшить вероятность прихватов инструмента, повысить термостойкость и солестойкость применяемых полимерных реагентов, обеспечить увеличение механической скорости и проходки на долото за счет снижения содержания коллоидной составляющей в растворе и улучшения структурно-реологических свойств ТЖ.

Разработанные гидрофобизирующие растворы успешно используются при бурении скважин в сложных геологических условиях нефтяных и газовых месторождений Краснодарского Края, а также при КРС с глубинами более 5000 метров и высокими забойными температурами (до 190 °С) на месторождении в Республике Адыгея.

Конкурентноспособность и эффективность разработанных систем обеспечивается их высокой технологичностью и применением в их составе реагентов исключительно отечественного производства.

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ТРУБОПРОВОДНОЙ АРМАТУРЫ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРИНЦИПОВ СТАНДАРТИЗАЦИИ

Щипаков И.А.

(РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина)

В целях реализации программы импортозамещения в нефтегазовой отрасли, в частности трубопроводной арматуры, был проведен комплекс следующих мероприятий, направленный главным образом на повышение качества трубопроводной арматуры с использованием принципов стандартизации.

Проведен сравнительный анализ основных требований предъявляемых к арматуре трубопроводной для объектов газовой промышленности международным стандартом API 6D/ISO 14313 «Нефтяная и газовая промышленность – Системы трубопроводного транспорта – Трубопроводная арматура» и национальным стандартом ГОСТ Р 56001–2014 «Арматура трубопроводная для объектов газовой промышленности. Общие технические условия».

В общем виде структуры стандартов эквивалентны.

Проведен анализ материалов применяемых при изготовлении арматуры разных типов согласно коду ASME, а так же подобраны отечественные аналоги марок сталей и сплавов для изготовления арматуры по ГОСТ.

Сравнение химического состава и механических характеристик американских сталей с составом и механическими свойствами отечественных аналогов показало, что для большинства представленных материалов механические свойства и состав полностью аналогичны.

Проведен анализ рынка трубопроводной арматуры (импорт, экспорт), выявлены основные зарубежные и отечественные изготовители.

В дальнейшем планируется выявить реальный уровень импортозависимости и проследить тенденцию ее изменения.

Выработать алгоритм и методику построения национальных стандартов при гармонизации с целью учета основных требований международных стандартов и реальных возможностей выполнения данных требований отечественными изготовителями для повышения конкурентоспособности и импортонезависимости отечественной промышленности на рынке.

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1. Геология, геофизика и мониторинг месторождений нефти и газа

Абдрашитова Р.Н., Сальникова Ю.И.

Учет типа водонапорной системы как основа гидрогеологической оценки месторождений углеводородов Западной Сибири.....4

Антипова О.А., Пошибаев В.В.

Результаты U/PB-изотопового датирования детритных цирконов из песчаников Тасеевской серии.....5

Антонов А.А., Жуков Д.С.

Геонавигация в пластах, осложненных большим количеством разломных нарушений на примере бурения горизонтальной скважины на Пилтумском участке Пилтун-Астохского месторождения 6

Антонов А.А., Тимофеева О.В.

Мониторинг разработки месторождений с применением результатов интерпретации 4D сейсморазведки.....7

Ахмедов Э.Г.

Вероятностная оценка нефтяных запасов.....8

Бадикова А.Д., Рулло А.В., Парамонов Е.А., Аблеев Р.И., Просочкина Т.Р.

Возможности применения модуль-сорберов при поиске углеводородов.....9

Будкин Д.В.

Эффективность высокоточной гравиразведки при поисках рифогенных ловушек на территории Волгоградского Поволжья.....10

Валеева С.Е., Успенский Б.В.

Фациальный анализ как элемент системного подхода к изучению залежей сверхвязких нефтей.....11

Варушкин С.В.

Предложения по проведению геологоразведочных работ, путем строительства боковых стволов на объектах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».....12

Вершинин А.Г., Вершинин С.А., Стрельченко В.В.

Информативность волнового акустического каротажа при использовании современной многоканальной кросс-дипольной скважинной аппаратуры.....13

Волков В.Я., Сахаров Б.В., Хасанова Н.М.

Анализ группового состава тяжелых нефтей in situ методом ЯМР.....14

Вязовкина А.О.

Анализ условий формирования флюидопоров рифогенных залежей франско-фаменского возраста в пределах южной части Самарской области.....15

Гуляев Д.Н., Ипатов А.И., Кременецкий М.И., Мартынов В.Г.

Современные тенденции развития контроля разработки в нефтегазодобывающей отрасли.....16

Давлетбакова Л.А.

Новый подход к интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин.....17

Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А.

Арктическая зона Сибирской платформы – ресурсная база и потенциал развития.....18

Ермина Е.А., Срыбник М.А., Эльман К.А.

Геоэкологические и гидрогеологические исследования природных вод Тюменской области при разработке и переработке нефти и газа.....19

Закатов Н.С., Остах С.В., Тощев А.Н.

Прогнозно-аналитическая оценка систематического нефтяного загрязнения технологических сервисных площадок.....20

Изьюров А.Д.

Особенности проявления аутигенного минералообразования в породах-коллекторах Непско-Тирского нефтегазоносного комплекса.....21

Казанкова Э.Р., Корнилова Н.В.

Геоэкологическая безопасность на подземных хранилищах газа (геодинамический аспект).....22

Коваленко К.В., Хисамов Р.С., Скибицкая Н.А., Базаревская В.Г., Кузьмин В.А., Большаков М.Н., Марутян О.О., Халиуллина А.Ф., Самохвалов Н.И., Навроцкий О.К., Доманова Е.Г., Пуго Т.А.

Определение содержания матричной нефти в мезозойских отложениях Восточно-Предкавказской НГО по результатам литолого-петрофизических и геохимических исследований.....23

Кожухарь Р.Л.

Ретроспективный анализ геологической изученности месторождений для оценки неопределенностей проектирования разработки крупных газовых залежей.....24

Козионов А.Е.

Литологическая характеристика и анализ трещиноватости на разных масштабных уровнях отложений рифея по естественным обнажениям Красноярского края.....25

Коробов А.Д., Коробова Л.А.

Фактор тектонического неравновесия – основа прогноза зон изоляции углеводородов баженовской свиты.....26

Крикунов А.И., Рыжов А.Е., Складорова З.П., Канунникова Н.Ю.

Уточнение местоположения погребенных разломов в терригенных отложениях нижнего венда Чаяндинского НГКМ.....27

Куранов Ю.В.

Современная оценка перспектив нефтегазоносности Республики Калмыкия на основе новейших геолого-геофизических данных.....28

Курбанов Р.К.

Повышение точности геонавигации скважин сжатием передаваемых забойных параметров.....29

Лазуткин Д.М., Гуляев Д.Н., Морозовский Н.А.

Контроль разработки низкопроницаемых терригенных коллекторов по данным гидродинамических исследований скважин.....30

Ли Цян, Рыжков В.И.

Методика оценивания сейсмического сигнала для амплитудной инверсии сейсмических данных.....31

Лошкарева В.А.

Биоценозы венд-нижнекембрийских карбонатных пород-коллекторов и характеристика их пустотного пространства.....32

Минлигалиева Л.И.

Перспективы нефтегазоносности зоны передовых складок Урала на основе геомеханического и бассейнового моделирования.....33

Москаленко И.В., Помельникова А.А.

Совершенствование методики прогноза развития терригенных коллекторов чокракского комплекса северного борта Западно-Кубанского прогиба.....34

Мошкина Е.Г., Афанасьева М.А.

Возможности картирования и перспективы разработки газовых струй Черноморского побережья.....35

Навоян Л.У., Кулапова М.В.

Влияние вторичных процессов на петрофизические характеристики карбонатных пород Восточной Сибири.....36

Парфенова Н.М., Косякова Л.С., Григорьев Е.Б., Шафиев И.М.

Геохимические особенности конденсатов Южно-Кишиневского месторождения.....37

Печерский Д.Ю., Коноплев Ю.М., Зубков В.А., Стельмахович В.Л.

Прогнозирование АВПД в глубокозалегающих отложениях мела и юры Ямбургского НГКМ.....38

Равилов Н.Ш., Городнов А.В.

Взаимосвязь между статическими и динамическими упругими характеристиками горных пород.....39

Ракитин М.В.

Можно ли обогнать Запад и Китай в ГИС-бурения (MWD&LWD).....40

Решетников М.В., Шкодин С.Д., Юдин Н.Б.

Мониторинг почвенного покрова над нефтяными и газовыми месторождениями при помощи петромагнитного метода.....41

Самохвалов Н.И., Марутян О.О., Халиуллина А.Ф.

Особенности сушки углеводородонасыщенных пород по данным аспирационной термомассометрии.....42

Сарычева О.В.

Перспективы нефтегазоносных областей шельфа Карского моря.....43

Седнев М.В., Жуков В.С.

Изменения физических свойств коллектора при моделировании роста эффективного давления (на примере ТАС-Юряхского месторождения).....44

Сивайкова Т.В.

Оценка перспектив нефтегазоносности на основе историко-статистического анализа ресурсов нефти и газа.....45

Сребродольская М.А., Фёдорова А.Ю., Фролов В.М.

Применение азимутальных приборов в процессе бурения горизонтальных скважин.....46

Стрижнев К.В.

Технологический центр «Бажен».....47

Федотов Д.С., Подбережный М.Ю., Морозов А.В.

Повышение эффективности проводки горизонтальных скважин путем применения комплексного моделирования и анализа данных на всех этапах бурения.....48

Харитонов А.Л.

Комплексный геолого-геофизический анализ некоторых морфоструктур центрального типа и их связь с месторождениями нефти и газа 49

Харитонов А.Л.

Методология поиска приразломных месторождений нефти и газа по данным измерений магнитного и гравитационного полей.....50

Харитонов А.Л.

О некоторых результатах геолого-геофизического изучения глубинного строения Арктического региона и перспективах нефтегазоносности его территорий.....51

Шамсиев М.Н.

Оценка анизотропии пласта по результатам термогазодинамических исследований вертикальных газовых скважин.....52

Секция 2. Разработка и эксплуатация месторождений природных углеводородов

Акопов А.С., Каранетов Р.В., Мохов С.Н., Бекетов С.Б.

