МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

• 7-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ •

НЕФТЬ И ГАЗ 2017

18-20 АПРЕЛЯ 2017

СБОРНИК ТРУДОВ

г. Москва

РУСВЬЕТПЕТРО

совместная компания



ВМЕСТЕ К НОВЫМ ДОСТИЖЕНИЯМ

www.rvpetro.ru

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»



18-20 апреля 2017 г.

СБОРНИК ТРУДОВ

Москва
2017 г.

Сборник трудов 71-ой Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2017». – М.: Издательский центр РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017. – 432 с.

ISBN 978-5-91961-217-9

В сборнике представлены статьи участников 71-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2017». 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.

Ответственный редактор: проф. В.Г. Мартынов

Редакционная комиссия:
проф. В.В. Бондаренко;
проф. А.В. Егоров;
проф. В.В. Калинов;
проф. А.М. Короленок;
проф. А.В. Лобусев;
проф. А.В. Мурадов;
проф. А.К. Прыгаев;
проф. С.Н. Рожнов;
проф. Е.А. Телегина;
проф. Б.П. Тонконогов;
доц. Е.Ю. Симакова;
доц. А.Э. Славинский;
доц. И.Ю. Храбров.

ISBN 978-5-91961-217-9
© РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина, 2017

КОМПЛЕКСНАЯ ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ СПГ В БАЛТИЙСКОМ РЕГИОНЕ (ITEGRATED ASSESSMENT OF ECOLOGY AND ENERGY EFFECIENCY OF LNG IN THE BALTIC SEA REGION)

Абаркина Д.В.
(научный руководитель: к.г.н. Басс О.В.)
Университет ИТМО, БФУ имени Иммануила Канта

В 2015 году Европа вновь стала жизнеспособным и экономически выгодным рынком для мирового СПГ, увеличив чистый импорт на 15,8% (на 37,6 млн. тонн). Интерес к реализации СПГ проектов все больше появляется у стран Балтийского моря, которые видят в сжиженном газе возможность решениях своих экологических и энергетических проблем. Согласно положениям MARPOL 73/78, суднам, плавающим в Балтийском море, разрешено использовать топливо с ограниченным содержанием серы 0,1%. Конвенция также охватывает загрязнения, возникшие в результате катастроф и технического обслуживания судов, загрязнения химикатами, сточными водами, бытовым мусором, выбросами в атмосферу. Стремление сократить выбросы продуктов сжигания судового топлива в атмосферу (CO_2, SO_x, NO_x) побуждает страны региона рассматривать сжиженный природный газ в качестве топлива для бункеровки. Но увеличение числа СПГ-инфраструктуры приведет к увеличению антропогенной нагрузки на прибрежную зону Балтийского моря.

На конец 2016 года в Балтийском регионе анонсировалось размещение 17 заводов по импорту или экспорту СПГ, из которых четыре уже существуют в Литве, Польше, Швеции; четыре находятся в Финляндии на стадии строительства [1]. Остальные терминалы прорабатывают проектную документацию или ведут поиск инвесторов.

Таблица 1

Показатели газовой инфраструктуры в странах Балтийского моря

Страна	**Потребление трубопроводного ПГ (млрд м3) в год**	**Цена (евро/ МВт)**	**СПГ-проекты**	**Мощность (млрд м3) в год**	**Статус**
Эстония	0,47	18,21	Muuga (Tallinn) LNG Terminal	2,00	Запланирован к 2019
			Paldiski LNG	2,50	Запланирован к 2020

			Terminal		
Латвия	1,38	21,86	Skulte LNG Terminal	5,00	Запланирован к 2019
Литва	2,22	20,11	FSRU Independence	4,00	Существующий
Польша	16,4	14,84	Swinoujscie LNG Terminal	5,00	Существующий
			FSRU Polish Baltic Sea Coast	4,00	Запланирован к 2020
Германия	81,06	13,18	Rostock LNG Terminal	2,50	Запланирован
Дания	3,38	13,09	Frederikshavn Liquefaction Plant		Запланирован к 2018
Швеция	0,86	19,61	Nynäshamn LNG Terminal	0,50	Существующий
			Lysekil LNG Terminal	0,30	Существующий
			Gävle LNG Terminal	0,30	Запланирован к 2017
			Göteborg LNG Terminal	0,50	Запланирован к 2020
Финляндия	2,65	20,62	Tahkoluoto/ Pori LNG Terminal	0,11	Стадия строительства к 2016
			Rauma LNG Terminal		Стадия строительства к 2017
			Tornio Manga LNG Terminal	0,05	Стадия строительства к 2018
			Hamina-Kotka LNG Terminal	0,03	Стадия строительства к 2018

			Pansio Harbour LNG Terminal	0,10	Запланирован к 2017
Россия (Калининградская область)	2,17		Калининградский СПГ	2,00	Запланирован к 2018

В нескольких странах Балтийского региона (Эстония, Литва, Латвия) мощность СПГ-терминала полностью перекрывает годовое национальное потребление природного газа. Это предполагает либо неполную эксплуатацию мощностей импортирующего терминала, либо образование свободных мощностей с возможностью реэкспорта. Очевидно, соседним странам будет выгоднее приобретать трубопроводный газ для покрытия внутреннего потребления, и строить малотоннажные СПГ-терминалы для бункеровки, но тогда перед Прибалтийскими странами появляется вопрос о целесообразности строительства СПГ-терминала мощностью больше 1 млрд. $м^3$ в год.

Несмотря на то, что сам по себе сжиженный природный газ является относительно чистым энергетическим ресурсом, строительство СПГ завода и промышленный процесс производства сжиженного газа влечет за собой появление отходов, образующихся на каждом этапе технологической цепочки производства. Особенностью любого СПГ-завода является его многокомпонентность: любой объект включает в себя не только сам завод по производству или приемке СПГ, но и крупнотоннажные метановозы, хранилища, факельные системы и электростанции для внутренних нужд. Прежде всего, рассматривая данный вопрос, необходимо упомянуть, что все экологические риски в обязательном порядке учитываются на стадии подготовки проектной документации. Получение разрешения на строительство не возможно без проведения экологической экспертизы на состояние окружающей среды до строительства объекта и на допущение воздействия на нее. В частности, к основным опасным природным явлениям на побережье Балтийского моря относятся береговая абразия (Польша, Калининградская область, Латвия, Эстония), частый шквалистый ветер и шторма. Необходимо проводить проектные работы с учетом устойчивости к эрозии береговых откосов, волновой нагрузки, дрейфующим льдам.

Этап строительства

Процесс строительства завода по производству или приемки СПГ происходит после предварительной очистки участка и проведения подготовительных работ: выемка грунта, засыпка, уплотнение. Необходимо оборудовать строительную площадку временной дренажной

системой для недопущения эрозии и неконтролируемого стока в акваторию Балтийского моря. В зависимости от местоположения завода при необходимости возможно соорудить причал для выгрузки оборудования судов, из-за чего предусматриваются дноуглубительные работы. Во время проведения операций в районе причала или на других морских участках проектов, вводятся зоны безопасности, которые сохраняются и на этапе эксплуатации. Наличие этой зоны позволяет ограничивать доступ судов и исключать возможность якорной стоянки и рыболовства. [5]

К основным выбросам в атмосферный воздух на этапе строительства относятся выбросы, образующиеся при сгорании топлива в ходе эксплуатации строительной техники; выбросы твердых частиц (пыли) с открытых территорий; выбросы морских судов и генераторов; выбросы при свалке труб. Поскольку выбросы различаются по объему, частоте и продолжительности для разных видов строительных работ, то затруднительно оценить количественное отношение выбросов. Также стоит упомянуть такие виды загрязнения как шумовое воздействие под водой и в воздухе на окружающую среду. [5]

Основные жидкие отходы, сбрасываемые в акваторию, предполагаются следующие: сточные воды, которые можно вернуть в оборот (незагрязненные нефтепродуктами); дренажные стоки; техническая вода. Также происходит сброс балластной воды из ВПУ, который должен подчиняться требованиям MARPOL. Поскольку проблема загрязнения вод Балтийского моря нефтепродуктами до конца не решена, то все жидкие отходы, такие как льяльная вода и стоки машинных отделений, должны проходить очистку. Все метановозы должны быть оснащены соответствующими установками для очистки бытовых сточных вод и воды, содержащей продукты биологической коррозии.

Касательно твердых отходов, то каждый проект должен содержать методику их утилизации и придерживаться принципа оптимального использованиях материалов. Образуются следующие твердые отходы: бетонные и железобетонные конструкции, растворы, битум, рулонные материалы; железо, сталь и лом цветных металлов; отходы сварочных работ; отходы технического обслуживания механизмов; древесные отходы. Перечисленные отходы являются нетоксичными отходами строительных материалов, которые в большинстве своем подлежат вторичной переработке, например, железо, сталь, лом цветных металлов, отходы сварочных работ, аккумуляторы, отработанное масло. [5]

Этап эксплуатации

Поскольку в Балтийском регионе разрабатываются как сжижающие, так и регазификационные мощности, то стоит уделить внимание обеим технологиям в вопросах промышленной экологии. На сжижающем заводе сырьевой газ проходит блок очистки и осушки от примесей, способных

снизить его товарную стоимость на выходе. Этот блок является основным источником отходов. Также в сжижающей технологии вырабатывается большое количество тепла после теплообмена газа с хладагентом, а в регазификационной технологии – холода.

Сжижение

Как правило, на сжижающий завод поступает неочищенная многофазная среда, содержащая сжиженный углеводородный газ (СУГ), газовый конденсат, водную фазу с растворенными солями, ингибиторами гидратообразования и коррозии, закаченными в скважину химикатами, сульфиды и карбонаты железа. Типовая технологическая схема производства крупнотоннажного завода по производству СПГ (без учета объектов разработки газового месторождения, вспомогательной инфраструктуры и электростанций) представлена блоком подготовки газа (очистка и осушка), блоком сжижения, СПГ-хранилищами и метановозами.

Блок подготовки газа занимает значительное место в процессе производства СПГ. По мере истощения запасов углеводородов к добыче присоединяются месторождения с большим содержанием кислых газов. Поэтому ужесточаются требования к чистоте СПГ и составу выхлопов в атмосферу. Существует несколько технологий очистки сырьевого газа в зависимости от состава его исходной концентрации примесей, от требования рынка к его чистоте, способа утилизации кислых продуктов. Все чаще встречается практика сокращения больших выбросов в атмосферу путем их закачки в подземные пласты. Очень важно при проектировании предусмотреть все возможности безопасной утилизации отходов в блоке очистки и осушки.

Таблица 2

Основные отходы и методы их утилизации блока очистки и осушки

Этапы	**Цель**	**Отходы**	**Утилизация**
Предварительная очистка	Удаление всех видов жидкостей и механических примесей	Конденсат, газы стабилизации конденсата, твердые частицы	Стабилизация; Удаление меркаптанов; Реализация на рынке; Полигоны ТБО
Очистка от серосодержащих газов	Достижение экологической чистоты, снижение коррозии оборудования	Элементарная сера, двуокись серы	Использование в качестве химического сырья; Закачка выделенных кислых газов в истощенные нефтегазовые пласты; сжигание

			остатков серных соединений
Очистка от CO_2	Избежание замерзания и закупоривания CO_2 в КТ	Углекислый газ	Закачка в подземные пласты с целью увеличения продуктивности нефтегазовых скважин; Сжигание в качестве местного топлива; Сброс в атмосферу через дымовую трубу
Осушка	Избежание ледообразования и закупоривания в КТ	Водная фаза	Регенерация гликоля; очистка с выделением твердых частиц; Слив в море; закачка в подземные пласты; Газы регенерации - на сжигание в качестве местного топлива, возвращение в поток топливного газа
Удаление ртути	Избежание коррозии алюминиевого оборудования, непредвиденных выбросов ртути в окружающую среду	Ртуть и ее соединения, угольный адсорбент	Термический способ; временное хранение в металлическом контейнере в закрытой среде
Извлечение тяжелых углеводородов	Избежание замерзания и закупоривания С5 в КТ, достижение экологической чистоты, исключение расслоения и опрокидывания	Конденсат	Стабилизация; Производства газового бензина; Производство этилена; Фракции газоразделения - реализация на рынок, подпитка холодильного цикла

	слоев СПГ в резервуарных хранениях и в КТ		
Удаление азота	Удаление балласта и достижение требуемой теплотворности СПГ, снижение вредных окислов азота в дымовых газах	Обогащенный азотом газ	Сжигание в качестве местного топлива; Возвращение в поток сырьевого газа

- КТ – Криогенный теплообменник

Типовые процессы блока сжижения природного газа с использованием термодинамических циклов включают подготовку очищенного сырьевого газа, выработку холода, охлаждение сырьевого газа до температуры сжижения при соответствующем давлении и его переохлаждение.

Основными видами отходов, образующихся в процессе сжижения газа, являются: отпарной газ, жидкие отходы с периодически или постоянно загрязняемыми нефтепродуктами и выделяющееся тепло в процессе теплообмена. Отпарной газ, образующийся в результате влияния температуры окружающей среды, необходимо возвращать в цикл сжижения путем компримирования с последующим охлаждением или использовать для собственных нужд в качестве топливного газа. Все жидкие отходы, загрязненные нефтепродуктами, должны в обязательном порядке проходить очистку. Для утилизации большого количества тепла из теплообменника, как правило, используются водное охлаждение. Технологическая вода будет сбрасываться в Балтийское море. Поэтому необходимо контролировать соблюдение максимального перемешивания и охлаждения сбросов таким образом, чтобы температура на заданной зоне смешивания не превышала 3ºС. Следует также рассмотреть возможности экономии воды путем установки теплообменников с воздушным охлаждением. [5]

Регазификация

Заводы по приемке СПГ, преимущественно располагающиеся в прибрежной зоне, характерны для стран-импортеров. Технология регазификации относительно проще технологии сжижения, поскольку газ уже является очищенным и пригодным для потребления. Единственным вопросом остается рациональное использование освободившегося холода.

Важно соблюдать принцип географической близости СПГ-терминала и места применения или утилизации холода. Известны следующие способы применения холода: воздушное охлаждение газотурбинных отделений, кондиционирование, производство сухого льда, охлаждение для нужд нефтеперабатывающих, нефтехимических, аграрных производств, охлаждение для серверных центров.

Танкеры и СПГ-резервуары

После блока сжижения газ, приобретя свою товарную стоимость, поступает на хранение, перекачку или транспортировку, где могут случаться утечки, возгорания и даже взрывы. СПГ, как криогенная жидкость, в жидком состоянии не горюч, но его нагревание и образование отпарного газа может привести к возникновению облака из паров метана. Наличие источника воспламенения может привести к струйному горению или возгоранию. Разлив СПГ непосредственно на поверхностные воды Балтийского моря проводит «быстрому фазовому переходу»: моментально высвобождается большое количество энергии, вызывающее взрыв без горения или химической реакции. При появлении отпарного газа на борту СПГ-танкеров, газ следует повторно сжижать и возвращать в перевозимые резервуары либо использовать как топливо.

Помимо выбора оптимальных процессов очистки, сжижения и хранения СПГ, производителю также необходимо обращать особое внимание на требование рынка различных стран-импортеров к величине индекса Воббе природного газа или СПГ. Индекс Воббе определяет взаимозаменяемость в использовании газа при его сжигании в бытовых газоразделочных устройствах и является важным показателем в оценке топливной характеристики газа. Регулирование их значений в определенных пределах позволяет производителям обеспечивать стабильные поставки СПГ в широкий круг стран потребителей, а покупателям – расширить сырьевую базу получения энергетических ресурсов и обеспечивать стабильное энергосбережение своей экономики из большого числа источников[6].

Как правило, в странах, которые не обладают собственными ресурсами природного газа, системы газораспределения и газоиспользующее оборудование (конченые потребители) рассчитаны на максимальное значение этого индекса. Для сравнения представлены показатели индекса Воббе топливных газов по основным странам-импортерам.

Таблица 3

Показатели Индекса Воббе по странам Балтийского региона (МДж/нм^3)

Показатели	**Германия**	**Литва-Латвия-Эстония**	**Дания**	**Польша**	**Швеция**
Индекс Воббе (мин…макс)	41,6…51	47,89…52,94	50,8…55,8	45,0…54,0	46,1…56,5

Многие страны рассматривают СПГ как стратегическую цель достижения энергетической безопасности. Беря во внимание энергетическую безопасность России, невозможно обойти вниманием проблемы энергетики Калининградской области – уникального региона, энергетическая инфраструктура которого неразрывно связана с Литовской Республикой и другими странами Балтийского региона. Советское прошлое оставило этим странам богатое энергетическое наследство, от которого они пытаются избавиться, придерживаясь курса евроинтеграции. В своих программах развития энергетики они предполагают отделение от общей газораспределительной и электроэнергетической систем с Россией и наращивание собственных мощностей. При полном отделении Литвы, Латвии и Эстонии от электроэнергетической системы БРЭЛЛ, энергосистема Калининградской области становится изолированной и будет нуждаться в импорте. То же самое происходит и с рынком природного газа: Прибалтийские страны предпочитают строить дорогостоящие регазификационные терминалы, приобретать СПГ у Норвегии, США или Катара по высоким ценам, манипулировать прекращением подачи газа в Калининградскую область, чем сотрудничать с Россией о взаимовыгодных ценах на трубопроводный газ.

Потребление природного газа в топливном балансе Калининградской области составляет 95-97% и вся инфраструктура подстроена под этот вид топлива. В сентябре 2013 года между ОАО «Газпром» и Правительством Калининградской области было подписано «Соглашение о взаимопонимании и сотрудничестве при реализации проекта строительства регазификационного терминала СПГ в Калининградской области на побережье Балтийского моря». При реализации этого СПГ-проекта область обеспечит минимальные необходимые потребности в электроэнергии, но будет зависима от поставок энергоресурсов извне. В том же 2013 году был запущен проект подземного газохранилища емкостью 52 млн. м^3, с максимальным суточным «выходом» 4,8 млн м^3. Покупка СПГ у соседней Литвы представляется маловероятной из-за высокой цены на газ, поскольку Литва едва справляется с оплатой аренды своего плавучего СПГ терминала.

Решение вопроса достижения энергетической и экологической безопасности невозможно без бесперебойной поставки энергоресурсов в регион, а значит и для установления точных количественных и качественных характеристик СПГ для коммерческого учета. В условиях отсутствия гармонизации многих национальных нормативно-технических документов с международными стандартами в области метрологического обеспечения СПГ, невозможно развивать рынок СПГ и контролировать экологические риски. Во всем мире проблема учета СПГ до конца не решена: во-первых, отсутствует эталонная база и поверочные схемы измерения. Во-вторых, калибровка происходит при нормальных температурах на воде или нефтепродуктах, существенно отличающихся от среды и условий измерений СПГ. В-третьих, крайне мало средств измерений, пригодных для СПГ. В-четвертых, преимущественно используется статистический метод измерения СПГ по резервуарам и танкерам, который не гарантирует точности измерений. Переход на динамических метод по расходомерам уменьшит неопределенность измерений в 2-3 раза. Таким образом, улучшение средств и достоверности измерения СПГ привело бы к стандартизации качества газа и совершенствования процедур экологического мониторинга.

Существующий широко используемый метод учета СПГ по резервуарам осуществляется по следующей формуле [2]:

$$\boldsymbol{E = (VLNG \cdot DLNG \cdot GCVLNG) - E\ gas\ displaced \pm E\ gas\ to\ Engine\ Room}$$

, где *E* – чистая перевозимая энергия (МВт, ГДж, MMBTU)

*V*LNG – объем перевозимой жидкости ($м^3$)

*D*LNG - плотность ($кг/м^3$)

*GCV*LNG – высшая теплотворная способность (МВт/кг, ГДж/кг, MMBTU/кг)

E gas displaced – энергия газа, смещенного с СПГ танкера (МВт, ГДж, MMBTU)

E gas to Engine Room - энергия газа, потребленного в качестве топлива СПГ танкером (МВт, ГДж, MMBTU)

Однако этот статистический способ учета СПГ обладает погрешностью ± 0,5% до ± 0,78%, что в денежном выражении приводят к потерям примерно до 1,5 млрд. долл. в год.[3] Переход к динамическому методу расчета расходомерами позволил бы улучшить точность измерения СПГ.

С точки зрения экологического мониторинга, достоверный учет компонентного состава, высшей и низшей теплоты сгорания, плотности, расхода, давления, объема, энергетических потерь и других технических характеристик СПГ позволит предотвратить риск внезапных отказов, пожаров, взрывов при эксплуатации, проводить качественное

обследование компонентов СПГ-завода на предмет структурной целостности во избежание утечек. Мониторинг состояния окружающей среды следует вести по прямым и косвенным показателям выбросов, сбросов и потребляемым ресурсам по всей цепочке производства СПГ.

Таким образом, СПГ – новый, малоизученный энергетический ресурс, набирающий популярность в мире за счет возможности его хранения и транспортировки в любую точку мира. В этом его преимущества по сравнению с трубопроводным газом. Также СПГ является в меньшей степени загрязнителем атмосферы при его сжигании, по сравнению с другими ископаемыми энергоресурсами. Данная работа позволила рассмотреть влияние цепочек процесса производства СПГ на окружающую среду, в частности Балтийского моря.

Вследствие мало изученности экологических последствий после аварийных ситуаций на СПГ-терминалах, международное сообщество совместно с крупными энергетическими компаниями делает попытки минимизировать вероятность аварий, уделять значительное внимание безопасности на проектах.

Успехом реализации всех проектов в регионе Балтийского моря будет считаться их полное интегрирование в международную энергетическую инфраструктуру. Учет международных экологических стандартов, соблюдение требований потребителей к качеству энергетического ресурса, достижение равновесной цены на продукт и осуществление хозяйственной деятельности объектов рынка-СПГ в соответствии с международными и национальными правовыми актами – задачи первостепенной важности для всех участников данного рынка.

Список литературы:

1) GIE LNG Map, - 2016

2) GIIDNL LNG Custody Transfer Handbook, 4th edition, Международная группа импортеров СПГ (GIIGNL)- 2015.

3) Metrology for LNG project. Dutch Metrology Institute VSL: www.vsl.nl

4) Report on gas composition range in Europe. INGAS Integrated Project, - 2010

5) Руководство по охране окружающей среды, здоровья и труда. Производства, транспортировка и регазификация сжиженного природного газа (СПГ)

6) Современные и перспективные технологии сжижения природного газа (Второй выпуск). Отчет-справочник, СПб

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КОНКРЕТНОГО МАГИСТРАЛЬНОГО ПРОДУКТОПРОВОДА ПРИ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ПЕРЕКАЧКЕ НЕФТЕПРОДУКТОВ (IMPROVING THE EFFICIENCY OF THE MAIN PRODUCT PIPELINE FOR SEQUENTIAL PUMPING OF OIL PRODUCTS)

Аграфенин Д.А., Лещенко А.А., Муслимов Г.Н.
(научный руководитель: доцент Гашенко А.А., Аграфенин А.П., Оганезов Г.Г.)
СамГТУ

Реконструкцией магистрального нефтепродуктопровода (МНПП) предусмотрено увеличение пропускной способности с 2,3 млн. тонн в год до 4,7 млн. тонн в год с учетом последовательной перекачки дизельного топлива (ДТ) и автобензина (АБ). Протяжённость МНПП 333 км, условный диаметр- DN350. Максимальная партия АБ рассчитана из объема резервуарного парка под прием автобензинов на конечном пункте и равна 14000 тонн.

Рассмотрены были варианты строительства двух промежуточных станций, но для снижения капитальных затрат было принято решение увеличение пропускной способности МНПП реализовать строительством одной промежуточной станции (ППС) на 160 км трубопровода и вводом противотурбулентной присадке на головной и промежуточной станции.

Исходные данные для расчета:

Плотность и вязкость перекачиваемых продуктов:

Дизельное топливо - ρ= 845 кг/м3; ν=7,0 сСт,

Автобензин - ρ= 735 кг/м3; ν=0,66 сСт.

Рабочее давление МНПП - 64 кгс/см2;

Давление на выходе ПС с учетом не превышения максимального рабочего давления на линейной части МНПП – 62 кгс/см2.

Давление на конечном пункте – 6,5 кгс/м2.

По условиям задания, противотурбулентной присадкой обрабатывается только ДТ. Максимальная эффективность присадки - 70%.

Гидравлическими расчетами было определено, что расход при перекачке дизельного топлива для обеспечения перекачки всего объема нефтепродуктов с учетом последовательной перекачки и ввода ПТП только в ДТ – 770 м3/ч. Во время транспортировки партии АБ - 478 м3/ч.

Однако при формировании карты режимов возникла необходимость дросселирования на ГПС и ППС. Так как в ряде случаев рабочие давления при последовательной перекачке превышали допустимые и возникала необходимость остановки промежуточной станции.

Требование по исключению дросселирования при последовательной перекачке определяет необходимость выбора напорно-расходных характеристик роторов магистральных насосов таким образом, чтобы при

любом положении партий продуктов в трубопроводе, рабочее давление на выходе ПС не превышало максимально допустимого. Однако максимальное значение давления на выходе ПС достигается только при одном фиксированном положении партий в трубопроводе (например, когда по трубопроводу проводится перекачка только одного продукта с наибольшей плотностью и вязкостью), а для других положений партий продуктов в трубопроводе давление на выходе ПС будет меньше максимального значения, что приводит к снижению возможных объемов перекачки. Таким образом, требование по исключению дросселирования приводит к недоиспользованию возможностей линейной части трубопровода, снижению пропускной способности трубопровода.

Исходя из вышеизложенного, насосные агрегаты, установленные на ГПС и ППС НМ 500-800 оборудованы электродвигателями с ЧРП.

Основной режим работы – весь трубопровод заполнен дизельным топливом. На ГПС и ППС вводится противотурбулентная присадка FLO MXC концентрацией 14 и 16 г/т соответственно. В работе по 2 соединенных параллельно магистральных насоса НМ 500-800. Количество рабочих колес в насосном агрегате НМ 500-800, установленных на ГПС – 5 шт, на ППС-4 шт. Производительность МНПП – 770 м3/ч. Распределение давления по МНПП представлено на рисунке 1.

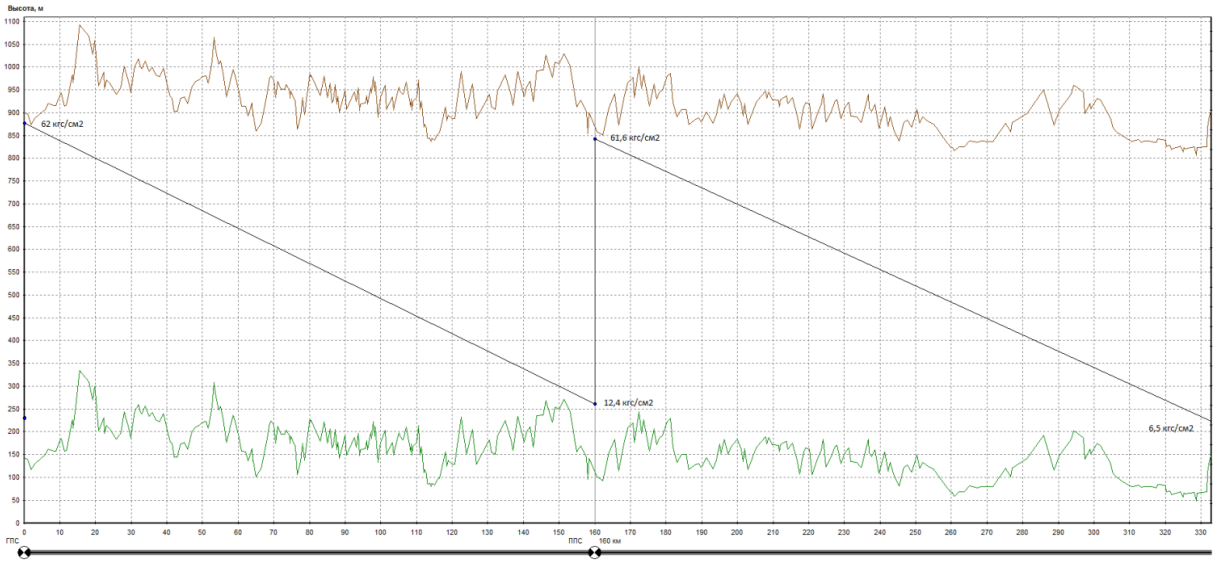


Рисунок 1

В соответствии с исходными данными противотурбулентной присадкой обрабатывается только дизельное топливо. После закачки всей партии автобензина в количестве 14 000 тонн зона контакта АБ/ДТ будет располагаться на 188 км. На участке МНПП 188 км – 333 км находится ПТП с концентрацией 16 г/т. В работе по одному магистральному насосу НМ 500-800 на ГПС и ППС. Производительность МНПП – 496 м3/ч. Распределение давления по МНПП представлено на рисунке 2.

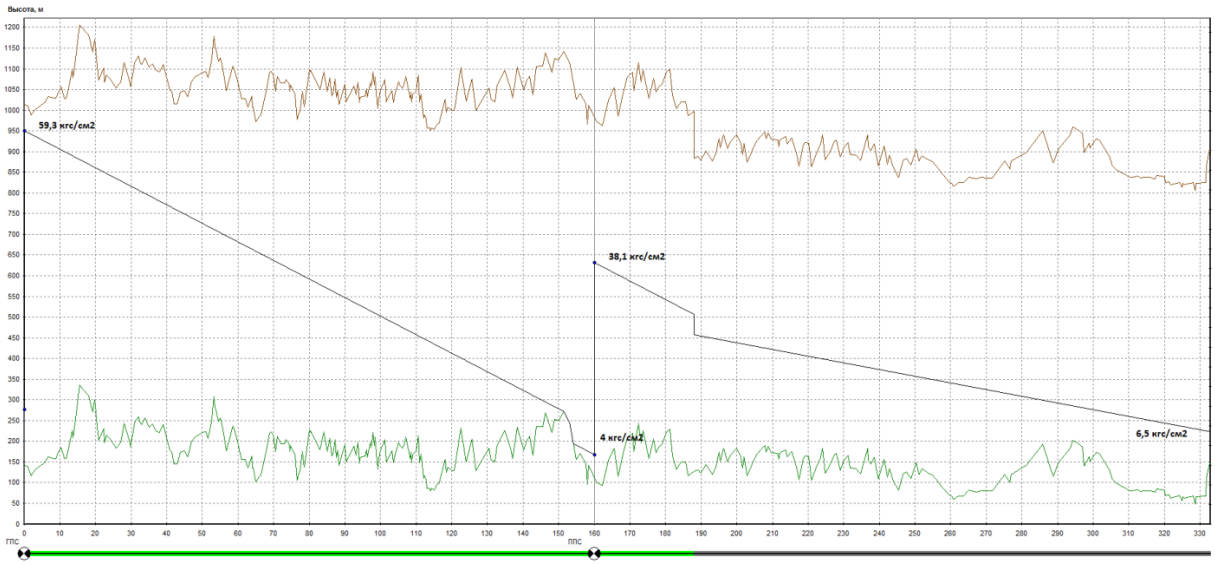


Рисунок 2

Если после закачки партии автобензина начать обработку дизельного топлива с концентрацией ПТП 14 г/т, то есть такой как на основном режиме, то в процессе вытеснения автобензина дизельным топливом гидравлические потери на участке 0 км – «зона контакта ДТ/АБ» будут минимальные, и это приведет к повышению давления на входе ППС, при этом возможно превышение допустимого давления на узле фильтров-грязеуловителей. Также негативным моментом можно считать большое, до 58% от номинального, регулирование дифференциального напора насосных агрегатов. Производительность при данном режиме будет снижаться по мере вытеснения дизельного топлива на участке «ППС – Конечный пункт» до 478 м3/ч. Распределение давления по МНПП представлено на рисунке 3.

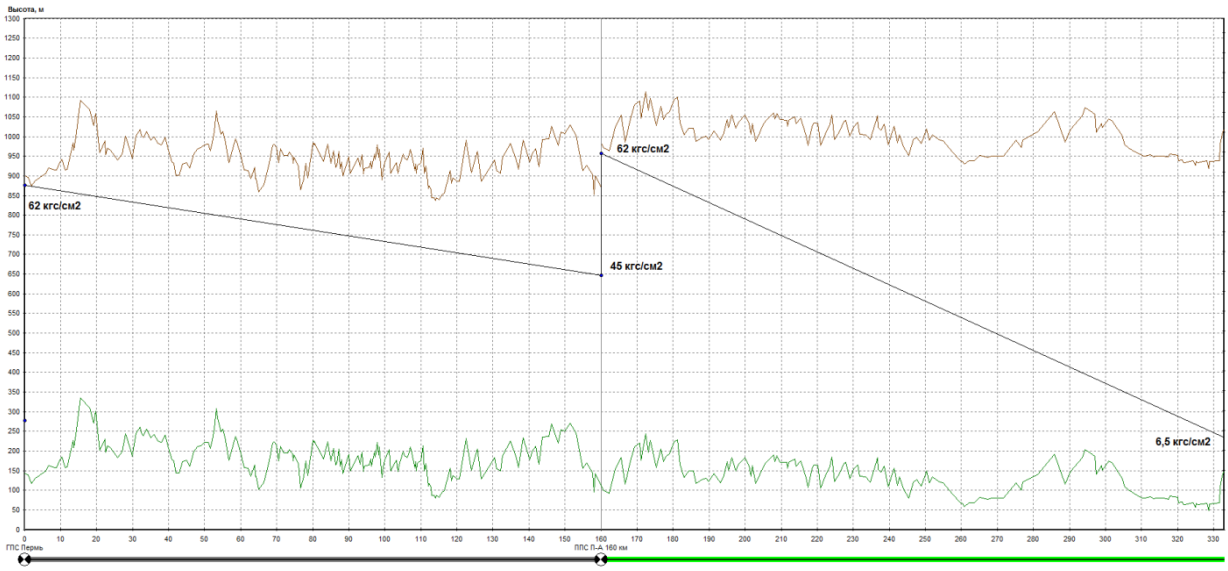


Рисунок 3

Как решение вышеперечисленных отрицательных факторов возможна остановка насосных агрегатов на ППС. Производительность при таком режиме работы МНПП - 407 м3/ч. Но данное решение также имеет

отрицательные стороны, а именно, приводит к снижению пропускной способности МНПП в целом, и как следствие, невыполнения плана перекачки или снижение выручки за транспортировку нефтепродуктов. Распределение давления по МНПП представлено на рисунке 4.

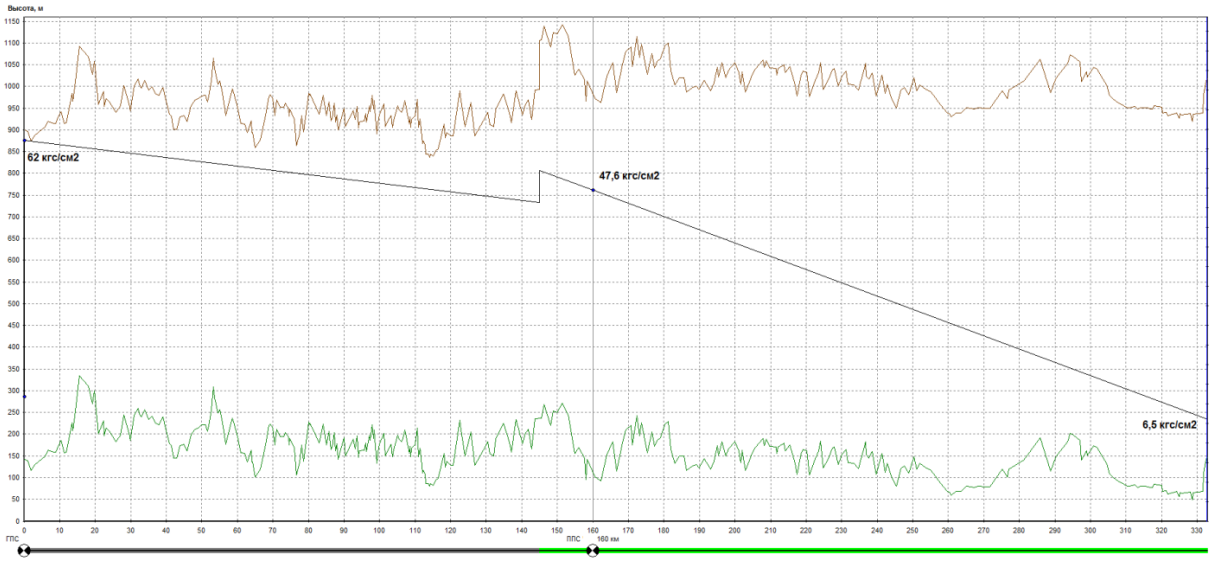


Рисунок 4

В качестве решения, позволяющего устранить негативные факторы, описанные выше, предлагается вводить ПТП во время вытеснения автобензинов начинать со сниженной концентрации присадки. Путем подбора различных концентраций было определена наиболее оптимальная, для данного МНПП, концентрация ПТП FLO MXC – 5 г/т. (концентрация может меняться в зависимости от марки присадки и для уточнения требуется проведение натурных испытаний).

Распределение давления по МНПП представлено на рисунке 5.

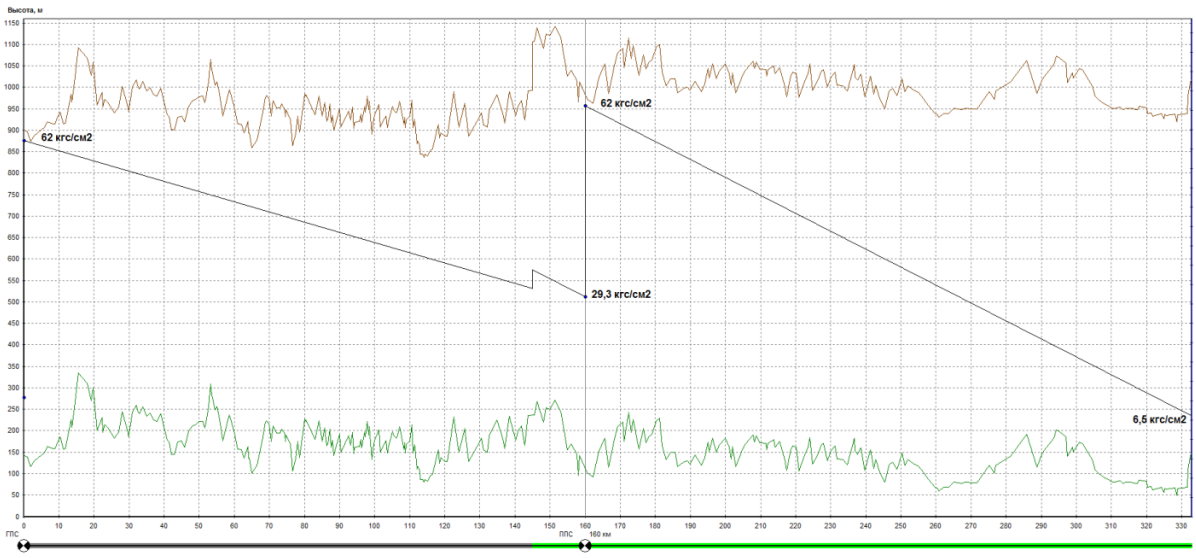


Рисунок 5

Диаграмма изменения давления и расхода во время цикла «закачка партии АБ – прокачка партии АБ – вытеснение партии АБ» представлены на рисунке 6.

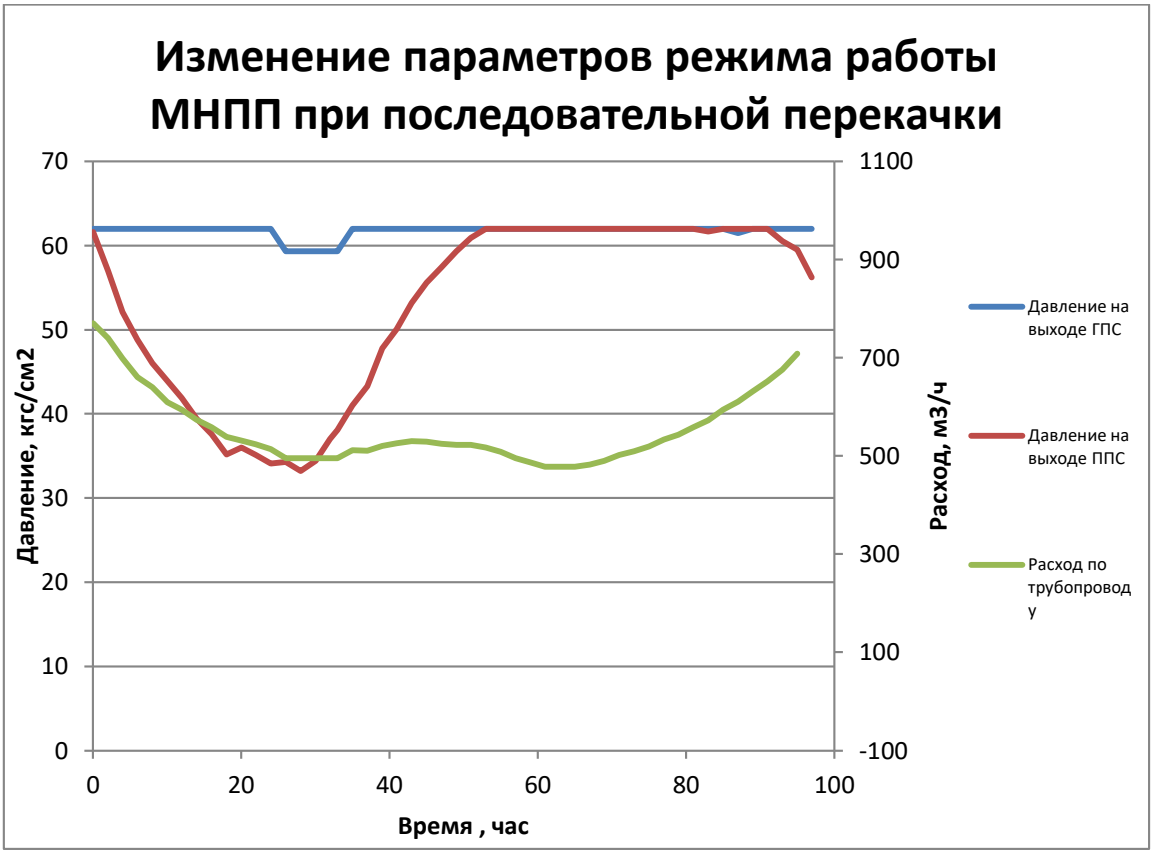


Рисунок 6

По данной диаграмме видно, что минимальный расход при такой схеме ввода ПТП не снижается ниже 478 м3/ч, что обеспечивает требуемую производительность МНПП, при этом, давление на входе ППС не превышает нормативные значения для оборудования, PN4,0.

Таким образом, выполненные расчеты показали, что при последовательной перекачке нефтепродуктов и вводе ПТП только в один нефтепродукт, возможна ситуация, когда во время вытеснения одного продукта другим происходит превышения максимально-допустимого давления на входе промежуточной ПС. Во избежание этого, необходимо на ГПС вводить ПТП с концентрацией меньшей, чем на «основном» режиме перекачки.

Определено влияние на пропускную способность трубопровода системы регулирования давления на выходе перекачивающей станции с применением частотно-регулируемого привода магистральных насосов.

Обоснована возможность увеличения пропускной способности трубопровода в 2 раза при последовательной перекачке партий нефтепродукта.

DRILLING FLUID APPROACH TO SOLVING HORIZONTAL WELL PROBLEMS
РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С ПОДХОДА БУРОВОГО РАСТВОРА

Amede G., Okechukwu O.A., Bassey I.E
(Supervisor: Professor Filippov E.F)
Kuban State Technological University (KubSTU)

Abstract

This work highlights the problems associated with drilling horizontal wells and suggests possible ways of solving these problems.

The advent of drilling horizontal and highly deviated wells coupled with the technologies that make this possible have launched a real revolution in the practice and theory of oil and gas production. The recoverability ratio from and production rate of wells with long-stretching deviated ends have increased significantly in comparison with vertically drilled wells. Horizontal wells, in almost every respect, are more desirable to vertical wells especially for reservoirs with very low permeability as it enhances the effectiveness of hydraulic fracturing by increased contact area between wellbore and productive zone.

However, these advancements have not been without new challenging problems to be tackled. Problems such as borehole instability, wellbore clogging, pipe sticking, loss of circulation, kicks and others have become very prevalent in every horizontally drilled wells and despite so many researches done and ongoing they remain persistent.

A close look at these problems encountered during horizontal well drilling brings to perspective how closely related, one way or another; they are to drilling fluid used. As a result, more careful and thorough attention needs to be given to the drilling fluid properties and compositions. With adequate modifications corresponding to the geological conditions, majority of these problems could be avoided and impressive results achieved.

Key words: *Horizontal well, drilling fluid, oil, gas, wellbore, and fluid properties.*

Introduction

In recent years, the advent of new technologies based on horizontal drilling has revolutionized oil and gas production both practically and theoretically. By increasing the contact area between wellbore and payzones, the effectiveness of hydraulic fracturing has also increased and as a result we have

seen a significant increased production rates of deviated, horizontal and extended reach wells all over the world.

Fig. 1 indicates some other advantages that deviated wells present.

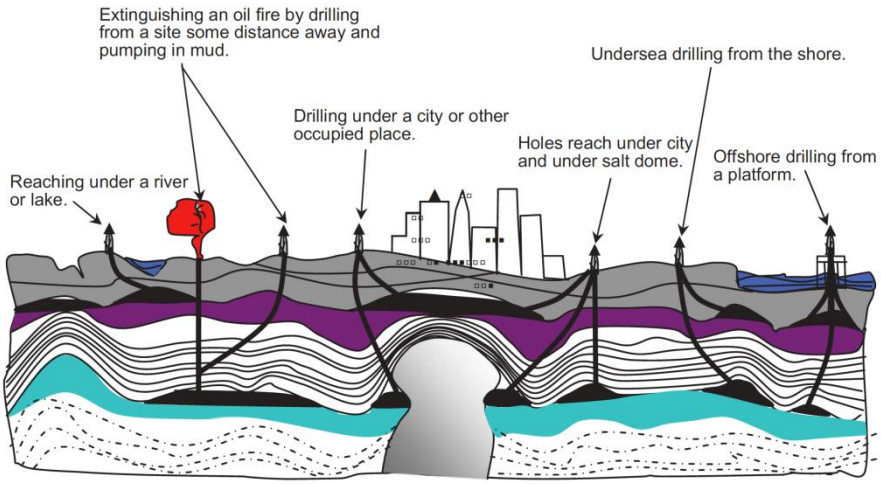


Fig. 1 – Advantages of deviated wells

Horizontal wells, as highlighted, undoubtedly provide a number of advantages; nevertheless, these breakthroughs have not been without complications that where either initially less serious or even non-existent for vertical wells. Drilling highly deviated wells can be accompanied by complications like stuck pipe, weight material sagging, hole cleaning difficulties, increasing viscosity, amongst others.

Of course, the aggregate of geological, technological and economic factors determines the final recoverability ration. However, drilling fluids play a very big role, since virtually all the problems encountered while drilling is, to some reasonable degree, related to the type and properties of the drilling fluid used.

The function and importance of these fluids to a successful drilling a horizontal well cannot be overemphasized, as it not only determines the success and speed of the drilling process but also the success of well completion and exploitation of the well with maximum productivity.

Major Horizontal Well Problems

Stuck pipe:

Stuck pipe is more likely in horizontal wells than in vertical wells, because of the dramatically larger area of the reservoir exposed to the wellbore.

Complications related to stuck pipe can account for nearly half of total well cost, making stuck pipe one of the most expensive problems that can occur during a drilling operation.

Drilling through swelling shale with inadequate fluid density can also lead to pipe sticking.

Fine solids in the mud also create a thick mud-cake, constricting the deviated hole and increasing the possibility of stuck drillpipe, the key to controlling mudcake is minimizing filtrate invasion. One way to reduce fluid loss is to minimize hydrostatic pressure using the lowest possible mud weight, but the mud should not be so light as to cause wellbore instability. A good solution is to use a sized weighing material. The solids must be compatible with the formation-for example, acid-soluble calcium carbonate- and have the right size to bridge formation pores.

Drilling through depleted zones, where the pressure in the annulus exceeds that in the formation, might cause the drillstring to be pulled against the wall and embedded in the filter cake deposited there as seen in fig1. The internal cake pressure decreases at the point where the drillpipe contacts the filter cake, causing the pipe to be held against the wall by differential pressure. In high-angle and horizontal wells, gravitational force contributes to extended contact between the drillstring and the formation.

Depending on what the suspected cause of sticking is, it might be necessary to increase the drilling-fluid density (to stabilize a swelling shale) or to decrease it (to protect the depleted zone and avoid differential sticking). A drilling fluid's friction coefficient is an important factor in its effectiveness in preventing stuck pipe and/or enabling stuck pipe to be worked free.

Poor hole cleaning also usually leads to stuck pipe, which might not necessarily be as result of drilling fluid not efficiently transporting cuttings up and out of the annulus thereby leading to a plug of the wellbore, but as a result of insufficient lubricity between the drill pipe and the wellbore.

Properly managing the lubricity of the drilling fluid and the quality of the filter cake across the permeable formation can help reduce occurrences of stuck pipe. Oil-based fluids (OBFs) and synthetic-based fluids (SBFs) offer the maximum lubricity. Inhibitive water-based fluids (WBFs) can be treated with a lubricant (typically 1 to 5% by volume) and formulated to produce a thin, impermeable filter cake that offers increased protection against sticking. High-performance-polymer WBFs that are designed specifically to serve as alternates to OBFs and SBFs exhibit a high degree of natural lubricity and might not require the addition of a lubricant.

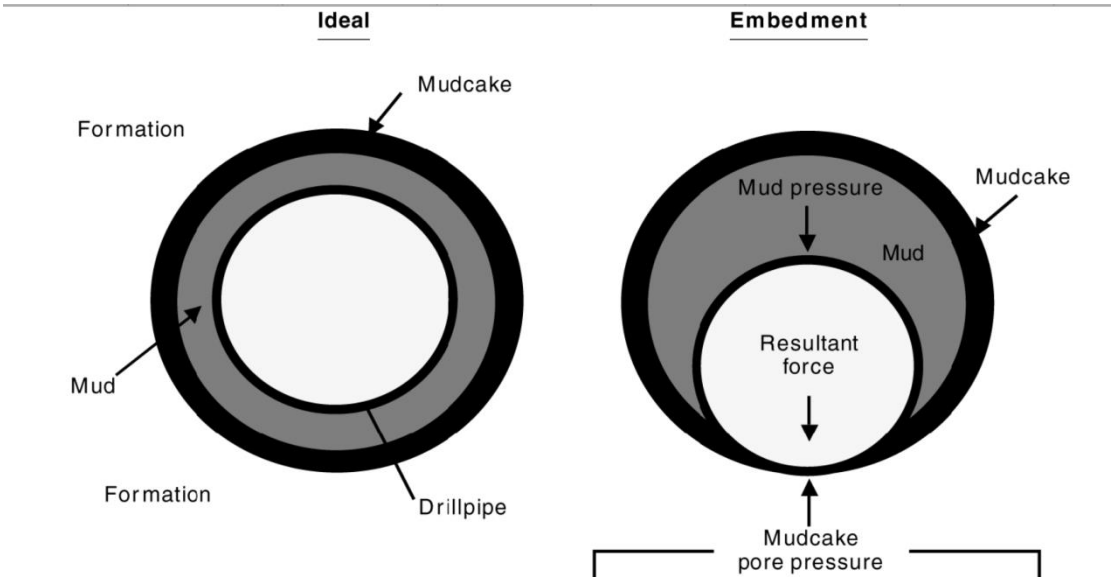


Fig. 2 - Differential sticking mechanism

Weight Material Sag:

Another problem that taunts horizontal well drilling is weight material sag. Barite sag can occur in high-angle wells (possibly at 35°, but increasingly likely at ≥ 50°, then diminishing as the interval approaches 75 to 90°). The most severe sag incidents typically occur in the 45 to 65° range. This range is referred as Boycott settling range.

This is where refluxing (dropout and reverse flow) of particles and heavier liquid occurs in a lower rate well. Weighting material like barite, calcium carbonate, etc. then separate from liquid phase and settle down. When this happens there is a big variations in mud density in well bore with a decrease in drilling-fluid density for fluids closer to the surface and an increase in density in fluids closer to bottom, as compared to the previous circulating mud weights. These misleading measurements in turn lead to wrong decision making while drilling. The method is based in part on continuously measuring fluid density during the first circulation after the fluid has been static after some time. However it can occur in a dynamic condition with low annular velocity.

This sagging occurs most often when drilling fluids have low viscosity/low gel strength which has the primary function of the suspension of added desired weighting materials, such as barite, it also occurs in low shear rate conditions, in freshly prepared fluids with minimal drill solids, and in high temperature wells (where the downhole viscosity is reduced due to increased temperature).

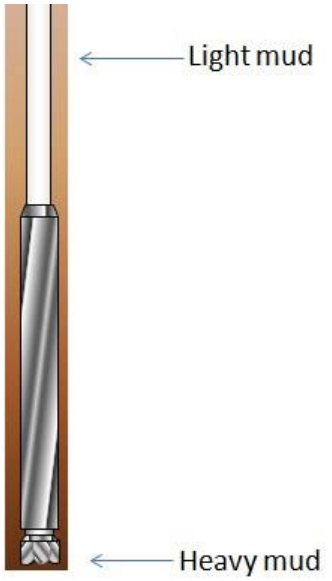


Fig. 3 - Weight material sag

When using an emulsion-based synthetic fluid that contains no commercial clays, little or no detectable barite sag have been experienced, based on data retrieved from downhole pressure-sampling tools and drilling-fluid-density measurements recorded while circulating bottoms up.

Hole Cleaning:

Throughout the last decade, many studies have been conducted to gain understanding on hole cleaning in directional-well drilling. Laboratory work has demonstrated that drilling at an inclination angle greater than approximately 30° from vertical poses problems in cuttings removal that are not encountered in vertical wells. Fig. 1 illustrates that the formation of a moving or stationary cuttings bed becomes an apparent problem, if the flow rate for a given mud rheology is below a certain critical value.

Inadequate hole cleaning can lead to costly drilling problems, such as mechanical pipe sticking, more than necessary drag and torque on drillstring, formation fracturing, premature bit wear to name a few. The most encountered being torque and drag problem.

During drilling the mud engineer uses several techniques to check how well the hole is been cleaned, in one technique hole cleaning efficiency is estimated by measuring the discharge from the solids control equipment and comparing it with what would be expected given the hole size and the rate of penetration. This material balance approach works only over long sections of the well otherwise the uncertainty in hole diameter leads to inaccuracies.

In another technique, the hole-cleaning performance of a turbulent pill is monitored by measuring the pill’s rheology when it returns to surface. The thicker the pills the more solids it has picked up.

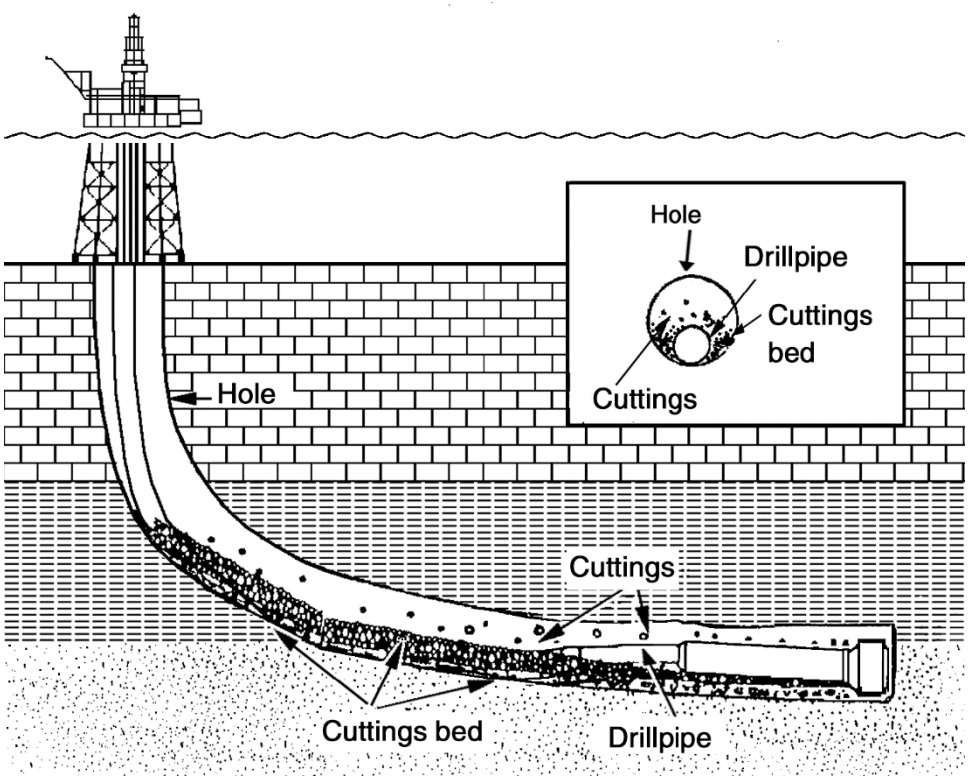


Fig. 3 - Cuttings-bed buildup in directional wells

Years of operational data indicate that hole angles of between 30 and 60° create the most difficult hole-cleaning conditions which can be minimized by managing drilling-fluid properties like viscosity amongst other drilling parameters and that is why because of their reliable performance under adverse downhole conditions, invert-emulsion oil-based and synthetic-based drilling fluids (OBFs and SBFs, respectively) are usually the first choice for ERD operations. The use of invert-emulsion muds, however, is becoming more restricted, because of environmental considerations, and several inhibitive water-based fluid (WBF) systems have been developed for use as alternatives.

Increasing viscosity:

Drillers must ensure that the ECD as well as its static density is within safe limits. ECD the effective density of a moving fluid is slightly more than static density because of the friction pressure drop in the annulus. ECD depends on pump rate and viscosity and since pump rates are generally high for horizontal wells to clean hole maintaining ECD within limits means keeping viscosity low. The main cause of elevated viscosity is low gravity solids so the mud engineer must carefully monitor the solids control equipment and ensure low gravity solids are kept to a minimum

In as much as viscosity plays a vital role for a successful drilling of horizontal well. Care should be taken as an increase in viscosity will increase the pressure which could cause a fracture leading to loss circulation, a kick or mud

contamination. And if this is the case, mud weight should be reduced accordingly.

The mud engineer might not be directly responsible for an increase in viscosity but rather as a result of cuttings bed forming on the low side of the well, when this begin to happen solids control becomes a major challenge for the mud engineer. The cuttings spend more time in the wellbore and get crushed by the rotating drillpipe into progressively smaller particles. The fine particles increase the percentage of low gravity solids and consequently viscosity. To combat increased viscosity, the mud engineer balances two approaches: diluting the mud – an expensive solution because of the cost of base materials and additives- and ensuring that the solids control hardware is equipped to remove fine material. This requires regularly maintained high-performance of the shale-shakers and centrifuges.

References

Kim Burrows, David Carbajal, Jeff Kirsner, Bobby Owen (2004) "Benchmark Performance: Zero Barite Sag and Significantly Reduced Downhole Losses with the Industry's First Clay-Free Synthetic-Based Fluid." SPE-87138-MS.

Andy Patrickis, Robert Hsia (2004) "Case History: Zero Whole Mud Losses Achieved during Casing and Cementing Operations on Challenging Deepwater Well Drilled with Clay-Free Synthetic-Based Fluid." AADE-04-DF-HO-36.

Isambourg, P., Ottesen, S., Benaissa, S. et al. (1999) "Down-Hole Simulation Cell for Measurement of Lubricity and Differential Pressure Sticking." Presented at the SPE/IADC Drilling Conference, Amsterdam, 9–11 March. SPE-52816-MS.

Santos, H. (2000) "Differentially Stuck Pipe: Early Diagnostic and Solution." Presented at the IADC/SPE Drilling Conference, New Orleans, 23-25 February. SPE-59127-MS.

НАФТЕНОВЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ С УГЛОВЫМ МАГНИТНЫМ МОМЕНТОМ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (NAPHTHENIC HYDROCARBONS OF WEST SIBERIA)

Антипина М.И., Дегтярев Д.С.
(научный руководитель: профессор Нестеров И.И.)
Тюменский индустриальный университет

Сеноманские нефти Тюменской области являются аналогом известной нефти Нафталанского месторождения в Азербайджане, которую используют для лечения заболеваний в течении 3 тыс. лет. В Азербайджане нафталанская нефть почти вся выработана. Залежи ее не учтены в Государственном балансе из-за их очень малых запасов. Сейчас нефть добывается в 19 скважинах с дебитом 20 литров в сутки при обводненности 84%. В Тюменской области открыта подобная нафтеновая нефть в 8 месторождениях с запасами более 2 млрд. тонн.

При сравнении нефтей Нафталанского в Азербайджане, Ван-Еганского и Русского месторождений в Тюменской области по хроматограммам и по хроматомасспектрам отмечается сходство.

То есть по химическому составу нефти Русского и Ван-Еганского месторождений идентичны Нафталанской нефти(рис.1).

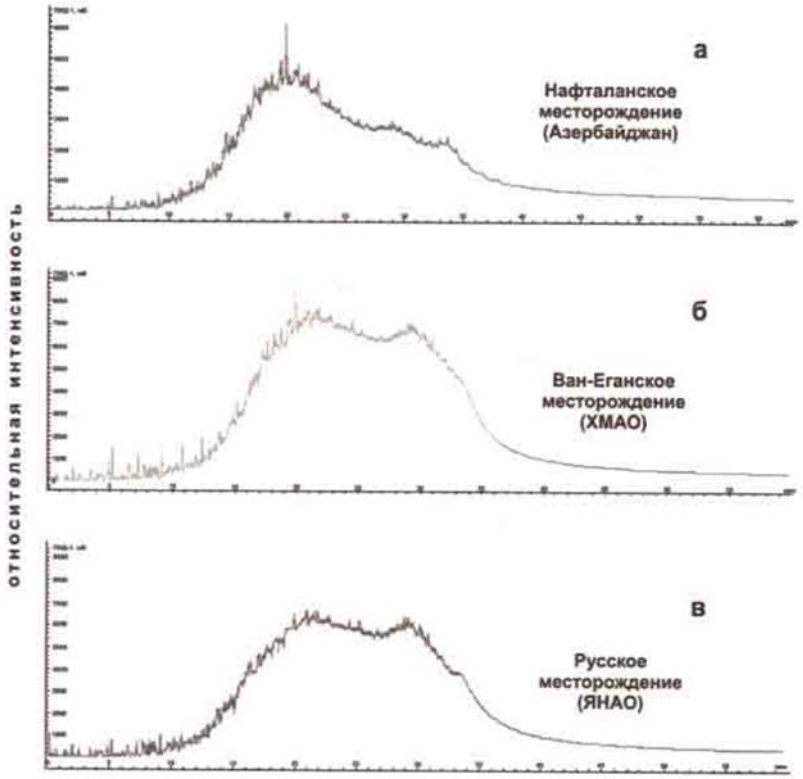


Рис.1. Сравнительный анализ хроматограмм нефтей месторождений:
а – Нафталанского; б – Ван-Еганского: в – Русского

В соответствии с действующим регламентом Минздрава РФ проведены исследования свойств мухах Drosophila melanogaster и сирийского хомячка Mesocricetus aurafis и сравнение нафталанской с нефтями из сеноманских отложений Русского и Ван-Еганского месторождений. По смертности и рождаемости дрозофил лучшие результаты имеются по нафталанской нефти, а по содержанию каротиноидов, способствующих жизнедеятельности, наилучшие результаты имеют нефти Русского месторождения, а нефти из месторождения Нафталан и Ван-Еган имеют одинаковые показания. При исследовании бальнеологических свойств по 20-градусным фракциям нефти Русского месторождения по фракциям P_3-P_4 по проценту смертности дрозофил имеют одинаковые показатели, а по фракциям P_5-P_7 – нефть Русского месторождения почти в 2 раза лучше Нафталанской. По плодовитости по фракциям P_4-P_6 свойства нефтей одинаковы, а по фракциям P_7 нефть Русского месторождения лучше нафталанской.

По исследованию бальнеологических свойств Русского и Нафталанского месторождений на хомяках по содержанию лейкоцитов и чисел атомов углерода в них оба типа нефтей имеют почти одинаковое влияние. По заживлению резаных ран оба типа нефтей имеют одинаковые свойства.

Из-за уникальных бальнеологических свойств линименты (осветленная нефть) нафталанской нефти в различных модификациях на рынках сбыта оценивается в размере 2,5 доллара за 1 грамм.

Нефти из сеноманских отложений Тюменской области могут иметь близкую цену – 1 баррель осветленных фракций может быть оценен в 400 тыс. долларов США – в 8 тыс. дороже обычной товарной нефти Urals. Но пока в России 1 т. этой нефти продают за 20-30 долларов США или используют как мазут или для асфальтирования дорог.

Практически ни в России, ни в целом по всему миру не обращают внимание на качество конденсатов в газовых и газоконденсатных залежах. Конденсаты в газовых залежах сеноманских отложений имеют нафтеновую основу и содержат до 6% адамантанов при среднем содержании их в нефтях мира 0,013% (рис.2) [1].

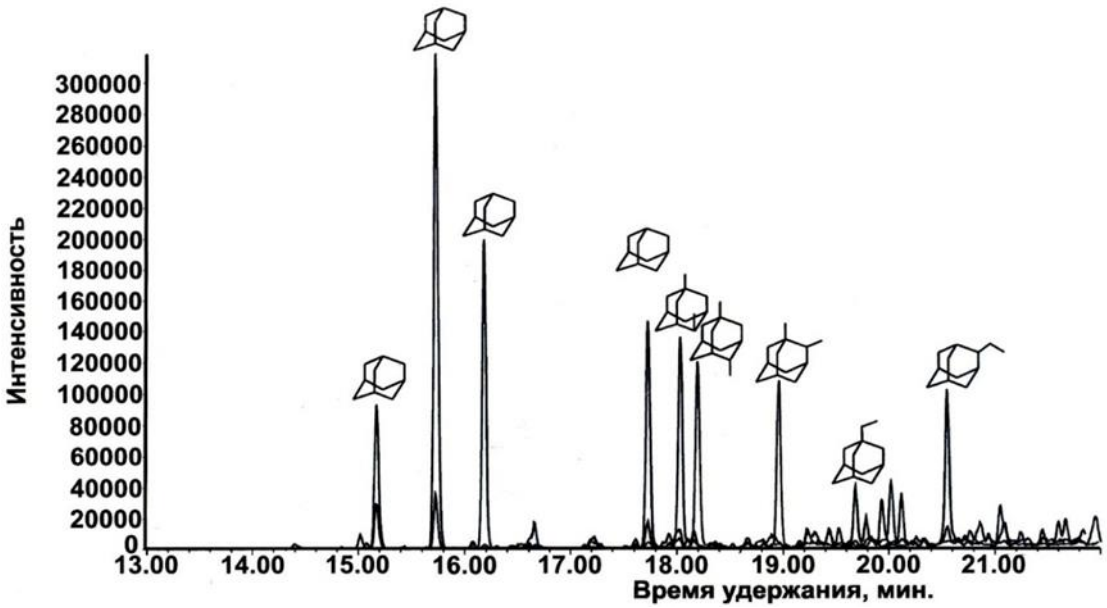


Рис.2 Хроматомассспектрограммы и адамантаны конденсатов газовых залежей из сеноманских отложений ЯНАО (Пангодинское месторождение)

Обзор литературы показал, что расширяется использование улеводородов алмазоподобного строения в различных отраслях промышленности – нанотехнологиях, производстве лекарств, смазочных материалов, полимеров с особыми свойствами и др. [2].

Поэтому В Тюменской области и Крыму необходимо построить ряд лечебных комплексов со специальными грязелечебницами с использованием бальнеологических нефтей и конденсатов, а также создать при нефтеперерабатывающих заводах самостоятельные цеха для переработки нафтеновых нефтей и конденсатов с целью производства лекарственных препаратов и высокопрочных наноразмерных пленок

Литература:

1. Нестеров И.И. «Перечень инновационных, в том числе, прорывных технологий, не имеющих аналогов за рубежом».- Тюмень,2015г. – С.27-36.

2. Гируц М.В. Алмазоподобные углеводороды в нефтях и моделирование процессов их образования: Автореферат. Диссертация на соискание ученой степени доктора химических наук. – Москва,2015г. – 50 с.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕРМОНИКИТЕЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ ПРИ ОКИСЛЕНИИ И ГОРЕНИИ МЕТАНА (MODELING OF TERMONIKETIC OSCILLATIONS AT OXIDATION AND COMBUSTION OF METHANE)

Арутюнов А.В.
(научный руководитель: к.ф.-м.н., доцент Иновенков И.Н.)
Факультет ВМК МГУ имени М.В. Ломоносова, Москва, Россия

Введение

Исследование парциального окисления природного газа при умеренных температурах ниже 1500 К представляет значительный интерес с точки зрения промышленной реализации. Основным компонентом природного газа является метан, реальный кинетический механизм окисления которого насчитывает сотни элементарных процессов. Система кинетических уравнений, описывающая данный процесс, включает дифференциальные уравнения, заведомо нелинейные по отношению к исходным реагентам [1]. В связи с этим возможно существование различных критических, в том числе колебательных режимов. Нелинейные явления при парциальном окислении метана наблюдались экспериментально в различных условиях [2]. Однако исследовать все особенности такой системы в потенциально интересной области параметров экспериментально невозможно, поскольку число кинетических параметров очень велико. Поэтому исследование этой сложной нелинейной системы путем математического моделирования является одним из методов обеспечения ее стабильности при промышленной реализации и одновременно эффективным инструментом ее дальнейшего совершенствования.

Результаты и обсуждение

Появление осцилляций связано с накоплением в реагирующей системе тепла или активных продуктов [3]. В проточных системах возможности возникновения химических колебаний расширяются по сравнению с замкнутыми системами, поскольку в таких реакторах потребление исходных веществ непрерывно восполняется их подачей в реактор. Аналитическое исследование в данном случае практически невозможно, поскольку реальный кинетический механизм окисления и горения метана содержит сотни элементарных стадий с участием десятков компонент, и необходимо компьютерное моделирование.

Исследование проводили в рамках модели химического реактора идеального смешения, поскольку именно для таких условий существование установившихся периодических колебаний при окислении метана было показано в работах [4, 5]. Математическая постановка задачи для такой модели записывается в виде [6]:

$$r\frac{\P Y_j}{\P t} = w_j + \frac{r}{t_r}\left(Y_j^0 - Y_j\right) \quad (1),$$

где j=1,2,…,M

$$\rho c_p \frac{\partial T}{\partial t} = \Phi + \frac{\rho c_p}{\tau_r}\left(T_0 - T\right) + h\frac{S}{V}\left(T_0 - T\right) \quad (2)$$

Начальные условия:

t=0, T=T_0, Y_j=Y_j^0 (3)

Здесь приняты обозначения: t – время, M – число химических компонент в газовой смеси; Y_j – массовая доля компонента j, T – температура, ρ - плотность смеси, c_p – теплоемкость при постоянном давлении, ω_j - скорость образования или расходования компонента j в ходе химической реакции, τ_r - время прохождения подаваемой смеси через реактор, Φ - скорость тепловыделения, h – коэффициент теплоотдачи в окружающую среду, V и S – соответственно объем и площадь поверхности сферического реактора, индекс 0 относится к условиям на входе в реактор. Полагалось, что температура стенки реактора поддерживается постоянной и равной температуре на входе в реактор T_0.

К системе (1) – (2) необходимо добавить выражения для скорости реакции и тепловыделения, уравнение состояния идеального газа, связь между массовой и мольной долями компонента [7].

Для описания химической реакции метана с кислородом использовался хорошо известный детальный кинетический механизм окисления и горения метана из [8], который насчитывает 261 элементарную стадию с участием 30 компонент. Считали, что подаваемая в реактор смесь состоит из метана (CH_4) и кислорода (O_2), сильно разбавленных азотом (31-й компонент смеси), причем X_{N2}=0.9. Помимо других параметров также варьировали соотношение между метаном и кислородом, которое характеризовалось величиной коэффициента избытка горючего φ:

$$\varphi = \frac{\dfrac{X_{CH4}}{X_{O2}}}{\left(\dfrac{X_{CH4}}{X_{O2}}\right)_{St}} \quad (4)$$

где индекс «st» означает стехиометрическое соотношение мольных долей реагентов.

Для численного исследования процесса в реакторе необходимо задать значения параметров, которые будут характеризовать теплофизические свойства, состав и скорость подачи смеси, геометрию реактора. В данной задаче такими параметрами являются T_0, p, φ, X_{N^2}, h, τ_r, V (S связано с V). В ходе расчетов было установлено, что в определенном диапазоне изменения параметров наблюдаются периодические незатухающие колебания температуры и концентрации ряда химических компонент смеси. Амплитуда и частота этих колебаний определяются параметрами, характеризующими свойства газовой смеси и геометрию реактора. Область изменения параметров T_0, p, φ, h, τ_r, V, внутри которой наблюдаются осцилляции, относительно небольшая. Во всех остальных случаях постепенно устанавливается стационарный режим, т. е. значения температуры и концентраций становятся постоянными во времени. В определенной области параметров при атмосферном давлении наблюдались явно выраженные осцилляции температуры (рис. 1), причем их амплитуда достигала сотен градусов, в то время как при давлении 0.75 и 2 атм. процесс выходил на стационарный режим.

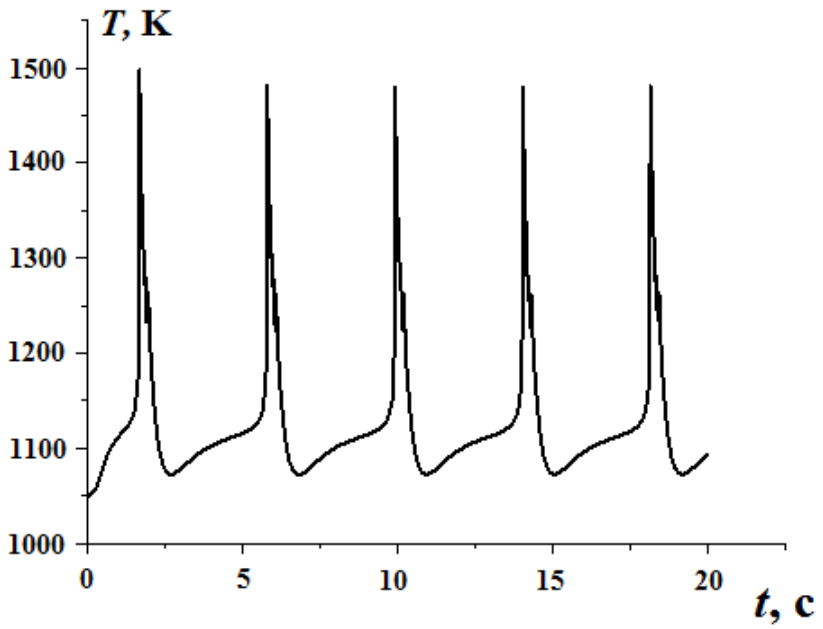


Рис. 1. Колебания температуры при T_0=1050 K, p = 1 атм, φ = 0.8, h = 0.0042 кал/(см^2*с*K), τ_r = 0.5 с, V = 0.1 м^3

Были определены диапазоны значений начальной температуры и давления, в которых при фиксированных значениях других параметров (φ = 0.8, X_{N^2} = 0.9, h = 0.0042 кал/(см^2·с·K), $\_\tau_r$ = 0.5 с, V = 0.1 м^3) наблюдаются осцилляции. На фазовой плоскости (T_0, p) (рис. 2) показана

граница области, внутри которой наблюдаются колебания. В зависимости от положения внутри области осциллирующий режим имеет различные частоту и амплитуду.

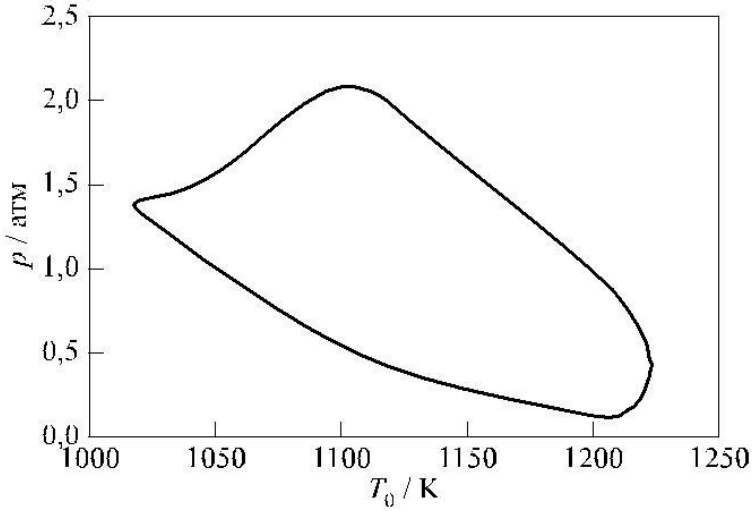


Рис. 2. Область колебательного режима на фазовой плоскости (начальная температура – давление) при φ =0.8, h=0.0042 кал/(см^2·с·K), τ_r =0.5 с, V=0.1 м^3.

Необходимо подчеркнуть роль теплообмена реактора с окружающей средой: для условий данной работы в отсутствие теплообмена получить осциллирующий режим не удалось. На рис. 3 показана зависимость температуры от времени при разных значениях коэффициента теплоотдачи h. Видно, что и при слабой, и при сильной теплоотдаче осцилляции не возникают.