Совершенствование состава для кислотной обработки терригенного пласта-коллектора.....54

Альмухаметова Э.М.

Особенности применения технологии нестационарного заводнения в разработке залежи высоковязкой нефти с коллектором двойной проницаемости.....55

Амерханов Р.М.

Гидродинамическое моделирование процесса парогравитационного дренажа с учетом стадии предварительного прогрева.....56

Бабаев Р.В.

Интегрированные гидрометеорологические системы управления морскими углеводородными комплексами на континентальном шельфе Российской Федерации.....57

Багатаев Р.М.

Проблемы нефтегазодобычи в Дагестане.....58

Борисов Д.В.

Опыт построения и использования интегрированной прокси-модели газового промысла.....59

Бородин С.А., Магадова Л.А., Малкин Д.Н., Крисанова П.К.

Деструкторы на основе ферментов.....60

Булейко В.М., Григорьев Б.А.

Фазовые равновесия пластовых углеводородных флюидов с низким конденсатным фактором.....61

Владимиров И.В.

Технология периодической работы добывающих и нагнетательных скважин в противофазе.....62

Вороник А.М., Каменских С.В., Уляшева Н.М.

Обеспечение качества крепления скважин в интервале продуктивных пластов с высоким содержанием сероводорода.....63

Воронова В.В., Сазонов Ю.А.

Разработка вариантов принципиальных гидравлических схем компоновки наземного оборудования для выбранного эксплуатационного участка.....64

Воронова В.В., Рачкова Е.Е.

Разработка технических решений, необходимых для добычи газа на месторождениях с трудноизвлекаемыми и нетрадиционными запасами углеводородов при обводнении скважин конденсатными и пластовыми водами.....65

Галкин А.Ф., Романов И.С., Курта И.В.	
Регулирование теплового режима нефтяных шахт.....	66
Герасимов А.А., Григорьев Б.А., Александров И.С.	
Анализ применимости PC-SAFT уравнения состояния для прогнозирования термодинамических свойств и фазового поведения сложных углеводородных смесей.....	67
Гулак М.К.	
Актуальные направления повышения энергоэффективности ООО «Газпром добыча Ноябрьск» в условиях падающей добычи.....	68
Еремин Н.А., Мартынов В.Г., Абукова Л.А.	
Цифровизация нефтегазового производства в России и странах ЕАЭС....	69
Заворотный В.Л., Мазуров В.А., Богуцкая М.В., Заворотный А.В., Кокуйкин А.М., Шишков В.С.	
Разработка отечественных эмульсионных технологических жидкостей....	70
Зипир М.Г., Мавлетдинов М.Г.	
Применение передовых технологий при вовлечении в разработку нефтегазоконденсатных объектов Пяяхинского месторождения, обзор текущих результатов и перспективных направлений развития.....	71
Ибрагимов З.Л.	
Эффективное использование пластовой энергии с применением гидравлических машин нового типа.....	72
Ивченко О.В., Мельникова Е.В., Пылёв Е.А., Нифантов В.И., Пищухин В.М., Ивченко М.В., Чурикова И.В.	
Анализ освоения и эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин месторождений Восточной Сибири.....	73
Измайлова Г.Р.	
Нагрев нефтяного пласта совместным ВЧ ЭМ и акустическим полем при одновременной добычи нефти.....	74
Исхаков С.Ш., Наугольников М.В., Седнев А.А.	
Вызовы при разработке Ачимовских отложений на примере месторождений SPD.....	75
Карнов А.Б., Кондратенко А.Д.	
Разработка алгоритма расчета калорийного эквивалента для добываемых попутного нефтяного и природного газов.....	76
Кашников К.А.	
Исследование работы сверхдлинных горизонтальных скважин на основе гидродинамического моделирования многофазных потоков.....	77
Ковалев А.Л., Шеберстов Е.В.	
Учет неравновесности фазовых переходов при расчете фильтрации газоконденсатных систем.....	78
Кожабергенов М.М.	
Изменение свойств пластовой нефти в процессе разработки месторождения Узень.....	79

Кондратенко А.Д.

Разработка нормативного документа для определения группового состава нефти и газоконденсата при разработке месторождений.....80

Коноплева В.С.

Разработка установки для определения поверхностного натяжения по методу Ребиндера.....81

Коняшкин Н.С.

Сокращение технологических потерь газового конденсата при проведении отработок скважин после ГРП.....82

Крисанова П.К., Магадова Л.А., Малкин Д.Н., Бородин С.А.

Структурообразование водных растворов ПАВ в присутствии электролитов.....83

Кучеров К.В.

Борьба с обледенением на морских платформах.....84

Кушеева В.С., Остах С.В.

Разработка методических подходов для мониторинга и ликвидации загрязнения геологической среды на объектах нефтедобычи.....85

Кыдралиева К.А., Нишкевич Ю.А., Тропин А.Ю., Козлов И.А.

Экология разработки и эксплуатации месторождений природных углеводородов как гарантия устойчивого развития нефтегазового комплекса.....86

Мазуров В.А., Заворотный В.Л.

Подбор рецептур буферных жидкостей для цементирования скважин, пробуренных ЭРУО.....87

Макарова А.А., Баранов Н.Д., Алексеев А.Г.

Определение проницаемости кернового образца методом осцилляции порового давления.....88

Макиенко В.В.

Технологии повышения нефтеотдачи в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».....89

Малкин Д.Н., Силин М.А., Магадова Л.А.

Высокотемпературные замедленные сшиватели полисахаридной жидкости ГРП.....90

Малоиван А.В., Миклина О.А.

Оптимизация восстановителя железа для призабойной зоны пласта, применяемая к нефтям в Республике Коми.....91

Мальцева А.А.

Перспективы разработки шельфовых месторождений нефти Балтийского моря.....92

Моисеенко А.А., Рязанов А.А.

Пути повышения эффективности разработки низкопроницаемых коллекторов Западной Сибири на примере месторождения им. В.Н. Виноградова.....93

Морозов П.Е.

Гидродинамические исследования многосекционных горизонтальных скважин.....94

Мохов М.А., Воронова В.В.

Разработка технологических решений, направленных на эффективную добычу нефти и комплекса оборудования для создания экологически чистой тепловой энергии на месторождениях углеводородов в труднодоступных регионах и сложных природно-климатических условиях.....95

Муфтахова С.Т.

Применение системы безрайзерного удаления шлама (RMR) при бурении скважин на шельфе.....96

Мухаметзянов И.З., Главнов Н.Г.

Влияние настройки PVT-моделей нефти на расчетное значение минимального давления смесимости при проектировании газовых МУН.....97

Нифантов В.И., Пищухин В.М., Мельников С.А., Кузнецов С.А., Сингуров А.А., Макарьев О.В.

Эксплуатация и ремонт газовых скважин в условиях водопритока.....98

Панкратова Г.С.

Освоение производства высокопрочных электросварных обсадных труб для обустройства нефтяных и газовых месторождений.....99

Перец Д.С., Симонов М.В., Андрианова А.М., Маргарит А.С.

Применение методов DATA SCIENCE для верификации промысловых данных.....100

Потешкина К.А., Силин М.А., Магадова Л.А., Макиенко В.В.

Возможности применения комплексной технологии на основе полимера и осадкогелеобразующей композиции для повышения нефтеотдачи пластов.....101

Рачкова Е.Е.

Применение технологии TTS на примере Имилорского месторождения.....102

Рогожин Д.И., Остах С.В.

Структурированная система мониторинга месторождений на наличие и концентрацию природных радионуклидов.....103

Роднова В.Ю., Хлебников В.Н., Ефимов Н.Н.

Разработка и исследование гелеобразующего состава на основе золя кремниевой кислоты для ремонтно-изоляционных работ.....104

Рязанов А.А., Агафонов И.А.

Текущие результаты реализации технологии термогазового воздействия на залежь бажендовской свиты Средне-Назымского месторождения.....105

Сагиров Р.Н.

Влияние отходов обработки плавиковой кислотой призабойной зоны пласта на проницаемость пластов.....106

Смирнов К.К., Чудин Я.С., Чашникова Л.В.

Некоторые актуальные задачи научного обеспечения эффективной разработки Астраханского ГКМ.....107

Собин А.М.

Особенности разработки Ярегского нефтетитанового месторождения....108

Срыбник М.А., Эльман К.А., Еремина Е.А.

Актуальность вопроса конусообразования на месторождениях Западной Сибири.....109

Степанова К.И.

Оценка минерально-сырьевой базы и перспективы разработки месторождений зоны Манычских прогибов 110

Татлок Т.С.

Технологические решения для закачки полимерно-гелевой системы в ПХГ, созданное в водоносном пласте.....111

Тяжких С.В., Губенко А.А., Юнусова Л.В., Панкратова Е.И.

Расширение зоны фильтрации закачиваемого газа по латерали и продуктивному разрезу в условиях применения методов повышения конденсатоотдачи (на примере Вуктыльского НГКМ).....112

Фатыхов Р.А.

Гидродинамическая модель движения твердых частиц шлама в кольцевом пространстве при бурении наклонно-направленных скважин.....113

Филатов А.С., Хавкин А.Я.

Оптимизация применения дробных оторочек полимерного раствора для вытеснения нефти.....114

Филиппов С.В., Логинова М.Е.

Применение систем буровых растворов на микропене при бурении нефтяных и газовых скважин.....115

Фишер Г.Ю.

Применение технологии GTL для месторождения Медвежье.....116

Хайбуллина К.Ш.

Разработка комплексной технологии удаления и предупреждения образования асфальтосмолопарафиновых отложений в системе «пласт-скважина».....117

Хакимов И.И., Логинова М.Е.

Экспериментальное изучение влияния водоцементного отношения на механизм возникновения газопроявлений во время ОЗЦ.....118

Хатмуллин А.А., Кунакбаева Л.К., Зайнуллов Т.Х.

Разработка интеллектуального месторождения Западная Курна – 2, Республика Ирак.....119

Цукренко М.С.

Разработка технологии строительства горизонтальных скважин большой протяженности при малых глубинах залегания продуктивных пластов...120

Шеляго Е.В., Абросимов А.А., Язынина И.В.

Современные возможности моделирования кислотного воздействия.....121

Юнусов Р.Р.

Основные направления повышения эффективности разработки месторождений ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».....122

Ян Ин

Анализ влияния проницаемости на выбор способов заканчивания скважин для добычи метана из угольных пластов.....123

Секция 3. Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта углеводородов и нефтегазопродуктообеспечение

Агиней Р.В., Исламов Р.Р.

Методы оценки напряженно-деформированного состояния стенок нефтегазопроводов, работающих в сложных инженерно-геологических условиях.....126

Агиней Р.В., Середёнок В.А.

Особенности строительства подводных переходов магистральных газонефтепроводов методом «труба в трубе» при их реконструкции.....127

Аюпова З.С.

Теплофизические свойства мерзлых и вечномёрзлых грунтов.....128

Багаутдинова Р.Р., Багаутдинов Р.В.

Борьба с коррозией на газопроводах – коллекторах высокого давления..129

Барсуков А.А., Мурзаханов Г.Х., Каленский В.С.

Математическое моделирование динамического разрушения газопроводов из высокопрочных и вязких сталей.....130

Вафин Д.Р., Капаев Р.А.

Оценка инженерно-геологических условий при строительстве подводных переходов методом ННБ.....131

Воронцов Д.В., Милованова В.В., Шушпанов И.Н.

Оптимизация инновационного метода повышения энергоэффективности при транспортировке нефти в условиях Сибири и Дальнего Востока.....132

Гадельшин Р.З., Мумриков М.В.

К определению величины перекрываемого зазора периферийного уплотнения плавающего покрытия резервуара.....133

Гадельшин Р.З., Мумриков М.В.

Исследование герметичности периферийного уплотнения плавающего покрытия резервуара.....134

Галинский А.А., Рябков А.В.

Проектирование сварных конструкций понтонных модулей для трубопроводов в условиях Сибири и Крайнего Севера.....135

Гумеров К.М., Харисов Р.А., Распопов А.А.

Уравнение равновесия трубопровода.....136

Девецкий В.В., Штанько Е.О.

Применение визуального и измерительного контроля сварных соединений в нефтяной и газовой промышленности.....137

Зацепин С.С., Купцов С.М.

Оценка эффективности использования разных теплообменников типа «жидкость-газ» на компрессорных станциях.....138

Звягин И.А., Куклина А.Н.

Проектирование системы малотоннажного СПГ.....139

Имакаев Р.В.

Оценка напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводных систем в условиях Крайнего Севера.....140

Исламов И.М.

О воздействии разницы температур на газопровод.....141

Исупова Е.В.

Математическое моделирование электрического поля катодной защиты трубопроводов промышленных площадок с учетом экранирующего влияния защитных заземлений.....142

Каримова Г.И.

Проблемы трубопроводного транспорта нефтяных смесей.....143

Козырев О.А., Варшицкий В.М.

Определение цикличности нагружения объектов трубопроводного транспорта.....144

Коршак А.А.

Метод оценки потерь нефти и нефтепродуктов от «больших дыханий» без использования коэффициента оборачиваемости.....145

Кутуков С.Е., Фридлянд Я.М., Гольянов А.И.

О формировании оптимальных смесей для последовательной перекачки нефти.....146

Левитин Р.Е.

Испарение при хранении углеводородов в резервуарах.....147

Леонович И.А.

Процессно-ориентированный подход к обеспечению безопасности промысловых трубопроводов.....148

Макишин А.А., Мурзаханов Г.Х., Семенов А.С.

Прочностной расчет участка газопровода закрытой прокладки ГНБ в футляре с учетом температурного перепада.....149

Малинкина Е.В.

Актуальные вопросы терминологической работы. Опыт стандартизации терминологических элементов в области магистрального трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.....150

Малиновский К.В.

Применение интегральных математических моделей при формировании рискованных резервов газораспределительных организаций.....151

Мацюк Р.А.

О необходимости анализа действительных ударных нагрузок и воздействий на защитное покрытие трубопровода.....152

Мингалеева Р.Д.

Применение автономных комбинированных энергетических установок с накопителями энергии на объектах газотранспортных систем.....153

Михеев Д.М., Некучаев В.О.

Изучение влияния ультразвуковой, магнитной и тепловой обработки на реологические свойства нефтей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.....154

Мишарин Д.А., Ряховских И.В., Богданов Р.И., Адмакин М.М.

Перспективы применения нелинейных методов оптимизации и систем мониторинга на базе волоконно-оптических датчиков деформации для прогнозирования кинетики развития КРН МГ.....155

Монич К.П.

Мониторинг положения свай устройством обработки лазерных сигналов.....156

Мустафин Ф.М.

Прогнозирование долговечности защитных покрытий газонефтепроводов.....157

Назаров Р.Ю., Кантемиров И.Ф.

Повышение эффективности виброкомпенсирующих систем магистральных насосных агрегатов.....158

Найманбаев Ф.Ж.

Численное моделирование ударно-волновых процессов при течении газа по трубопроводу с соединениями сложной формы.....159

Некучаев В.О., Михеев М.М.

Влияние тиксотропии, термообработки и депрессорных присадок на начальное напряжение сдвига и время безопасной остановки магистрального нефтепровода «Уса-Ухта».....160

Носов В.В.

Акустико-эмиссионная оценка состояния магистральных трубопроводов.....161

Олейников Д.А., Михайлова Д.В.

Новые методы термобарического расчета газопроводов нового поколения.....162

Олейникова Д.А., Гнатюк Д.В.

Сооружение трубопроводов на Крайнем Севере.....163

Овчаров С.В., Гамера Ю.В., Петрова Ю.Ю.

Расчетная модель распространения излучения при горении высокоскоростных струй газа.....164

Попова Т.В.

Использование теплоты уходящих газов газотурбинных установок в системе подготовки топливного и пускового газа.....165

Прошин В.С., Рябков А.В., Галинский А.А.

Разработка типа соединения композитных понтонных модулей в условиях Сибири и Крайнего Севера.....166

Рак О.А., Истомин А.И., Кунгурцева С.А., Баранова Н.А., Богатенков А.В.

Перспективы изоляции труб двухслойным эпоксидным покрытием в условиях быстровозводимых заводов и ремонтных баз.....167

Робышева А.А., Вознюк Е.В.

Планирование ремонтных работ линейной части магистральных газопроводов с использованием критериального подхода.....168

Рябков А.В., Галинский А.А.

Разработка новой технологии укладки трубопроводов на композитных понтонных модулях в условиях Сибири и Крайнего Севера.....169

Савельев К.Н.

Укрепление грунтов при строительстве сооружений нефтегазового комплекса с использованием отходов синтетических цеолитов.....170

Самигуллин Г.Х., Егорова Д.В., Самигуллина Л.Г.

Обеспечение безопасной эксплуатации линейной части магистральных трубопроводов на основе моделирования риска аварии.....171

Семейченков Д.С., Тухбатуллин Ф.Г.

Сокращение потерь природного газа в системе газораспределения за счет применения балансовых карт.....172

Скородумов С.В., Никитин Н.Ю., Нестеров Г.В.

Разработка методических подходов к распространению результатов испытаний металла труб на эксплуатируемые трубные секции.....173

Соколов А.А., Некучаев В.О.

Экспериментальное изучение выполнения правил аддитивности вязкости и плотности при смешивании тяжелых и легких нефтей месторождений Республики Коми.....174

Тарарычкин И.А.

Влияние состава и структуры трубопроводной системы на её способность противостоять развитию аварийных ситуаций 175

Теленко А.С., Крапивский Е.И.

Обоснование газоснабжения удаленных от трубопроводов населенных пунктов искусственными газовыми гидратами.....176

Ткачев А.А., Красеньков А.П.

Ультразвуковой контроль тонкостенных сварных соединений труб малого диаметра внутридомовых газопроводов по программе фонда капитального ремонта г. Москвы.....177

Уланов В.В., Солонин П.И.

Моделирование гидравлического удара в магистральных нефтепроводах.....178

Федоров П.В.

К вопросу определения времени безопасной остановки магистрального нефтепровода.....179

Федосеев А.Ю., Калинин А.Ф.

Особенности проведения промывки проточной части осевого компрессора газотурбинного двигателя на работающем ГПА.....180

Фигаров Э.Н., Лебеденко И.Б., Варшицкий В.М.

Определение технологических параметров ремонта трубопроводов с ненормативной кривизной оси.....181

Фролов М.Д., Берг В.И.

Разработка способа равномерного нанесения стеклоткани на поверхность трубопровода.....182

Харитонов Е.В., Дусметова Г.И., Шарифуллин А.В., Байбекова Л.Р., Бурова Г.О., Оладеле Э., Окекве Р.

Разработка энергоэффективных противотурбулентных присадок в рамках политики импортозамещения.....183

Хасбиуллин И.И., Зверев Ф.С., Валиев М.И.

Применение противотурбулентных присадок при трубопроводном транспорте нефти и дизельного топлива: оценка эффективности присадки и факторы, влияющие на данный показатель.....184

Четверткова О.В., Распопов А.А., Гумеров К.М., Ямилев М.З.

Численное моделирование механически неоднородных сварных соединений.....185

Шайхутдинова М.Ш., Дудников Ю.В., Гоц С.С., Ямалетдинова К.Ш.

Оценка энергетических характеристик донных отложений электрофизическими методами.....186

Шаталов Д.А., Сапсай А.Н.

Обеспечение работоспособности подводных переходов магистральных трубопроводов.....187

Шестаков А.А., Худякова Л.П., Широков А.В., Хажиев А.Д., Симонов А.В.

К вопросу о влиянии катодной поляризации на жизнеспособность СВБ.....188

Шестаков Р.Ю., Айсматуллин И.Р., Слепнёв В.Н.

Системный подход по обеспечению безопасности территорий приоритетной защиты и объектов социальной инфраструктуры от разливов нефти и нефтепродуктов.....189

Шпотаковский М.М.

Один из аспектов проблемы энергосбережения при трубопроводном транспорте природного газа.....190

Секция 4. Технология переработки нефти и газа, нефтехимия и химмотология топлив и смазочных материалов

Агабеков С.С., Анисимов В.Г., Багдасаров Л.Н.

Разработка рецептуры эмульсола водосмешиваемой смазочно-охлаждающей жидкости для обработки авиационных сплавов.....192

Адгамов И.Ф., Шаталов К.В.

К вопросу применения программного комплекса «Дизель-РК» при решении задач химмотологии.....193

Андреева А.В.