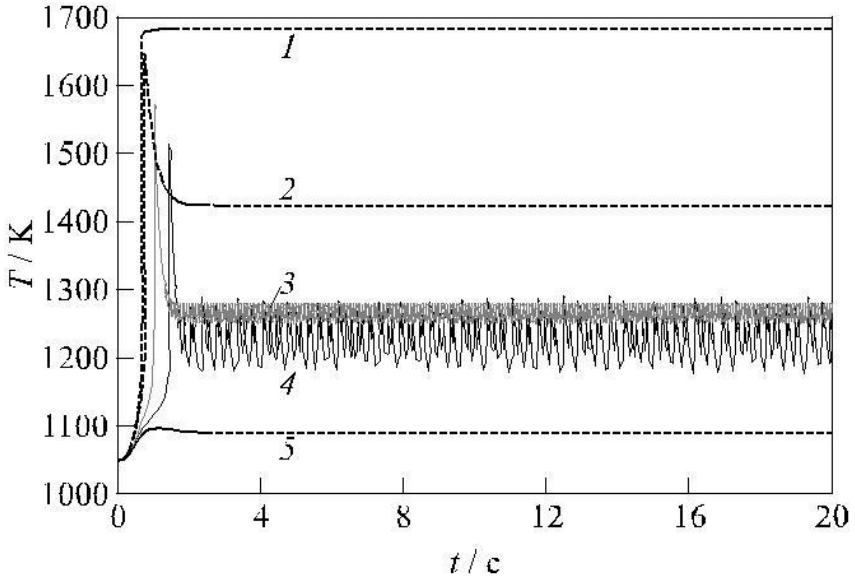


Рис. 3. Зависимость температуры от времени при разных значениях коэффициента теплоотдачи h: 1 — 0 кал/(см^2·с·K), 2 — 0.001, 3 — 0.003, 4 — 0.004, 5 — 0.005 кал/(см^2·с·K), T_0 = 1050 K, p = 1 атм, φ = 0,8, X_{N^2} = 0.9, τ_r = 0.5 с, V = 0.1 м^3

Исследовали также поведение установившихся режимов от величины таких параметров, как коэффициент избытка горючего φ, мольная доля азота X_{N^2} , объем реактора V и параметр τ_r (обратно пропорционален массовой скорости подачи смеси в реактор). Для каждого из этих параметров колебания наблюдаются только в определенном диапазоне их изменения.

Было обнаружено, что в некоторых случаях вблизи границы фазовой области существования колебаний наблюдается сильное изменение концентрации продуктов реакции (рис. 4). Наиболее ярким примером служит поведение концентрации диоксида углерода CO_2, который в данных условиях является одним из основных продуктов реакции метана с кислородом. На рис. 4а, а видно, что незначительный рост давления (всего на 0,05 атм) не только меняет характер поведения концентрации диоксида углерода во времени (появляются колебания), но и приводит к сильному возрастанию мольной доли CO_2. Это связано со значительным уменьшением мольной доли несгоревшего метана, т.е. увеличением глубины его превращения (рис. 4б). При этом примерно вдвое снижается мольная доля монооксида углерода CO.

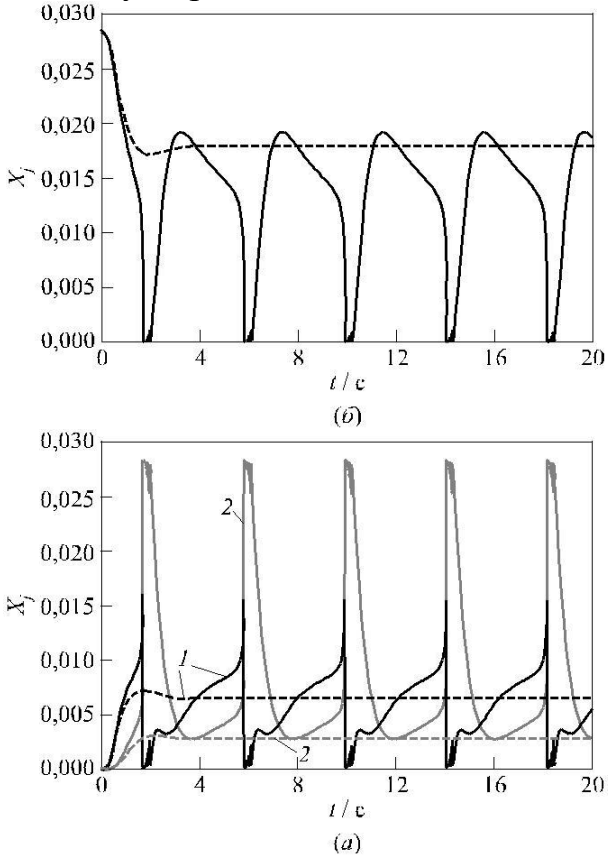


Рис. 4. Зависимость мольных долей CO (*1*) и CO_2 (*2*) (*а*) и CH_4 (*б*) от времени при двух значениях давления: штриховые кривые — p = 0.95 атм; сплошные кривые — p = 1 атм; T_0= 1050 K, φ = 0.8, X_{N^2} = 0.9, h = 0.0042 кал/(см^2·с·K), τ_r = 0.5 с, V = 0.1 м^3

Анализ чувствительности показал, что основной стадией образования CO_2 в данных условиях является реакция:

$CO+OH^{\bullet} \Leftrightarrow CO_2 + H^{\bullet}$

Увеличение давления на 0.05 атм, вероятно, смещает равновесие данной реакции в сторону образования CO_2, что сопровождается значительным увеличением конверсии метана (рис. 4б). Такое резкое изменение поведения концентраций продуктов при незначительном изменении давления наблюдалось только вблизи границы фазовой области существования колебаний.

Выводы

Исследование системы кинетических уравнений, описывающей горение и окисление метана в условиях реактора идеального смешения, показало возможность появления осцилляционных режимов процесса. Колебательное протекание процесса связано с особенностями его химического механизма (кинетикой процесса), а также с выделением и отводом тепла и реагирующих веществ. Колебания наблюдаются лишь в сравнительно небольшом диапазоне изменения параметров, характеризующих свойства системы, при этом могут сопровождаться существенным изменением характера процесса и выхода продуктов.

Литература

1. *Арутюнов В. С.* Окислительная конверсия природного газа. — М.: КРАСАНД, 2011. 640 с.

2. *Arutyunov V.* Direct methane to methanol: Foundations and prospects of the process. — Amsterdam, The Netherlands: Elsevier B.V., 2014. 309 p.

3. *Франк-Каменецкий Д. А.* Диффузия и теплопередача в химической кинетике. М.: Наука, 1987.

4. *Gray B. F., Griffiths J. F., Foulds G. A., Charlton B. G., Walker G. S.* The relevance of thermokinetic interactions and numerical modeling to the homogeneous partial oxidation of methane // Ind. Eng. Chem. Res., 1994. Vol. 33. P. 1126–1135.

5. *De Joannon M., Sabia P., Tregrossi A., Cavaliere A.* Dynamic behavior of methane oxidation in premixed flow reactor // Combust. Sci. Technol., 2004. Vol. 176. P. 769–783.

6. Chemkin Software RD01400-C01-004-001A. Theory manual. June 2004. https://ay14-15.moodle.wisc.edu/prod/pluginfile.php/119333/mod resource/content/1/ CHEMKIN Theory.pdf.

7. *Варнатц Ю., Маас У., Диббл Р.* Горение. Физические и химические аспекты, моделирование, эксперименты, образование загрязняющих веществ. М.: Физматлит, 2006.

8. *Вильямс Ф. А.* Теория горения / Пер. с англ. — М.: Наука, 1971. 615 с. (*Williams F. A.* Combustion theory. — Addison-Wesley Publishing Co., 1965. 447 p.)

9. *Варнатц Ю., Маас У., Диббл Р.* Горение. Физические и химические аспекты, моделирование, эксперименты, образование загрязняющих веществ / Пер. с англ. — М.: Физматлит, 2006. 352 с. (*Warnatz J., Maas U., Dibble R. W.* Combustion. Physical and chemical fundamentals, modeling and simulations, experiments, pollutant formation. — Springer, 2001. 352 p.)

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ «ПЕРЕЗАГРУЗКА» В ЕВРАЗИИ. ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА РОССИИ СО СТРАНАМИ ЕВРАЗИИ (ENERGETIC "RESET" IN EURASIA. PROBLEMS AND PROSPECTS OF THE ENERGY COOPERATION OF RUSSIA WITH THE COUNTRIES OF EURASIA)

Архипова А.О.
(научный руководитель: доцент Отвагина Л.Н.)
РАНХиГС при Президенте РФ

В последнее время наблюдается глобальное смещение экономической активности энергетического рынка России с Запада на Восток, что связано с «перезагрузкой» отношений Запада с Россией и энергетическим поворотом России к Азии. Сегодня, в условиях имеющейся санкционной политики ЕС по отношению к РФ в энергетической сфере и, учитывая, затянувшийся конфликт на Ближнем Востоке, дает возможность осознать важность переориентации части экспортных поставок российских энергоносителей с Атлантического на Тихоокеанский рынок, чем и вызвана актуальность данной работы. Важно помнить, что топливно-энергетический комплекс для России и для всего мира является ключевым сектором экономики, во многом определяющим возможности развития страны в экономической, социальной, технологической и политической сферах.

В работе рассматриваются такие моменты, как «перезагрузка» отношений Запада с Россией, современные проблемы и перспективы энергетического сотрудничества России со странами Евразии (в ЕС, в государствах Ближнего Востока, Китае и др.), используя гравитационную модель внешней торговли, анализ влияния изменения цен энергоресурсов на эластичности спроса и предложения, также проводится более глубокий компаративный анализ энергетической политики и стратегии РФ и КНР.

Целью работы является анализ проблем и перспектив энергетического сотрудничества России со странами Евразии, используя гравитационную модель внешней торговли, анализ влияния изменения цен энергоресурсов на эластичности спроса и предложения. Для достижения цели исследования были поставлены и решены следующие задачи:

1. Анализ структуры внешней торговли России с основными странами дальнего зарубежья за 2016 год;
2. Анализ влияния изменения цен энергоресурсов на эластичности спроса и предложения;
3. Определение проблем энергетического сотрудничества и анализ гравитационной модели внешней торговли России со странами Евразии;

4. Анализ и определение перспектив энергетического сотрудничества России со странами Евразии;

5. Оценка и прогноз сотрудничества России и Китая в энергетическом рынке, возможен ли энергетический альянс.

Объектом исследования выступают экономики России и стран Евразии и современная международная обстановка в мире. Предметом исследования выступают экспорт российской электроэнергии в страны Евразии. В процессе теоретической разработки поставленной проблемы и решения задач была применена совокупность методов исследования: дескриптивный, экономико-статистический и эконометрический анализ. Научная новизна работы заключается в оценке влияния экономических санкций на изменение внешней торговли России, на структуру экспорта энергоресурсов между Россией и странами Евразии, в целях выявления степени устойчивости их экономик, а также использовании гравитационной модели международной торговли для определения воздействия резких колебаний мировых нефтяных цен и санкций на взаимную торговлю. Теоретическая значимость работы состоит в выявлении тенденций развития экономик России и стран Евразии, определении специфики их взаимной торговли.

По данным Федеральной таможенной службы, внешнеторговый оборот России за 2016 год составил 471,2 млрд. долларов, что меньше, чем за 2015 год на 11,2%. По итогам года внешнеторговый оборот России со странами дальнего зарубежья составил 85% от всего объема торговли. При этом доля ЕС уменьшилась с 44,8% до 42,8% в пользу стран АТЭС, и главным образом Китая – с 28,1% до 30%. Из-за девальвации рубля российские экспортеры отчасти переориентировались на страны дальнего зарубежья, поскольку валюты государств СНГ также ослабли из-за девальвации, и выход на иные рынки нередко был более привлекательным.

Снижение цен на нефть и газ стали главным фактором сокращения показателей экспорта. Кроме того, был замечен спад в поставках нефтепродуктов, в первую очередь, мазута и дизельного топлива из-за сокращения их производства. Существенно сократились их поставки в Нидерланды, Италию и Латвию, Республику Корею и Японию.

Среди главных торговых партнеров России на первом месте по-прежнему находится Китай. Несмотря на сокращение спроса с его стороны в начале года и уменьшение поставок каменного угля, России все же удалось увеличить внешнеторговый оборот с ним на 4% до 66,1 млрд. долларов. Торговля со странами Европы, показала отрицательную динамику. Внешнеторговый оборот с Германией упал на 11,1% до 40,7 млрд. долларов, с Нидерландами на 17% до 32,3 млрд. долларов, с Италией на 35% до 19,8 млрд. долларов. Исключение составила лишь Франция, торговля с которой увеличилась на 14% до 13,3 млрд. долларов за счет роста поставок российского газа и зерновых (Рисунок 1).

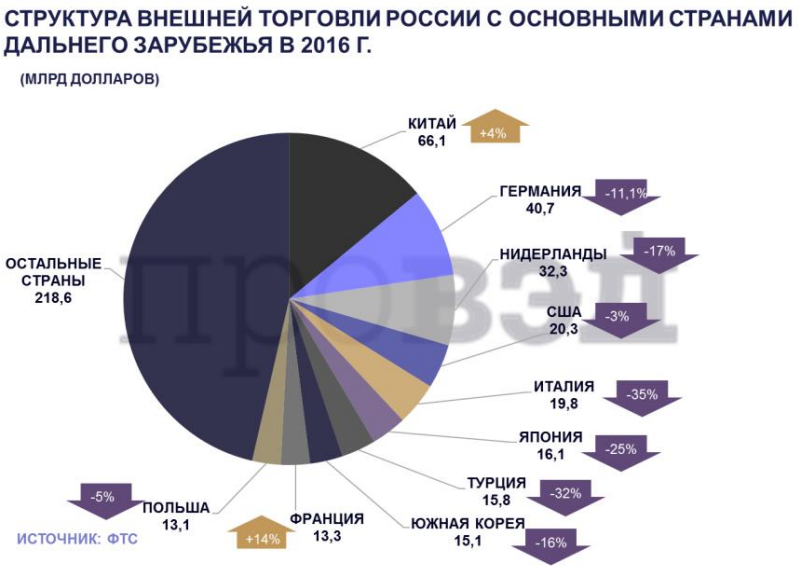


Рисунок 1. Структура внешней торговли России с основными странами Дальнего зарубежья в 2016 году

В товарной структуре экспорта со странами дальнего зарубежья преобладают топливно-энергетические товары. В 2016 году их доля уменьшилась с 66,5% до 62%. Спад был обусловлен уменьшением стоимостных объемов из-за падения цен на углеводороды – стоимость ввоза этих товаров упала на 22,5%. Однако в физическом выражении экспорт рос – увеличение составляет 3,2%. В частности, поставки природного газа увеличились на 13,8%, каменного угля на 9,1%, сырой нефти – на 6,6%. При этом, упали поставки нефтепродуктов – дизельного топлива на 5,9%, а жидкого топлива - на 17,3%. Сокращение экспорта нефтепродуктов также связано с действием налогового манёвра, в результате которого сильно возросла налоговая нагрузка, и объемы переработки нефти в России стали ниже.

Состояние и динамика мировых цен на энергоресурсы определяют уровень и перспективы развития мировой экономики. Важен тот факт, что снижение цен на энергоресурсы стимулирует развитие мировой экономики, в первую очередь развитых стран. Это обусловлено тем, что порядка ⅔ потребляемых энергетических ресурсов приходится на развитые стран. В настоящее время мировая экономика находится на подъеме, что предполагает высокий спрос на углеводороды. Ведущие страны мира являются крупнейшими потребителями энергетических ресурсов. Крупнейшими импортерами энергетических ресурсов являются Япония, Германия, Корея, Франция. Один из самых востребованных видов энергетических ресурсов - природный газ. Крупными импортерами природного газа являются: КНР, Япония, Германия и др. Следует отметить, что практически все страны

Европы, за исключением Норвегии и Великобритании, импортируют энергетические ресурсы.

Каковы же движущие силы развития энергоресурсов (базовые условия)?

Со стороны предложения – сырье, технологии, используемые в добыче и длительность добычи (зависит от геологической структуры месторождения).

Со стороны спроса – перекрестная эластичность спроса (спрос варьируется в зависимости от наличия альтернативного источника энергии для того или иного пользователя). Такие нефтепродукты, как керосин и мазут, достаточно часто ведут себя независимо от рынка нефти, так как являются менее эластичными товарами, чем бензин и дизельное топливо.

В краткосрочном периоде и спрос, и предложение на энергоресурсы (рассматриваются нефть и природный газ) относительно малоэластичны. Предложение малоэластично, потому что отсутствует возможность быстрого изменения количества разведанных запасов нефти и природного газа и мощностей по ее добыче. Спрос малоэластичен, рост цен мало влияет на спрос, поскольку нефть и природный газ являются одними из основных энергоресурсов и не может быть заменена какими-то другими ресурсами в тех областях, где используется наиболее широко (топливо для большинства видов транспорта, нефтехимия), то есть потребители замедленно реагируют на изменения цены. К примеру, рынок нефти: многие водители старых автомобилей, ненасытно пожирающих бензин, например, будут просто платить большие суммы за горючее. Изменение предложения нефти ведет к значительному увеличению цены. В долгосрочном периоде ситуация коренным образом меняется. Реакция на повышение цен производителей нефти, заключается в интенсификации усилий по разведке и строительстве новых добывающих мощностей. Потребители отвечают на рост цен большей экономией, например, заменяя старые неэффективные автомобили новыми экономичными. Следовательно, кривые спроса и предложения в долгосрочном периоде более эластичны. Таким образом, сегодняшнее состояние и динамика мировых цен на энергоресурсы не оказывают коренным образов резкого влияния не изменение объема поставок энергоресурсов в краткосрочном периоде, что не скажешь о долгосрочном периоде, к примеру, в конце 2016 года стран-члены ОПЕК договорились о сокращении объемов добычи нефти. Кроме того, нефть с каждым годом становится все дороже в производстве, но в ближайшее время не стоит ожидать цену выше 60 долларов за баррель. Она не может стоить 40 долларов, когда все кричат о том, что средняя себестоимость примерно составляет 30, а в некоторых странах и 60 долларов. Но все это в долгосрочной перспективе.

Очевидно, что на изменение внешней торговли России и экспорта энергоресурсов между Россией и странами Евразии напрямую повлияла

современная международная обстановка в мире. Украинский конфликт и последовавшие за ним экономические санкции Запада послужили толчком для географической переориентации российских внешнеэкономической торговли и инвестиций. На смену европоцентристской модели приходит более сбалансированная, в рамках которой Азия и особенно Китай начинают играть все большую роль. Это время – время глобального смещения экономической активности энергетического рынка России с Запада на Восток. Данный период можно охарактеризовать как - энергетическая «перезагрузка» в Евразии.

Для определения проблем энергетического сотрудничества и анализа внешней торговли России со странами Евразии была применена гравитационной модели внешней торговли. В чем же идея данной модели? Гравитационные модели определяют зависимость однонаправленного внешнеторгового потока от параметров внутриэкономического состояния как страны-экспортера, так и страны-импортера. Влияние этих факторов оценивается на основе данных о фактических размерах товарооборота между странами с помощью регрессионного анализа. Одна из первых моделей экспорта была предложена известным голландским экономистом Я. Тинбергеном. Зависимость интенсивности товарного потока от расстояния между торгующими странами и обусловленность импорта страны величинами их валового национального продукта (ВНП) задается формулой (1):

$$E_{ij} = a_0 \, Y_i^{\alpha_1} \, Y_j^{\alpha_2} \, D_{ij}^{\alpha_3}, \quad (1)$$

Eij	-	экспорт из страны i в страну j;
a0	-	константа;
Yi	-	ВНП страны i;
Yj	-	ВНП страны j;
Dij	-	расстояние между странами i и j;
α1	-	коэффициент эластичности экспорта от ВНП страны-экспортера;
α2	-	коэффициент эластичности экспорта от ВНП страны-импортера;
α3	-	коэффициент эластичности экспорта от расстояния между i и j.

Гравитационные модели позволяют устанавливать оптимальные значения экспорта и импорта, учитывая такие показатели, как уровень национального дохода стран, инвестиции в основной капитал,

величины транспортных тарифов, факторы торговых преференций. Более важен тот факт, что меньшее количество предположений и меньшее количество параметров делает предсказание новых явлений более устойчивым. Мощь модели, таким образом, заключается в предсказании явлений, которые не использовались для ее построения. Данную модель использовали чаще, чтобы проанализировать ситуацию уже на начальном этапе, когда, так скажем, нет явных перспектив или действий, возможно, есть первые шаги, что можно применить в разных отраслях экономики между разными странами, для прогноза, это показатели только гипотеза, однако, это также огромный шаг и первая ступень к возможным прогнозам для сотрудничества.

Возвращаясь к внешней торговли России со странами Евразии, нужно вспомнить, что пока отношения с Западом не ухудшились и не разразился украинский конфликт, Россия уделяла гораздо меньше внимания Китаю, чем Китай — России. К примеру, в 2012 году Россия экспортировала в крохотные Нидерланды 550 тыс. барр. нефти в сутки, а экспорт нефти в Китай был ниже 500 тыс. барр. Согласно гравитационной модели торговли, объем торговли прямо пропорционален суммарному объему ВВП двух стран и обратно пропорционален расстоянию между ними, а, следовательно, российский экспорт в Китай должен значительно превосходить экспорт в Нидерланды. ВВП Китая, по крайней мере, на порядок превышает ВВП Нидерландов, а расстояние между основными нефтяными месторождениями России и обеими странами приблизительно одинаково. Во всей остальной торговле России и в географической структуре инвестиционных потоков также имеется резкий перекос в сторону Запада.

В 2014 году более 50% российского экспорта нефти приходилось на Европу и бывшие советские республики и лишь 24% шло в страны Восточной Азии (Китай, Южная Корея и Япония). Вплоть до 2009 года Россия вообще не экспортировала природный газ в страны Восточной Азии. Аналогичным образом дела обстоят и с иностранными инвестициями.

Не секрет, что экономический потенциал Восточной Азии превосходит аналогичный показатель Европы. Ежегодный прирост ВВП в Восточной Азии на порядок выше, чем в Европе. Данная тенденция показывает, что Россия, вплоть до 2014 года, упускала те возможности, которые открывались перед ней в Азии.

Страны с высоким уровнем ВВП, как правило, больше экспортируют, поэтому можно допустить наличие положительной связи и по отношению к экспорту энергоресурсов. Коэффициент при переменной расстояние, как ожидается, должно иметь отрицательный знак, причем, чем больше расстояние, тем меньшим будет объём торговли, но в данном случае этот показатель не играет ключевую роль. Поскольку наша модель

исследует динамику экспорта энергоресурсов из России в Евразию, то следует ожидать, что ослабление валютного курса национальной валюты страны-экспортера по отношению к доллару будет отрицательно связано с экспортом из этой страны. Как, казалось бы, введенные странами ЕС, США, Канадой, Австралией, Норвегией и другими странами экономические санкции против России в 2014 году, должны были отрицательно сказаться, но они стали неким «катализатором» экономического роста. Влияние последнего может проявиться в увеличении поставок углеводородов на внутренний рынок Китая, т.е. знак должен быть положительным для оценки экспорта.

Обобщая 2016 год, можно сказать, что в целом год стал для российской внешней и внешнеэкономической политики успешным. Москве удалось «пересидеть» последствия экономической войны, которую против неё начали в 2014 году и даже извлечь из этого выгоды. Противники России пережили несколько серьёзных внутренних потрясений.

ЕС, доставивший в последние годы России много неприятностей, окончательно погрузился в кризис. Новый хозяин Белого дома и его окружение совершенно непредсказуемы в своих поступках. Эта непредсказуемость может оказаться сюрпризом для России или Китая. Гораздо более конструктивно выглядит повестка дел в Азии. Поворот России к Востоку состоялся и теперь нуждается в консолидации и наполнении практикой. При этом российская позиция в Азии уникальна тем, что в регионе нет ни одной страны, с которой у России были бы враждебные отношения. С отдельными государствами – Япония, ряд стран АСЕАН, Южная Корея – они конструктивно рабочие. С другими – Китай, Вьетнам – отношения откровенно тёплые и дружественные. При этом сами азиатские государства по большей части не смогли пока преодолеть в отношении друг друга унаследованные настороженность и – в ряде случаев – враждебность. Может сформироваться ситуация, когда отношения каждого из ведущих азиатских игроков – Индии, Китая, Японии, Южной Кореи и стран АСЕАН – с Россией будут лучше, чем их отношения друг с другом. Также принципиально важную роль играет развитие ситуации на Ближнем Востоке. Здесь происходит быстрая и неконтролируемая хаотизация региона. До недавних пор в отношениях Ирана и России главную роль играла не экономика, а геополитика. После частичного снятия санкций с Ирана в 2016 году, страна стала одной из самых привлекательных для инвестиций стран в мире, где Россия имеет все шансы стать основным экономическим партнером. Наряду с атомной энергетикой имеется много направлений, в которых могло бы идти сотрудничество двух государств. Открываются широчайшие возможности для сотрудничества в нефтегазовой сфере, реализации совместных нефтехимических и газохимических проектов, а также привлечения

российских инвесторов в энергетику Ирана. Российские компании заинтересованы в совместном сотрудничестве как в области разведки залежей нефти и газа, их транспортировки, инвестиций, так и в сфере активной деятельности на международном рынке. Также страна является стратегическим плацдармом, обладание которым позволяет контролировать одновременно Персидский Залив, Каспий, Афганистан и Пакистан. Если сегодня Россия для Ирана — один из двух (наряду с Китаем) важнейших стратегических партнеров, то Иран в списке российских приоритетов занимает гораздо более низкую строчку. Поводов для ухудшения отношений между Ираном и Россией может возникнуть довольно много — и в ближневосточной геополитике, и при разделе Каспийского моря, и в вопросах экспорта природного газа, даже если ни одна из сторон не будет заинтересована в том, чтобы давить на другую. Пока что Москва и Иран нужны друг другу, чтобы решить более широкие задачи, и они понимают, что у этого сотрудничества есть четко очерченные границы, оно лишь смягчает соперничество, но не преодолевает его. С другой стороны, именно благодаря такому ясному пониманию сотрудничество России и Ирана может оказаться жизнеспособным и даже довольно успешным, несмотря на отсутствие глубоких корней, напряженную историю отношений (особенно с иранской точки зрения) и глубокое взаимное недоверие.

Еще одно очень важное событие, которое прошло в начале марта 2017 года Россия и Индия обсудили перспективы совместной разработки месторождений нефти и газа в Арктике. Глава Минэнерго России и министр нефти и природного газа Индии Дхармендра Прадхан в кулуарах конференции CERAWeek обсудили вопрос сотрудничества в сфере реализации проектов по разработке углеводородов на арктическом шельфе России. Для Индии Россия является самым естественным партнером в отличие от тех же Норвегии или США, которые не обрадуются индийскому присутствию в Арктике. Также еще одной темой обсуждения глав министерств двух стран в рамках форума в Хьюстоне стала возможность поставок сжиженного природного газа из России в Индию. Этот пункт Александр Новак назвал одним из самых перспективных в рамках российско-индийского сотрудничества с учетом растущего спроса на природный газ на индийском рынке и перспектив развития новых СПГ-проектов в России.

Возвращаясь к российско-китайским отношениям, то следует отметить, что рост Китая в следующую четверть века представляет собой один из самых трудных для прогнозирования вопросов мирового развития. Это связано с масштабом проблем огромной страны, проходящей сложный путь трансформации. Достигнутые успехи усложняют задачи дальнейшего развития, хотя ресурсы для него созданы масштабные. Также важно помнить, что экономические отношения между Россией и Китаем

характеризуются рядом асимметрий, некоторые из которых создают проблемы, а некоторые – открывают возможности. Одна такая асимметрия заключается в постепенно растущем разрыве в ВВП двух стран. Также в структуре торговли есть свои дисбалансы, проявившиеся в последние десять лет. Как и в случае с Европой, растет обеспокоенность в связи с тем, что Россия может стать сырьевым придатком Китая. Эта точка зрения кажется все более обоснованной: стратегические цели двух стран по расширению взаимной торговли могут быть достигнуты только при сохранении нынешней структуры двустороннего товарооборота. То есть, за счет увеличения российского (сырьевого) экспорта в Китай и китайского импорта в Россию (преимущественно оборудования). В таком случае, Китай будет в значительной степени выигрывать от взаимоотношений двух стран.

К большому огорчению Москвы, Европа выступает перед Россией весьма сплоченным фронтом. В Азии ситуация иная. Здесь Россия действует в условиях минного поля взаимных территориальных претензий, исторической вражды и нестабильных союзов. Такая ситуации может стать еще более некомфортной, чем в Европе, так как Россия может быть вынуждена в какой-то момент занять ту или иную сторону. В частности, потому что Китай, так или иначе, вовлечен в большинство взрывоопасных ситуаций. Причем, необязательно «гармоничным» образом, а, скорее, в манере, свидетельствующей о его столь раскрученном в глобальном сознании подъеме. Это, например, касается отношений между Китаем и Индией, при этом Дели – проверенный временем партнер России и основной покупатель российских вооружений и др. Также у России четыре взаимосвязанные проблемы: перспектива стать младшим партнером Китая; страх превратиться, в конечном итоге, в сырьевой придаток более влиятельного соседа; тревожное ожидание притока китайцев (а, в некоторых случаях, китайского капитала); риск того, что сфера влияния в Центральной Азии перейдет к проекту ОПОП со всеми его соблазнами. Эти опасения постоянно возникают в российской дискуссии о повороте в сторону Азии.

В феврале 2017 года начались разговоры, что Россия и Китай диверсифицируют сотрудничество в энергетической сфере и есть основания говорить о выстраивании так называемого "энергетического альянса" между двумя странами. Поставки продукции, связанной с энергетикой значительно превышают 50% российского экспорта в Китай, а Россия в настоящее время является лидером по объему среди поставщиков нефти на китайский рынок и это дает основания говорить о выстраивании между Россией и Китаем "энергетического альянса". Таким образом, стратегический энергетический союз стал той неизбежностью, которая рано или поздно должна была воплотиться в реальность.

Сегодня, можно быть довольным быстрым относительным увеличением доли торговли России с Азией, тем, что Китай стал первым торговым и вторым инвестиционным партнёром, но нужно заботиться теперь уже и о диверсификации азиатской торговли, чтобы избежать её чрезмерной зависимости. Не нужно забывать, что экономические отношения между Россией и Китаем характеризуются рядом асимметрий, некоторые из которых создают проблемы, а некоторые – открывают возможности. Касательно ЕС, то в ближайшее время не приходится рассчитывать на углубленное партнерство России и Запада, существует необходимость перестройки внешнеэкономических связей России и ЕС по целому ряду направлений. Что касается Ближнего Востока, то снятие санкций с Ирана, делает ее одной из самых привлекательных для инвестиций стран в мире, где Россия имеет все шансы стать основным экономическим партнером Ирана. России следует развивать и укреплять взаимовыгодные партнерские отношения на рынке энергоресурсов на всей территории Евразии, не отдавая отдельного предпочтения. Также, опираясь на результаты гравитационной модели, сделан вывод, что в перспективе рост товарооборота между странами возможен с учетом роста ВВП этих стран. В общем, этот год обещает быть интересным!

Источники и литература:

1. Каукин А. С. Пространственная гравитационная модель внешней торговли. Mimeo / Институт экономической политики им. Е. Т. Гайдара, 2013
2. Информационное агентство. Дайджест новостей нефтегазового сектора: http://neftegaz.ru/
3. Общая характеристика российско-китайской торговли и факторов, оказавшие влияние на её развитие/ Портал внешнеэкономической информации Министерства экономического развития РФ: http://www.ved.gov.ru/exportcountries/cn/cn_ru_relations/cn_ru_trade/
4. Статистика внешней торговли, Федеральная таможенная служба: http://www.customs.ru/index.php?optioncom_newsfts&view=category&id=125&Itemid=
5. Александр Новак провел встречу с Министром нефти и природного газа Индии Дхармендрой Прадханом, Министерство энергетики РФ: http://minenergo.gov.ru/node/7361

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММ ЭВМ ДЛЯ РАСЧЕТА КОЭФФИЦИЕНТА ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ ПО ТРУБОПРОВОДУ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК (USE OF COMPUTER PROGRAMS FOR CALCULATING THE HYDRAULIC FRICTION COEFFICIENT IN OIL PIPELINE TRANSPORTATION WITH POLYMER TURBULENT ADDITIVES)

Балабуха А.В.
(научный руководитель: доцент Зверева В.А. , Дальневосточный федеральный университет, г. Владивосток)

Аннотация: Данная работа посвящена вопросу внедрения современных информационных технологий, а именно разработка программы ЭВМ для расчета коэффициента гидравлического сопротивления при транспортировке нефти по трубопроводу с применением противотурбулентных присадок. В ходе работы, была поставлена проблем, и было найдено наиболее практичное решение с возможностью последующего расширения сферы применения разработанной программы.

Ключевые слова: Эффект Томса, противотурбулентные присадки, гидравлические сопротивления, трубопроводный транспорт, разработка программы для ЭВМ.

Abstract: This paper is devoted to the introduction of modern information technologies, namely the development of a computer program to calculate the coefficient of hydraulic resistance during transportation of oil through the pipeline using turbulent additives. The work was set problem and the most practical solution was found with the possibility of further expanding the scope of application of the developed program.

Tags: Effect Toms, turbulent additives, hydraulic resistance, pipeline transport, the development of a computer program.

Роль трубопроводного транспорта для современного энергетического комплекса и всей экономики в целом сложно переоценить. Современные газопроводы, нефтепроводы, водоводы и др. имеют протяженность десятки, сотни и тысячи километров, транспортируя огромные объемы жидкости. Трубопроводный транспорт – это сложный технологический комплекс, включающий насосные станции, резервуары, трубопроводы, запорную и регулирующую аппаратуру. Конечно, работа таких грандиозных систем требует колоссальных затрат энергии, которая в первую очередь расходуется на преодоление жидкостью сопротивлений трения.

Основные задачи проектирования трубопроводной системы: обеспечение технико-экономической эффективности, минимальной

энергоемкости и металлоемкости трубопровода, а также конструкционной надежности его работы.

Потери энергии (напора) на преодоление гидравлических сопротивлений трения для круглых труб могут быть определены по уравнению Дарси

$$h_{\text{тр}}=\lambda\frac{l}{d}\frac{V^2}{2g}\ , \qquad (1)$$

где λ – коэффициент гидравлического сопротивления трения; l – длина трубы; d–внутренний диаметр трубы; V–средняя скорость движения жидкости в трубе.

Средняя скорость движения жидкости в трубе

$$V=\frac{4Q}{\pi d^2}\ , \qquad (2)$$

где Q – расход жидкости в трубе.

Снижение энергетических затрат трубопровода и повышение эффективности его работы связано с уменьшением потерь напора. Уравнения (1) и (2) показывают, что уменьшение потерь напора можно обеспечить увеличением диаметра трубы, но в результате увеличится металлоемкость, а, следовательно, и строительная стоимость системы.

Согласно уравнению (1), потери напора на трение можно снизить путем уменьшения коэффициента трения λ

$$\lambda=f(\text{Re};\frac{\Delta э}{d})\ , \qquad (3)$$

где $\Delta э$ – эквивалентная шероховатость внутренней поверхности трубы.

В настоящее время ряд исследователей предлагает уменьшение коэффициента с помощью добавления в трубопровод высокомолекулярных полимеров[1][2]. На сегодняшний день этих исследований недостаточно и порой они противоречивы. В связи с этим, цель нашей работы – оценить возможность использования полимеров соответствующей концентрации для снижения гидравлических сопротивлений.

Эффект снижения гидравлических сопротивлений с помощью полимеров был открыт в 1948 г. английским химиком Томсом, который установил, что при добалении в жидкость полимеров, трение между турбулентным потоком и стенкой трубопровода значительно снижается[2].

Исследования по влиянию полимеров на снижение гидравлических сопротивлений проводили, Ю.А.Войтинская, Ю.А.Альтшуль, Ю.Г.Абросимов и другие. Ю.А.Войтинская предложила зависимость для определения λ при движении воды с добавками полимеров[1]

$$\frac{1}{\lambda}=-2\lg[(\frac{2{,}8V^*_{\text{пор}}}{V\sqrt{\lambda}})^{\beta}/_{5{,}75}(\frac{2{,}51}{Re\sqrt{\lambda}}+\frac{\Delta э}{3{,}701})]\ , \qquad (4)$$

где $V^*_{\text{пор}}$ – “пороговая динамическая скорость”, при которой начинается снижение потерь напора; β – находится по эмпирической

формуле β=1000C, где C – объемная концентрация полимера; $V^*_{\text{пор}}$ и β зависят от вида полимера; для полиакриламида (ПАА), по данным Ю.А. Войтинской $V^*_{\text{пор}}$=0,05$^{\text{м}}/_{\text{с}}$.

Наши эксперименты по определению λ с использование водного раствора полиакриламида (ПАА) с концентрацией C=0,01% и C=0,015% в стальной трубе диаметром d=20 мм и расчет λ при движении чистой воды и при наличии полиакриламида по уравнению (4), показали снижение λ в 1,5 раз.

На наш взгляд, эффект снижения гидравлического сопротивления можно использовать и для решения обратной задачи, т. е. для уменьшения диаметра трубопровода, а значит уменьшения строительной стоимости системы, повышения ее надежности и снижение экологического ущерба в процессе прокладки трубопровода. Для такой системы предполагается увеличивающиеся потери напора по длине в результате уменьшения диаметра скомпенсировать снижением коэффициента гидравлического сопротивления при применении противотурбулентных присадок.

Кроме того, применение противотурбулентных присадок может решить проблему неполной загрузки нефтепроводов на истощающихся месторождениях. Предлагается строительство трубопровода меньшего диаметра, в котором в период пиковой загрузки на разных этапах разработки месторождения могут быть применены полимерные добавки для увеличения пропускной способность нефтепровода.

Полимерные добавки, снижающие потери напора в 1,5 раза, дают возможность уменьшить диаметр трубы на 15% в пределах начальных потерь напора.

Таким образом, использование полимерных добавок имеет соответствующий потенциал технико-экономической эффективности, как на отдельных участках трубопровода, так и в целом всей магистрали.

Существующая проблема.

Прогнозирование эффективности применения той или иной противотурбулентной присадки на данный момент является чрезвычайно сложной задачей. Для решения этой задачи необходимо учесть большое количество различных факторов, влияющих на эффективность применения присадки в определенных условиях, многие из которых подразумевают получение опытных данных. Вследствие чего, необходимо произвести огромное количество различных испытаний на специально оборудованных полигонах перед непосредственным внедрением технологии в эксплуатацию. Существующие на данных момент зависимости коэффициента гидравлического сопротивления при трубопроводном транспорте нефти с использованием противотурбулентных присадок от различных параметров нефтепровода и перекачиваемой жидкости не могут удовлетворить потребностям в расчете большого количества данных.