ПАО «Газпром нефть»: российские инновационные технологии в нефтепереработке. Промышленный опыт эксплуатации катализаторов каталитического крекинга подтверждают конкурентные преимущества технологии «Газпром нефть».....194

Андреева А.В.

ПАО «Газпром нефть»: российские инновационные технологии в нефтепереработке. Максимальное восстановление активности катализатора глубокой гидроочистки нефтяных фракций.....195

Андреева А.В.

ПАО «Газпром нефть»: российские инновационные технологии в нефтепереработке. Разработка и внедрение высокоэффективного катализатора процесса олигомеризации бутан-бутиленовой фракции для производства высокооктанового компонента автомобильного бензина.....196

Анисимов Д.И.

Исследование возможности применения искусственных нейронных сетей для расчета эксплуатационных свойств нефтепродуктов.....197

Артемова М.И., Чудаков Я.А., Глотов А.П., Ставицкая А.В., Винокуров В.А.

Синтез металлических катализаторов на основе галлуазита для парциального окисления ароматических соединений.....198

Артемьева Ж.Н., Дьячкова С.Г., Кузора И.Е., Старикова О.В., Посельская Т.Ю.

Производство топлива маловязкого судового с вовлечением тяжелых компонентов и депрессорно-диспергирующих присадок.....199

Ахмедов К.Н., Килякова А.Ю., Тонконогов Б.П.

Использование алкилнафталиновых масел в качестве дисперсионной среды полимочевинных смазок.....200

Бабидорич М.И., Реутова О.А.

Реконструкция установки гидроочистки бензина комплекса ЛК-6У Павлодарского нефтехимического завода.....201

Байгускарова Л.Ф., Гадынанова С.Ф., Гайсина А.Р.

Оптимальное компаундирование котельных топлив.....202

Баканев И.А.

Моделирование и анализ технологий сжижения природного газа для условий арктического климата.....203

Балак Г.М., Приваленко А.Н., Орешенков А.В.

Принципы идентификации горюче-смазочных материалов при оценке их соответствия требованиям государственного заказчика.....204

Балобаева Н.Н., Леонтьева А.И., Брянкина А.Н.

Анализ эффективности использования металлов в наноструктурированной форме в процессах каталитического крекинга нефтяного сырья (нефти, мазута, печного топлива).....205

Беломестнова Ю.С., Татур И.Р., Леонтьев А.В.

Стабилизация процессов термоокислительной деструкции защитных жидкостей для баков-аккумуляторов горячего водоснабжения при их эксплуатации.....206

Бриков А.В., Маркин А.Н.

Осложнения при эксплуатации гликолевых систем в нефтегазодобывающей промышленности.....207

Брянкин К.В., Альмансури Ахмед Чид Ауда, Алаамери Ехсан ХашиМ Мохаммед

Минеральные композиции элементов фильтра для процесса адсорбционной десульфуризации нефти и продуктов ее переработки.....208

Булавка Ю.А., Якубовский С.Ф., Хохотов С.С., Ляхович В.А.

Инновационный подход к переработке тяжелой смолы пиролиза углеводородного сырья.....209

Буров Е.А., Иванова Л.В.

Исследование эффективности действия депрессорно-диспергирующих присадок в дизельном топливе различного состава.....210

Васильев Д.А.

Состояние и перспективы развития процесса термолиза отработанных шин.....211

Васильев Д.А.

Новые катализаторы процесса каталитического пиролиза бензина.....212

Власенкова Л.А.

Исследование химической стабильности современных топлив для реактивных двигателей.....213

Власова Г.В., Пивоварова Н.А., Колосов В.М., Сальникова Т.В.

Исследование влияния технологических добавок к углеводородному сырью на процесс образования отложений.....214

Волошин Я.З., Бузник В.М., Бугаенко М.Г., Белая И.Г., Санджиева Д.А., Дедов А.Г.

Использование новых функциональных углеродных и керамических материалов на основе клатрохелатов d-металлов для получения молекулярного водорода.....215

Габдулов И.Н., Кадыров Т.Ф.

Повышение эффективности работы входных сепараторов УОГ на УКПГ Ямбургского месторождения.....216

Гаврилов П.А., Красная Л.В., Чернышова А.В., Зуева В.Д., Приваленко А.Н.

Разработка методов исследования загущающей присадки «Максойл ВЗ-011», входящей в состав гидравлического масла АМГ-10.....217

Газаров К.Р., Мещеряков С.В., Газаров Р.А.

Сравнительная оценка протонной кислотности твердокислотных катализаторов изомеризации легких парафинов методом ИК-спектроскопии.....218

Галиуллин Э.А., Фахрутдинов Р.З., Фарахов М.И.

Сравнительный анализ качества битумов, полученных из ашальчинской тяжелой нефти по различным технологиям.....219

Ганина А.А., Дьячкова С.Г., Кузора И.Е., Деркач Д.С.

Современные автомобильные бензины с присадками на основе отечественного сырья.....220

Гарипов Р.М., Козлов И.А.

Экологическая безопасность предприятий ТЭК. Расчет загрязнения атмосферы вредными выбросами на примере топливозаправочного комплекса.....221

Гафарова Э.Б., Бургуа-Зебальос Д.

Пассивация катализатора получения ароматических углеводородов оловом при переработке ПБФ.....222

Гафарова Э.Б., Бургуа-Зебальос Д.

Влияние содержания олова при получении ароматических углеводородов из ПБФ на пассивацию катализатора Zn-ZSM-5(90).....223

Гейгер В.Ю.

Рынок серы – сегодня и прогнозы.....224

Геяси П.А.Ф.

Производство этилена из различного вида сырья на заводах России.....225

Гличева К.Р., Алексанян К.Г., Килякова А.Ю.

Тиокарбамоильные производные хитозана—компонент загустителя биоразлагаемой смазки.....226

Голдобина М.А., Давыдова М.В.	
Аспекты переработки синтез-газа.....	227
Голованова Е.В., Макаров А.Д.	
Свойства полужидких силикагелевых смазок для тяжелонагруженных узлов трения.....	228
Головачев А.О.	
Использование водорода для увеличения эффективности моторно-топливных смесей.....	229
Горюнова А.К.	
Разработка отечественной противоизносной присадки к авиакеросинам.....	230
Григорьева О.С., Вдовина С.В.	
Улучшение смазывающих свойств дизельного топлива введением присадок.....	231
Давыдова М.В., Голдобина М.А.	
Процесс каталитического пиролиза углеводородов.....	232
Дашкина А.В.	
Аминовая очистка газов от кислых примесей, анализ проблем.....	233
Дворецкас Р.В., Жилин И.И.	
Совершенствование процесса промысловой подготовки нефти на УПСВ ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».....	234
Демичева Е.А., Давыдов И.А., Никифоров М.П.	
Экспресс-определение (скрининг) полихлорированных бифенилов в трансформаторных маслах энергетического оборудования.....	235
Дубровина Е.П.	
Оптимизация производства сжиженных природных газов в условиях арктического климата.....	236
Ефанова О.Ю.	
Зависимость маслосъемности сажи от ее удельной поверхности.....	237
Заганишина В.Р.	
Проблема коксообразования в процессе пиролиза.....	238
Зимин А.А., Карелов Д.С., Кузьмина Р.И.	
Исследование активности сульфидированного (CUNIMO/AL ₂ O ₃) катализатора.....	239
Зиннатуллина Г.М., Спащенко А.Ю., Баулин О.А.	
Разработка бифункциональной присадки для дизельных топлив.....	240
Исупова Е.С., Гуреев А.А., Абалаков А.А., Будко А.А.	
Регулирование низкотемпературных свойств битумов дорожных марок.....	241
Исхакова И.И., Климентова Г.Ю., Гаптелганиева И.И.	
Синтез и исследование свойств компонентов топливных присадок.....	242
Кагерманов Ш.Ш.	
Разработка катализаторов дегидрирования изобутана.....	243

Караваев А.А., Митиненко А.С., Локтев А.С., Дедов А.Г.	
Превращение этанола на цеолитах MFI синтезированных гидротермально-микроволновым методом.....	244
Карпенко О.В., Грушова Е.И.	
Интенсификация процесса обезмасливания гачей методом статической кристаллизации.....	245
Карпунина А.О., Столоногова Т.И., Самойлов В.О., Чернышева Е.А., Капустин В.М.	
Исследование влияния кислородосодержащих добавок различного состава на физико-химические свойства бензиновых фракций.....	246
Киташов Ю.Н., Ляхов А.Г., Дюков К.В., Назаров А.В.	
Плазменная технология для утилизации органических отходов.....	247
Козлов А.М., Кондратенко А.Д.	
Разработка предложений по обеспечению качества продукции на установках малотоннажного производства сжиженного природного газа.....	248
Колотова Д.С., Деркач С.Р., Simonsen G., Sjöblom J.	
Моделирование процесса кристаллизации воды в инвертных водонефтяных эмульсиях.....	249
Кондратенко А.Д.	
Разработка методики определения натрия и калия в природном газе.....	250
Кондратенко А.Д.	
Разработка методики определения общей серы в природном газе.....	251
Кондратенко А.Д.	
Разработка терминологической базы в области качества природного газа.....	252
Кондратенко А.Д.	
Разработка методики определения энергии природного газа.....	253
Кривошеева А.С.	
Применение термического анализа при исследовании пиролиза бессернистого сырья.....	254
Кугай М.А., Маньшев Д.А.	
Обоснование требований к условиям испытаний моторного масла в Ф-модели процесса хранения.....	255
Кудряшов И.Р., Равилов А.Р.	
Модернизация процесса переработки ШФЛУ на установке получения пропан-бутана производства Уренгойского ЗПКТ.....	256
Кузнецов А.Е., Заворотный В.Л., Стародубцева К.В., Слепченко Н.А.	
Разработка регуляторов фильтрации промывочных жидкостей (РУО).....	257

Кузнецов О.А., Томина К.А., Кузнецова Е.О.

Исследование возможности очистки природного газа с выделением диоксида углерода.....258

Куриленко И.А.

Определение адсорбции аммиака как способ оценки активности катализаторов.....259

Леонтьев А.В., Татур И.Р., Беломестнова Ю.С.