Уравнение (4) является эмпирическим и, вследствие чего, расчет коэффициента гидравлического сопротивления с помощью данного уравнения становится очень трудоемким процессом. Получение значения коэффициента гидравлического сопротивления возможно только с определенной степенью точности, так как решение уравнения предусматривает перебор большого количества различных значений.

Предлагаемое решение.

На сегодняшний день, многие инженеры и ученые сходятся во мнении, что наиболее перспективным вектором развития всей нефтегазовой отрасли в целом является внедрение аналитических мощностей современных вычислительных устройств и расширение функционала современного программного обеспечения для оптимизации работы всего энергетического сектора экономики.

Возможным решением обозначенной выше проблемы по аналитической оценке эффективности применения противотурбулентной присадки для снижения коэффициента гидравлического сопротивления при трубопроводном транспорте нефти является разработанная в ходе проведенных исследований программа для ЭВМ.

Программа для расчета коэффициента трения при трубопроводном транспорте нефти с использованием противотурбулентных присадок:

Параметры

Среда разработки: C++

Операционные системы: Windows XP/Vista/7, Linux, Mac OS

Объем программы: 2 Кб

Исходные данные:

- Эквивалентная шероховатость трубы (Δэ[м])
- Внутренний диаметр трубы (d [м])
- Расход жидкости в трубе (q [м3/с])
- Кинематическая вязкость среды (V [м2/с])
- Пороговая скорость (табличное значение для выбранной присадки, (V_пор [м/с]))
- Объемная концентрация полимерной присадки (C [%])

Результатом является рассчитанное значение коэффициента трения λ раствора полимерной присадки.

В ходе проведенной работы был выбран алгоритм расчета коэффициента гидравлического сопротивления по уравнению (4). Наиболее эффективным для данной задачи был признан алгоритм бинарного поиска. Применение данного типа расчета позволило сократить время получения результата в 3 раза.

На первом этапе проведенной работы была разработана программа расчета коэффициента гидравлического сопротивления для

трубопроводного транспорта вязкой жидкости с использованием полиакриламида (ПАА) для которого известны пороговая скорость и оптимальная объемная концентрация ($V^*_{пор}$=0,05$^{м}/_{с}$, C=0,01% и C=0,015%). На этой стадии проработки программа дала возможность оценить эффективность отдельной полимерной добавки (ПАА) при различных параметрах трубопроводной системы (диаметр, расход, кинематическая вязкость перекачиваемой жидкости и эквивалентная шероховатость стенок трубопровода). Полученные с помощью разработанной программы данные подтверждали экспериментально полученные значения в ходе испытаний на гидравлическом стенде, а также опыты ученых, упомянутых ранее.

На следующем этапе работы стояла задача расширения функциональности разработанной программы для расчета коэффициента гидравлического сопротивления при трубопроводном транспорте вязкой жидкости с применением различных типов противотурбулентных присадок. Для этого в расчетные зависимости были добавлены переменные, характеризующие параметры отдельной полимерной присадки (пороговая скорость $V^*_{пор}[^{м}/_{с}]$ и объемная концентрация C [%]). После завершения этого этапа работы программа была зарегистрирована в департаменте интеллектуальной собственности нашего университета.



Рис. 1 Пользовательский интерфейс разработанной программы

Произведенные дополнения позволили провести работы по определению зависимости коэффициента гидравлического сопротивления от концентрации противотурбулентной присадки.

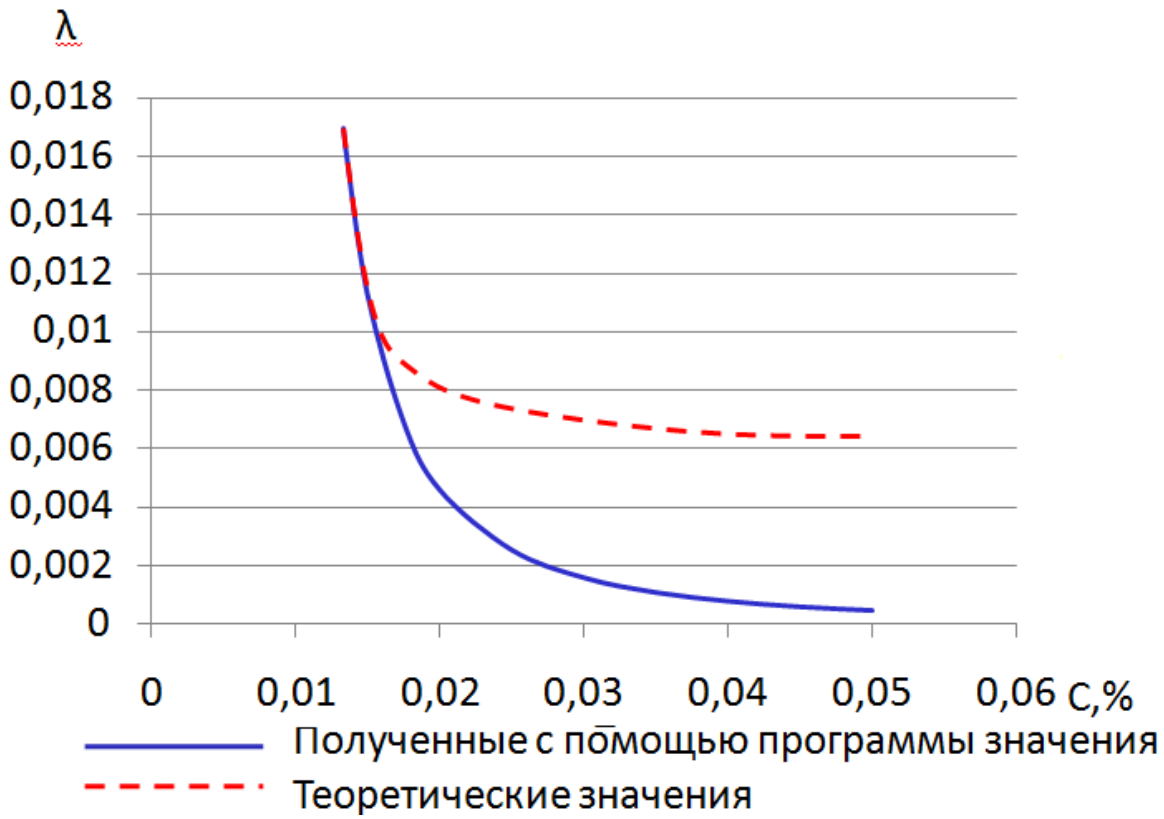


Рис.2 Построенная по рассчитанным с помощью программы значениям кривая эффективности для полиакриламида

В результате полученные с помощью разработанной программы значения с большой степенью точности подтвердили опытные значения в области эффективной концентрации.

Также, с помощью разработанной программы была рассчитана эффективность современной высокомолекулярной противотурбулентной полимерной присадки FLO-MXA. В расчетах параметры трубопровода и перекачиваемой жидкости были приняты постоянными. Для оценки эффективности присадки был проведен расчет зависимости снижения коэффициента гидравлического сопротивления с увеличение концентрации полимерной присадки.

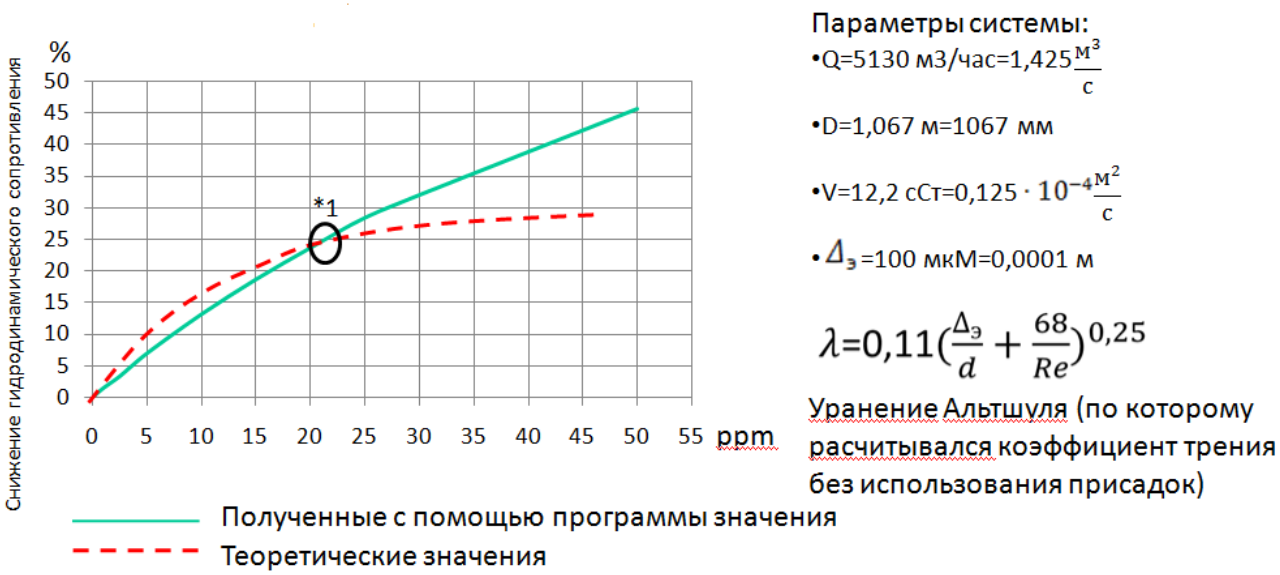


*Рис.3 Сравнение рассчитанной эффективности противотурбулентной присадки FLO-MXA с практическими данными от ее применения (*1 – оптимальное значение концентрации противотурбулентной присадки, после которой наступает снижение эффективности, 1ppm=0,0001% объемной доли)*

Из графика, показанного на рисунке 3 видно, что расхождение полученных с помощью разработанной программы значений наиболее велико после прохождения так называемой точки оптимальной концентрации полимерной присадки, после которой эффективность снижения коэффициента гидравлического сопротивления от увеличения концентрации присадки снижается.

В первую очередь это объясняется тем, что в выбранном за основу для расчетов уравнении (4) и, соответственно, в разработанной программе не учтено увеличение вязкости раствора полимерной присадки с изменением доли присадки в растворе.

Однако, уже на данном этапе проработки, программа может дать возможность сравнить эффективности нескольких различных противотурбулентных полимерных присадок с разной молекулярной массой и, соответственно разной пороговой скоростью.

Для этой цели был произведен расчет эффективности еще одной противотурбулентной полимерной присадки той же серии американской компании Baker – FLO-XL. Также было произведено сравнение эффективности двух этих присадок при постоянных параметрах трубопровода и перекачиваемой жидкости.

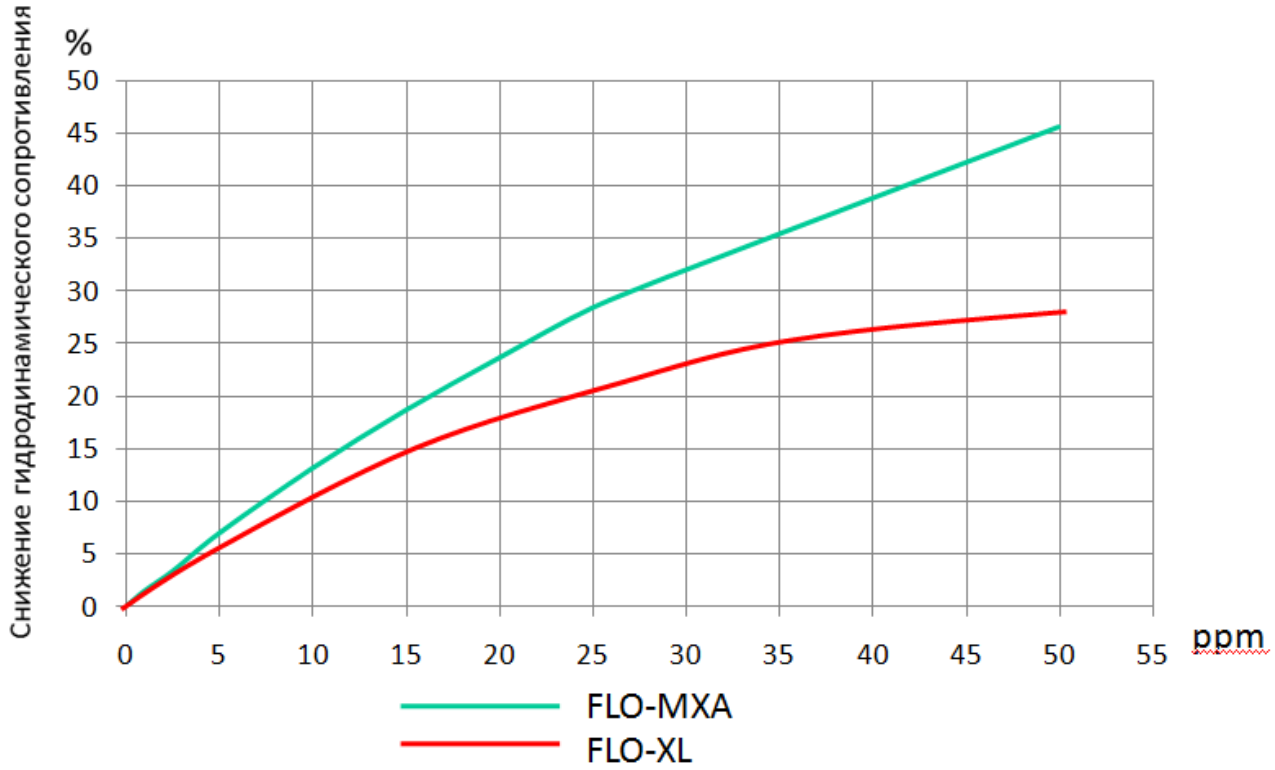


Рис. 4 Сравнение эффективности противотурбулентных присадок FLO-MXA и FLO-XL

Из полученных зависимостей, показанных на рисунке 4, видно, что присадка с большей молекулярной массой (FLO-MXA) показывает более высокую эффективность снижения коэффициента гидравлического сопротивления при тех же концентрациях, что и присадка с более низкой молекулярной массой (FLO-XL).

Направления дальнейшей работы.

Наиболее важными задачами на данный момент являются:

- Расширение возможностей разработанной программы для расчета коэффициента гидравлического сопротивления при использовании различных противотурбулентных присадок с учетом изменения вязкости раствора при увеличении концентрации полимера.
- Выбор типа присадки для различных параметров трубопроводной системы. Расчет оптимальной концентрации полимерной присадки
- Решение обратной задачи – проектирование трубопровода, где будет заложено использование полимерных присадок для снижение металлоемкости системы
- А также специалистами компании ООО «Транснефть – Дальний Восток» была поставлена задача по определению зависимости эффективности противотурбулентной присадки от температуры перекачиваемой нефти.

Список литературы

1. Альтшуль Ю.А.: Снижение гидравлических сопротивлений трубопроводов, транспортирующих воду Журнал “Водоснабжение и сантехника”. – М.№5, 1973г. с. 5-8
2. Лебедев Н.М. Снижение гидравлического сопротивления труб с помощью добавок полиакриламида. Сб. Тр. МИИТ, № 521, 1976
3. Интернет-журнал www kopabel.ru, № 3(2), 2008. Методы снижения сопротивления воды.
4. Абросимов, Ю.Г. Эффект аномального снижения гидравлического сопротивления при введении в поток воды линейных высокомолекулярных полимеров / [Электронный ресурс] / Ю.Г. Абросимов, Хоанг Зань Бинь. – 2012. – Режим доступа: http://agps-2006.narod.ru/ttb/2009-1/01-01-09.ttb.pdf. – Загл. с экрана.
5. Альтшуль А.Д. Гидравлические сопротивления / А.Д. Альтшуль. – М.: Недра, 1970.
6. Интернет-сайт компании поставщика противотурбулентных присадок FLO «Baker Hughes», режим доступа: https://www.bakerhughes.com/turbulent+additives
7. Toms B. A. Some Observations on the Flow of Linear Polymer Solutions through Straight Tubes at Large Reynolds Numbers. Proceeding International Congress on Rheology. Amsterdam, North Holland Publishing Co., 1949. Vol. 2, pp. 135-141.

Приложение 1

РОССИЙСКАЯ ФЕДЕРАЦИЯ

СВИДЕТЕЛЬСТВО

о государственной регистрации программы для ЭВМ

№ 2016660703

Программа для расчета коэффициента трения λ раствора полимерных присадок

Правообладатель: ***Федеральное государственное автономное образовательное учреждение высшего образования «Дальневосточный федеральный университет» (ДВФУ) (RU)***

Авторы: ***Балабуха Алексей Владимирович (RU),***
Зверева Валентина Александровна (RU)

Заявка № **2016618294**
Дата поступления **29 июля 2016 г.**
Дата государственной регистрации
в Реестре программ для ЭВМ ***20 сентября 2016 г.***

Руководитель Федеральной службы
по интеллектуальной собственности

Г.П. Ивлиев

ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕСТРУКЦИИ ПОЛИИЗОБУТИЛЕНА В СОСТАВЕ ЗАЩИТНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ БАКОВ-АККУМУЛЯТОРОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ (STUDY OF THE DEGRADATION OF POLYISOBUTYLENE IN THE COMPOSITION OF THE PROTECTIVE FLUIDS FOR ACCUMULATOR TANKS OF ENERGY ENTERPRISES)

Беломестнова Ю.С., Леонтьев А.В.
(научный руководитель: доцент Татур И. Р.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Полиизобутилены (ПИБ) с различной молекулярной массой широко применяются в качестве вязкостных присадок. Защитные жидкости для баков-аккумуляторов горячего водоснабжения (БАГВ) энергетических предприятий представляют собой нефтяные масла, загущенные высокомолекулярным ПИБ [1]. Основные изменения в составе защитной жидкости происходят в результате механической и термической деструкции полимера, при этом физико-химические показатели базовой основы (нефтяного масла) защитной жидкости практически не меняются.

Цель работы – совершенствования технологии производства, применения и регенерации защитных жидкостей для БАГВ.

Объект и методы исследования.

«Эталонная» (не находившиеся в эксплуатации) защитная жидкость АГ-4И (ТУ 26-02-592-83 изм. 1-8), на основе ПИБ с молекулярной массой $(18 – 22)\cdot10^4$ марки П-200 (ГОСТ 13303-86) и динамической вязкостью при температуре 80 °С – 1,7 Па·с. Защитная жидкость из бака-аккумулятора № 4 Чебоксарской ТЭЦ-2 с динамической вязкостью при температуре 80 °С - 1,4 Па·с. Молекулярная масса ПИБ в составе эксплуатационной защитной жидкости составляла $(16 – 17)\cdot10^4$.

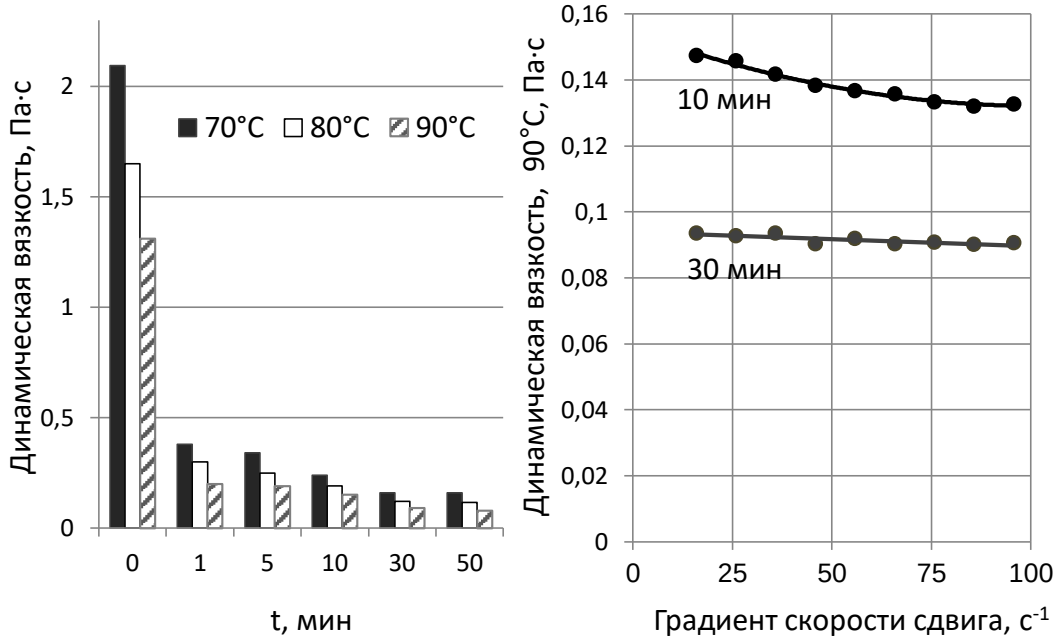
Деструкцию ПИБ в составе защитных жидкостей АГ-4И осуществляли путем её обработки на диспергаторе (модель Yellow LineDI 25 D) в термостатируемой ячейке при числе оборотов 10000 - 25000 $мин^{-1}$ в течение 1- 60 мин. Изменение температуры защитной жидкости при механической обработке измеряли с погрешностью ± 1 °С.Ультразвуковую обработку (УЗ) проводили на УЗДН-2Т в течение 10- 50 мин при частоте ультразвукового излучения 22 Гц и силе тока 25 мА. Масса пробы для исследований составляла 50 ± 1 г.

Термодеструкцию образцов защитных жидкостей осуществляли на аппарате Папок-Р при температуре 140 °С и времени 6 ч. Оценочными показателями являлись: динамическая вязкость при нулевом скорости сдвига при температурах 70, 80 и 90 °С, определяемая по ГОСТ 1929-87; относительное изменение динамической вязкости ($\eta_{0тн)}$ после окисления; молекулярная масса ПИБ в защитной жидкости до и после обработки.

Полученные результаты.

Результаты по оценке стабильности «эталонной» защитной жидкости АГ-4И при механической обработке в течение 1 - 50 мин. при числе оборотов 10000 мин$^{-1}$ представлены на рис 1 и 2. С увеличением числа оборотов и времени воздействия динамическая вязкость защитной жидкости АГ-4И уменьшается, вследствие деструкции ПИБ марки П-200 (рис. 1 а). При обработке в течение 10 минут и числе оборотов 10000 мин$^{-1}$ защитная жидкость АГ-4И перестает быть неньютоновской жидкостью и ее вязкость не зависит от напряжения сдвига (рис. 1 б).

Наибольшая деструкция ПИБ в составе «эталонной» защитной жидкости происходит за первую минуту обработки, при этом молекулярная масса ПИБ снижается на 72 % (рис. 2).



а) б)

Рисунок 1 – Влияние времени механической обработки на динамическую вязкость защитной жидкости АГ-4И (эталон)

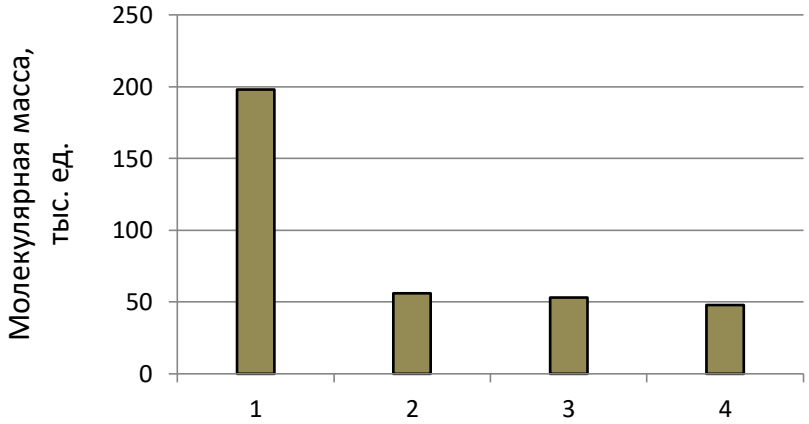


Рисунок 2 – Изменение молекулярной массы ПИБ при механической обработке защитной жидкости АГ-4И (эталон): 1 – 0 мин.; 2 – 1 мин.; 3 – 5 мин.; 4 – 10 мин.

С увеличением времени обработки защитной жидкости АГ-4И до 10 минут молекулярная масса ПИБ уменьшается на 76 % и, соответственно, за это время деструкция полиизобутилена возрастает незначительно. При воздействии на защитную жидкость АГ-4И более 10 минут молекулярная масса ПИБ составляет менее $4 \cdot 10^4$ и процесс деструкции стабилизируется.

С увеличением времени механической обработки защитной жидкости температура в термостатируемой ячейке возрастает. Зависимости температуры и динамической вязкости защитной жидкости в термостатируемой ячейке от времени хорошо коррелируются между собой (рис. 1 и рис. 3).

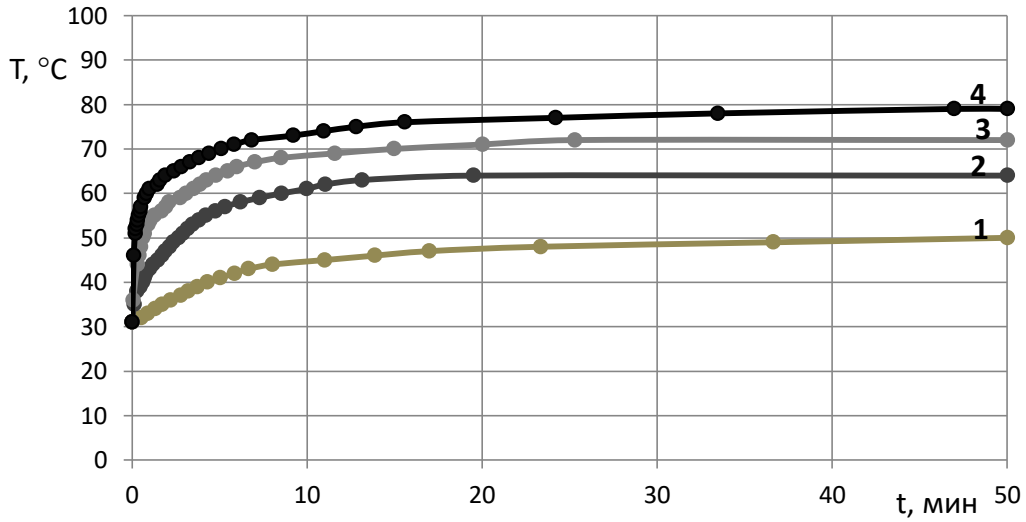


Рисунок 3 – Зависимость температуры в ячейке с защитной жидкостью АГ-4И (эталон) при механической обработке от времени : 1 – индустриальное масло И-20А; 2 – защитная жидкость АГ-4И (1,5 % мас. ПИБ); 3 – защитная жидкость АГ-4И (2,5 % мас. ПИБ); 4 – защитная жидкость АГ-4И (3,5 % мас. ПИБ)

С увеличением времени механической обработки температура в ячейке с защитной жидкостью возрастает и при 10 минутах температура стабилизируется (рис. 3), что свидетельствует о максимальной деструкции ПИБ. Температура нагрева защитной жидкости при механической обработке зависит от концентрации ПИБ в базовом масле. При обработке защитных жидкостей АГ-4И на основе ПИБ марки П-200 в концентрациях 3,5; 2,5 и 1,5 % мас. максимальная температура составляет соответственно 79 , 72 и 64 °С. Градиент изменения температуры в ячейке для защитных жидкостей с различной концентрацией – 7 - 8 °С. Для базового масла (индустриальное масло И-20А) максимальная температура в ячейке 50 °С. Более высокая температура в ячейке при механической обработке защитной жидкости с концентрацией ПИБ – 3,5 % мас. по сравнению с другими составами связана с тем, что при сдвиге внутренних слоев более вязкой жидкости в результате трения выделяется большее количества

тепла. Температура в ячейке зависит от числа оборотов при механическом воздействии на защитную жидкость. С увеличением числа оборотов при механической обработке защитной жидкости температура в ячейке возрастает (рис. 4). Увеличение числа оборотов на каждые 5000 мин$^{-1}$ приводит к повышению температуры в среднем на 20 °С. При механическом воздействии на защитную жидкость АГ-4И с числом оборотов 25000 мин$^{-1}$ температура в ячейке достигает 140 °С.

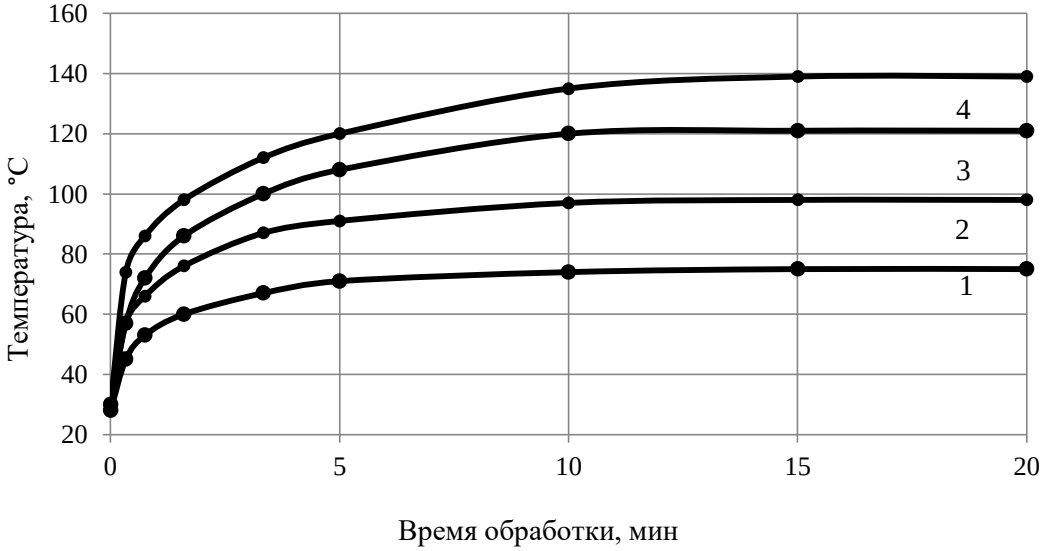


Рисунок 4 – Зависимость температуры в ячейки с защитной жидкости АГ-4И (Чебоксарская ТЭЦ-2) при механической обработке от времени: 1– 10 000 мин$^{-1}$, 2– 15 000 мин$^{-1}$, 3– 20 000 мин$^{-1}$; 4- 25 000 мин$^{-1}$

Зависимость динамической вязкости защитной жидкости (Чебоксарская ТЭЦ-2), подвергнутой механической обработке, от времени и числа оборотов приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Зависимость динамической вязкости защитной жидкости (Чебоксарская ТЭЦ-2), подвергнутой механической обработке, от времени и числа оборотов

Время, с	Динамическая вязкость при 80 °С, Па·с			Относительное изменение динамической вязкости, %		
	Число оборотов в минуту, мин$^{-1}$					
	10000	15000	20000	10000	15000	20000
600	0,26	0,19	0,15	80,3	85,6	88,6
900	0,25	0,17	0,14	81,1	87,1	89,4
1200	0,24	0,17	0,13	81,8	87,1	90,2

С увеличением интенсивности обработки степень деструкции ПИБ возрастет и достигает 90%.

Для установления взаимосвязи между параметрами механической обработки защитной жидкости АГ-4И и их влияния на интенсивность

процесса деструкции ПИБ использован метод математического планирования эксперимента.

За параметр оптимизации (y) принят показатель «относительное изменение динамической вязкости» обработанной защитной жидкости.

Уравнение, связывающее искомый фактор y с параметрами x_1 и x_2, можно представить, как полином первой степени:

$$y = b_0 + b_1 \cdot x_1 + b_2 \cdot x_2 + b_{12} \cdot x_1 \cdot x_2, \quad (1),$$

где x_1, x_2 – соответствующие параметры; b_0, b_1, b_2, b_{12} – коэффициенты.

Выбор уровней факторов и интервал их варьирования представлен в таблице 2.

Таблица 2- Уровни факторов и интервал их варьирования

Фактор	Уровень факторов			Интервал варьирования
	нижний	средний	верхний	
Число оборотов в минуту(x_1)	10000	15000	20000	5000
Время, с (x_2)	600	900	1200	300

Для расчетов использованы не абсолютные, а кодированные значения факторов: +1 и – 1. Матрица планирования эксперимента приведена в табл.3.

Таблица 3- Матрица планирования эксперимента

Номер опыта	x_0	Планирование		$x_1 \cdot x_2$	Относительное изменение динамической вязкости, %
		x_1	x_2		
1	+1	+1	+1	+1	90,2
2	+1	-1	-1	+1	80,3
3	+1	-1	+1	-1	81,8
4	+1	+1	-1	-1	88,6
-	85,23	4,18	0,78	0,03	-
	b_0	b_1	b_2	$b_{1,2}$	

Результаты экспериментов, проведенных по данному плану, могут быть выражены уравнением:

$$y = 85{,}23 + 4{,}18 \cdot x_1 + 0{,}78 \cdot x_2 + 0{,}03\, x_1 \cdot x_2 \quad (2),$$

Анализ коэффициентов b, полученного уравнения регрессии показывает, что $b_1 > b_2$, то есть важнейшим фактором в пределах изученных частотах и изученного времени обработки является частота.

Для установления оптимальных параметров обработки защитной жидкости АГ-4И, приводящих к максимальной деструкции ПИБ, требовало проведение дополнительных экспериментов. Для этой цели значения коэффициентов b умножены на интервал варьирования, и выбран шаг изменения важнейшего фактора x_1 для последующего проведения дополнительных экспериментов (табл. 3).

Механическая обработка защитной жидкости АГ-4И в условиях опыта № 6 снижает динамическую вязкость защитной жидкости на 92 % Проведение механической обработки при условиях опытов № 7 - 8 не приводило к увеличению деструкции ПИБ в составе защитной жидкости АГ-4И.

Таблица 3 – Дополнительные факторы проведения эксперимента

Опыт	Фактор		Относительное изменение динамической вязкости, %
	x_1	x_2	
Интервал варьирования, Δ	5000	300	
Коэффициент, b	4,18	0,78	
Δ·b	20900	234	
Шаг	5000	55,98	
Округленный шаг	5000	56	
Опыт:			
на нулевом уровне	15000	900	87
№ 5	20000	956	91
№ 6	25000	1012	92
№ 7	30000	1068	92
№ 8	35000	1124	92

Таким образом, определены условия обработки, при которых механическое воздействие на защитную жидкость приводит практически к полному разрушению высокомолекулярного ПИБ (время обработки - 956-1012 с, число оборотов - 20000 - 25000 мин$^{-1}$).

Результаты по оценке стабильности защитных жидкостей АГ-4И (эталонной и из БАГВ Чебоксарской ТЭЦ-2) при УЗ - обработке представлены на рис. 5, 6.

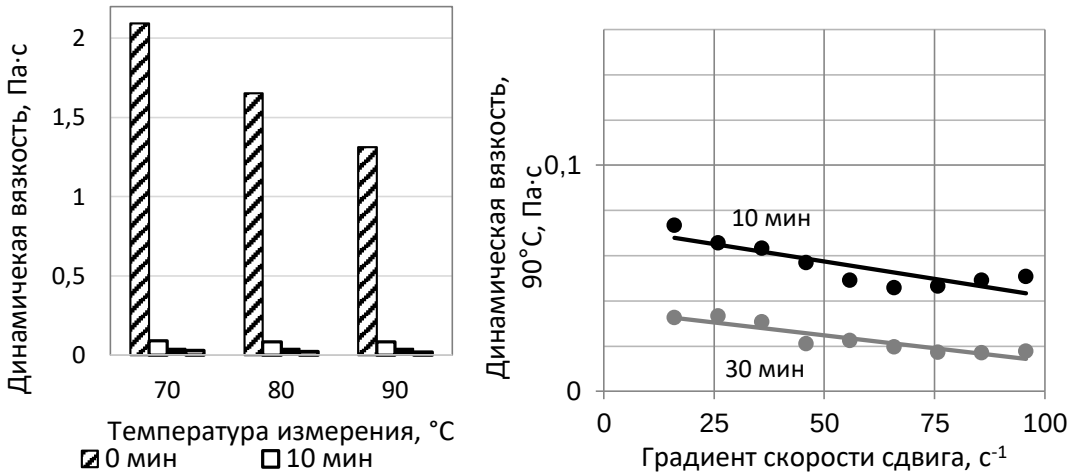


Рисунок 5 – Влияние времени УЗ-обработки на динамическую вязкость защитной жидкости АГ-4И (эталонной)

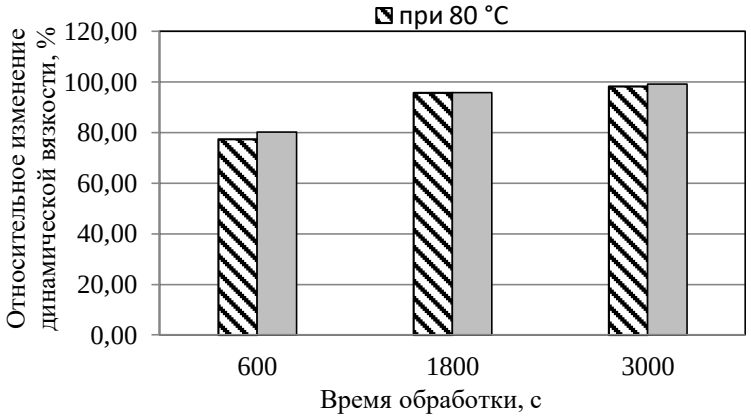


Рисунок 6 – Влияние времени УЗ-обработки защитной жидкости АГ-4И (Чебоксарская ТЭЦ-2) на её динамическую вязкость

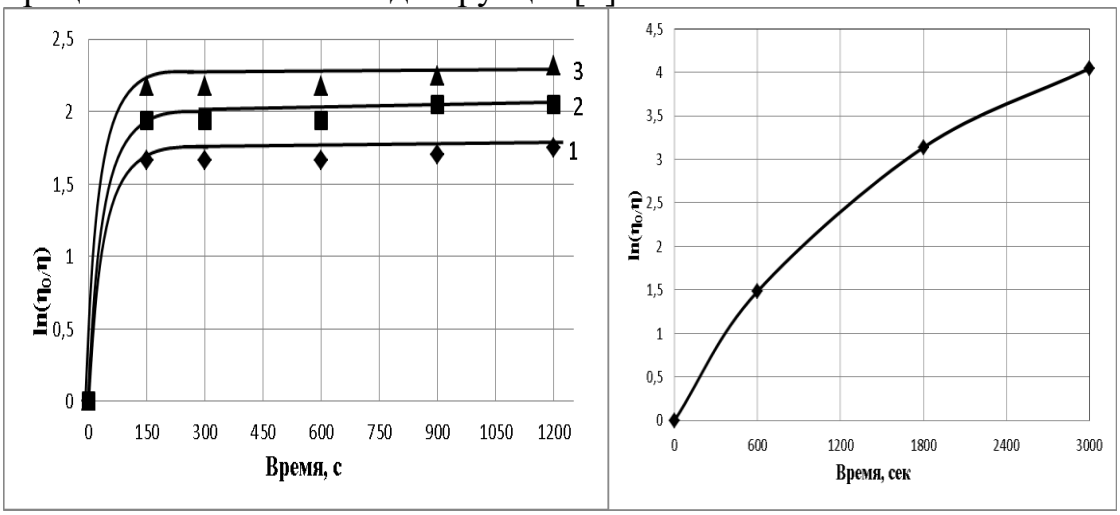
Как и при механической обработке, с увеличением времени воздействия ультразвука на защитную жидкость АГ-4И динамическая вязкость уменьшается. При обработке ультразвуком защитной жидкости АГ-4И в течение 10 мин. и более она приобретает свойства ньютоновской жидкости (рис. 4 б), а динамическая вязкость снижается на 98 % при обработке в течение 50 мин. (рис. 5 а и 6).