Улучшение эксплуатационных свойств защитных жидкостей для баков-аккумуляторов горячего водоснабжения энергетических предприятий.....260

Леонтьева А.И., Балобаева Н.Н., Аль Фадхли Кхазаал Хамид Кхазаал, Аль Рубайи Раафат Абдурахман Ахмет

Устойчивость водонефтяных эмульсий.....261

Макаров А.П.

Оценка эффективности применения концентратов вязкостных присадок, разработанных на ООО «Газпромнефть-СМ» для производства автомобильных масел.....262

Махин Д.Ю., Кошевой В.О., Капустин В.М.

Проблемы производства нефтяных твердых парафинов по ГОСТ 23683.....263

Мехедова А.А.

Анализ проблем эксплуатации установок комплексной подготовки природного газа.....264

Михайлов А.А., Иванова М.С., Томский К.О.

Комплексная очистка отходящих газовых выбросов.....265

Муниров Т.А., Давлетшин А.Р., Амангельдиев Д.М., Мунирова А.А.

Исследование процесса риформинга в безводородном режиме на бесплатиновых катализаторах.....266

Мурашкина А.В.

Исследование влияния параметров процесса окисления на компонентный состав гудрона висбрекинга.....267

Мустафин И.А., Лапшин И.Г., Ганцев А.В., Судакова О.М.

Разгонка высокосернистой битуминозной нефти Ашальчинского месторождения в присутствии ультрадисперсной каталитической системы.....268

Мухин И.Е., Локтев А.С., Дедов А.Г., Мусеев И.И.

Новые активные и селективные катализаторы кислородной и углекислотной конверсии метана в синтез-газа на основе цеолитов MFI.....269

Нагиев Р.С., Водянкина О.В., Чернов Е.Б., Горленко Н.П.

Бимодальный оксид алюминия в практике приготовления катализаторов гидроочистки.....270

Назаров А.В., Киташов Ю.Н., Зоркин В.А.	
Переработка нефтешламов с использованием комбинированной волновой технологии.....	271
Настин А.Н.	
Анализ технологий получения сжиженного природного газа в условиях арктического климата.....	272
Нгуен Тхи Тхань Иен, Моисеева А.С., Зоря Д.В., Оверин Д.И.	
О нормировании свойств дорожных вяжущих.....	273
Носырева А.А.	
Оптимизация технологии производства СПГ в условиях арктического климата.....	274
Оганянц С.С.	
Применение термодинамического метода для разработки технологии процессов получения метанола и диметилового эфира из синтез-газа.....	275
Ощёхин К.Н.	
Исследование влияния температуры активации Со-содержащего катализатора на синтез Фишера-Тропша.....	276
Павловский В.В.	
Влияние температуры восстановления катализатора Co/SiO ₂ на показатели процесса Фишера-Тропша.....	277
Пархоменко А.А., Марченко Д.Ю., Санджиева Д.А., Иванова Е.А., Кузнецова О.В., Удовиченко А.Н., Дедов А.Г.	
Новый экспресс-метод определения азот- и серосодержащих органических соединений в топливах	278
Перминов С.М.	
Реакции белла-будуара и водяного газа в условиях синтеза Фишера-Тропша.....	279
Пилипенко М.С., Иванова Л.В., Примерова О.В.	
Новый способ синтеза пара-толилгидразина путем восстановления соли диазония формамидинсульфиновой кислотой.....	280
Попов В.А.	
Полезное использование попутного нефтяного газа. Использование установки на топливных элементах.....	281
Потанин Д.А., Ершов М.А., Капустин В.М.	
Разработка технологии получения высокооктанового бензина на основе низкооктановой нефти процесса Фишера-Тропша.....	282
Примерова О.В., Стяжкова А.А., Кошелев В.Н., Иванова Л.В.	
Синтез новых 1,2,4-триазолов – потенциальных антиокислителей полимерных материалов.....	283
Пряхина Д.В.	
Малотоннажные GTL-процессы на базе парциального окисления углеводородных газов без стадии получения синтез-газа.....	284

Пурис А.А.

Влияние фракционного состава Со-катализатора на синтез углеводородов из СО и Н₂.....285

Рамазанова А.Р., Тараканов Г.В., Нурахмедова А.Ф., Савенкова И.В.

Перспективные направления глубокой переработки газовых конденсатов.....286

Родина Е.В.

Перспективы производства и реализации серы Астраханского и Оренбургского ГПЗ (ПАО «Газпром»).....287

Ростовцев В.О.

Рассеяние природного газа при стравливании через нестационарные источники.....288

Рулло А.В., Цадкин М.А., Бадикова А.Д., Хафизов Р.Р.

Опытно-промышленные испытания нового контактора для процесса сернокислотного алкилирования изобутана олефинами.....289

Рябов В.Д., Чернова О.Б., Бронзова И.А.

Катализаторы крекинга в реакциях алкилирования и ацилирования.....290

Салих И.Ш.С., Мухаматдинов И.И., Вахин А.В.

Изменение фракционного состава асфальтенов высоковязкой нефти в процессе каталитического акватермолиза.....291

Самохвалова В.А.

Подготовка газа к сжижению: очистка природного газа от ртути.....292

Самсоненко И.А.

Исследование адсорбентов выделения гелия.....293

Санжаров В.В., Новиков Е.А., Сергеев Ю.А., Сафиева Р.З.

Перспективы использования метода фракционирования нативных асфальтенов в поперечном температурном поле для характеристики дегазированных нефтей.....294

Санников Д.М.

Суспензионное топливо из канско-ачинских бурых углей.....295

Сердюкова Е.Ю., Кожевникова Ю.В., Чернышева Е.А., Гершун А.В.

Применение растительного сырья с целью получения альтернативных топливных компонентов.....296

Сидорина А.М., Тонконогов Б.П., Багдасаров Л.Н.

Разработка метода искусственного старения масел для подшипников жидкостного трения прокатных станов.....297

Симонова Е.В., Кузора И.Е., Дубровский Д.А.

Рациональное использование ловушечного нефтепродукта.....298

Сорокина А.С., Оганесян А.Н., Уэртас С., Иванова Л.В.

Получение нафтеновых кислот карбоксилированием циклоалкенов.....299

Сорокова И.И., Шаталов К.В., Лихтерова Н.М.	
Разработка модельных образцов авиационных топлив.....	300
Стародубцева К.В., Заворотный В.Л., Мазуров В.А., Кузнецов А.Е., Заворотный А.В., Кокуйкин А.М., Шишков В.С.	
Модификация ПАВ – регуляторов свойств РУО.....	301
Старынин А.Ю., Макашева А.Г.	
Основные направления повышения эффективности установки получения серы на Московском НПЗ.....	302
Стенина Н.Д., Сафиева Р.З., Гуцин П.А., Антонов С.В., Паренаго О.П.	
Физико-химические свойства гелей на основе наноцеллюлозы.....	303
Струговец Г.А., Килякова А.Ю., Тонконогов Б.П.	
Использование полимочевины в качестве загустителя эмульсионных буровых растворов.....	304
Стуков А.В., Иванова Л.В., Буров Е.А.	
Исследование низкотемпературных свойств компонентов товарного КГС Сургутского ЗСК.....	305
Тайлембаева Ж.Т., Шульга И.В., Городкова Ю.А.	
Получение многослойных углеродных нанотрубок (МУНТ) в процессе каталитического пиролиза пропан-бутановой фракции.....	306
Ткаченко Е.С.	
Производство сжиженного природного газа: вчера, сегодня, завтра.....	307
Тополук Ю.А., Елизарова Н.И.	
Сравнительное изучение каталитической активности рециркулирующих NiMoW-сульфидных нанодисперсных систем в реакциях гидрирования бициклических углеводов.....	308
Трифорова А.Г.	
Применение термодинамического метода для разработки технологии промышленных процессов.....	309
Трухин Г.О., Гафарова Э.Б.	
Влияние содержания цинка на конверсию ПБФ при получении ароматических углеводов на катализаторе Zn-ZSM-5(90).....	310
Уткина М.В.	
Спиртоводоугольные топлива как перспективное направление использования угля.....	311
Фаттахова Р.А., Ихсанов И.А.	
Изменение физико-химических свойств нефтяных пеков при хранении на воздухе.....	312
Хакимов Р.В., Капустин В.М.	
Роль МТАЭ в композиции высокооктановых добавок к бензинам.....	313
Ходорченко П.П.	
Реакции белла-будуара и водяного газа в условиях синтеза Фишера- Тропша.....	314

Черепанов В.Д., Кузора И.Е., Дубровский Д.А., Семенов И.А.

Исследование тяжелых остатков переработки нефти для оценки использования их в качестве сырья для производства технического углерода.....315

Черепанова А.Д., Шаталов К.В.

Исследование характера распределения результатов анализа нефтепродуктов.....316

Шараева А.В.

Анализ возможности получения олефинов в сопряженных процессах на основе технологического горения.....317

Шаталов К.В.

О единстве измерений в химмотологии.....318

Широков В.А., Сурков В.В.

Совершенствование топливно-энергетического баланса нефтеперерабатывающих предприятий.....319

Шиянова К.А., Шаповалова О.В.

Исследование влияния различных катализаторов на процесс матричной конверсии природного газа.....320

Шукралиева А.Ш., Артемова М.И., Нутчина М.А., Седойкина А.С.

Исследование каталитических покрытий кобальтсодержащих систем в процессе синтеза углеводородов из СО и Н₂.....321

Шумакаева С.З., Килякова А.Ю.

Использование сложных эфиров в качестве дисперсионной среды пластичных смазок.....322

Эльман К.А., Срыбник М.А., Еремина Е.А.

Применение наногетерогенных катализаторов на месторождениях Западной Сибири.....323

Юсевич А.И.

Проблема регенерации нефтехимического сырья из полимерных композиционных материалов на примере переработки резиновых отходов.....324

Секция 5. Проектирование, изготовление и эксплуатация оборудования и сооружений нефтегазового комплекса

Агиней Р.В., Александров О.Ю.

Разработка методики оценки коррозионной опасности геомагнитных блуждающих токов, воздействующих на магистральные газонефтепроводы.....326

Аксёнов А.Ю.

Гибридная ступень лопастного насоса для добычи нефти.....327

Алексеев И.Н., Терехов А.Л.

Оценка профессиональных рисков на компрессорных станциях магистральных газопроводов (КС МГ) в Арктической климатической зоне.....328

Бахиян Н.А.

Влияние газа на работу УЭЦН в условиях Ванкорского месторождения.....329

Вышегородцева Ю.В., Мамалиев И.Н.

Исследование работы ступеней электроприводных лопастных насосов при перекачке вязкой жидкости.....330

Габдулов И.Н.

Определение оптимальных режимов эксплуатации турбодетандерных агрегатов на УКПГ Ямбургского НГКМ.....331

Герасимов И.А.

Оптимизация работы подогревателей газа на газораспределительных станциях.....332

Дубинов Ю.С., Дубинова О.Б.

Разработка комплексной методики расчета приведенных напряжений, возникающих в стальных и стеклопластиковых насосных штангах различной конструкции.....333

Ермаков К.В., Белоусенко И.В., Портнягин Н.Н., Рябов Ю.Г.

Концепция блокирования прямых молниевых разрядов в электротехнические комплексы опасных производственных объектов.....334

Завьялов А.П.

Оптимизация подходов к выполнению экспертизы промышленной безопасности технических устройств нефтегазовых производств.....335

Кирюшин П.Н.

Риск-ориентированный подход создания систем противоаварийной автоматической защиты.....336

Козлов А.М., Кондратенко А.Д.

Разработка технологического регламента на малотоннажное производство СПГ, используемого в качестве моторного топлива.....337

Купцов С.М.

Температурный режим ликвидации парафиновых пробок в нефтяных скважинах.....338

Ле Чунг Хиеу, Безкоровайный В.П.

Внедрение технологии ВІМ и её преимущество при реализации проектов МНГС для нефтегазовых компаний Вьетнама.....339

Лукьянова О.А., Дубинов Ю.С.

Использование эффекта двойникования никелида титана при проектировании диафрагменных насосов.....340

Лысков А.А., Молчанова Е.А.	
Обзор тенденций развития буровых долот.....	341
Мастюгин А.М.	
CFD моделирование спиральновитого теплообменного аппарата.....	342
Невская Е.Е.	
Обоснование взрывоустойчивости зданий и сооружений на объектах нефтегазового комплекса в расчетах риска аварий и СТУ.....	343
Орлова Е.А.	
Перспективные виды насосного оборудования для эксплуатации боковых стволов малого диаметра.....	344
Петров Д.В., Матросов И.И.	
Применение спектроскопии комбинационного рассеяния света для диагностики состава природного газа.....	345
Романов А.А.	
Новые возможности применения двухпоточных центробежных насосов.....	346
Староконь И.В.	
Научно-методические основы тепловой диагностики морских нефтегазопромысловых сооружений.....	347
Тарасов Н.С.	
Датацентрическая модель управления информацией в 3D проектировании.....	348
Тимошенко В.Г.	
Бесштанговая насосная установка с линейным электродвигателем для добычи нефти из малодебитных скважин.....	349
Тимошин М.О., Ивановский А.В.	
Исследование работы ступеней электроприводных лопастных насосов при перекачке жидкости с механическими примесями.....	350
Трулев А.В., Галиев Д.И., Сабиров А.А.	
Проектирование, изготовление и эксплуатация оборудования и сооружений нефтегазового комплекса.....	351
Трулёв А.В., Каюда М.С., Дуркин С.М.	
Новая технология добычи сверхвязкой нефти методом парогравитационного воздействия (SAGD).....	352
Туманян Х.А.	
Перспективы использования двухкамерных насосно-компрессорных установок для перекачки многофазных сред.....	353
Хазеев В.Б., Гусейнов Ч.С.	
Оценка внешних воздействий на погружные и подводные МНГС в условиях Арктического шельфа.....	354
Чугаев С.С., Стриженев Е.Н.	
Технология адсорбированного природного газа для транспортных средств.....	355

Шишкин Н.Д., Марышева М.А.

Разработка промыслового депарафинизатора нефти с получением товарного парафинового продукта.....356

Ямилев М.З., Четверткова О.В., Биккинин А.И.

Совершенствование конуструкции образца для проведения испытаний на малоцикловую усталость сварного соединения.....357

Ямилова А.А., Носов В.В., Гилязетдинов Э.Р.

Прогнозирование ресурса сосудов давления на основе информационно-кинетического подхода.....358

Секция 6. Автоматизация, моделирование и энергообеспечение технологических процессов нефтегазового комплекса

Александров И.С., Григорьев Б.А., Герасимов А.А.

Анализ применимости PC-SAFT уравнения состояния для прогнозирования термодинамических свойств и фазового поведения сложных углеводородных смесей.....360

Антропова В.Р., Малышева Н.Н.

Аварийные тренировки персонала на основе программного комплекса предприятий нефтегазодобычи.....361

Арсеньев-Образцов С.С., Плющ Г.О.

Модифицированный фильтр анизотропной диффузии.....362

Арсеньев-Образцов С.С., Волков Е.А.

Анализ применения частотных фильтров к томограммам образцов керна.....363

Барашкин Р.Л., Попадько В.Е., Южанин В.В.

Разработка системы мониторинга контуров регулирования объектов непрерывного производства.....364

Бачурин А.И., Мельников А.В., Распопов А.А.

О развитии информационного обеспечения научно-технической деятельности.....365

Бочкарева Т.А., Хазиева Р.Т.

Моделирование процесса циклического перезаряда электрогидроимпульсной очистительной системы.....366

Брокарев И.А., Котурбаи Т.Т.

Новый метод анализа компонентного состава газовых смесей по измерениям физических параметров.....367

Великанов Д.Н., Ермолкин О.В., Гавшин М.А., Храбров И.Ю.

Система комплексного контроля параметров эксплуатационных скважин нового поколения.....368

Воронцов Д.В., Милованова В.В., Шушпанов И.Н.

Один из методов оптимизации расчета замены дизельных генераторов на возобновляемые источники энергии, с целью увеличения энергоэффективности производств.....369

Годнев А.Г.

Разработка и исследование адаптивной информационно-измерительной системы контроля и учета нефтепродуктов.....370

Голованчиков А.Б., Прохоренко Н.А.

Моделирование ультрафильтрационного процесса с учетом продольного перемешивания.....371

Горева Т.С., Портнягин Н.Н.

Процедура прогноза сигнала сети с применением вейвлет-конструкции и гибридных нейросетей.....372

Городнова М.В., Хохлов А.С.

Разработка имитационной системы календарного планирования и построения расписаний работы НПЗ.....373

Демин А.М.

Диагностика загрязнений сырьевых теплообменников гидропроцессов с использованием моделирования.....374

Ершов М.С., Сидоренко М.О.

Компьютерное моделирование переходных процессов в синхронном электроприводе.....375

Ершов М.С., Головатов С.А., Мелик-Шахназарова И.А.

Положения мониторинга напряжения систем промышленного электроснабжения.....376

Жукова Т.М., Арсеньев-Образцов С.С.

Программное обеспечение вычислительной микрофизики горных пород.....377

Захаров Е.Д.

Энергетические перспективы замены автотранспорта с ДВС на электромобили для Московского региона.....378

Лалин Д.И.

Разработка и моделирование режимов источника повышенной надежности для оперативных цепей управления.....379

Левченко А.И.

Критерии оптимизации режима промышленных электротехнических систем.....380

Леухин В.В.

Повышение эффективности энергообеспечения объектов линейной части магистральных газопроводов.....381

Люгай С.В., Евстифеев А.А., Дрыгина Ю.Н., Тимофеев В.В.

Тихнеческие решения для повышения энергоэффективности автомобильных газонаполнительных компрессорных станций.....382

Мартынов Д.В., Браго Е.Н., Мартынова А.Ю.

Комплексный метод совместного измерения влагосодержания и солесодержания водонефтяного потока.....383

Мусаханов А.З.

Моделирование режимов частотно-регулируемого привода насосов НПС.....384

Мухина А.Г.

Системные основы совершенствования технологии автоматизированного управления добычей углеводородов.....385

Назаров А.А.

Развитие единого информационно-технологического пространства в ООО «Газпром трансгаз Москва».....386

Петухова С.Ю.

Обеспечение пропускной способности вдольтрассовых ЛЭП МН при их эксплуатации в условиях большой протяженности.....387

Попова Я.Д.

Разработка электронных преобразователей каналов регистрации примесей в потоке продукции газовых и газоконденсатных скважин.....388

Портнягин Н.Н., Белоусенко И.В., Рябов Ю.Г., Ермаков К.В.

Концепция блокирования прямых молниевых разрядов в электротехнические комплексы опасных производственных объектов.....389

Прохоренко Н.А., Голованчиков А.Б.

Моделирование процесса насадочной ректификационной колонны с диффузионной структурой потока.....390

Пярин А.Р.

Оценка технического состояния систем контроля вибрации газоперекачивающих агрегатов.....391

Рубштейн А.В.

Подходы к цифровой трансформации нефтепереработки.....392

Русев В.Н.

Формирование инженерных оценок показателей надежности газотранспортного оборудования; расчетные процедуры и рекомендации.....393

Самусенко А.М., Кудрицкий А.В., Симонов И.С.

Моделирование работы МН ПАО «Транснефть» с использованием программного комплекса АРМ технолога.....394

Семенов И.А., Дубровский Д.А., Кузора И.Е., Старикова О.В., Черепанов В.Д.

Повышение точности расчета рецептур топочных мазутов на основе LP-моделей.....395

Сидоренко М.О.

Анализ режимов электротехнических систем с генераторами собственных нужд.....396

Синицына Н.В.

Использование вероятностных методов и нейронных сетей для оценки энергопотребления предприятий нефтегазового комплекса.....397

Спиридонов С.В.

Об одном подходе к повышению качества функционирования АСУ ТП транспорта газа на основе мониторинга киберугроз.....398

Степанов Е.А., Садыков Р.Р.

Разработка программно-аппаратного комплекса MAGSCANNER.....399

Строгонов А.Ю., Самарин И.В.

Пример применения АСУ стратегического планирования на крупном предприятии для повышения эффективности управления им.....400

Сугунушев С.С.

Электроснабжение подводнодобычных комплексов на примере шельфовых месторождений нефти и газа в Арктическом регионе.....401

Тарасов Н.С.

Датацентрическая модель управления информацией в 3D проектировании.....402

Тимченко В.С.

Перспективы разработки интеллектуальной системы в нефтяной и газовой промышленности.....403

Тупысев А.М.