Применительно к защитной жидкости кинетическое уравнение механической деструкции ПИБ имеет вид:

$ln\frac{\eta_0}{\eta_i} = kt$ (3), где η_0 и η_i – динамическая вязкость исходной и подвергнутой механической обработке защитной жидкости АГ-4И; t – продолжительность обработки.

Зависимость логарифма отношения динамической вязкостей защитной жидкости АГ-4И до и после механической обработки от времени представлена на рис. 7. Значения тангенсов угла наклона данных

зависимостей (на прямом участке) являются константами скоростей процесса механической деструкции[2].



а) б)

Рисунок 7 – Зависимость относительной вязкости защитной жидкости АГ-4И (Чебоксарская ТЭЦ-2) от времени механической обработки (а): 1 – 10000 мин$^{-1}$; 2 - 15000 мин$^{-1}$; 3 – 20000 мин$^{-1}$ и от времени УЗ- обработки (б)

Константы скорости деструкции ПИБ в составе защитной жидкости АГ-4И при механической обработке, определенных на основании зависимостей, приведенных на рис. 7а, при 10000,15000,20 000 мин$^{-1}$ равны соответсвенно $3{,}6\cdot10^{-2}$, $4{,}0\cdot10^{-2}$ и $4{,}8\cdot10^{-2}$ с.

По зависимости относительной вязкости защитной жидкости АГ-4И (Чебоксарская ТЭЦ-2) от времени УЗ (рис. 7 б) определена константа скорости деструкции ПИБ в составе зашитной жилкости (Чебоксарская ТЭУ-2), которая составила $2{,}5\cdot10^{-3}$ с$^{-1}$.

При термоокислении относительное изменение динамической вязкости защитной жидкости составляет 38 % (рис. 8). и константа скорости деструкции ПИБ при температуре 140 °С составляет $3{,}3\cdot10^{-5}$ с$^{-1}$, что значительно ниже, чем константы скорости деструкции ПИБ при механическом и ультразвуковом воздействии, которые имеют значения в пределах $(0{,}9 - 1{,}3)\cdot10^{-3}$ с$^{-1}$ Механическое и ультразвуковое воздействие на защитную жидкость АГ-4И оказывает более существенное влияние на деструкцию ПИБ, чем термоокисление.

Для снижения механической деструкции загущенных масел используют полимеры с узким молекулярно-массовым распределением, с минимальной молекулярной массой, а также присадки, которые обладают способностью взаимодействовать с макрорадикалами и препятствовать образованию низкомолекулярных продуктов [1]. Для термоокислительной стабилизации полимеров применяют антиоксиданты, которые тормозят образование первичного радикала или разрушающие пероксидный

радикал, а также их композиции. В частности, широко применяют 4-метил-2,6-дитретбутилфенол – присадку Агидол-1.

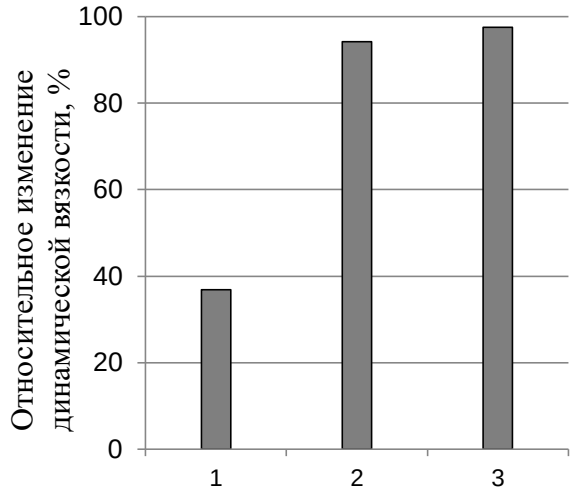


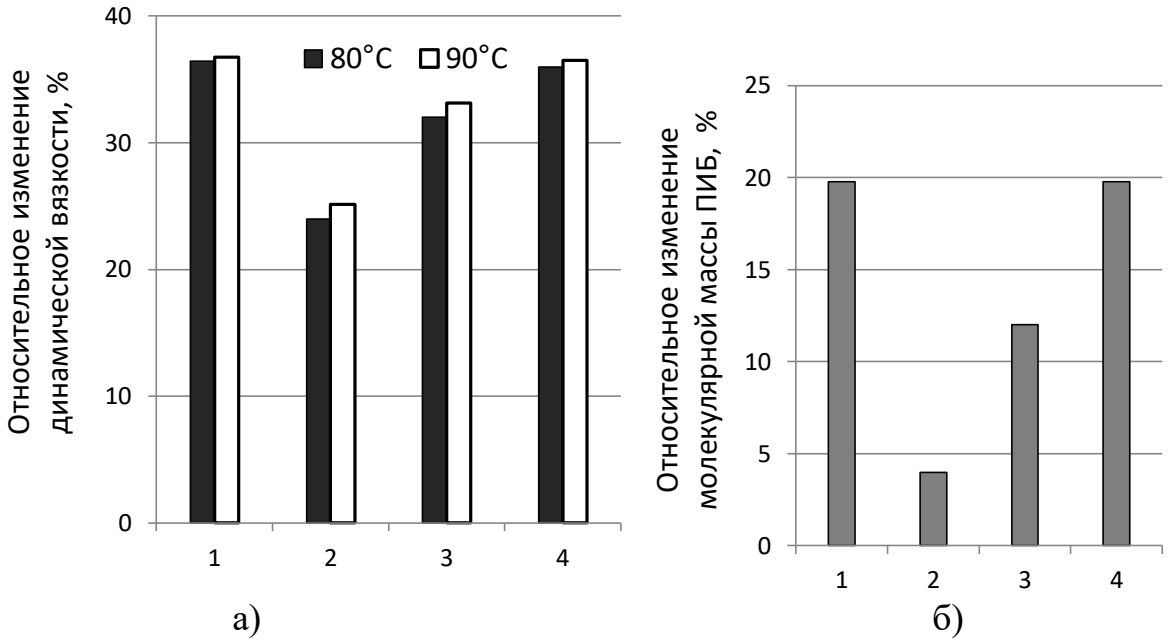
Рисунок 8 – Относительное изменение динамической вязкости защитной жидкости АГ-4И при различных воздействиях: 1 – окисление при 140 °С и времени 6 ч; 2 – механическое диспергирование 50 мин.; 3 – ультразвуковая обработка 50 мин.

Присадка Агидол-1, введенная для стабилизации ПИБ в составе защитной жидкости АГ-4И (эталон), при механической, ультразвуковой обработке и термоокислении в области концентраций от 0,10 до 0,50 % мас., в разной степени ингибирует процесс деструкции полиизобутилена. При механической и ультразвуковой обработке введение присадки Агидол-1 в состав защитной жидкости не снижает деструкцию ПИБ при приведенных выше условиях испытания.

При термоокислении молекулярная масса ПИБ в составе защитной жидкости (эталон) снижается с 180000 до 144000 ед., т.е. на 20 % (рис. 9). Введение антиокислительной присадки Агидол-1 уменьшает деструкцию полимера в составе защитной жидкости АГ-4И и при оптимальной концентрации 0,50 % мас. деструкция ПИБ уменьшается более чем в 2 раза.

Выводы: ПИБ с молекулярной массой 16 - (18 – 22)·10^4 более устойчив к термоокислению, чем к механическим и ультразвуковым воздействиям; при механической обработке защитной жидкости обнаружен эффект повышения температуры с последующей её стабилизацией; определены условия максимальной деструкции ПИБ в составе защитной жидкости АГ-4И при механической обработке; введение антиокислительной присадки Агидол-1 в концентрации 0,50 % мас. в состав защитной жидкости АГ-4И уменьшает деструкцию полимера при термоокислении более, чем в 2 раза, в то время как при механической и ультразвуковой обработке присадка Агидол-1 не стабилизирует процесс деструкции ПИБ; применение механической и ультразвуковой

обработки отработанных защитных жидкостей с последующей адсорбционной очисткой позволит получать регенерированные базовые масла с высокими физико-химическими показателями.



а) б)

Рисунок 9 – Влияние присадки Агидол-1 на термоокислительную стабильность защитной жидкости: а) – относительное изменение динамической вязкости; б) – относительное изменение молекулярной массы:
1 – АГ-4И; 2 – АГ-4И + 0,5 % мас. Агидол-1; 3 – АГ-4И + 0,25 % мас. Агидол-1; 4 – АГ-4И + 0,1 % мас. Агидол-1

ЛИТЕРАТУРА

1. Каплан С.З., Радзевенчук С.З. Вязкостные присадки и загущенные масла. – Л.: Химия, 1982. – 136 с.
2. Шеронов Д.Н., Татур И.Р., Нигаард Р.Р., Мельников Д.П., Спиркин В.Г. Исследование кинетики термоокислительной деструкции высокомолекулярного полиизобутилена в нефтяных и синтетических маслах // Технологии нефти и газа. – 2015. – № 2 (97). – С. 29 – 33.

РАСЧЕТ ДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ДЕТАНДЕР-ГЕНЕРАТОРНОГО АГРЕГАТА ОБЪЁМНОГО ТИПА ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ЭНЕРГИИ СЖАТОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА НА МАЛЫХ ПУНКТАХ РЕДУЦИРОВАНИЯ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ
(CALCULATION OF DYNAMIC CHARACTERISTICS OF A DISPLACEMENT TYPE EXPANDER-GENERATOR FOR NATURAL GAS ENERGY UTILIZATION AT SMALL PRESSURE REDUCTION UNITS OF GAS DISTRIBUTION SYSTEM)

Белоусов А.Е., Кабанов О.В.
(научный руководитель: доцент Самигуллин Г.Х.)
Санкт-Петербургский горный университет

Аннотация

Рассмотрена актуальность и возможность применения в газораспределительной системе детандер-генераторных агрегатов (ДГА) объемного типа для выработки энергии на собственные нужды. Представлен вариант модифицированной схемы пункта редуцирования со встроенным ДГА и соответствующий метод расчета его динамических характеристик.

Ключевые слова: детандер-генератор, редуцирование, газораспределительные станции, газорегуляторные пункты, математическая модель, логические условия, динамические характеристики, Wolfram Mathematica.

Введение и актуальность

Энергия сжатого природного газа, теряемая во время понижения давления в пунктах редуцирования перед потребителями, может быть утилизирована при помощи детандер-генераторных агрегатов (ДГА) [1, 2, 3].

Особенностью единой системы газоснабжения является её большая разветвленность и наличие большого числа малых пунктов редуцирования, таких как мини-ГРС (до 2000 м^3/ч) и ГРП, которые характеризуются небольшими габаритами и высокой неравномерностью отбора газа (рис. 1 – 2). В таких условиях подход, направленный на максимизацию количества утилизированной энергии [5], может быть не совсем удачным.

Для применения на малых пунктах редуцирования предлагается использовать объемный тип расширительных машин, например, пластинчатые пневмодвигатели, как один из наиболее дешёвых, неприхотливых и негабаритных [1]. Они имеют высокие соотношение мощность – вес и степень расширения газа, а также возможность безмасляной работы [6]. Также, в связи с неравномерностью отбора газа потребителями, для поддержания заданной частоты вращения детандера необходимо применить систему регулирования.

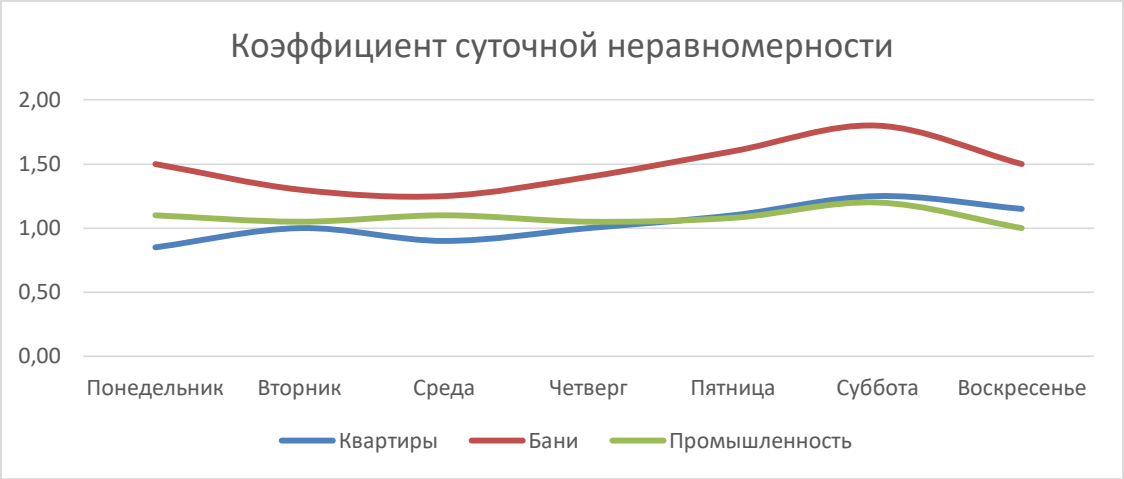


Рисунок 1 – Пример распределения коэффициента суточной неравномерности [4]

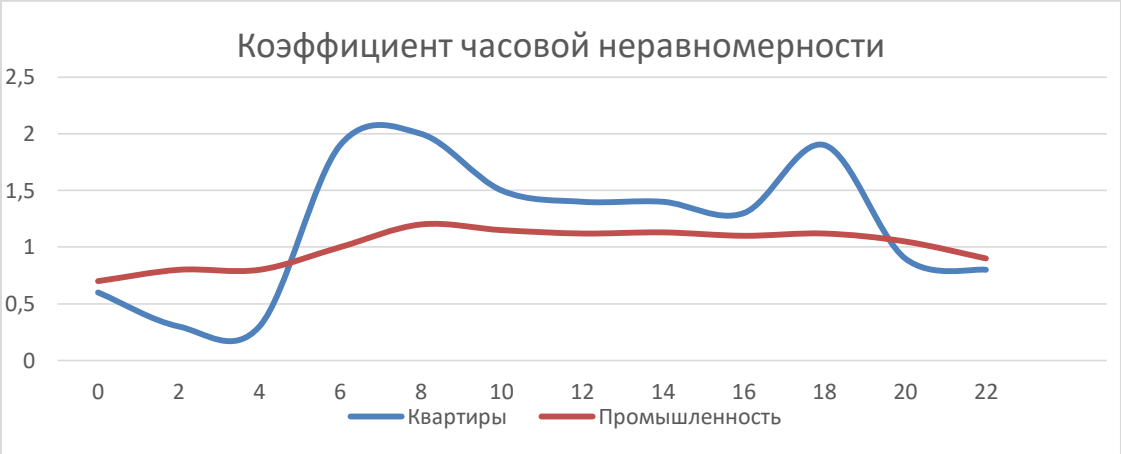


Рисунок 2 – Пример распределения коэффициента часовой неравномерности [4]

Особенности системы регулирования

Существуют различные автоматические системы регулирования ДГА [7, 8]. В их основе, так или иначе, лежат принципы разделения и переключения потоков. Однако, зачастую такие системы имеют чрезмерную степень сложности и значительные габариты, определяемые высокими расходами газа.

Для утилизации энергии на малых пунктах редуцирования и осуществления стабилизации скорости вращения ДГА объемного типа предлагается модифицировать принципиальную схему пункта редуцирования (рис. 3).

Такая схема также имеет принцип разделения потока. Однако, оно происходит непосредственно между предохранительным запорным клапаном 3 (ПЗК) и регулятором давления 8 (РД) в зависимости от степени открытия регулирующего клапана 6. Часть газа проходит через объемную расширительную машину 4, где, теряя энергию, совершает работу, а другая – через параллельную линию. Оба потока встречаются в ресивере небольшой емкости 7, который служит для гашения скачков давления и

предотвращения «раскачки» РД системой регулирования. Регулирование осуществляется при помощи ПИД-регулятора 12, имеющего в качестве уставки скорость вращения вала пневмодвигателя.

Результатом использования такой системы является возможность работы детандер-генераторной установки с относительно малыми давлениями и расходами, независимо от неравномерности отбора газа потребителями и изменения момента сопротивления, а также сокращение количества энергии, теряемой на РД. При этом такая система является наиболее простой, обладает сравнительно меньшими габаритами и стоимостью.

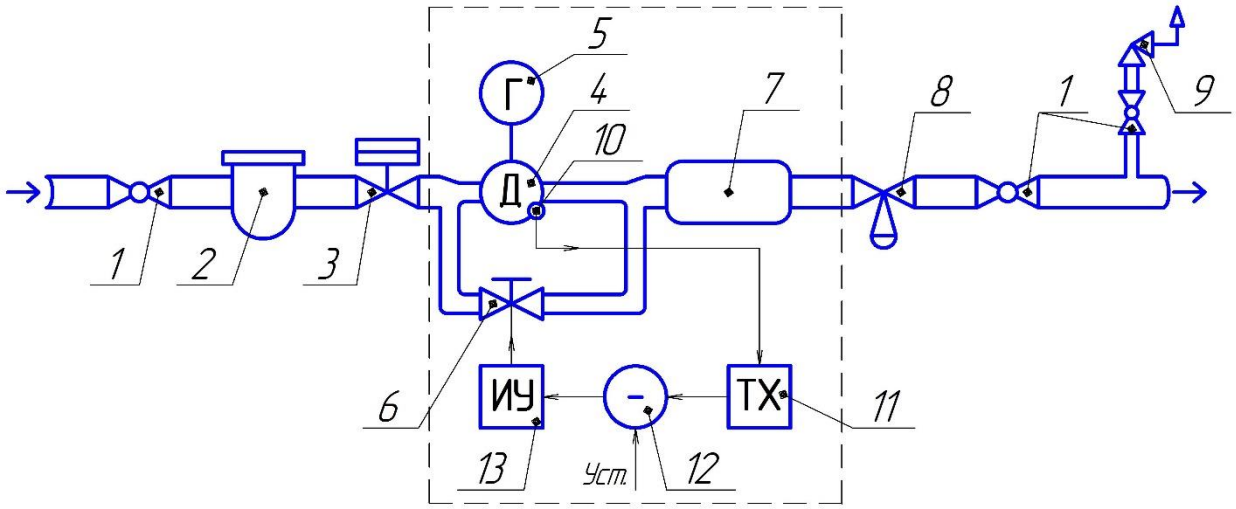


Рисунок 3 – Принципиальная схема газорегуляторного пункта с системой ДГА объемного типа: 1 – запорная арматура, 2 – фильтр-грязеуловитель, 3 – предохранительный запорный клапан, 4 – объемная расширительная машина, 5 – электрогенераторная часть, 6 – регулирующий клапан, 7 – ресивер, 8 – регулятор давления, 9 – предохранительный сбросной клапан со свечой, 10 – датчик частоты вращения, 11 – тахометр, 12 – ПИД-регулятор, 13 – привод регулирующего клапана

Математическое моделирование

В статье [1] были представлены подробные статический и динамический расчеты детандера объемного типа на примере пластинчатого двигателя с созданием математической модели.

Произведем расчет основных характеристик пластинчатого двигателя, результаты которого представлены на рис. 4.

Исходные данные: радиус ротора пневмодвигателя $r = 0{,}02$ м; 6 лопаток длинной $l = 0{,}05$ м, высотой $h = 0{,}0131$ м и толщиной $b = 0{,}005$ м; эксцентриситет $e = 0{,}00328$ м; угол между соседними лопатками $\gamma = 60°$; давление газа в магистрали $p_м = 0{,}6$ Мпа; момент нагрузки на валу пневмодвигателя $M_с = 0{,}5$ Нм; ресивер объемом Vp = 0, 0056 м3 и отверстиями с площадью проходного сечения $f_р = 0{,}0004$ м^2;

максимальная площадь сечения регулирующего дросселя $f_{\text{др}} = 0{,}000176\ \text{м}^2$. В остальном параметры идентичны принятым в работе [1]. В качестве исходных данных для расчета, по возможности, были приняты характеристики реального серийного оборудования, которое может быть использовано для создания прототипа.

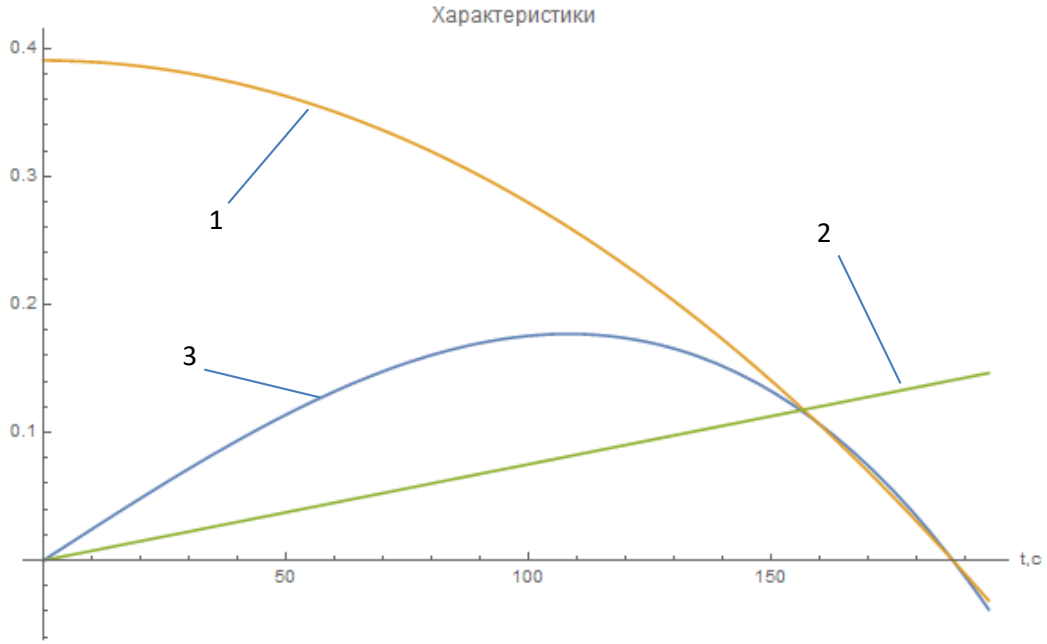


Рисунок 4 – Характеристики пластинчатого детандера. 1 – Момент двигателя M, Нм; 2 – расход газа Q·10^{-2}, м^3/час; 3 – мощность двигателя P, кВт

Из полученных характеристик можно сделать вывод: данный тип пневмодвигателя подходит для использования в качестве расширительной машины ДГА, т.к. при относительно малых габаритах обладает мощностями, достаточными для повышения энергоавтономности и, полного или частичного, обеспечения электроэнергией систем телеметрии, телемеханики, электрохимической защиты и пр.

Для получения математической модели ДГА, представленного на рис. 3, необходимо дополнительно учесть влияние на детандер перепуска части потока через регулирующий клапан, гашение скачков давления в ресивере и изменение отбора газа потребителями. А значит описать регулирующий клапан, ресивер, действие потребителя и соединяющие трубки.

Ввиду малой протяженности последних и их низкой инерционности, ими пренебрегаем. Питание всей системы газом происходит из магистрали с постоянным давлением в неограниченном объеме.

В таком случае необходимо написать только одно дополнительное дифференциальное уравнение (ДУ) для ресивера, которое будет представлять собой связь двух, ранее разделенных потоков, с расходом потребителя.

Для начала напишем уравнение мгновенного изменения массы газа в ресивере:

$$\frac{dm}{dt} = G_{\text{ДГ}} + G_{\text{Др}} - G_{\text{Потр}}\,, \tag{1}$$

Массу газа в ресивере можно расписать как:

$$m = \rho \cdot V_{\text{р}} = \frac{p_{\text{р}}}{R \cdot T_{\text{р}}} V_{\text{р}}, \tag{2}$$

где ρ - плотность газа, кг/м^3; $V_{\text{р}}$ – объем ресивера, м^3; $p_{\text{р}}$ – давление газа в ресивере, Па; R – газовая постоянная, Дж/(кг · К).

Тогда уравнение 1 переписывается в уравнение изменения давления:

$$\frac{dp_{\text{р}}}{dt} = \frac{R \cdot T_{\text{р}}}{V_{\text{р}}}\left(G_{\text{ДГ}} + G_{\text{Др}} - G_{\text{Потр}}\right), \tag{3}$$

Массовый расход газа на выходе из пневмодвигателя [1], уточненный для возможности рассмотрения случая роста давления в ресивере выше давления выхлопной камеры пневмодвигателя, а значит её наполнения:

$$G_{\text{ДГ}} = \begin{cases} f_{\text{в}}\sqrt{\frac{p_{\text{в}}^2 - p_{\text{р}}^2}{R T_{\text{в}} \xi_{\text{в}}}}, \text{если } p_{\text{в}} \geq p_{\text{р}} \\ -f_{\text{в}}\sqrt{\frac{p_{\text{р}}^2 - p_{\text{в}}^2}{R T_{\text{в}} \xi_{\text{в}}}}, \text{если } p_{\text{в}} < p_{\text{р}} \end{cases}, \tag{4}$$

где $f_{\text{в}}$ – площадь выхлопного отверстия пневмодвигателя, м^2; $p_{\text{в}}$ – давление в выхлопной камере пневмодвигателя, Па; $T_{\text{в}}$ – температура в выхлопной камере, К; $\xi_{\text{в}}$ – местное сопротивление выхлопного отверстия, б/р.

Массовый расход регулирующего клапана при докритическом и критическом истечениях:

$$G_{\text{Др}} = \begin{cases} \beta_{\text{др}} \cdot f_{\text{др}}\sqrt{\frac{p_{\text{р}} \cdot (p_{\text{м}} - p_{\text{р}})}{R T_{\text{р}}}}, \text{если } \frac{p_{\text{м}}}{p_{\text{р}}} < 2 \\ \beta_{\text{др}} \cdot f_{\text{др}} \frac{p_{\text{м}}}{\sqrt{R T_{\text{р}}}}, \text{если } \frac{p_{\text{м}}}{p_{\text{р}}} \geq 2 \end{cases}, \tag{5}$$

где $\beta_{\text{др}}$ – коэффициент истечения, б/р; $f_{\text{др}}$ – площадь открытого сечения регулирующего клапана, м^2; $p_{\text{м}}$ – давление газа в магистрали, Па; $T_{\text{р}}$ – температура газа в ресивере, К.

Массовый расход потребителя при докритическом и критическом истечении из ресивера:

$$G_{\text{Потр}} = \begin{cases} \beta_{\text{р}} \cdot f_{\text{р}}\sqrt{\frac{p_{\text{потр}} \cdot (p_{\text{р}} - p_{\text{потр}})}{R T_{\text{потр}}}}, \text{если } \frac{p_{\text{р}}}{p_{\text{потр}}} < 2 \\ \beta_{\text{р}} \cdot f_{\text{р}} \frac{p_{\text{р}}}{\sqrt{R T_{\text{потр}}}}, \text{если } \frac{p_{\text{р}}}{p_{\text{потр}}} \geq 2 \end{cases}, \tag{6}$$

где $f_{\text{р}}$ – площадь сечения выходного отверстия ресивера, м^2; $p_{\text{потр}}$ – давление газа за ресивером, Па; $T_{\text{потр}}$ – температура газа за ресивером, К.

Таким образом, с учетом изменений дополненная система уравнений для моделирования будет выглядеть следующим образом [1]:

$$\begin{cases} I\dfrac{d\omega}{dt} = p_{\text{н}} lx\left(r+\dfrac{x}{2}\right) + p_{\text{р}} l(x_1-x)\left(r+x+\dfrac{x_1-x}{2}\right) - p_{\text{в}} lx_1\left(r+\dfrac{x_1}{2}\right) - \\ \quad -z\cdot\mu m_{\text{л}}\rho_{\text{цт}}\cdot\omega^2\left(r+x_{\text{ср}}\right) - \text{M}_{\text{с}}; \\ \dfrac{dp_{\text{н}}}{dt} = \dfrac{k}{V_{\text{н}}}\left(RT_{\text{м}}G_{\text{м}} - p_{\text{н}}\cdot\dfrac{dV_{\text{н}}}{dt}\right); \\ \dfrac{dp_{\text{р}}}{dt} = -\dfrac{k}{V_{\text{р}}}\cdot p_{\text{р}}\dfrac{dV_{\text{р}}}{dt}; \\ \dfrac{dp_{\text{в}}}{dt} = -\dfrac{k}{V_{\text{в}}}\left(RT_{\text{в}}G_{\text{ДГ}} + p_{\text{в}}\cdot\dfrac{dV_{\text{в}}}{dt}\right); \\ \dfrac{dp_{\text{р}}}{dt} = \dfrac{R\cdot T_{\text{р}}}{V_{\text{р}}}\left(G_{\text{ДГ}} + G_{\text{Др}} - G_{\text{Потр}}\right) \end{cases}$$

Моделирование производилось в программе Wolfram Mathematica 10.4. Рассмотрим случай полного разгона и полного торможения ДГА при статичном открытии регулирующего клапана на 25% (рис. 5 – 6). Действие потребителя задано в виде полного прекращения им отбора газа в момент времени $t = 4\ c$.

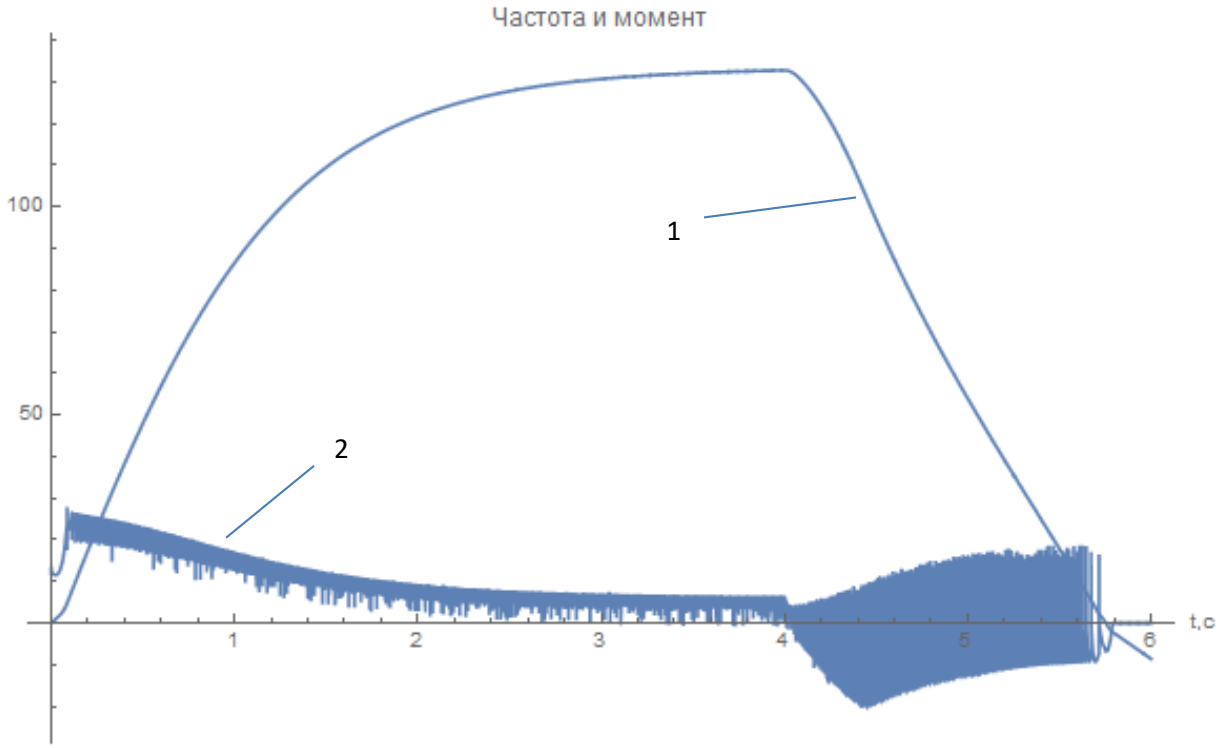


Рисунок 5 – Динамические характеристики пластинчатого детандера
1 – Частота вращения, об/с; 2 – момент, Нм·10

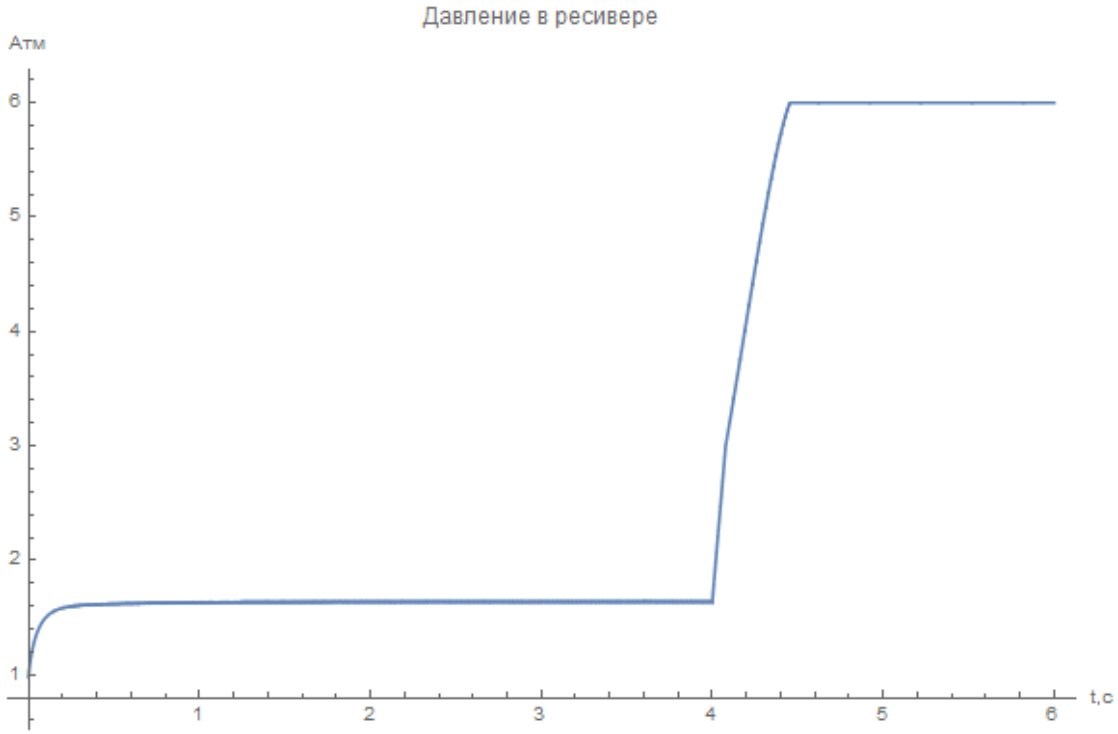


Рисунок 6 – Изменение давления газа в ресивере

По полученным графикам можно сказать, что введение в систему двух новых частей (регулирующего клапана и ресивера) не изменило общего характера поведения основных переменных, полученных в [1].

Наиболее интересный момент – это процесс изменения давления в ресивере: до выхода двигателя на режим постоянной скорости процесс повышения давления плавный, апериодический, а после процесс можно назвать квазистационарным, как и в целом все процессы ДГА [1]. Таким образом, скачки давления ДГА оказывают прямое воздействие на поведение давления внутри ресивера, однако, по амплитуде эти скачки снижены.

Выводы

Предложенная модификация принципиальной схемы ГРП/ГРУ позволяет использовать ДГА объемного типа в качестве основного средства понижения давления природного газа, а также существенно сэкономить габариты и снизить стоимость установки агрегата.

Представленная математическая модель позволяет проанализировать работу модифицированного пункта редуцирования давления природного газа на переменных режимах, вызванных неравномерностью отбора газа потребителями.

Литература

1. Белоусов А.Е. Метод расчета динамических характеристик детандер-генератора объемного типа [Текст] / А.Е. Белоусов, О.В. Кабанов, М. В. Волошин // Технологии нефти и газа. – 2016. – №3. – С. 51-55.

2. Разработка и создание автономных энергетических установок малой мощности с расширительной турбиной на базе турбин конструкции ЛПИ для магистральных газопроводов и газораспределительных станций [Электронный ресурс]: ООО НТЦ «МТТ». – Электронные данные. – СПб, 2010;

3. Репин Л.А., Репин А.Л. Возможности использования энергии давления природного газа на малых газораспределительных станциях [Текст]/А.Л. Репин. – Краснодар/Энергосбережение. – 2004. - №3;

4. Суслов Д.Ю. Определение максимальных часовых расходов газа: Методические указания / Д.Ю Суслов. – Белгород: Изд-во БГТУ, 2015. – 58с.

5. Обзор современных конструкций турбодетандерных генераторов [Электронный ресурс]: ООО НТЦ «МТТ». – Электронные данные. – СПб, 2010;

6. Зеленецкий С.Б., Рябков Е.Д., Микеров А.Г. Ротационные пневматические двигатели: Учебник / Под ред. канд. тех. наук Г.И. Кусницын. – Ленинград: Машиностроение, 1976. – 240с.

7. Патент РФ № 2579301, 10.04.2016. Панарин М.В., Пахомов С.Н., Воробьев Н.Ю., Царьков Г.Ю. АО Газпром газораспределение Тула // Патент России № 2579301. 1998. Бюл. № 33.

8. Патент РФ № 2346205, 10.02.2009. Аксенов Д.Т., Аксенова Г.П. // Патент России № 2346205. 10.12.2007.