Информационно-аналитическая модель оценки порового пространства для расчетов запасов углеводородов с применением синергетического анализа.....404

Ульянов М.С., Южанин В.В.

Контроль достоверности измерительных каналов системы оперативно-диспетчерского контроля и управления газотранспортного общества.....405

Ушанёв А.С.

Реализация режима горячего резервирования центрального концентратора информации.....406

Филиппов А.Н., Петрова Д.А.

Потенциальные применения гибридных мембранных наноматериалов в микроэлектронике.....407

Фролов О.Е., Алексейцев Д.М.

Создание систем прогнозирования опасных состояний.....408

Фролов О.Е., Карманов А.В.

Идентификация отказов элементов СПАЗ в соответствии с ГОСТ Р МЭК 61508.....409

Чернев М.Ю.

Влияние частотно-регулируемых приводов на работу электрооборудования на предприятиях нефтепереработки.....410

Шафигов И.Н.

Повышение энергоэффективности автоматизированной установки электроцентробежных насосов.....411

Шевырева Н.Ю.

Исследование свойств активного выпрямителя напряжения для частотно-регулируемых электроприводов буровых установок.....412

Секция 7. Современные проблемы экономики и управления нефтегазовым производством

Амангельдыева Д.К.

Голландская болезнь: пути излечения от экономического недуга.....414

Баязитов В.Д., Безкоровайный В.П.

Иерархическая система управления проектами процессами в проектах морских нефтегазовых сооружений (МНГС).....415

Богаткина Ю.Г., Степанкина О.А.

Имитационное моделирование при экономической оценке нефтегазовых инвестиционных проектов.....416

Будкина Л.П.

Особенности аудита основных средств в нефтегазовых компаниях.....417

Будяков А.Н., Матвеев М.Г.

Модель двухцелевого выбора производственного оборудования для параметрических закупок.....418

Бурыкина Е.В., Андреев А.Ф.

Система управления рисками нефтегазовой компании.....419

Виноградов Г.А.

Совершенствование системы бюджетирования как фактор повышения рыночной конкурентоспособности.....420

Гаджиев О.Б.

Многомерное моделирование курса доллара США: нефть, золото и другие детерминанты.....421

Гараничева Ю.Э.

Применение метода «дерево решений» для анализа рисков нефтегазовых проектов.....422

Гервиц Е.С., Попова Ю.А.

Совершенствование подходов к оценке стоимости строительства объектов газовой промышленности.....423

Грызова И.И., Пельменёва А.А.

Новые тренды в развитии сферы нефте- и газопродуктообеспечения.....424

Даудова А.А.

Импортозамещение в нефтегазовом секторе как основа стимулирования конкурентоспособности отечественного нефтегазового машиностроения.....425

Еременко О.В., Новикова А.С.

Система показателей, необходимых для разработки эффективной стратегии инновационной деятельности ПАО «Газпром».....426

Камагаев С.А.

Автоматизация контроля за выполнением контрактных обязательств в предприятиях нефтегазового транспорта.....427

Колесников А.В., Афанасов А.А.

Страхование ответственности субъектов ТЭК на случай теракта.....428

Кудашова О.А., Каширо Н.В.

Проблемы инновационного развития российских нефтегазовых компаний.....429

Куклина А.Н., Звягин И.А.

Анализ эффективности использования аппаратов воздушного охлаждения газа на компрессорных станциях.....430

Лехницкий Е.С., Правдюк А.Б., Архипцева О.Н.

Нормы аварийных запасов материально-технических ресурсов для газодобывающих дочерних обществ ПАО «Газпром».....431

Максимова Е.В.

Как российские нефтяные и газовые компании решают вопрос инвестирования.....432

Матвий Д.В.

Организационные и технологические инструменты системы управления знаниями.....433

Мельников А.С., Брагина З.В., Мельникова Е.А.

Невыборка газа. Альтернативы решения для региональной компании.....434

Михалев А.Ю., Носов Н.В.

Совершенствование системы управления рационализаторской работы как способ повышения экономической эффективности производственно-хозяйственной деятельности газотранспортных предприятий.....435

Назарова Ю.А., Никифорова О.М., Кропина Е.А.

Актуальность комплексной оценки экономической эффективности для проектов в нефтегазовой отрасли.....436

Пельменёва А.А.

Факторы, влияющие на экономику нефтегазового комплекса.....437

Петрушкин С.И.

Внедрение цифровых технологий – важнейшее направление развития нефтегазового комплекса.....438

Романюк Л.Р., Калашникова С.Е.

Государственная программа Российской Федерации как инструмент управления топливно-энергетическим комплексом России.....439

Самохвалова Е.П.

Оценка фактической стоимости компании.....440

Сивокоз В.Н., Дашков Р.Ю., Тисленко А.В.

Система мониторинга и контроля деятельности заинтересованных сторон проекта строительства производственной линии завода СПГ на основе метода управления освоением длительности.....441

Смоленкова М.В., Кузнецов И.А.

Планирование объемов добычи газа на месторождениях с учетом ограничений по теплотворной способности реализуемого газа.....442

Стеблянская А.Н., Ванг Джен, Рябова Е.В., Разманова С.В.

Финансовая стратегия нефтегазовых компаний в контексте концепции устойчивого развития.....443

Сыровецкий В.А.

Влияние логической инфраструктуры на эффективность инвестиционных проектов газовой промышленности.....444

Тимирханова Л.Ф.

Причины стагнации рынка потребления газомоторного топлива в РФ....445

Тимофеева Н.Г.

Влияние налоговой политики на уровень цен на нефтепродукты.....446

Хабибулин Р.Ш.

Риск-ориентированная модель управления пожарной безопасностью крупных объектов нефтегазовой отрасли.....447

Хавкин А.Я.

Себестоимость и минимальная окупающая стоимость нефти.....448

Хатьков В.Ю., Саркисов А.С.

Моделирование поведения участников рынка газомоторного топлива.....449

Шевелева Н.А.

Экономическая эффективность разработки нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов в РФ.....450

Секция 8. Международный энергетический бизнес

Агамова А.К.

Перспективы развития корпоративной политики в области персонала (опыт российских и зарубежных нефтегазовых компаний).....452

Андропова И.В., Бачинина Ю.П.

Современные тенденции развития персонала нефтяных компаний.....453

Вино Каррильо Э.М.

Нефтегазовая ситуация в Латинской Америке и вклад российских нефтедобывающих предприятий.....454

Головачев А.О.

Хранение электроэнергии в подземных хранилищах газа.....455

Голубчик А.М.

Жаркие проблемы северной логистики.....456

Григорьева Е.О.

Потенциальные объемы поставок американского СПГ на европейский газовый рынок.....457

Громов А.И.

Актуальные вопросы будущего мирового нефтяного рынка и позиционирования России на нем.....458

Грушевенко Д.А.

Нетрадиционная нефть, как ключевой фактор развития мирового рынка нефти.....459

Еремин С.В.

Рынки природного газа в условиях международной экономической интеграции.....460

Жуков С.В.

Обострение конкуренции между центрами мировой нефтепереработки.....461

Капустин Н.О.

Адаптация мировой нефтеперерабатывающей промышленности к меняющемуся сырью.....462

Катюха П.Б.

Новые тренды торговли углеводородами на международных товарных рынках.....463

Кириченко А.Б.

Конкурентоспособность природного газа в секторе электрогенерации ЕС.....464

Копытин И.А.

Китайская нефтяная триада – новый драйвер мирового рынка нефти.....465

Крайнова Э.А.

Влияние новой промышленной революции на корпоративную структуру международного нефтегазового рынка.....466

Мархасина М.В.

Прогнозирование экологических рисков объектов трубопроводной системы.....467

Михайлова А.Д.

Перспективы интеграции нефтегазохимических мощностей стран ЕАЭС.....468

Новикова А.С., Еременко О.В.	
Эффективные формы международного трансфера инноваций.....	469
Полаева Г.Б, Иллерицкий Н.И.	
Перспективы создания общего рынка природного газа стран ЕАЭС.....	470
Попадько Н.В., Стречень Е.В.	
Влияние парижского соглашения по климату на развитие мирового энергетического сектора.....	471
Синицын М.В.	
Перестройка мировой торговли нефтью: основные тенденции.....	472
Стрелкова И.А.	
Роль ОПЕК в ценообразовании на мировом рынке нефти.....	473
Студеникина Л.А.	
Риски и вызовы развития мировой энергетики в среднесрочной перспективе.....	474
Тыртышова Д.О.	
Трансформация европейского энергетического рынка: вызовы и перспективы для российского газа.....	475
Федорова В.А.	
СПГ как фактор обеспечения энергетической безопасности для стран-экспортеров газа.....	476
Халова Г.О.	
Перспективы энергетического сотрудничества государств при реализации проекта «Большая Евразия».....	477
Чиж Е.П.	
Стратегии рыночных преобразований в энергетике Республики Беларусь.....	478
Шиков В.О.	
Формализация принятия решений с использованием анализа затрат и совокупной стоимости владения.....	479

Секция 9. Развитие человеческих ресурсов в нефтегазовой отрасли

Авдеева С.М., Еремина И.Ю.	
Инновационный потенциал персонала нефтегазовой компании как основа конкурентоспособности на российском рынке труда.....	482
Билялова Е.А., Матвий Д.В.	
Организационные и технологические инструменты системы управления знаниями.....	483
Будзинская О.В.	
Изменение системы образования под влиянием научно-технического прогресса.....	484

Волочкова М.Е.

Кадровая политика в нефтегазовом комплексе на примере АО «Зарубежнефть».....485

Демидова А.В.

Необходимость непрерывного образования.....486

Демянчук С.А., Кашио Д.Ю., Кибовская С.В.

Приоритетные направления в области обучения и развития персонала в топливно-энергетическом комплексе.....487

Емельянова О.П., Журавлева М.В.

Предпосылки развития научно-технологической готовности будущих инженеров нефтегазохимического комплекса.....488

Зубарева А.А., Герасимова И.В.

Компетентностный подход в опережающей подготовке кадров.....489

Ибрагимов З.Л., Цагарев Р.В.

Виртуальный симулятор оператора по добыче нефти и газа.....490

Исламгалиева Е.Р.

Современные подходы к оценке достойного труда на предприятиях.....491

Кислицына И.Н.