ЦЕНОВЫЕ МЕХАНИЗМЫ МЕЖДУНАРОДНОЙ ТОРГОВЛИ СПГ С АКЦЕНТОМ НА НОВОВВЕДЕНИЯ В США (PRICING MECHANISMS OF INTERNATIONAL LNG TRADE WITH AN EMPHASIS ON USA INNOVATIONS)

Белоцкая Е.Д.
(научный руководитель: старший преподаватель Мельникова С.И.)
ИНЭИ РАН

Со времен первой поставки сжиженного природного газа 12 октября 1964 года из Алжира в Великобританию конъюнктура мирового рынка значительно изменилась. Конкуренция между поставщиками усиливается с каждым годом ввиду постоянного роста их числа, наряду с ежегодным увеличением производственных мощностей на фоне слабого покупательского спроса. Если еще несколько лет назад поставки СПГ приносили производителям высокую прибыль, то в условиях текущих низких цен на углеводороды рынок СПГ перестал быть столь привлекательным для поставщиков. Низкая ценовая конъюнктура заставляет производителей СПГ максимально оптимизировать свои затраты для сохранения/увеличения доли на рынке. Покупатели же напротив получают все большие возможности как по выбору поставщика, так и по выбору альтернативных источников энергии. Таким образом, в настоящее время рынок продавца в секторе СПГ преобразуется в рынок покупателя.

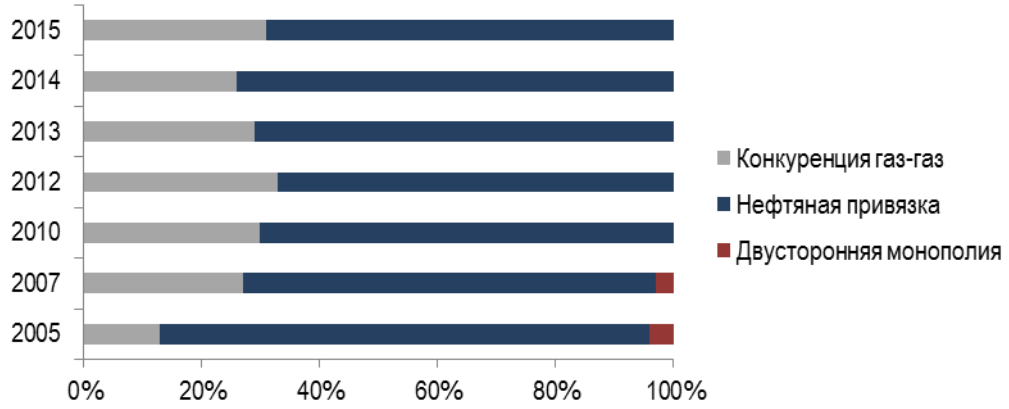
В таких условиях особенно актуальным представляется изучение динамики и трансформации механизмов ценообразования в международной торговле СПГ, причем одним из наиболее интересных аспектов становится рассмотрение новой модели ценообразования на сжиженный природный газ, экспортируемый из США, в основе которой наряду с традиционным принципом «бери-или-плати» и долгосрочным характером контрактов лежит так называемая «толлинговая схема».

Механизмы ценообразования на сжиженный природный газ

Среди традиционно принятых в мировой практике ценовых механизмов, определенных Международным Газовым Союзом (IGU), на рынке сжиженного природного газа исторически доминируют поставки с нефтяной привязкой (OPE)[1] и конкуренция «газ-газ» (GOG)[2][3]. Преобладающим механизмом в секторе до сих пор остается нефтяная привязка (Рисунок 1). По результатам 2015 года доля поставок с нефтяной

[1] Нефтяная привязка (OPE) – Цена привязана, как правило, через базовую цену и оговорку о скользящей цене к конкурирующему виду топлива, обычно к сырой нефти, газойлю и/или мазуту.
[2] Конкуренция «газ-газ» (GOG) – Цена зависит от соотношения спроса и предложения – конкуренции внутри газовой отрасли. Торговля происходит на физических и на виртуальных хабах.
[3] IGU, Wholesale Gas Price Survey – 2016 Edition, p. 11

привязкой составила 69 %, в то время как поставки по механизму конкуренция газ-газ составили лишь 31 %.



Источник: составлено по данным IGU

Рисунок 1 - Ценовые механизмы импорта СПГ, %

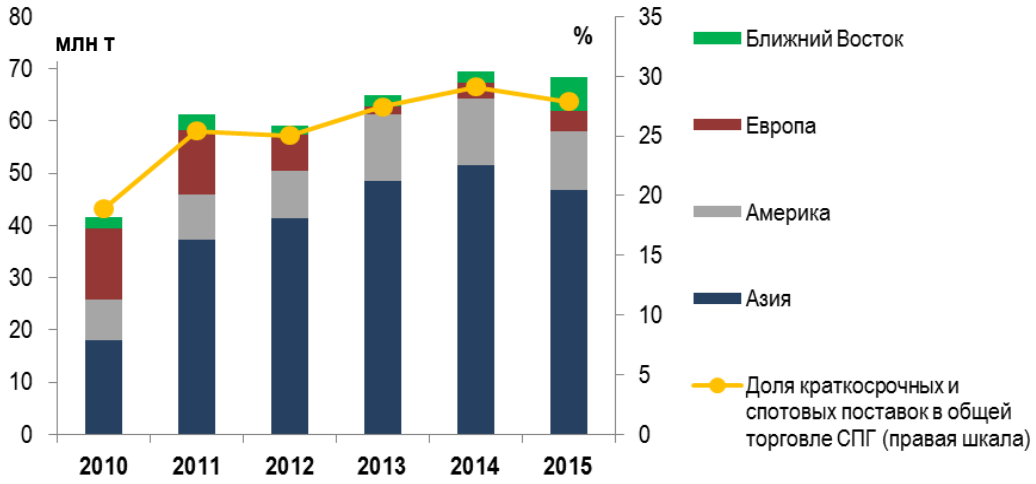
Доля ценового механизма «конкуренция газ-газ» при реализации СПГ увеличилась с 13 % в 2005 году до 33 % в 2012 году, а затем, несколько снизившись до 29 и 26 % в 2013 и 2014 гг. соответственно, возросла в 2015 году до 31 %. Двусторонняя монополия в 2005 и в 2007 гг., которая обеспечивалась за счет контракта на поставку СПГ из Катара в Индию, в дальнейшем была заменена на нефтяную привязку.

В 2015 году импорт СПГ с ценами, привязанными к нефти, в объеме 227 млрд куб. м был обеспечен в первую очередь странами АТР: Японией, Южной Кореей и Тайванем, затем странами Азии: Китаем и Индией, а также Европой: в основном Испанией, Турцией, Францией и Италией. Импорт СПГ с конкурентным ценообразованием, составивший в 2015 году 103 млрд куб. м, это преимущественно поставки на либерализованные рынки Северной Америки, Великобритании, Бельгии и Нидерландов, а также поставки на спотовых краткосрочных условиях в Японию, Корею, Аргентину и Бразилию.[4]

Краткосрочные и долгосрочные контракты

Основная доля поставок СПГ на сегодняшний день по-прежнему осуществляется по долгосрочным контрактам, однако, объем торговли по краткосрочным контактам (до четырех лет) растет с каждым годом. Если в 2010 году доля краткосрочных поставок составляла около 19% от общих, то в 2014 году – уже 29% (69,6 млн т). Однако в 2015 году отмечается снижение доли таких поставок более чем на 1 % по сравнению с прошлым годом (Рисунок 2).

[4] IGU, Wholesale Gas Price Survey – 2016 Edition, p. 15, 21



Примечание: Краткосрочная торговля включает контракты продолжительностью 4 года и менее
Источник: составлено по данным GIIGNL

Рисунок 2 - Краткосрочные и спотовые поставки СПГ (левая шкала) и их доля в общей торговле СПГ (правая шкала) в 2010-2015 гг.

Росту доли краткосрочных поставок СПГ способствовали многие причины, среди них:

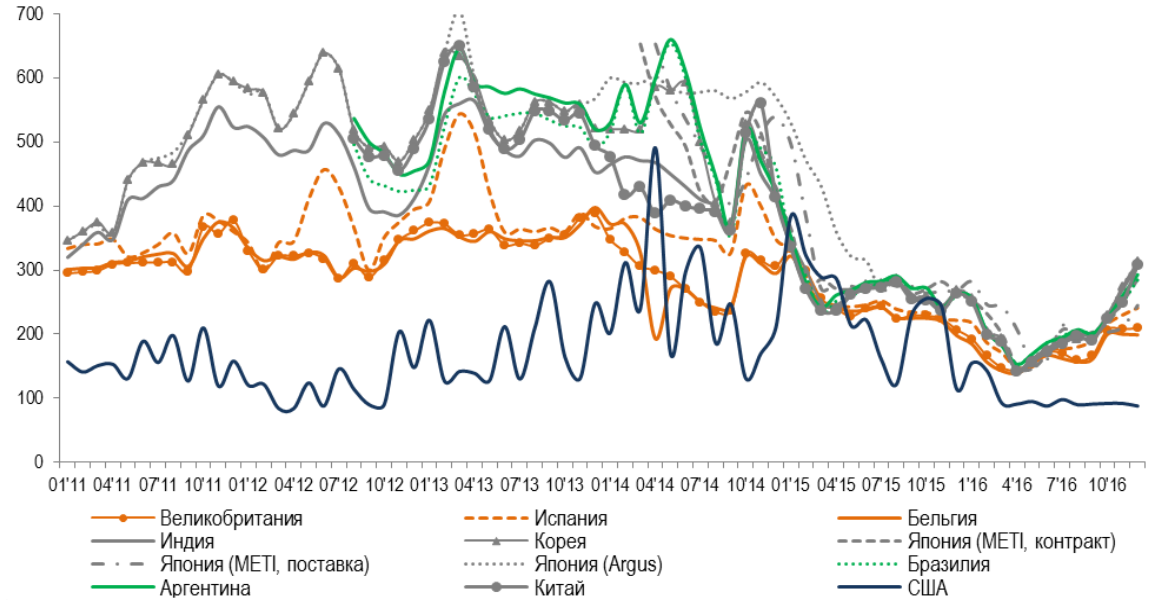
- Увеличение «географически гибких» поставок СПГ;
- Дефицит ресурсов природного газа и отсутствие сетевых поставок в Японии, Корее и Тайване;
- Значительный рост танкерного флота;
- Снижение конкурентоспособности газа по сравнению с другими видами топлива, преимущественно в Европе и США, что ведет к увеличению невостребованных объемов СПГ на рынке.

В настоящее время краткосрочная торговля природным газом вообще и СПГ в частности, на хабах/биржах наименее развита в АТР. Однако в процессе либерализации газового рынка она постепенно укрепляет свои позиции в регионе. Так, за период 2010-2015 гг. объем краткосрочной торговли в АТР увечился почти в три раза. В сентябре 2014 года в Японии была запущена внебиржевая торговая площадка (Japan over-the-counter exchange (JOE)). В июле 2015 года в Китае была в пилотном режиме запущена биржа Shanghai Oil and Gas Exchange, а в июне 2015 года в Сингапуре был открыт торговый хаб Singapore SGX LNG Index Group (SLInG).[5] Однако, по мнению OIES (Oxford Institute for Energy Studies) с наибольшей вероятностью СПГ-хабом для юго-восточной Азии станет Сингапур, в то время как Япония и Китай до сих пор не обладают достаточными для этого условиями.[6]

Динамика цен на СПГ

[5] по материалам EIA
[6] http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/tokyo/oies-says-singapore-could-become-lng-hub-for-26398042

На фоне общемирового снижения цен на углеводороды и в частности на сжиженный природный газ, наблюдаются кардинальные изменения в сложившимся на протяжении последних лет соотношении цен СПГ на различных рынках. Если ранее отмечалась четкая регионализация цен для: АТР, Европы и США, то с середины 2014 года прослеживается устойчивая тенденция к общему снижению цен с одновременным сглаживаем региональных различий (Рисунок 3). В результате высокопремиальный рынок АТР в значительной мере утратил свою привлекательность для поставщиков, при резком снижении их маржи по всем направлениям поставок. Кроме того, главный импортер мирового СПГ – Япония – постепенно возобновляет работу ядерных реакторов. Так, в августе и октябре 2015 года была восстановлена работа двух реакторов, еще 22 реактора находятся в процессе согласования перезапуска[7], что неизбежно отразится на объемах внешних поставок СПГ в эту страну.



** министерство энергетики Японии (METI) сообщает спотовые цены на СПГ, в т.ч. законтрактованные в текущем месяце (спот-контракт) и цены партий, прибывших в страну в текущем месяце (спот-поставка). Приведенные данные не отражают стоимость СПГ, импортируемого по контрактам, как долгосрочным, так и краткосрочным.*
Источник: Waterborne, EIA DOE, METI, Argus, Bloomberg

Рисунок 3 - Средневзвешенные цены СПГ в мире, $/тыс. куб. м

Американские нововведения

В 2016 году на мировой рынок СПГ вышли Соединенные Штаты – новый игрок, способный во многом изменить устоявшиеся подходы. В феврале 2016 года была отправлена первая пробная поставка сжиженного природного газа с завода Sabine Pass (оператор Cheniere Energy). В процессе сооружения нового производства СПГ с одновременным контрактованием будущих поставок американские операторы предлагают

[7] http://www.world-nuclear.org/info/Country-Profiles/Countries-G-N/Japan/

весьма своеобразную модель организации экспорта, в основе которой лежат долгосрочные контракты и принцип take-or-pay. Это в немалой мере противоречит основным принципам либерализации газового рынка США, основанным на свободной краткосрочной торговле. Второй отличительной особенностью американского экспорта является применение т.н. толлинговых схем, которые сводят риски операторов к минимуму.

Согласно этим схемам, компания-владелец завода СПГ лишь предоставляет услуги по сжижению газа, а исходное сырье для этих целей приобретает на рынке США компания, заключившая договор с оператором завода СПГ. По получении готовой продукции владельцы этого газа вправе свободно выбирать наиболее выгодные направления поставок и цены реализации.

При этом риски и доходы компаний-операторов американских проектов СПГ в значительной степени предопределены: они не получают никакого дохода от разницы в цене природного газа на внутреннем оптовом рынке США и конечными пунктами поставок СПГ, получая лишь заранее определенный и гарантированный доход от предоставления услуг по сжижению давальческого сырья (т.н. «liquefaction fee»). Компания Cheniere Energy приводит в своих отчетах такие данные по каждому своему проекту. Так, завод Sabine Pass будет приносит ей от 80,3 до 107,1 $/тыс. куб. м, а Corpus Christi – уже 125 $/тыс. куб. м.[8] Гарантированное получение этих фиксированных платежей на условиях «бери или плати» (который в данном случае надо трактовать как «сжижай или плати») сводит финансовые риски оператора к минимуму вне зависимости от рыночной конъюнктуры для СПГ и реальной загрузки производства.

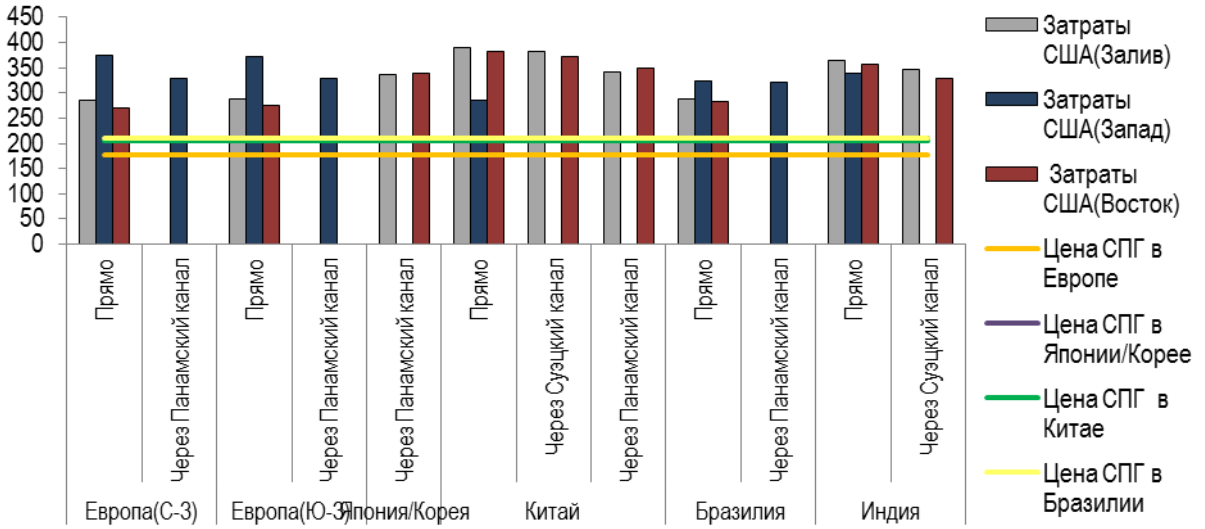
Напротив, покупатели уже заключившие с американскими операторами заводов СПГ договоры на использование их мощностей, не дожидаясь окончания их строительства, рискуют в достаточно высокой степени. Основной риск для покупателей природного газа возникает, если выручка от продажи СПГ на мировых рынках снижается до такой степени, что она не покрывает «liquefaction fee», затраты на приобретение сырья и его транспортировку. В этой ситуации покупатели могут оплатить «liquefaction fee», но фактически не отбирать СПГ или вторично продать некоторые контракты на внутреннем рынке США. Такая адаптация к любым колебаниям на мировых рынках, по мнению МЭА, делает модель США отличной от других, существующих на сегодняшний день,[9] хотя для компаний, оплативших счета на сжижение, но не выкупивших СПГ, она оборачивается существенными убытками.

Лишь привязка стоимости американского СПГ к котировкам ведущей площадки – Henry Hub отражает присущие США принципы открытости и либерализации при организации своих экспортных поставок.

[8] Cheniere Energy, «Credit Suisse Energy Summit», February 2016, p. 34,38
[9] IEA. World Energy Outlook 2014, p.166

На основе этой привязки происходит формирование нового ценового маркера, выходящего за пределы североамериканского региона, который вполне может стать мировым бенчмарком в силу глобального характера мировой торговли СПГ. Однако, основным аргументом в пользу изменения формулы цены СПГ в контрактах с нефтяной привязкой на котировки НН был существенный ценовой разрыв между американским, европейским и азиатским рынками, но в настоящее время ценовая разница между стоимостью СПГ на этих рынках практически исчезла.

По мнению представителей компании-лидера экспорта СПГ из США - Cheniere Energy - начало экспорта энергоресурса из США будет способствовать повышению конкурентоспособности европейского газового рынка. Кроме того, приток СПГ из США может создать новые привязки ценообразования на газ.[10] Однако при оценке перспектив поставки американского СПГ преимущественно замалчивается экономическая сторона этого вопроса. Себестоимость поставок СПГ из Америки по полному циклу с учетом всех основных статей затрат оказывается выше текущих рыночных цен на ключевых рынках сбыта. Так, с учетом ценовой конъюнктуры за 2016 год, экспорт СПГ из США (рассчитанный как сумма цены исходного сырья, платы за услуги по сжижению и транспортных расходов по доставке энергоресурса к потребителю) становится убыточен на всех целевых рынках, превышая цены в Европе в среднем на 137 долл. США/тыс. куб. м, в Японии/Корее в среднем на 126 долл. США/тыс. куб. м, в Китае на 152 долл. США/тыс. куб. м, в Бразилии в среднем на 94 долл. США/тыс. куб. м (Рисунок 4).

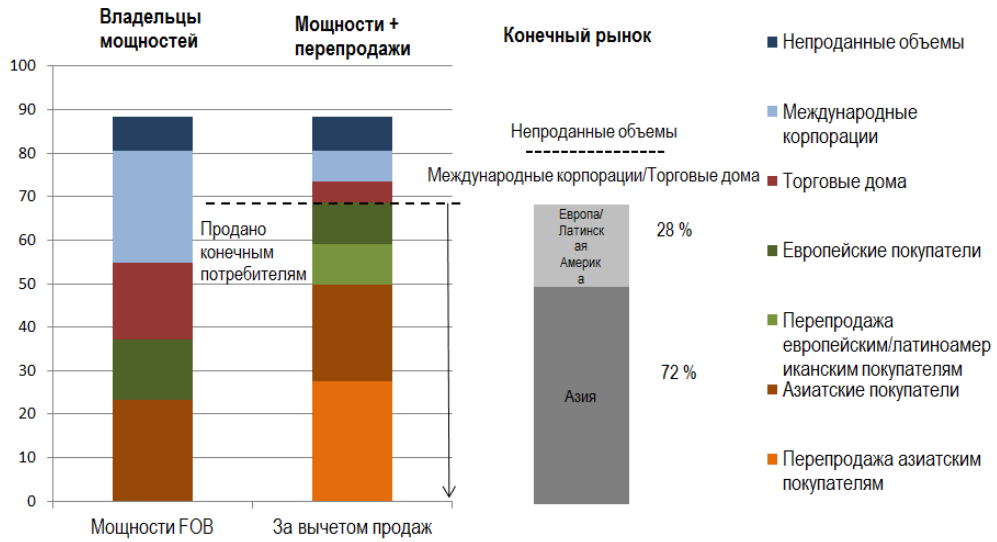


Источник: составлено авторами

Рисунок 4 - Суммарные затраты на поставки СПГ из США и цены на основных рынках в 2016 году, долл. США/тыс. куб. м

[10] http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/london/us-lng-to-change-market-dynamics-bring-liquidity-21914524

Последствия текущих изменений, происходящих на международном рынке сжиженного природного газа и, в частности, касающихся экспорта американского СПГ, отчетливо видны в поведении покупателей. Так, первоначально, в роли покупателей американского СПГ выступили крупные международные компании, торговые дома, европейские и азиатские потребители. Однако почти сразу начался процесс перепродажи уже законтрактованных объемов, компании и трейдеры переуступили значительную часть своих контрактов европейским и преимущественно азиатским покупателям (Рисунок 5).[11]



Источник: BG Group

Рисунок 5 - Продажа СПГ-мощностей США

Компания Cheniere Energy, как и покупатели ее продукции, пытается адаптироваться к нынешней ситуации. Если раньше компания ориентировалась лишь на крупные рынки сбыта, то в настоящее время ее стратегия во многом направлена на развитие небольших рынков сбыта. Основной упор Cheniere делается на плавучие мощности по хранению и регазификации СПГ (FSRU), с помощью которых компания будет снабжать энергоресурсом газовые электростанции, готовые использовать поставленный США СПГ для выработки электроэнергии. Cheniere уже принимает 50 % участие в строительстве плавучего терминала по хранению и регазификации СПГ (FSRU) - GNL Penco в Чили, который будет снабжать природным газом электростанцию El Campesino. El Campesino заключила с Cheniere Marketing пятнадцатилетний контракт на поставку энергоресурса в объеме до 0,6 млн т/год с завода Corpus Christi начиная с 2019 года. Cheniere готова поддерживать аналогичные проекты

[11] Мельникова С.И., Осипова Е.Д. Отрицательная маржа экспорта СПГ США в условиях низкого рынка и слабого спроса // Нефтегазовая вертикаль. – 2015. - №23-24

«LNG to power» для стимулирования нового спроса на сжиженный природный газ.[12]

Кроме того, Cheniere предусматривает продажу СПГ странам, инвестирующим в развитие возобновляемой энергетики (ВИЭ), которые нуждаются в газе для выравнивания колебаний энергогенерции. Стоит отметить, что несмотря на то, что 87 % СПГ Cheniere законтрактовано на условиях FOB, большая часть будущих контрактов, скорее всего, будет заключена на условиях DES (delivered-ex-ship) для снабжения покупателей без доступа к плавучим мощностям. [13] Всего в 2016 году с Sabine Pass было загружено и экспортировано 56 партий СПГ в Мексику, Доминиканскую Республику, Бразилию, Индию, ОАЭ, Аргентину, Португалию, Чили, Кувейт, Китай, Иорданию, Испанию, Италию, Египет, Турцию, Японию, Южную Корею. [14]

Выводы

Таким образом, в 2015 году наибольшую долю в мировой торговле сжиженным природным газом по-прежнему занимают долгосрочные контракты с нефтяной привязкой. Ценообразование в сфере экспорта СПГ из США, также основано на долгосрочных контрактах сроком 20 лет. Но в основе нового ценового механизма, предложенного США, лежит «толлинговая схема» и привязка к котировкам Henry Hub, что способствует увеличению географии поставок энергоресурса, повышению ликвидности торговли СПГ и развитию новых точек ценообразования. Такой подход в значительной мере перекладывает ценовые и объемные риски на покупателей, обеспечивая операторам проектов СПГ гарантированную плату за свои услуги. Однако в условиях низких цен на углеводороды и на сжиженный природный газ в частности, а также сглаживания региональных различий в ценах СПГ на основных рынках сбыта, наблюдаемых в настоящее время, механизм ценообразования США в значительной степени теряет свою привлекательность.

Литература

1. Мельникова С.И., Осипова Е.Д. Отрицательная маржа экспорта СПГ США в условиях низкого рынка и слабого спроса // Нефтегазовая Вертикаль. – 2015. - №23-24. – С. 48-55
2. Cheniere Energy. 2016 Wolfe Research Power & Gas Leaders Conference, September 2016
3. Cheniere Energy. Credit Suisse Energy Summit, February 2016

[12] CHENIERE ENERGY, INC., 2016 WOLFE RESEARCH POWER & GAS LEADERS CONFERENCE, September 2016, p. 6
[13] http://www.icis.com/resources/news/2016/05/10/9996497/cheniere-to-focus-on-des-lng-sales-to-bring-in-smaller-buyers/
[14] CHENIERE ENERGY, INC., FOURTH QUARTER AND FULL YEAR 2016 CONFERENCE CALL, February 2017, p. 20

4. Cheniere Energy. Fourth quarter and Full Year 2016 Conference Call, February 2017
5. GIIGNL. The LNG Industry 2010, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016.
6. ICIS. Cheniere to focus on DES LNG sales to bring in smaller buyers. URL: https://www.icis.com/resources/news/2016/05/10/9996497/cheniere-to-focus-on-des-lng-sales-to-bring-in-smaller-buyers/
7. IEA. GAS Medium-Term Market Report 2014. Paris: OECD/IEA, 2014, 212 p.
8. IEA. World Energy Outlook 2014. Paris: OECD/IEA, 2014, 748 p.
9. International Gas Union. Wholesale Gas Price Formation, 2011, 2012, 2013, 2014, 2015, 2016.
10. Platts. OIES SAYS SINGAPORE COULD BECOME LNG HUB FOR SOUTHEAST ASIA. URL: http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/tokyo/oies-says-singapore-could-become-lng-hub-for-26398042
11. Platts. US LNG TO CHANGE MARKET DYNAMICS, BRING LIQUIITY, FLEXIBILITY: CHENIERE. URL: http://www.platts.com/latest-news/natural-gas/london/us-lng-to-change-market-dynamics-bring-liquidity-21914524
12. World Nuclear Association. Nuclear Power in Japan. URL: http://www.world-nuclear.org/information-library/country-profiles/countries-g-n/japan-nuclear-power.aspx

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕДАЧИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ПОДВОДНЫЕ ДОБЫЧНЫЕ КОМПЛЕКСЫ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (MODERN TECHNOLOGIES OF TRANSFER ELECTRICITY TO SUBSEA PRODUCTION SYSTEM OF OFFSHORE OIL AND GAS FIELDS)

Богатырев Я.О.
(научный руководитель: профессор Харченко Ю.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В связи с активным развитием технологии подводной добычи углеводородов, одной из актуальных проблем для ее реализации на глубоководных и удаленных морских месторождениях является задача передачи электроэнергии с минимальными потерями мощности. Современные исследования по решению данного вопроса предусматривают использование системы электропитания как постоянным, так и переменным током. Приводы регулирования частоты переменного тока, преобразователи DC/AC, трансформаторы и прочее оборудование системы электропитания может быть размещено как в надводном положении, так и под водой. Каждая из таких технологий имеет свои преимущества, недостатки и, следовательно, наиболее предпочтительную область применения.

Использование той или иной технологии передачи электроэнергии зависит от множества факторов. К основным факторам относят: удалённость морского месторождения от берега, потребляемая мощность подводного добычного комплекса, потери электроэнергии, безопасность процесса её передачи, капитальные затраты на строительство системы энергообеспечения.

Мощность, требуемая для подводного добычного комплекса, зависит от вида добываемой продукции, способа его предварительной подготовки, а также этапа разработки месторождения и его размеров. Все эти факторы влияют на выбор подводного оборудования и его количества. В Таблице 1 представлены уровни электропотребления для отдельных компонентов систем подводной добычи углеводородов.

Самое большое количество энергии потребляют газонефтяные месторождения (при прочих равных условиях), так как требуют предварительной сепарации продукции, применения подводных насосов и компрессоров, а в случае наличия системы поддержания пластового давления, то и насосы водозакачки. Меньшее количество энергии требуют нефтяные месторождения, так как для них нет необходимости использовать мощные компрессоры для транспортировки больших

объемов газа. Уровень потребления электроэнергии на газоконденсатном и газовом месторождениях существенно зависит от этапа их разработки.

Таблица 1. Подводные потребители электроэнергии.

Подводный потребитель	Потребляемая мощность
Подводная система контроля	около 10 кВт
Фонтанная арматура	1 кВт - 350 кВт
Насосы водозакачки (для 1 скв.)	1 МВт - 5 МВт
Подводные многофазные насосы (для 1 скв.)	2 МВт - 5 МВт
Подводные скважинные насосы (для 1 скв.)	около 1 МВт
Подводная станция компримирования (для 1 скв.)	около 5 МВт
Подводная подготовка газа и сепарация	10 МВт - 50 МВт

На примере газового месторождения рассмотрим, как меняется количество требуемой электроэнергии на разных этапах его освоения.

1. Из скважины поступает газ высокого давления.

Пусть имеется 32 скважины. Каждая скважина потребляет, в среднем, 15 кВт энергии. Подготовка газа не требуется. Подводная система контроля потребляет около 20 кВт электроэнергии. Суммарная нагрузка составляет 0,5 МВт.

2. Происходит обводнение скважинной продукции.

Необходима установка станции подводной подготовки газа. Данная станция потребляет примерно 20 МВт электроэнергии. Для утилизации воды, а именно для закачки её обратно в пласт, необходимо установить насосы водозакачки. Количество таких насосов зависит от обводнённости продукции. Допустим, нам потребуется 4 таких насоса с мощностью каждого 10 МВт. Таким образом, суммарная нагрузка составляет 60,5 МВт.

3. Энергии пласта недостаточно для транспорта флюида на берег.

Для подачи скважинной продукции на берег необходимо установить подводную станцию компримирования. Мощность такой станции зависит от количества скважин и их суммарного дебита. Для 32 скважин мощность будет составлять около 160 МВт. Суммарная нагрузка составляет 220,5 МВт.

Как видно из приведённого выше примера, потребляемая мощность месторождения растёт по мере снижения пластового давления и увеличения обводнённости продукции скважины.

При выборе той или иной технологии подачи электроэнергии на подводный добычной комплекс в первую очередь следует оценить потребляемую мощность оборудования. Данная мощность будет зависеть от размеров месторождения и количества скважин, вида продукции и дебита, а также от этапа разработки месторождения. Затем, зная расстояние от добычного комплекса до берега, следует оценить потери

мощности при транспорте электроэнергии. Расчёт ведётся по различным вариантам, когда подаётся ток разного напряжения и частоты.

На подводный добычной комплекс электрическая энергия передаётся по шлангокабелю. Причём, она может передаваться как в виде переменного тока, так и постоянного. При реальных соотношениях между активными и реактивными сопротивлениями шлангокабеля падение напряжения при использовании постоянного тока во много раз меньше, чем при использовании переменного тока [1]. Это говорит о том, что использование постоянного тока позволяет увеличить дальность передачи электроэнергии за счёт снижения потерь её мощности. Но стоит заметить, что существуют большие потери электроэнергии при преобразовании переменного тока в постоянный и при обратном процессе. Поэтому использование постоянного тока становится выгодно только при больших расстояниях между берегом и подводным добычным комплексом.

Ещё одним плюсом использования постоянного тока является большая пропускная способность электропровода. В настоящее время существуют электролинии постоянного тока с пропускной способностью 8000 МВт и напряжением 800 кВ (проект Xiangjiaba-Shanghai, Китай) [2].

К недостаткам данной технологии можно отнести необходимость использования громоздких преобразовательных устройств.

В настоящее время технология передачи постоянного тока оказывается более эффективной, чем технология передачи переменного тока в следующих случаях:

- на расстояниях подводного добычного комплекса от берега, превышающих 60 километров;
- при мощностях от 60 МВт;
- при возможности установки и бесперебойной эксплуатации преобразовательных устройств.

Последний пункт, а именно, возможность использования преобразовательных устройств, является главным камнем преткновения использования технологии постоянного тока. Дело в том, что в настоящее время не существует подводных коннекторов постоянного тока. А это значит, что необходимо устанавливать преобразовательные устройства на платформе. Проекты подобных платформ предлагаются компаниями Aker Solutions, ABB и др. В связи с отсутствием реализации предложенных проектов, в настоящее время для передачи электроэнергии используется переменный ток.

На выбор технологии передачи электроэнергии существенное влияние оказывает техническая возможность и экономическая эффективность расположение объектов системы электропитания в надводном положении или под водой.

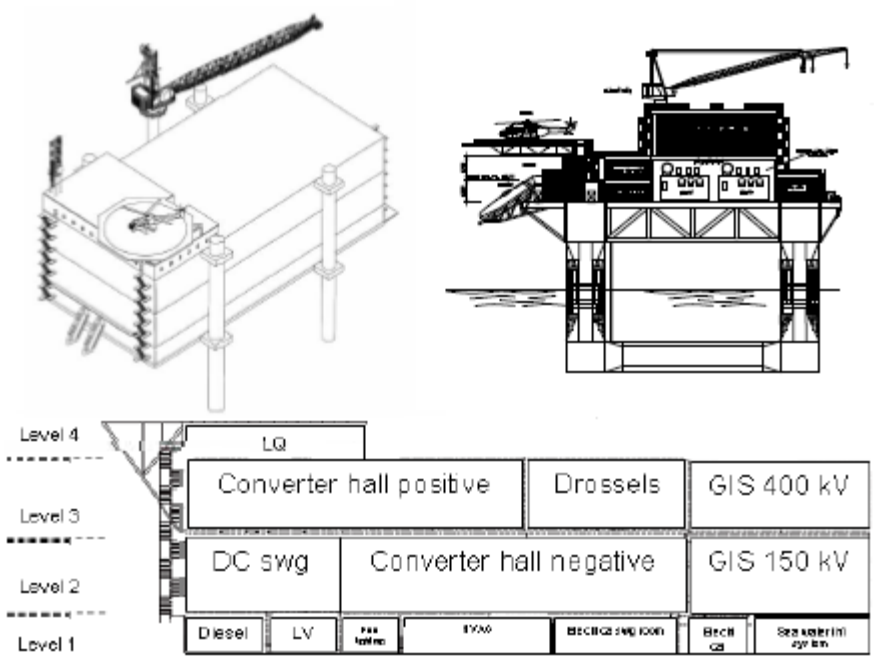


Рисунок 6. Концепция платформы преобразователя тока высокого напряжения, предложенная компанией Aker Solutions.

Надводное расположение оборудования возможно в случае комбинированного способа обустройства месторождения. Данный способ подразумевает подводное заканчивание скважин и наличие платформы, на которую подаётся скважинная продукция. Следует заметить, что при комбинированном способе обустройства электроэнергия вырабатывается на самой платформе, и её подача с берега может осуществляться только на позднем этапе освоения месторождения, когда необходимо использование компрессоров, а мощности, вырабатываемой генераторами не платформе не достаточно. В этом случае главными критериями, которые предъявляются к элементам системы электропитания, являются: малый вес, компактность, надёжность. Для снижения веса верхнего строения платформы есть возможность разместить отдельные устройства, например, трансформаторы, под водой.

При подводном способе обустройстве месторождения к элементам системы электропитания предъявляются дополнительные требования безопасности и герметичности. Это связано с тем, что электрический ток и вода никоим образом не должны взаимодействовать друг с другом.

К устройствам, используемым в подводном добычном комплексе, также предъявляют высокие требования надёжности. Это вызвано тем, что их ремонт является более дорогой и трудной операцией, нежели ремонт того же оборудования на суше или на платформе.

Повышенные требования герметичности и надёжности приводят к увеличению стоимости устройств, устанавливаемых под водой. Это стоит учитывать при выборе той или иной технологии передачи электроэнергии.

Применяемые технологии передачи электроэнергии:

1. Подводные трансформаторы отсутствуют, использование приводов регулирования скорости надводного размещения.

Для снижения капитальных затрат на подводные трансформаторы передают переменный электрический ток напряжением до 25 кВ без их использования. Данный способ возможен, когда мощность, необходимая для промысла невелика, и он расположен недалеко от берега. Существенный минус данной технологии заключается в больших потерях электроэнергии. Происходит это из-за того, что при низких напряжениях велика сила тока, а значит, велики и потери мощности [3]. Следует отметить, что при передаче электроэнергии на большие расстояния используют переменной ток низкой частоты. Это позволяет снизить потери энергии, вызванные реактивной мощностью. Для преобразования переменного тока низкой частоты в ту частоту, которая необходима для нормальной эксплуатации подводного оборудования, используют приводы регулирования скорости. Границы применимости: расстояние до промысла менее 30 километров, требуемая мощность подводного добычного комплекса менее 12 МВт. Пример использования: проект King компании BP, Мексиканский залив.

2. Использование подводных трансформаторов с приводами регулирования скорости, распределительного автомата и источника бесперебойного питания.

Этот способ позволяет передавать переменный ток высокого напряжения до трансформатора (напряжение до 50 кВ), где его напряжение понижается. Передача переменного тока высокого напряжения и низкой частоты позволяет сократить потери мощности в шлангокабеле. Границы применимости: расстояние до промысла менее 140 километров, требуемая мощность подводного добычного комплекса менее 80 МВт. Пример использования: проект Tyrihans компании Statoil, Норвежское море.

При большем удалении подводного добычного комплекса от берега используют переменный ток большего напряжения (напряжение до 145 кВ). Вследствие чего потери мощности в шлангокабеле становятся значительно меньше. Границы применимости: расстояние до промысла менее 300 километров, требуемая мощность подводного добычного комплекса превышает 100 МВт. Пример использования: проект Ormen Lange Subsea Compression компании Statoil, Норвежское море.

Каждая, из рассмотренных выше технологий, обладает своими преимуществами и недостатками, которые делают её применение рентабельной в определённых условиях.

Интенсивное освоение углеводородных ресурсов Арктического региона невозможно без наличия эффективных технологий передачи электроэнергии на большие расстояния. Как видно из приведенных примеров при разработке удаленных месторождений арктического шельфа

наиболее эффективной технологией передачи электроэнергии является ее транспортировка при постоянном токе высокого напряжения. Поэтому в настоящее время такие компании как ABB, Aker Solution, GE и др. проводят исследования по созданию подводных преобразователей DC/AC, трансформаторов, шлангокабелей и другого оборудования, которое позволит приступить к широкомасштабному освоению удаленных арктических месторождений с использованием подводного способа обустройства.