Проблемы здравоохранения и стратегии развития медицины в условиях Крайнего Севера, а также оценка условий труда вахтовых работников в нефтегазодобывающем производстве.....492

Кожемятов К.Ю., Булавка Ю.А., Юхно Д.С.

Совершенствование подбора человеческих ресурсов для нефтегазовой отрасли.....433

Ручнова Ю.С.

Применение балльно-факторного метода оценки сложности работ при формировании квалификационного состава структурных подразделений в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».....494

Терегулова Н.Ф.

Устойчивое развитие компаний путем регулирования текучести кадров.....495

Третьяков Л.В.

Разработка методики оценки знаний специалистов, осуществляющих строительный контроль на объектах ООО «Газпром переработка».....496

Туманов А.А.

Совершенствование методики мониторинга трудоустройства выпускников высших учебных заведений.....497

Фролов С.А.

Управление рисками и инновационные технологии подготовки персонала.....498

Хрипунова А.С., Змиенко Д.С., Лукушкина Е.Г., Хмелик И.В.

Методические подходы, используемые для формирования отраслевой базы экспертов системы «Транснефть».....499

Шаринова Р.Р.

Влияние факторов социально-психологической и производственной среды на уровень стресса сотрудников ООО «Газпром добыча Ямбург», работающих в экстремальных условиях.....500

Шихова Е.В., Седых С.Е., Кибовская С.В.

Современные тенденции в обучении и повышении квалификации сотрудников АО «Зарубежнефть».....501

Секция 10. Правовое регулирование деятельности организаций нефтегазового комплекса

Агафонова Д.А.

Современные правовые проблемы создания и функционирования консолидированных групп налогоплательщиков в нефтегазовой сфере...504

Барбашова Т.П., Майстренко А.Г.

Федеральная служба по экологическому, технологическому и атомному надзору и ее участие в защите трудовых прав работников.....505

Бесланеева М.С.

Основные проблемы правового регулирования перехода права пользования недрами при несостоятельности (банкротстве) пользователей недр и пути их разрешения.....506

Гимаев Р.Р.

Некоторые аспекты переоформления лицензий на пользование участками недр.....507

Дугричилова Д.М.

Уголовно-правовая охрана отношений в сфере обеспечения безопасности нефтегазового предприятия.....508

Карцхия А.А.

Правовые аспекты применения современных цифровых технологий в нефтегазовом комплексе.....509

Кузин Д.А.

Отдельные проблемы законодательства, препятствующие эффективной защите гражданских прав организации, осуществляющей транспортирование газа по магистральным газопроводам высокого давления.....510

Муштакова Е.С.

О формировании федерального фонда резервных участков недр в Арктической зоне Российской Федерации.....511

Назаров И.Д.

К вопросу об альтернативном способе подтверждения факта выполнения работ (оказания услуг) корпоративными актами фиксации.....512

Новикова М.В., Миронов В.И.

Влияние экономических отношений на организацию и применение дистанционного труда.....513

Печникова О.Г.

Актуальные вопросы нормативного регулирования развития ТЭК: история и современность.....514

Секция 11. Гуманитарное образование в нефтегазовых вузах

Агеева Н.В., Максимова М.Е.

К вопросу о развитии критического мышления при обучении иностранному языку студентов вузов нефтегазового профиля.....516

Александрова И.Н.

Учебная экскурсия в музей имени В.И. Даля как один из способов формирования гражданского и языкового сознания обучающихся.....517

Балычева М.Б.

Метаморфозы гуманитаризации.....518

Баранкова Н.И., Сабанина В.Н., Хайруллин Р.Т.

Эффективность использования ассоциативного поля в восприятии слова – стимула комплекс «ГТО».....519

Беспятова Е.Б.

Некоторые аспекты инновационного содержания исторического образования в технических вузах.....520

Бодрова Е.В.

О необходимости модернизации инженерного образования в РФ.....521

Григорьев А.Д.

Привитие корпоративной культуры в ходе изучения биографий ведущих деятелей нефтегазовой отрасли.....522

Гусейнова Ф.Д.

Какими качествами должен обладать молодой специалист (в оценках студентов).....523

Егорычев А.О.

Научно-практические аспекты содержания фонда оценочных средств по физической культуре.....524

Завражин А.В., Шубина И.В.

Гуманитарные науки в формировании общекультурных компетенций у будущих специалистов в условиях смарт-обучения.....525

Калинов В.В.

Отечественный опыт модернизации инженерного образования.....526

Кузьмин М.А., Кадырова Д.Ф.

Структурно-функциональная модель психологической адаптации спортсменов к условиям соревновательной деятельности.....527

Овчинникова Т.К.

Проблема гуманитаризации технического образования в курсе преподавания истории нефтегазовой отрасли России.....528

Палий Е.Н.

Инновационные тенденции в системе гуманитарного образования студентов технических вузов (на примере РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина).....529

Полякова Ю.Д.

Экскурсионная программа как аспект гуманитарного образования в техническом вузе.....530

Прийменко А.В.

Дополнительное профессиональное образование как средство повышения уровня образования.....531

Пумпянская О.В.

Культурно-исторический подход в образовании и развитии современных студентов на примере личности З.Н. Гиппиус.....532

Савченко Е.В.

О преимуществах внедрения мобильных технологий в преподавании иностранных языков.....533

Сергеев С.В.

Музей ПАО «ЛУКОЙЛ» в современном образовательном пространстве.....534

Ситнова Л.И.

Олимпиада по социологии как инструмент воспитания гражданской активности.....535

Смирнова О.М.

Эффективность гуманитарного образования в техническом вузе на фоне «оптимизации» образовательного процесса.....536

Столярова И.В.

Основы формирования самоконтроля в обучении иностранным языкам.....537

Стрелков А.В.

«Этих дней не смолкнет слава».....538

Тараданова Т.М.

Деловая этика в профессиональной культуре специалиста.....539

Торшин М.П., Фалеев А.Н.

К вопросу о философском анализе образовательной деятельности современного нефтегазового вуза.....540

Тюменова С.И., Рогалева Е.В., Карташева М.Н.	
Методика подготовки студентов к олимпиадам по общей и неорганической химии.....	541
Уваров В.А., Булавина Т.А.	
Гуманитарное образование в процессе реализации программы «физическая культура».....	542
Фалеев А.Н.	
Современный технический вуз: образовательное звено.....	543
Хабибуллин И.Р., Красулина Н.А.	
Тестирование уровня готовности мини-футболиста.....	544
Шафикова Л.Р., Красулина Н.А., Маркешина О.С.	
Мониторинг физического и функционального состояния как экспресс-оценка уровня здоровья студентов УГНТУ.....	545
Юдина М.Е.	
Зачем искусство инженеру?.....	546

Секция 12. Реализация программы импортозамещения в нефтегазовом комплексе: результаты и задачи

Байбузова А.Е.	
Актуальность импортозамещения в производстве трубопроводной арматуры. Анализ процесса и итогов импортозамещения.....	548
Белова Э.А., Ясагин В.А., Агеева В.Н.	
Повышение эффективности транспортировки нефти в условиях вечной мерзлоты.....	549
Гончар А.Э., Слепнёв В.Н.	
Тяжелые морские бонны: опыт разработки национального стандарта.....	550
Дорофеева М.В., Ясагин В.А., Болотоков А.С.	
Анализ качественных показателей газового конденсата на этапах от месторождения до АЗС.....	551
Ильин Б.С.	
Возможность импортозамещения шлангокабеля для подводных добычных комплексов.....	552
Калиберда С.В., Истомин А.И., Баранова Н.А.	
Перспективы использования отечественных материалов в системе трехслойного полиэтиленового покрытия труб.....	553
Канафеева Д.И., Ясагин В.А., Сычев А.М.	
Анализ качественных показателей природного газа на этапах от месторождения до АЗС.....	554
Карпов А.Б., Кондратенко А.Д., Багдасаров Л.Н.	
Разработка предложений по импортозамещению масел, смазок и технических жидкостей, используемых в газотранспортных и газодобывающих объектах.....	555

Кондратенко В.В., Никитин И.М., Сузиков В.В.	
Исследования противоизносных свойств гидроочищенных реактивных топлив и их базовых компонентов.....	556
Ольховикова Н.Ю.	
Классификация технологий локализации и ликвидации загрязнений фенолсодержащими средами.....	557
Пантелеев А.С.	
Основные проблемы импортозамещения.....	558
Пападмитриева Л.В.	
Оптимизация распределения ресурсов между множеством проектов для решения задач импортозамещения	559
Поздеева А.Ю.	
Управление качеством производства сосудов, работающих под избыточным давлением.....	560
Понятов А.С., Ясагин В.А., Чернова Т.А.	
Обеспечение качества крана шарового скважинного повышением его эксплуатационной надежности.....	561
Саванин А.С., Аралов О.В., Буянов И.В.	
Разработка средств измерений расхода и плотности нефти и нефтепродуктов в ООО «НИИ Транснефть».....	562
Сотскова Е.В.	
Импортозамещение критических узлов подводного добычного комплекса на примере подводной фонтанной арматуры.....	563
Ткаченко Е.С.	
Производство сжиженного природного газа: вчера, сегодня, завтра.....	564
Фрелих Н.В., Перминов А.Н., Шехалев Д.В.	
Разработка и внедрение в ПАО «Газпром» импортозамещающего инновационного радиорелейного оборудования связи.....	565
Чабан А.С., Егоров В.А., Симаков М.В., Кинищев К.Б.	
Освоение новых видов трубной продукции для месторождений с повышенным содержанием в добываемом продукте сероводорода и диоксида углерода.....	566
Шишков В.С., Ярыш А.Т., Зинин Д.В.	
Восстановление целостности эксплуатационных колонн скважин стальными пластырями.....	567
Шишков В.С., Ярыш А.А., Миненков В.М., Ченикова Н.А.	
Современные гидрофобизирующие растворы для бурения и капитального ремонта скважин.....	568
Щипаков И.А.	
Повышение качества трубопроводной арматуры с использованием принципов стандартизации.....	569

<http://ap.gubkin.ru>



ГЕНЕРАЛЬНЫЕ
МЕДИА-ПАРТНЁРЫ



ОФИЦИАЛЬНЫЕ
МЕДИА-ПАРТНЁРЫ



МЕДИА-ПАРТНЁРЫ