Список использованных литературных источников

1. Фролов Е.Н., Чертоляс И.И. Способы передачи электрической энергии на дальние расстояния. XV Международная научно-практическая конференция «Современные техника и технологии».
2. Суслова О.В. Разработка, исследование и применение технологий передачи электроэнергии постоянным током в Китае. «Известия НТЦ ЕЭС» №2(73), 2015.
3. Кузовкин В.А. Электротехника. Основы теории с практическими приложениями. Логос, 2004.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТОНКОСЛОИСТЫХ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МЕТОДОМ ЯДЕРНОГО МАГНИТНОГО РЕЗОНАНСА
(STUDY OF THIN-BEDDED SAND-CLAY ROCKS WITH NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE)

Брынза И. А.
(научный руководитель: к.т.н. Денисенко А. С.)
МФТИ (ГУ), НИЦ Шлюмберже

В работе изучена возможность применения метода Ядерного Магнитного Резонанса (ЯМР) для изучения тонкослоистых песчано-глинистых отложений. В лабораторных условиях изготовлен образец, моделирующий породу данного типа, и проведены измерения одномерных и двумерных релаксационных характеристик T_1 и T_2 чистых разностей песчаника и глины, а также модели слоистого коллектора. На основании полученных данных сделан вывод о том, что метод ЯМР позволяет проанализировать свойства отдельных компонент слоистой структуры с высокой точностью, что делает его незаменимым при изучении коллекторов схожего типа.

Введение

При разработке нефтегазовых месторождений достаточно часто встречаются коллекторы, состоящие из чередующихся седиментационных тонких слоев различных пород, например, глины и песчаника (см. Рис. 1).

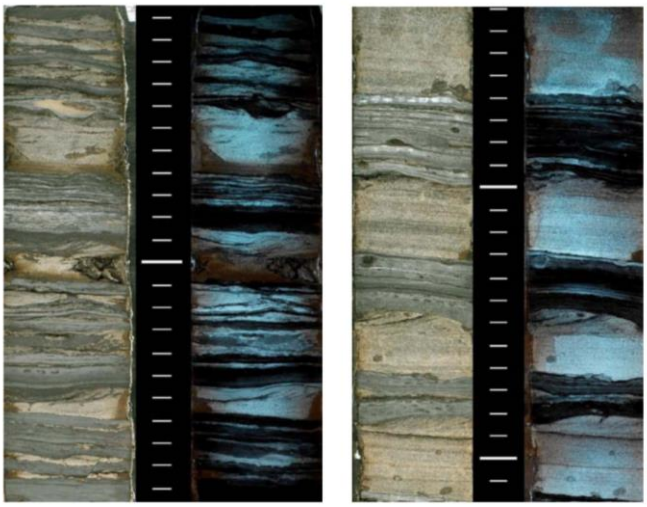


Рис. 1. *Пример слоистого коллектора. Фотографии керна выполнены в естественном и ультрафиолетовом свете. Слева толщина песчаного слоя варьируется в пределах от 0,25 до 5 см, справа — от 7,5 до 15 см (масштаб шкалы — 2,5 см на деление) [0].*

Такие отложения широко распространены на территории России (Волго-Уральская, Тимано-Печорская и Западно-Сибирская нефтегазоносные провинции, Предкавказье, Сахалин) [0]. Сложность их изучения состоит в том, что разрешающая способность каротажных методов геофизических исследований скважин всегда ограничена и может оказаться недостаточной для выделения тонких пропластков разреза. В таком случае регистрируются некоторые усредненные данные, не позволяющие точно рассчитать фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) отдельных слоев и, следовательно, предсказать объем и течение флюида. С другой стороны, существуют также микрометоды (например: микрозонды, электрические и акустические микросканеры), позволяющие выделить достаточно тонкие пропластки, однако они не обладают необходимой глубинностью исследований для оценки геофизических параметров коллекторов в не затронутой проникновением фильтрата бурового раствора части пласта [0]. Таким образом, проблема тонкого слоя в ГИС требует дальнейшего изучения, и целью данной работы является исследовать возможность ее решения при помощи метода ЯМР.

Методика проведения экспериментов

Для решения поставленной задачи необходимо измерить кривые релаксации продольной и поперечной компоненты намагниченности образца, чтобы в дальнейшем получить распределения соответствующих времен релаксации T_1 и T_2.

Для регистрации кривой поперечной намагниченности использовалась традиционная последовательность Карра-Парселла-Мейбума-Гилла (КПМГ), состоящая из одного 90°-импульса и серии 180°-импульсов [0]. Расстояние между 180°-импульсами, или межэховое расстояние, TE варьировалось в пределах от 0,15 до 1,2 мс, время поляризации RD составляло 5000 мс.

Также использовалась последовательность инверсия-восстановление (180°- и 90°-импульсы с временным расстоянием TI) с последующим циклом КПМГ для получения двумерного распределения времен релаксации. Межэховое расстояние TE составляло 150 мс, время поляризации RD — 5000 мс для различных образцов, TI — 100 логарифмически равномерно распределённых значений в диапазоне от 0,15 мс до пятикратного максимального значения T_1.

Все измерения произведены на релаксометре Oxford Instruments MARANi DRX HF Pharmasense, индукция магнитного поля 0,5 Тл, что соответствует резонансной частоте протона 20,6 МГц.

Исследуемые образцы

Для измерений были подготовлены образцы цилиндрической формы:

1) цельный образец крупнозернистого песчано-глинистого коллектора (песчаник);
2) образец песчаника, разрезанный на диски;
3) глинистый образец;
4) модель слоистого коллектора.

Для модели слоистого коллектора были использованы три диска песчаника (из второго образца) и два диска глины (из третьего образца, полученные после его разрезания на части).



Рис. 2. *Фотография слоистого образца.*

Все образцы насыщались раствором NaCl минерализацией 20 $^{г}/_{л}$, На основании данных гидростатического взвешивания были рассчитаны объемы и пористости образцов (см. Табл. 1 и Табл. 2).

Табл. 1. Параметры однородных образцов.

Образец	$m_{сух}$, г	$m_{нас}$, г	$m_{гидр}$, г	V, см^3	$K_{П\ взвеш}$, %
Песчаник цельный	15,810	17,692	9,378	8,20	22,6
Песчаник из дисков	13,543	15,003	8,249	6,66	21,6
Глина	12,575	13,174	7,947	5,16	11,5

Список введенных обозначений: $m_{сух}$ — масса сухого образца, $m_{нас}$ — масса насыщенного образца, $m_{гидр}$ — масса образца, погруженного в модель пластовой воды, V — объем, $K_{П\ взвеш}$ — коэффициент пористости, определенный с помощью гидростатического взвешивания.

Табл. 2. *Параметры слоистого образца.*

Компонента слоистого образца	$m_{\text{нас}}$, г	$m_{\text{гидр}}$, г	V, см^3	$w_{\text{взвеш}}$	$K_{\text{П взвеш}}$, %
Песчаная	8,572	4,670	3,85	0,52	11,3
Глинистая	8,510	4,966	3,49	0,48	5,5
Суммарно	17,082	9,636	7,34	1,00	16,8

Список введенных обозначений: $w_{\text{взвеш}}$ — объемная доля фракции в образце, $K_{\text{П взвеш}}$ — коэффициент пористости, определенный с помощью гидростатического взвешивания.

Результаты эксперимента

Цельный образец песчаника.

Для данного образца была зарегистрирована кривая релаксации поперечной намагниченности при различных временах между сигналами спинового эхо TE и рассчитаны распределения времен поперечной релаксации T_2.

Отметим, что при увеличении времени TE амплитуда сигнала ЯМР снижается, а распределение смещается в сторону более коротких времен (Рис. 3). Причиной являются внутренние градиенты магнитного поля, обусловленные значимым контрастом магнитной восприимчивости на границах раздела фаз, и присутствующие в породе парамагнитные включения. Данный эффект усиливается с увеличением напряженности внешнего магнитного поля. При минимальном значении TE = 0,15 мс, измеренная пористость составляет $\text{К}_{\text{П ЯМР}} = 21{,}8$ %, что хорошо согласуется со значением пористости по результатам гидростатического взвешивания $K_{\text{П взвеш}} = 22{,}6$ %.

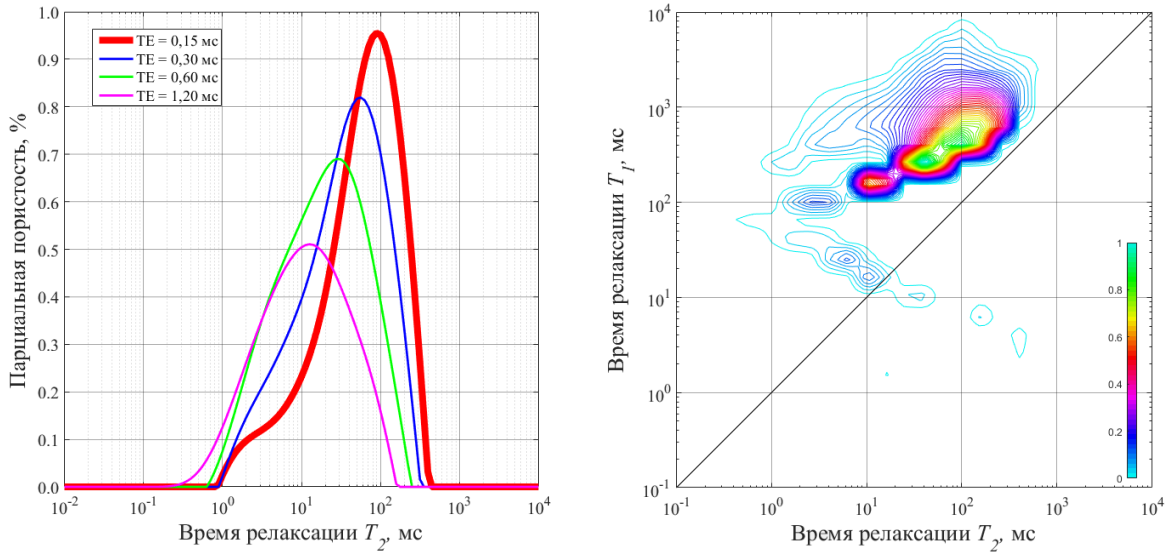


Рис. 3. *Цельный образец песчаника: распределения времен поперечной релаксации T_2 при различных межэховых расстояниях TE и двумерное распределение времен продольной и поперечной релаксации T_1 и T_2.*

Также для данного образца было получено двумерное распределение времен продольной и поперечной релаксации (т. н. «карта $T_1 - T_2$») (Рис. 3). В дальнейшем эти данные будут использованы для расчетов.

Образец песчаника, состоящий из дисков.

Аналогичные измерения были проведены для образца песчаника, состоящего из отдельных дисков породы (Рис. 4).

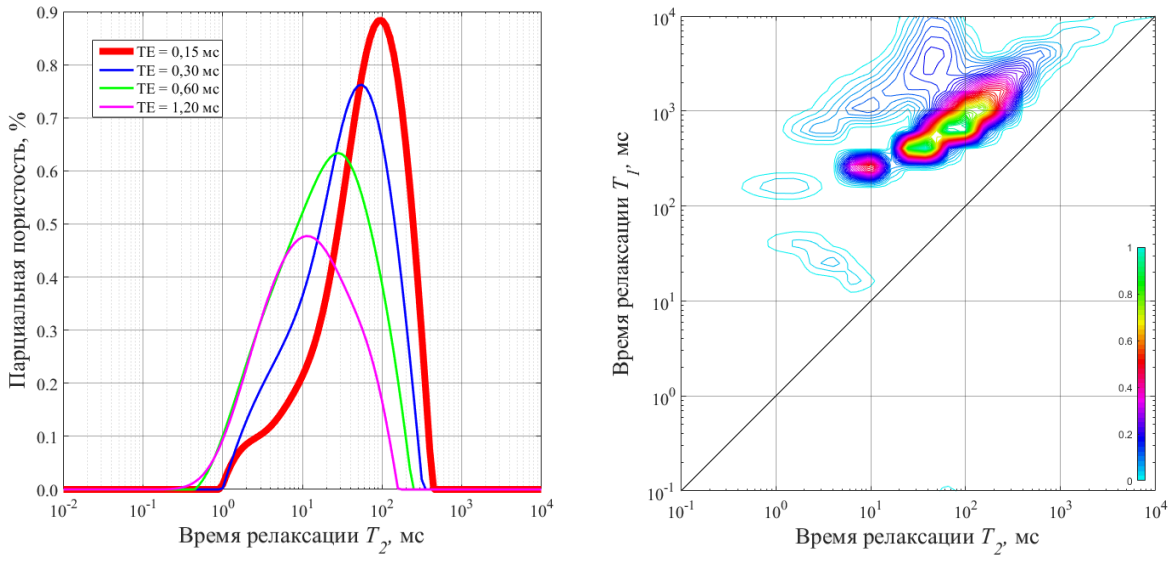


Рис. 4. *Образец песчаника, состоящий из дисков: распределения времен поперечной релаксации T_2 при различных межэховых расстояниях TE, а также двумерное распределение времен продольной и поперечной релаксации T_1 и T_2.*

Глинистый образец.

Ниже приведены результаты измерений для глинистого образца (Рис. 5). Большая часть распределения T_2 находится в пределах 3 мс, что подтверждает принадлежность данного коллектора к пелитам с преобладающим размером частиц до 0,01 мм.

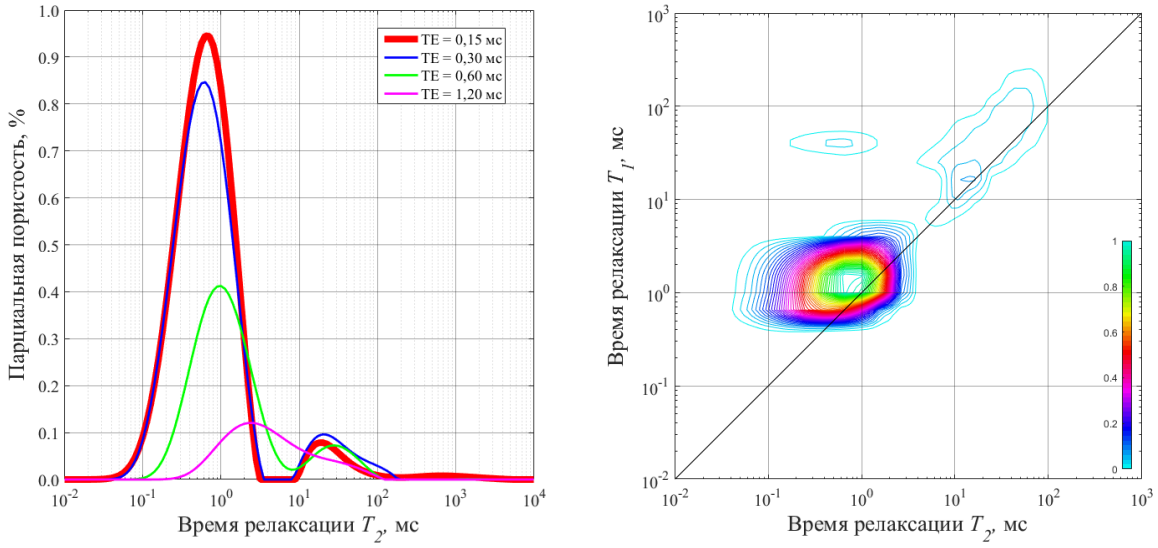


Рис. 5. *Глинистый образец: распределения времен поперечной релаксации T_2 при различных межэховых расстояниях TE, а также двумерное распределение времен продольной и поперечной релаксации T_1 и T_2.*

Модель слоистого коллектора.

Для модели слоистого коллектора, помимо аналогичных измерений спектра T_2 и карты T_1-T_2 (Рис. 7), был также зафиксирован профиль насыщенности образца по вертикальной оси цилиндра (Рис. 6). На графике наблюдается три пика, соответствующих высокопористым дискам песчаника. Между ними сигнал ЯМР имеет меньшую амплитуду, что соответствует дискам глины.

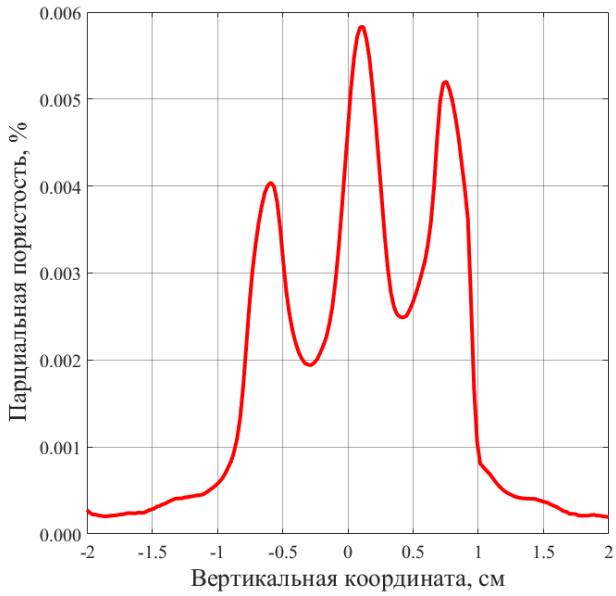


Рис. 6. *Профиль насыщенности слоистого образца по вертикальной оси цилиндра.*

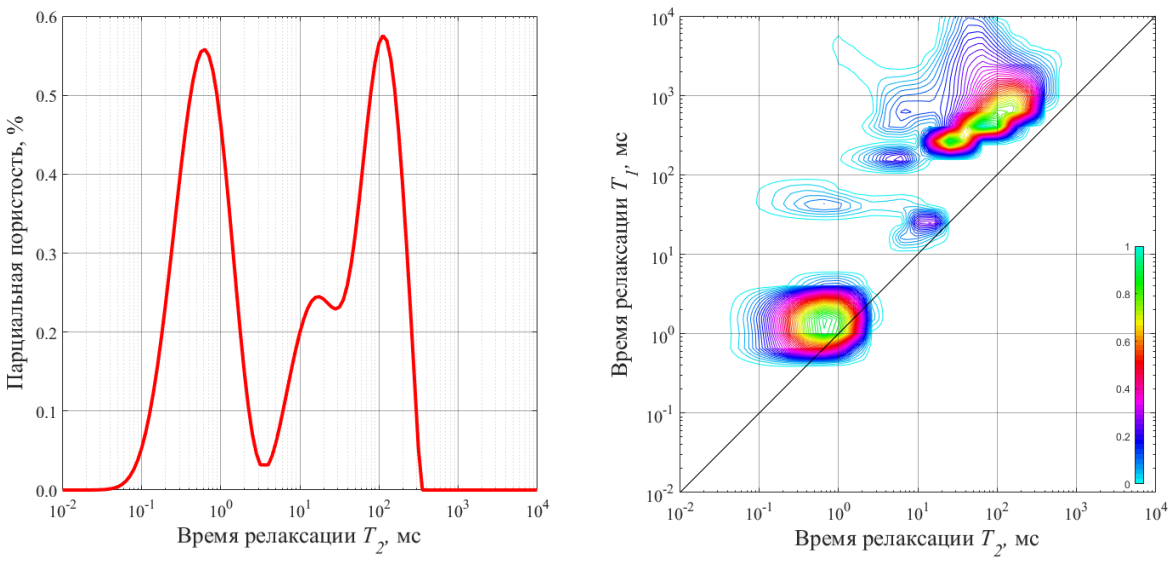


Рис. 7. *Слоистая модель: распределение времен поперечной релаксации T_2 и двумерное распределение времен продольной и поперечной релаксации T_1 и T_2.*

Анализ и обсуждение результатов

Результаты измерения общей пористости для всех образцов методом ЯМР сведены в таблицу, а также для удобства повторно указана пористость по результатам взвешивания (Табл. 3). Полученные данные свидетельствуют о том, что для образцов песчаника метод ЯМР и взвешивание дают одинаковые результаты с относительной погрешностью до 5%. Однако для образца глины точность гораздо ниже. Это связано с щадящей технологией пробоподготовки глинистых образцов (а именно, вакуумная сушка при 70 °C), при которой в межплоскостном пространстве кристаллической структуры глинистых минералов сохраняются молекулы воды. В дальнейшем, при измерениях методом ЯМР оставшаяся вода учитывается наравне с водой в порах коллектора, в то время как в расчете емкости методом взвешивания вся сохраненная вода учитывается в массе скелета породы.

Табл. 3. *Сравнение результатов измерения общей пористости образцов путем взвешивания и методом ЯМР.*

Образец	$K_{\text{П взвеш}}$, %	$K_{\text{П ЯМР}}$, %
Песчаник цельный	22,6	21,8
Песчаник из дисков	21,6	20,4
Глина	11,5	17,4
Слоистый коллектор	16,8	20,6

Далее предстоит провести боле подробный анализ экспериментальных данных, полученных для слоистого образца. Для этого вычислим соотношение песчаных и глинистых компонент, пользуясь

результатами метода ЯМР, и предполагая, что распределения времен релаксации составляющих слоистого коллектора известны.

Время поперечной релаксации T_2 жидкости в поровом пространстве напрямую связано с размером пор. Это позволяет выделить интересующую область на спектрах времен релаксации и соотнести ее с песчаной или глинистой фракцией. На картах T_1-T_2 однородных образцов выделим участки, включающие основную часть сигнала (для песчаника T_1 и T_2 варьируются от 5 до 10 мс; для глины — от 0,01 до 5 мс). Амплитуды долей спектров, соответствующих этим областям, и их отношение к общей пористости образца, приведены в Табл. 4.

Табл. 4. *Амплитуды выделенных областей на карте T_1-T_2 для однородных образцов.*

Образец	$K_{\text{П}}$, %	$K_{\text{П общ}}$, %	$K_{\text{П}}/K_{\text{П общ}}$, %
Песчаник цельный	19,6	21,8	0,89
Песчаник из дисков	20,7	22,9	0,90
Глина	15,7	17,5	0,89

Аналогичные расчеты необходимо провести для слоистого образца, используя те же самые области карты T_1-T_2 (Табл. 5). Если величине $\text{К}_{\text{П}}/\text{К}_{\text{П общ}}$ цельного песчаника (Табл. 4) соответствует стопроцентное содержание песчаника в образце, то легко рассчитать, какая доля w песчаника необходима для $\text{К}_{\text{П}}/\text{К}_{\text{П общ}}$ соответствующей области слоистого образца (Табл. 5). Результаты приведены в таблице.

Табл. 5. *Пористость выделенных областей на карте T_1-T_2 и результаты расчета объемных долей песчаной и глинистой фракции для слоистого образца.*

Компонента слоистого образца	$K_{\text{П}}$, %	$K_{\text{П общ}}$, %	$K_{\text{П}}/K_{\text{П общ}}$, %	$w_{\text{ЯМР}}$	$w_{\text{взвеш}}$
Песчаная	9,4	19,0	0,49	0,55	0,52
Глинистая	7,5		0,39	0,44	0,47

Таким образом, полученные объемные доли хорошо согласуются с изначальными данными, определенными путем взвешивания. Погрешность представленной методики на уровне 5 %.

Выводы

Результаты проведенных экспериментов показывают, что с помощью метода ядерного магнитного резонанса уверенно определяется процентный состав песчанистой и глинистой фракции в слоистых коллекторах. Применение предложенной методики в комплексе интерпретации данных

керн-ГИС позволит значительно уточнить оценку ФЕС тонкослоистого разреза.

Благодарности

Автор выражает глубокую благодарность своему научному руководителю, к. т. н. Денисенко А. С. за за неизменное внимание, ценные советы и конструктивные замечания. Кроме того, автор выражает свою признательность рецензенту, к. т. н. Коробкову Д. А. за помощь в выборе и подготовке объекта исследований, его конструктивные замечания и советы, эксперту-геофизику Езерскому Д. М. за предложенную тематику исследований, и благодарит компанию Шлюмберже за предоставленную возможность выполнить данную работу и разрешение опубликовать полученные результаты.

Список литературы

Chanh Cao Minh, Padmanadhan Sundararaman. Nuclear-Magnetic-Resonance Petrophysics in Thin Sand-Shale Laminations // SPE Journal. — 2011. — Vol. 16. — No. 2. — P. 223–238.

Перцев И. А., Езерский Д. М. Применение методики интерпретации для тонкопереслаивающихся песчано-глинистых отложений (SHARP) // Фундаментальный базис инновационных технологий поисков, разведки и разработки месторождений нефти и газа и приоритетные направления развития ресурсной базы ТЭК России: тезисы докл. XXI Губкинские чтения (Москва, 24–25 марта 2016 г.). — С. 102–107

Свихнушин Н., Тухтаев Р., Шмыгля К. Исследования тонкослоистых колектроров нефти и газа. Новые технологии ГИС // Нефтегазовое обозрение. Хьюстон: Изд. Schlumberger, 2002. Т. 7. Вып. 2. С. 46–51.

Coates George, Lizhi Xiao, Prammer Manfred. NMR logging principles and applications. — Houston: Halliburton Energy Services, 1999. — 253 с.

ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПЛАСТА КРУПНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ (GEOLOGICAL AND HYDRODYNAMIC MODEL OF LAYER OF THE LARGE OIL FIELDS OF WESTERN SIBERIA FOR OPTIMIZATION OF FIELD DEVELOPMENT SYSTEM)

Гарайшин А.И, Актуганов Р.Р.
(научный руководитель: преподаватель Чудинова Д.Ю)
Уфимский государственный нефтяной технический университет

Целью современной разработки месторождений нефти и газа является наиболее полное извлечение запасов. Это возможно при использовании достоверных геолого-технологических моделей, на основе которых следует принимать решения по дальнейшему изучению и оптимизации разработки залежей углеводородов.

Месторождение расположено в пределах Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа (ХМАО) Тюменской области.

Основной нефтесодержащей толщей является комплекс отложений в составе сортымской свиты неокома нижнего мела. Залежи нефти здесь связаны с пластами клиноформного комплекса.

Постоянно-действующая геолого-технологическая модель пласта создавалась в программных комплексах IRAP RMS и TEMPEST. При создании геологической модели использовалась вся необходимая информация о месторождении: скважинные данные, лицензионные границы участка, данные обоснования ВНК, данные о перфорации, добыче и закачке.

Основными этапами построения геологической модели были: создание структуры и каркаса, включающего кубы литологии, пористости, проницаемости, насыщенности.

Для построения геологической модели по пласту данного месторождения были использованы следующие исходные данные:
Скважинная информация:

- Координаты скважин;
- Инклинометрия;
- Каротаж;
- Результаты интерпретации ГИС;
- Отбивки пластов;
- Помесячные данные добычи и закачки с начала разработки;
- Данные о перфорации;
- Пластовая информация;
- Контуры нефтеносности;
- Границы зон замещения и выклинивания.

В результате был сформирован проект по месторождению, включающий все вышеперечисленные исходные данные, включающий в себя все скважины. Для геологического моделирования была выбрана прямоугольная область размером 22.8×18 км. Для построения структурных поверхностей использовались абсолютные отметки вскрытия пласта, рассчитанные по данным сейсморазведки, инклинометрии и координатам устья для каждой скважины.

Расчет куба литологии был проведен с использованием трехмерного тренда, построенного на ГСР. Для контроля качества результатов построения оценивались гистограммы распределения литологии по кубу и скважинам.

Куб пористости строился на основе литологической модели продуктивных пластов стохастическим методом Petrophysical modelling, который учитывает скважинные данные, входные распределения, вариограммы и тренды. В качестве входных данных использовались осредненные скважинные данные.

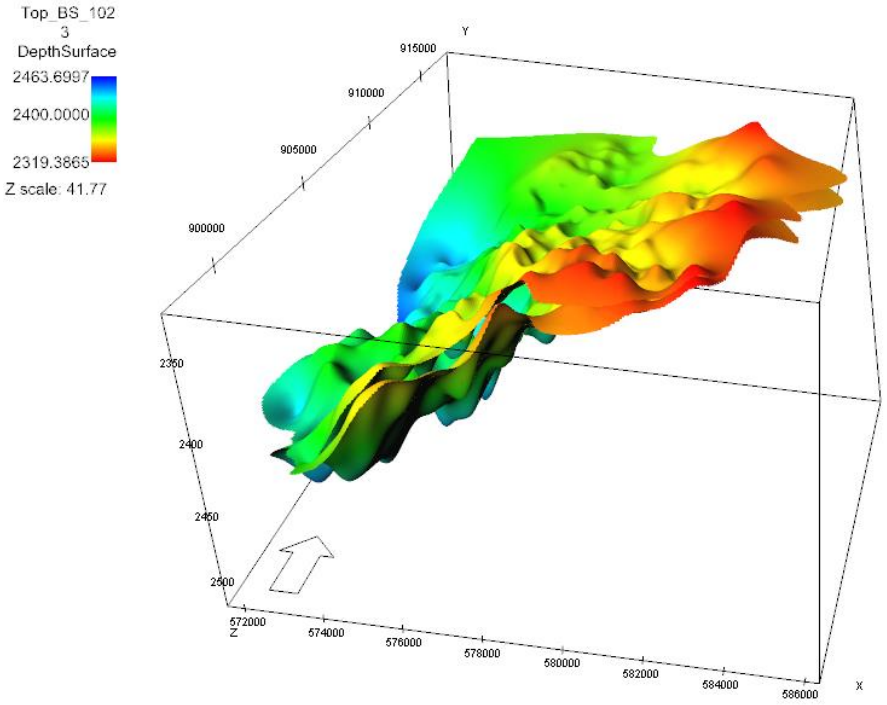


Рисунок 1 – Реализация построения поверхностей кровли и подошвы геологической модели

По каждому пласту настройки при моделировании были подобраны таким образом, чтобы рассчитываемый параметр соответствовал геологическим представлениям о характере его возможных изменений. На данном этапе так же проводился анализ неоднородности по каждому продуктивному пласту по вертикали и латерали.

Моделирование куба проницаемости осуществлялось с учетом петрофизических зависимостей для двух типов коллектора:

$$Kperm = 0.0004 \times e^{57.24 \times Kporo}$$

$$Kperm = 3 \times 10^{-5} \times e^{65.11 \times Kporo}$$

Моделирование куба начальной насыщенности (рис.2) осуществлялось с учетом моделирования переходной зоны. Уровень ЗСВ была принят на отметке 2467 м, переходная зона оценивалась на основании замеров давления и водонасыщеннности по скважинам и составила 14 м.

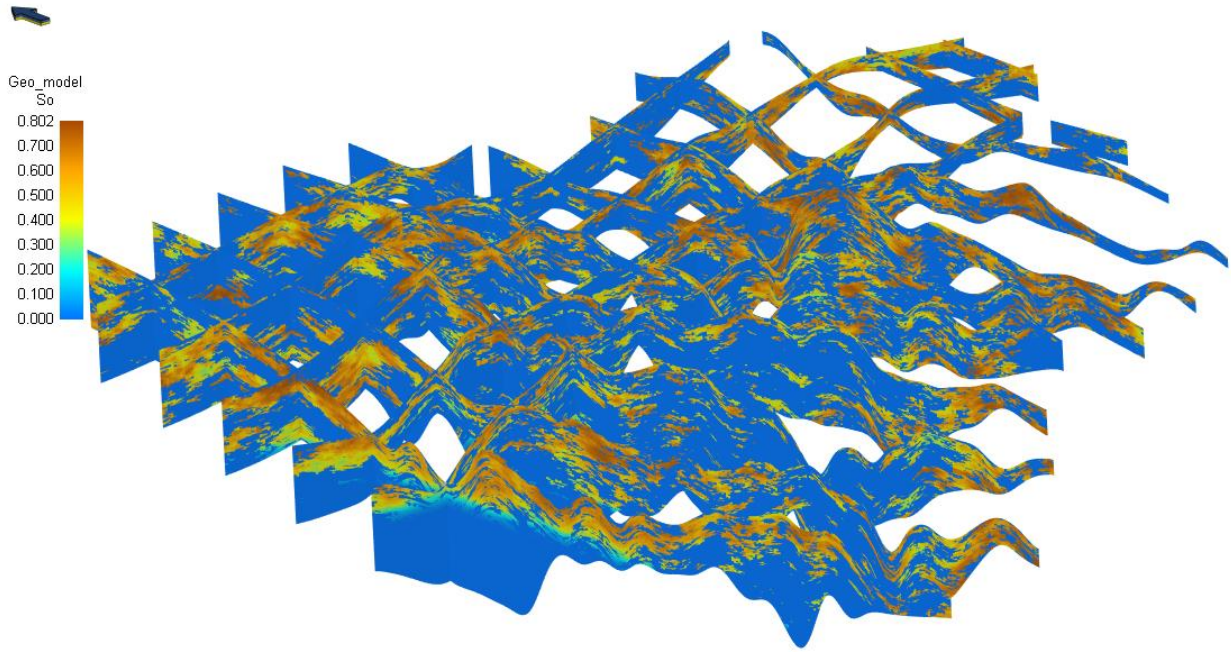


Рисунок 2 – Разрезы по кубу начальной нефтенасыщенности

Подсчет запасов проводился стандартным методом расчета запасов нефти в ПО Roxar RMS при помощи модуля Volumetrics.

Корректный переход от подробной геологической модели к укрупненной гидродинамической (upscaling) позволяет, в принципе, сохранить геологическую неоднородность пласта.

Процедура качества upscaling контролировалась сравнениями гистограмм дискретного параметра песчанистости гидродинамической сетки и литологии геологической, пористости, проницаемости и водонасыщенности, а также ГСР литологии. Представленные распределения запасов нефти по проницаемости, а также геолого-статистические разрезы для геологической и гидродинамической моделей, позволяют сделать вывод о корректности проведенного ремасштабирования исходной модели и сохранении геологической неоднородности пласта.

Качество процедуры переноса свойств геологической модели на фильтрационную сетку оценивалось путем сопоставления дифференциальных характеристик: общих, эффективных, нефтенасыщенных толщин, средних параметров по скважинам, гистограммам распределения параметров в ячейках геологической и гидродинамической моделей, а также на основании визуальной оценки

степени сохранения макронеоднородности слагающих пласт геологических тел (рис. 3).

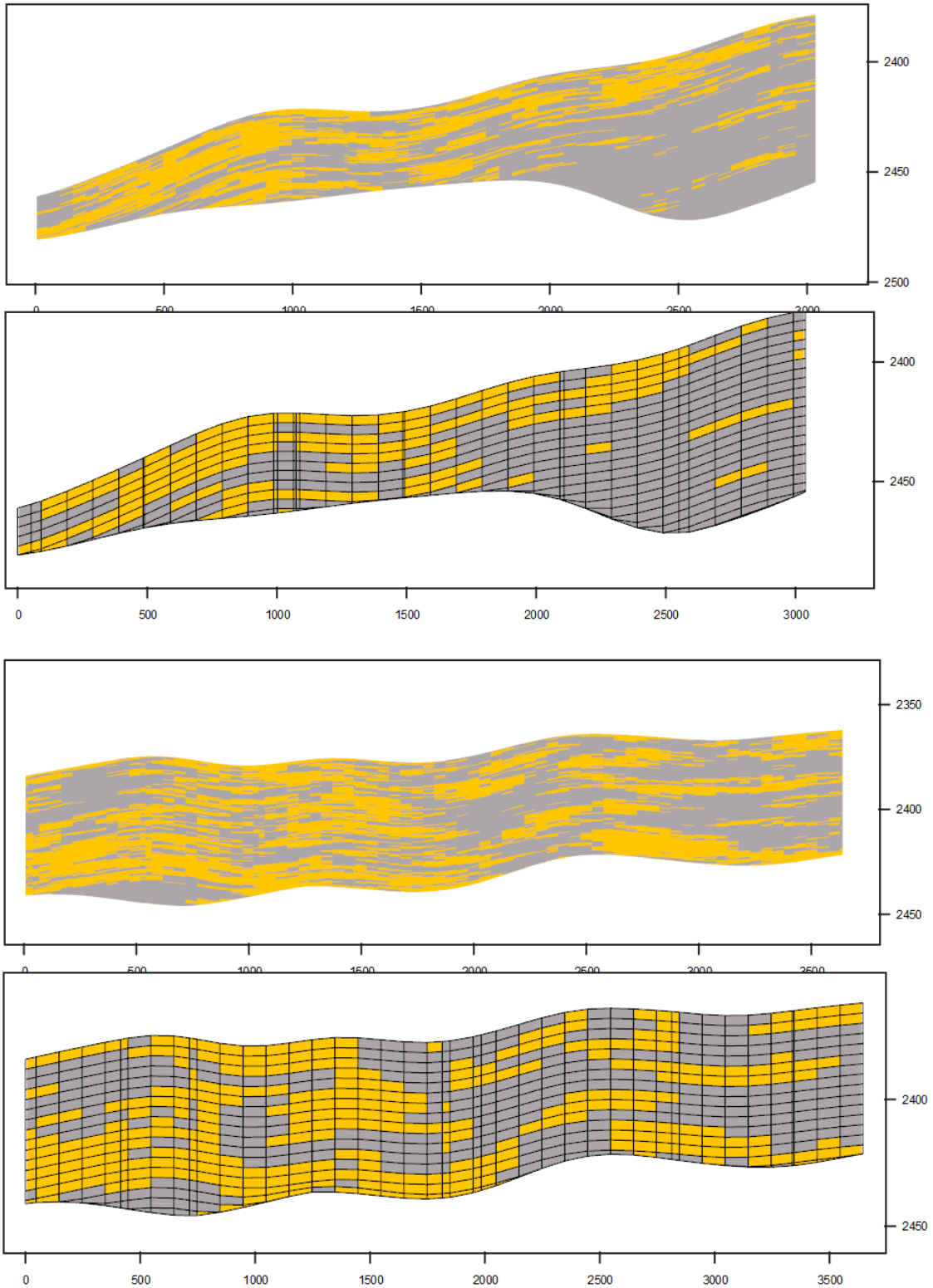


Рисунок 3 - Пример визуальной оценки степени загрубления куба песчанистости при переходе от геологической модели к гидродинамической.

Расхождение фактических и расчетных значений не превышают 1%, что свидетельствует о корректности проведения процедуры адаптации данных истории разработки. Полученная геолого-гидродинамическая модель может служить основой для расчета и прогнозирования мероприятий воздействия на пласт.

Создание данной модели проводилось в несколько этапов, также основой для расчета прогнозных показателей добычи позволила сформулировать рекомендации по оптимизации разработки залежей углеводородов.

Результатом создания геолого-гидродинамической модели сстали карты распределения остаточных запасов, плотность остаточных запасов и т.д.

На основе анализа карт были выделены участки с остаточными запасами нефти. Для этих областей отмечается высокая дифференциация распределения остаточных запасов по площади участка. Выделенные зоны расположены как в ЧНЗ, так и охватывают ВНЗ. Согласно карте остаточных подвижных запасов, было выделено 2 участка, представляющий интерес для выработки запасов и подбора эффективных геолого-технических мероприятий

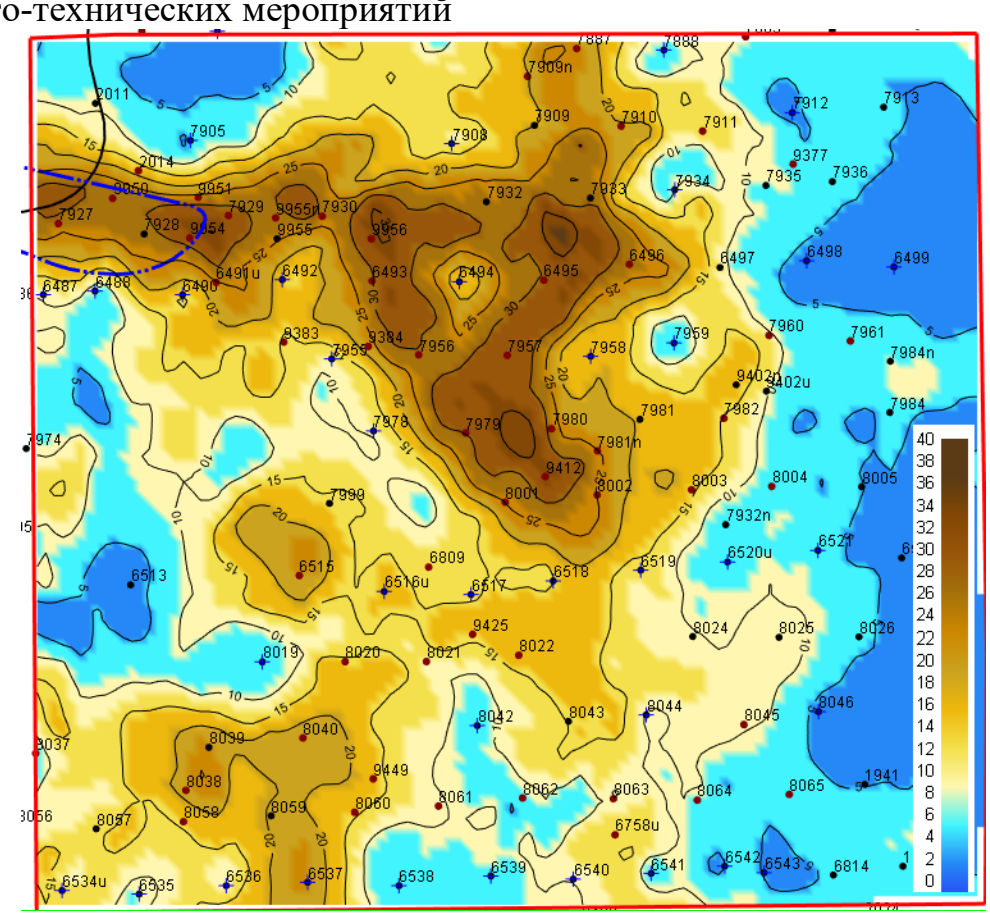


Рисунок 4 – Центральный участок на карте остаточных подвижных запасов

Из особенностей геологического строения и выработки запасов по площади и разрезу, были предложены рекомендации, направленные на вовлечение остаточных запасов нефти в разработку, основными из которых являются бурение боковых стволов, гидродинамические методы увеличения нефтеотдачи (нестационарное заводнение), ГРП, РИР, ВИР.

Таким образом, созданная модель пласта не только полно отражает геологическое строение и особенности исследуемого пласта, но и является базой для мониторинга и последующей оптимизации системы разработки месторождения.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОДУКТОВ ОБРАБОТКИ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В СВЧ ПЛАЗМЕ (RESEARCH OF PRODUCTS OF MICROWAVE PLASMA PROCESSING OF LIQUID HYDROCARBONS)

Гарифуллин А.Р.*, Аверин К.А.**
(Научные руководители: профессор Лебедев Ю.А.**, доцент Бобкова Е.С.*)
*РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
**ИНХС имени А.В. Топчиева Российской академии наук

В работе изложены результаты проведенных исследований по изучению продуктов плазмохимических реакций различных жидких углеводородов в СВЧ-разряде. Исследованы твердо- и жидкофазные продукты обработки углеводородов СВЧ-плазмой. Установлено образование углеродсодержащих частиц графеноподобной структуры нанометрового диапазона размеров и различных полициклических ароматических соединений.

Ключевые слова: микроволновая плазма, микроволновый разряд, неравновесная плазма, СВЧ-разряд в жидкостях, разряд в углеводородах.

Введение

В последние годы интерес исследователей все больше и больше охватывают различные способы применения низкотемпературной плазмы в химической технологии. Это прежде всего связано с уникальными свойствами так называемого четвертого агрегатного состояния вещества и специфическим воздействием ее на обрабатываемое сырье. Исследования плазмохимических процессов указывают на то, что применение неравновесной плазмы является особенно перспективным для промышленного получения продуктов, для высокого выхода которых необходимы существенно неравновесные условия. При этом образуются особо чистые соединения, значительно увеличиваются скорости реакций, что способствует миниатюризации размеров соответствующих установок [1].

Действие неравновесной плазмы на сырье обусловлено целым рядом факторов:

-воздействием потока электронов;

-воздействием радикалов, возбужденных атомов, молекул;

-воздействием электромагнитного излучения плазмы;

-термическое воздействие плазмы;

При этом каждый из вышеперечисленных факторов оказывает влияние, как на механизм протекания плазмохимических процессов, так и на образующиеся продукты реакций.

Нами была проведена серия экспериментов по обработке жидких углеводородов СВЧ-плазмой и последующий анализ образующихся при

обработке жидко- и твердофазных продуктов. Обработка углеводородов производилась на установке с коаксиальным вводом СВЧ-энергии в область жидкого углеводорода.

Обработке подвергались углеводороды разных классов (алканы, изоалканы, арены) с различной молекулярной массой (от C_6 до C_{15}).

Экспериментальная установка и методика эксперимента

Эксперименты проводились на установке, блок-схема которой приведена на рис.1 [2]. Основными элементами установки являются следующие фрагменты: СВЧ-генератор - в нем непосредственно генерируется СВЧ-поле; циркулятор - необходим для защиты СВЧ-генератора от обратной волны, отразившегося от разрядной секции; аттенюатор - позволяет регулировать мощность подаваемой в волновод СВЧ-энергии; волноводно-коаксиальный переход - служит для подачи СВЧ-энергии в разрядную секцию; перемещаемый поршень - необходим для регулирования амплитуды стоячей волны; антенна - на кончике антенны происходит инициализация разряда.

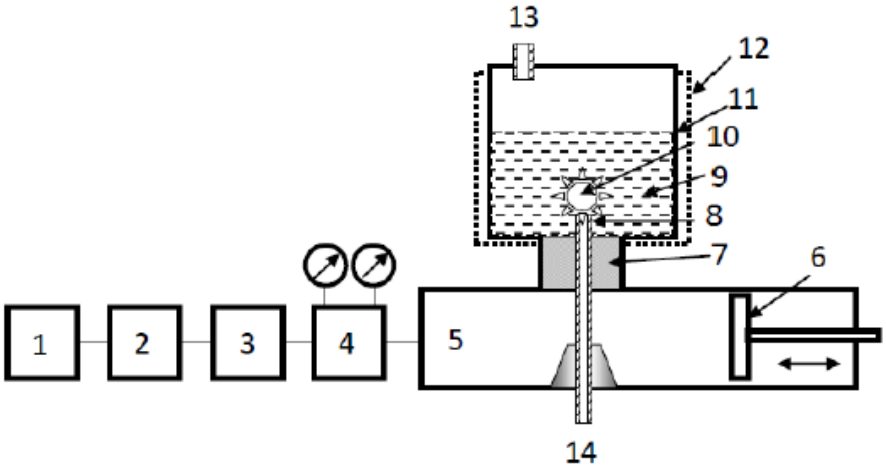


Рис. 1. Схема установки: 1- СВЧ-генератор, 2- циркулятор, 3- аттенюатор, 4-направленный ответвитель, 5- коаксиально-волноводный переход, 6- короткозамыкающий поршень, 7- диэлектрик, 8- антенна, 9- жидкость, 10- область разряда, 11- кварцевый реактор, 12- экран из металлической сетки, 13- выход газов, 14- подача газов.

СВЧ-разряд создавался в кварцевой кювете, помещенной в защитный экран. Центральный электрод коаксиальной линии изготовлен из медной трубки с внешним диаметром 6 мм. Через внутренний канал электрода осуществлялась подача аргона в объем жидкого углеводорода с расходом 20 $см^3$/мин. Эксперименты осуществлялись при частоте СВЧ-поля 2.45 ГГц и мощности менее 1 кВт. На рис. 2 показаны фотографии СВЧ-разряда в жидком *н*-гептане. Видно, что разряд горит на конце внутреннего проводника коаксиала. Видна также поверхность жидкости.

Разряд проводился в различных жидких углеводородах - в алканах нормального строения, изоалканах с различной молекулярной массой и в ароматических углеводородах. В кварцевую кювету наливался углеводород таким образом, чтобы уровень поверхности раздела фаз "жидкость-газ" располагалась выше уровня кончика антенны. Объем жидкости составлял порядка 40-45 мл. Через внутренний канал антенны в объем жидкости подавался аргон с расходом 20 $см^3$/мин. Давление в разрядной секции равнялось атмосферному.



Рис. 2. Фотография СВЧ-разряда в жидком н-гептане.

При подаче СВЧ-энергии в области кончика антенны, в газовом пузыре, создаваемым посредством подачи аргона через внутренний канал антенны, инициализировался разряд. Разряд осуществлялся в течение 1-2 мин в зависимости от обрабатываемого углеводорода и затухал из-за поглощения СВЧ-поля углеродными частицами, образующимися в объеме углеводорода. В результате обработки углеводородов СВЧ-разрядом образовывались газо-, жидко- и твердофазные продукты. После обработки производилось разделение жидкой фазы от твердой при помощи центрифугирования со скоростью вращения 3000 об./мин в течении 10 мин. После чего твердая фаза подвергалась сушке при температуре 70 ^oC.

Для исследования твердой фазы использовали растровый электронный микроскоп высокого разрешения с автоэмиссионным катодом 7500F фирмы JEOL с энергодисперсионным рентгеновским микроанализатором INCAPentaFETx3 фирмы OXFORD. Спектры комбинационного рассеяния твердого осадка регистрировали с помощью дисперсионного КР спектрометра RamanStation 400, оснащенного диодным лазером с $\lambda_{возб}$ = 785 нм. Также твердая фаза была проанализирована методом ЯМР ^{13}C на приборе марки Varian Unity AS 500 и датчике ТЗ НХУ 3.2мм. Жидкофазные продукты исследовались методом газовой хроматографии с масс-спектрометром на приборе Thermo DSQ II. Остаток после выпарки жидкой фазы был проанализирован методом ИК-Фурье спектроскопии на приборе Tensor II фирмы Bruker.

Результаты и обсуждение

Электронно-микроскопические изображения твердых образцов, полученных в результате плазмохимических процессов в СВЧ-разряде в жидких н-гексане, изооктане, декане, пентадекане представлены на рис.3. Видно, что образцы состоят из агрегированных частиц размером 100-200 нм. Размер частиц увеличивается по мере увеличения длины углеродной цепочки исходной молекулы.

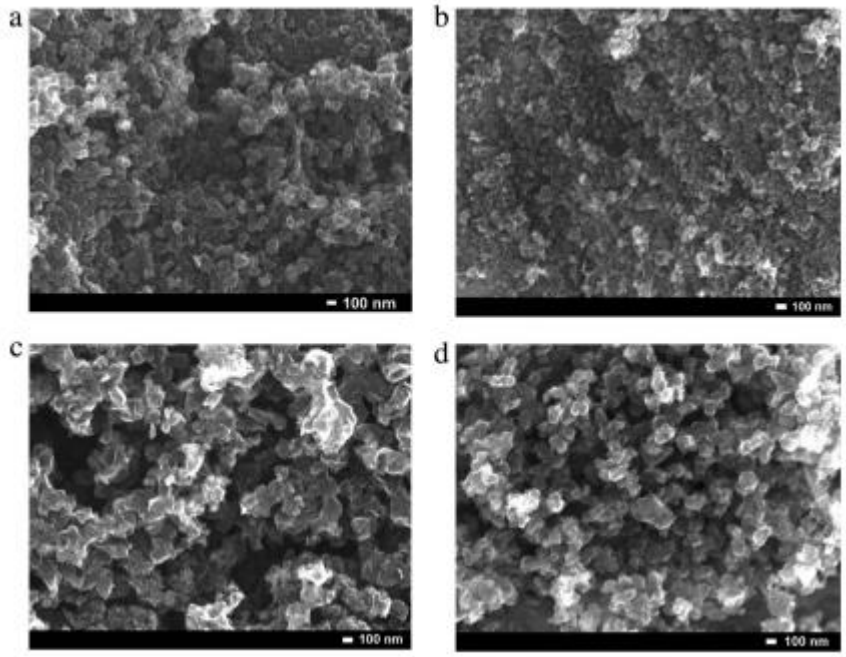


Рис. 3. Электронно-микроскопические фотографии осадков, образованных в СВЧ_разряде в жидких углеводородах: н-гексан(a), изооктан(b), декан(c), пентадекан(d).

Спектры комбинационного рассеивания твердых осадков полученных из н-гептана, изооктана, декана, пентадекана и гексодекана приведены на рис.4. Спектры образцов продуктов, полученных из вышеперечисленных углеводородов, содержат все необходимые полосы, позволяющие категорировать этот материал как “поврежденный графен”, по большей части – не однослойный [3].

Спектры записывали в разных точках образца и в ряде случаев наблюдали полосу $2D_1$, по своей интенсивности превосходящую полосу G, что является необходимым условием для моно- или малослойного графена [5]. Однако почти все образцы помимо полосы $2D_1$ обнаруживали и более высокочастотное плечо вблизи 2710–2720 $см^{-1}$, которое принято считать неотъемлемым атрибутом многослойного графена (полоса $2D_2$). Из анализа формы полосы $2D_1$ и сравнения ее с полосой $2D_2$ в спектре расщепленного кристаллического графита[4] следует, что в исследуемых образцах присутствуют сравнительно малослойный графен (полоса 2620 $см^{-1}$)

наряду с областями кристаллического графита (плечо при 2710–2720 см$^{-1}$, полоса $2D_2$).

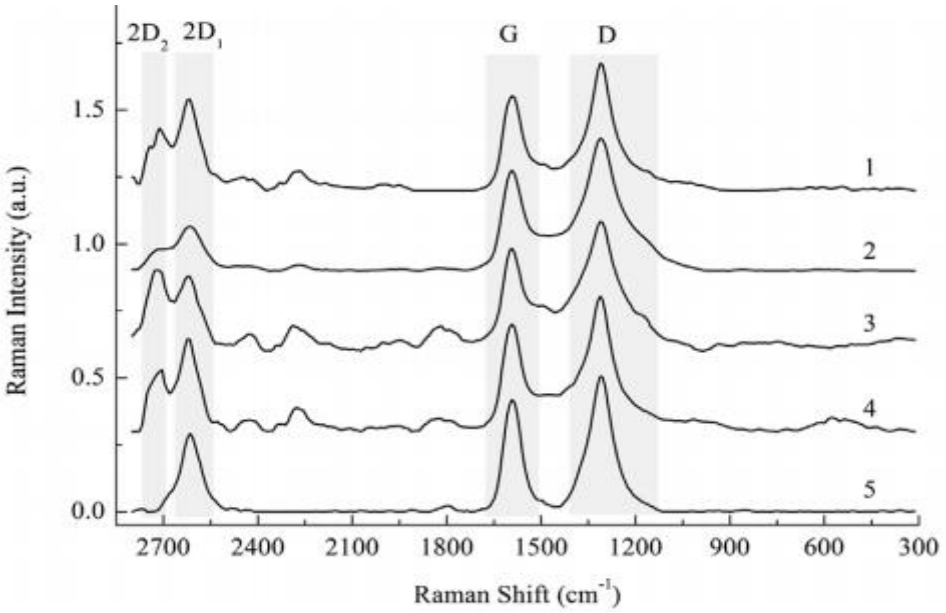


Рис. 4. Спектры КР твердых продуктов, полученных обработкой н-гептана(1), изооктана(2), декана(3), пентадекана(4), гексадекана(5) в СВЧ-разряде.

Также твердая фаза анализировалась методом ЯМР ^{13}C спектроскопии. Спектры проанализированных образцов приведены на рис.5.

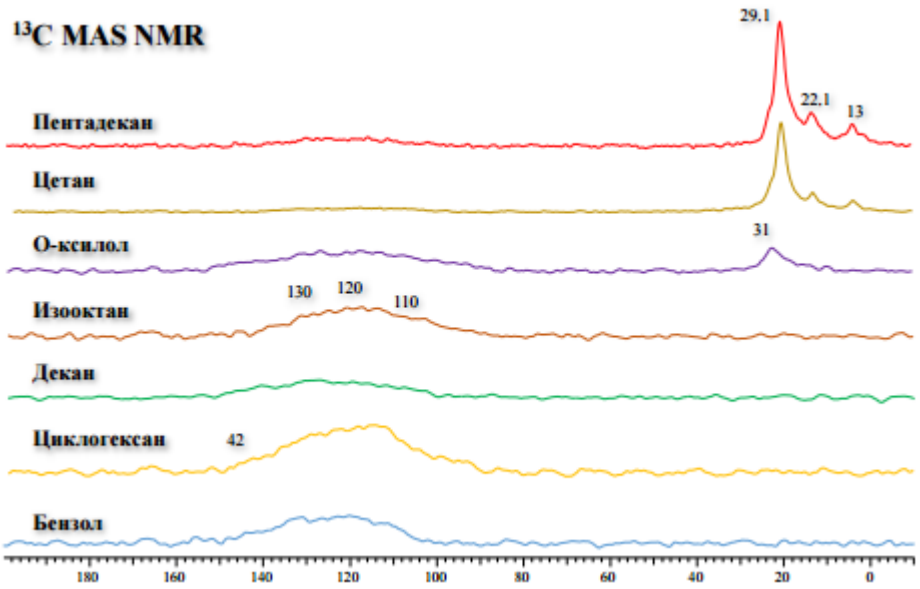


Рис. 5. Спектры ЯМР ^{13}C твердых продуктов, полученных обработкой углеводородов в СВЧ-разряде.

Как показывают спектры, для образцов сажи, полученных из о-ксилола, цетана и пентадекана имеет место присутствие алифатической

фазы. При этом для образцов, полученных из пентадекана и цетана интенсивность таких сигналов достаточно высокая и на их фоне центры в ароматической области практически не отображаются. Алифатическая область содержит три основных сигналов при 13 м.д., при 22 м.д. и при 29 м.д. Первый сигнал характеризует концевые метильные группы, последний - метиленовые группы в составе алифатических цепей. Второй сигнал при 22 м.д. обычно соответствует метиленовым группам, также в этой области могут давать сигналы метильных групп, связанных с бензольными кольцами. Образование алифатических центров объясняется длиной цепи цетана и пентадекана. В случае о-ксилола интенсивность алифатических центров ниже, при этом в спектре преимущественно наблюдается широкий сигнал центров 31 м.д., отвечающий метиленовым группам. Образцы н-гептана, циклогексана, декана, изооктана и бензола содержут сигналы только ароматических центров в интервале от 100 до 150 м.д.

Результаты исследований выпаренного осадка жидкой фазы методом хроматографии с масс-спектрометром приведены на рис.6.

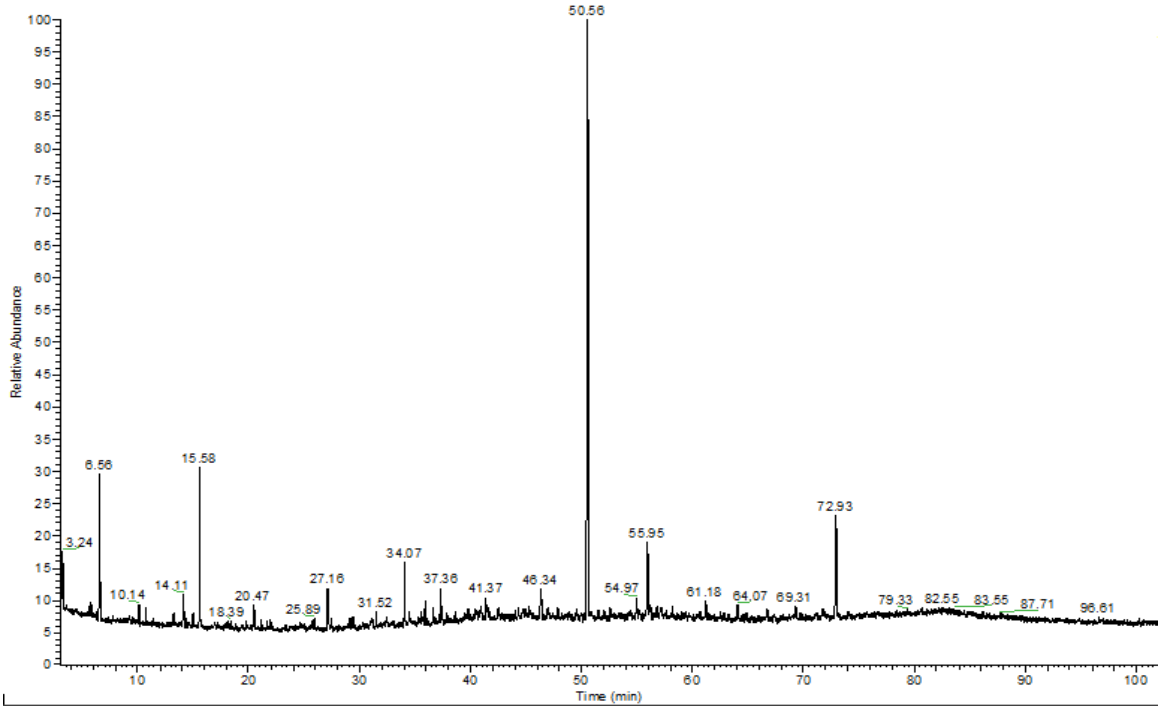


Рис. 6. Результаты анализа выпаренного осадка жидкого продукта обработки н-гексана СВЧ-разрядом методом хроматографии с масс-спектрометром.

Анализ показал, что в результате обработки н-гексана СВЧ-разрядом в жидкой фазе в следовых количествах образуется большое количество новых соединений. В основном это би- и полиядерные ароматические соединения ряда нафталина и фенантрена, которые могут придавать раствору после обработки желтый цвет, и эфиры фталевой

кислоты. В табл. 1 указаны соединения соответствующие основным пикам выхода веществ.

Табл.1. Мольное содержание и время выхода обнаруженных веществ.

Название соединения	Мольное содержание, %	Время выхода, мин
Нафталин	4,28	6,56
Аценафтилен	7,11	15,58
Дибутилфталат	3,02	34,07
Ди(2-этилгексил)фталат	40,53	50,56
Эрукамид	4,50	55,95
Поли(трет-бутильное) производное ароматики	7,90	72,93

Выпаренный осадок жидкой фазы также был исследован при помощи ИК-Фурье спектроскопии. В качестве образца использовался осадок жидкой фазы после обработки н-гептана. Спектр ИК-Фурье спектроскопии приведен на рис.7. Наличие пиков слабой интенсивности в интервале 3080-3030 $см^{-1}$, и полос средней интенсивности в области 1600-1440 $см^{-1}$ указывает на наличие в образце незамещенных полиароматических соединений типа нафталина и фенантрена. Также наличие полосы малой интенсивности при 3288 $см^{-1}$ и полос средней интенсивности при 1595 и 1490 $см^{-1}$ может свидетельствовать о присутствии в осадке азотсодержащих ароматических соединений типа пироллов.

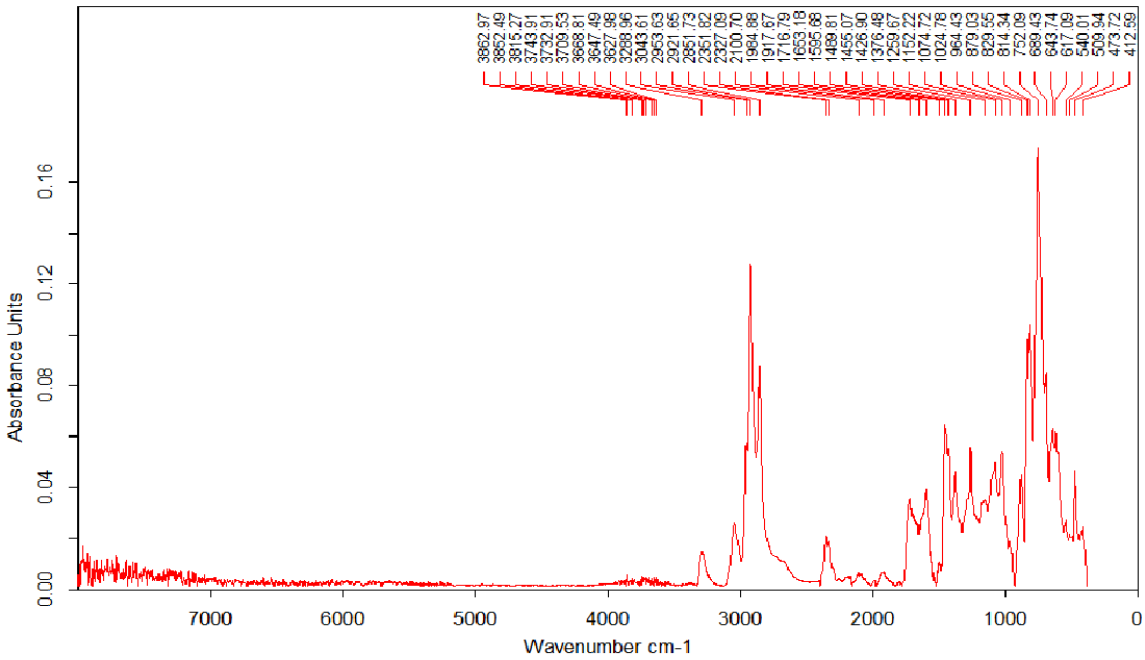


Рис.7. Спектры ИК-Фурье спектроскопии выпаренного осадка жидкой фазы после обработки н-гептана в СВЧ-разряде.

Заключение

Приведены результаты исследований продуктов обработки различных жидких углеводородов в СВЧ-плазме. Исследования указывают на то, что в результате обработки углеводородов СВЧ-плазмой происходит целый ряд сложных плазмохимических реакций, которые в конечном итоге приводят к образованию углеродсодержащих частиц графеноподобной структуры нанометрового диапазона размеров, а в жидкой фазе появляются полициклические ароматические углеводороды и гетероатомные ароматические соединения.

Список использованной литературы

1. Л.Т. Бугаенко, М.Г. Кузьмин, Л.С. Полак// Химия высоких энергий. 1998. С.327.

2. К.А. Аверин, Ю.А. Лебедев, В.А. Шахатов// Некоторые результаты исследования СВЧ-разряда в жидких тяжелых углеводородах. Прикладная физика. 2016. №2. С.41.

3. K.A. Averin, Y.A. Lebedev, A.N. Shchegolikhin, M.Y. Yablokov// Nanosize carbon products formed in microwave discharge in liquid alkanes. Plasma Process Polym. 2017.

4. Ю.А. Лебедев, В.С. Константинов, М.Ю. Яблоков, А.Н. Щеголихин, Н.М. Сурин// Химия высоких энергий. 2014. Т.48. №6. С. 496.

5. Malard L.M., Pimenta M.A., Dresselhaus G., Dressel) haus M.S. // Phys. Rep. 2009. V. 473. P. 51.

УВЛАЖНЕНИЕ ПЕСЧАНОГО ГРУНТА ОСНОВАНИЯ ХРАНИЛИЩ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ (HUMIDIFYING SOIL SURFACE BASED ON LIQUID HYDROCARBONS STORAGE)

Гильдебрандт М. И.
(Научный руководитель: к.т.н., Грузин А. В.)
ОмГТУ

На жизненный цикл хранилищ жидких углеводородов существенное влияние оказывает качество подготовки их грунтовых оснований. Согласно нормативным документам грунтовые основания должны выполняться из послойно уплотненного при оптимальной влажности грунта [2, 6-9]. Очевидно, что на качество подготовки основания будут влиять такие факторы как толщина увлажняемого слоя, количество потребной для увлажнения воды и время, необходимое для достижения слоем песчаного грунта оптимальной влажности.

На базе организованной в ОмГТУ студенческой научно-исследовательской лаборатории «Основания и фундаменты объектов нефтегазовой отрасли» проводятся лабораторные исследования, направленные на уточнение динамики увлажнения песчаного грунта заданным количеством воды. Для проведения лабораторных исследований был изготовлен специализированный стенд (рис 1.а) [5]. Высота корпуса стенда равна 30 см, что, как правило, соответствует толщине слоя песчаного грунта, укладываемого в основание хранилищ для дальнейшего послойного уплотнения. Разделение корпуса на отделы позволяет одновременно независимо испытывать несколько образцов грунта. Поперечные размеры отделов равны 10 см. Таким образом, максимальный объём исследуемого образца грунта может достигать 3000 см3. Для забора проб увлажненного грунта стенка каждого отдела вдоль своей вертикальной оси имеет ряд отверстий, расположенных на равном расстоянии друг от друга и закрываемых пробками. Для предотвращения потерь воды путём её испарения каждый отдел стенда сверху плотно закрывается крышкой.



Рис. 1 Специализированный лабораторный стенд (а); галогенный анализатор влагосодержания HB43-S (б)

Для экспресс-анализа влажности предлагается использовать галогенный анализатор влагосодержания HB43-S (рис 1.б). Ранее выполненными исследованиями [1] была доказана корректность использования галогенного анализатора влагосодержания HB43-S вместо существующей методики [3]. По техническим требованиям прибора для анализа требуется навеска грунта массой не менее 0,5 г, объём которой может составлять от 0,25 до 0,33 см3. Таким образом, периодический отбор образцов увлажнённого грунта не будет оказывать значимого влияния на всю динамику увлажнения слоя грунта в целом. Использование галогенного анализатора влагосодержания HB43-S существенным образом сокращает время проведения экспресс-анализа влажности песчаного грунта до 3-5 минут. Это, в свою очередь, позволяет говорить о целесообразности использования галогенного анализатора влагосодержания для экспресс-контроля влажности грунтов оснований объектов нефтегазовой отрасли в ходе их строительства с целью сокращения временных затрат и одновременного обеспечения высокой точности определения влажности.

В ходе подготовительного этапа для отработки методики проведения планируемых лабораторных исследований был использован грунт массой 7060 г, который был увлажнён водой массой 113 г. В качестве грунта был использован песок средней крупности. Отбор проб грунта производился специальными пробоотборниками, полыми стеклянными стержнями, через отверстия в стенке заполненного песчаным

грунтом отдела. Масса отобранного грунта, как правило, не превышала 3-4 г. Для предотвращения изменения влажности пробы грунта внутри пробоотборников, последние герметично закупоривались сразу после взятия пробы. В ходе отработки методики проведения лабораторных исследований были получены предварительные данные о динамике (рис. 2) и характере увлажнения песчаного грунта заданной толщины ограниченным количеством воды (рис. 3).

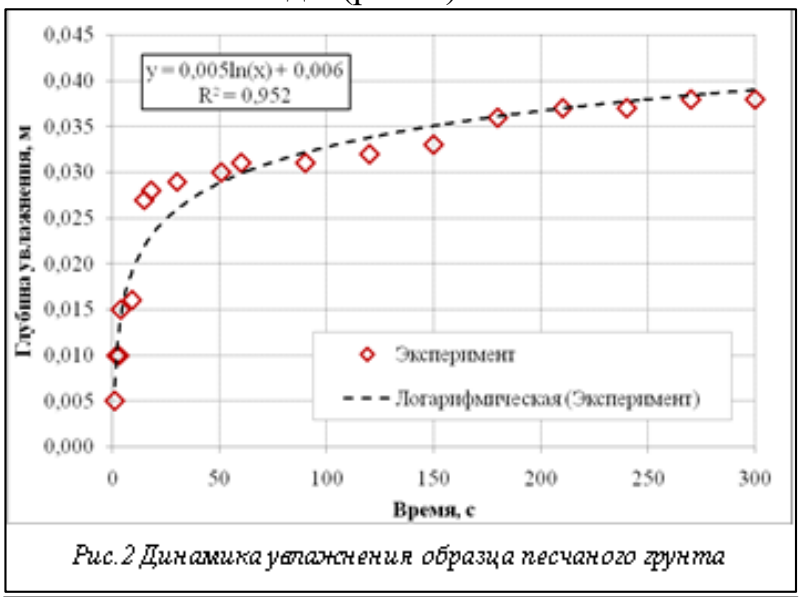


Рис. 2 Динамика увлажнения образца песчаного грунта

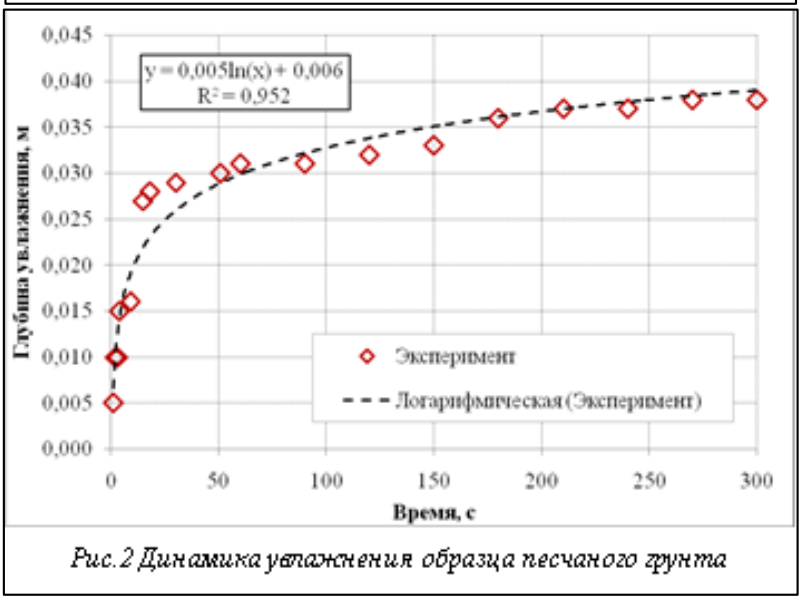


Рис. 2 Динамика увлажнения образца песчаного грунта

Полученные предварительные данные позволяют сделать вывод о сложном, нелинейном характере увлажнения песчаного грунта заданным количеством воды. Как видно из представленных данных (рис. 2 и 3), с течением времени скорость увлажнения песчаного грунта конечным количеством воды уменьшается по логарифмическому закону, наблюдается неравномерность распределения воды по глубине образца. Требует дополнительного уточнения и динамика изменения влажности на заданной глубине. Так же необходимо оценить влияние глубины залегания на характер изменения влажности грунта.

Таким образом, как ожидается, планируемые лабораторные исследования позволят уточнить динамику увлажнения песчаного грунта основания, что в свою очередь позволит усовершенствовать технологию подготовки грунтовых оснований хранилищ жидких углеводородов и сократить материальные и временные затраты на их устройство.

Литература

1. Антропова Л.Б. Экспресс-метод определения влажности грунтов оснований зданий и сооружений нефтегазового комплекса / Л.Б. Антропова, А.В. Бугаёв, А.В. Грузин // Современные техника и технологии : сб. докладов XX Междунар. науч.-практ. конф. студ., асп. и молод. уч., Томск, 14–18 апр. 2014 г. Томск: Изд-во Томского политехн. ун-та, 2014. Т. 1. С.173–174.

2. ГОСТ 31385-2008 «Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов»

3. ГОСТ 5180-84. Грунты. Методы лабораторного определения физических характеристик.

4. П.А. Коновалов, Р.А. Мангушев, С.Н. Сотников, А.А. Землянский, А.А. Тарасенко, Фундаменты стальных резервуаров и деформации их оснований / Научное издание: – М.: Издательство ассоциации строительных вузов, 2009. – 336 с.

5. Пат. на полезную модель 147593RU, МПК G01N15/08 (2006.01). Устройство для контроля увлажнения грунта / А.В. Грузин, М.А. Завьялов, Л.Б. Антропова, А.Д. Коновалова. — № 2014128104/28; заявл. 08.07.14; опубл. 10.11.14.

6. РД 16.01-60.30.00-КТН-026-1-14. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000 – 50000 куб.м. – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2014.

7. РД 24.040.00-КТН-062-14. Магистральный трубопроводный транспорт нефти и нефтепродуктов. Магистральные нефтепроводы. Нормы проектирования, ОАО «АК «Транснефть», Москва, 2014.

8. СП 22.13330.2011. Основания зданий и сооружений. Актуализированная редакция СНиП 2.02.01-83*, Минрегион России, Москва, 2012.

9. СП 45.13330.2012. Земляные сооружения, основания и фундаменты. Актуализированная редакция СНиП 3.02.01-87, Минрегион России, Москва, 2013.

ВЛИЯНИЕ ВОЛНОВЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПОКАЗАТЕЛИ КАЧЕСТВА ПРОДУКТОВ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕГОНКИ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТА
THE EFFECT OF WAVE IMPACTS ON THE INDICATORS OF QUALITY OF PRIMARY DISTILLATION OF THE ASTRAKHAN GAS CONDENSATE PRODUCTS

Гражданцева А.С., Власова Г.В., Колосов В.М.
(научный руководитель: профессор Пивоварова Н.А.)
ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»

В настоящее время всё большее применение находят безреагентные волновые способы воздействия на углеводородное сырье и их комбинация с физическими процессами [1].

Цель настоящей работы заключается в изучении влияния волновых воздействий (ультразвук, магнитное поле) на показатели качества продуктов первичной перегонки астраханского газоконденсата.

Объектом исследования являлся стабильный газовый конденсат Астраханского газоконденсатного месторождения (АГК), перерабатываемый на Астраханском газоперерабатывающем заводе ООО «Газпром добыча Астрахань».

В ходе проведения исследования использовали следующие методы:

1) Фотоэлектроколориметрический метод для определения среднего размера частиц дисперсной фазы (методика кафедры ТПН РГУ НиГ им. И.М. Губкина) [2].

2) ГОСТ 3900-85 Нефть и нефтепродукты. Методы определения плотности. Пикнометрический метод;

3) ГОСТ 2177-99 Нефтепродукты. Методы определения фракционного состава;

4) ГОСТ 19932-99 Нефтепродукты. Определение коксуемости методом Конрадсона;

5) Экспресс-метод определения октанового числа на октанометре ПЭ-7300 АО «ЭКРОС» (№16464-97) [3].

В качестве фильтрующего материала использовали фильтр на основе титановых волокон, изготовленный в Научном центре порошкового материаловедения г. Перми [4].

На первом этапе работы были проведены исследования для установления отрезка времени, в течение которого стабильный газовый конденсат теряет эффект волновой обработки (время релаксации). За состоянием обработанного сырья наблюдали в течение суток. Критерием оценки релаксации служил показатель дисперсности нефтяных дисперсных систем (НДС). Для облегчения восприятия результатов по определению времени релаксации средний размер частиц дисперсной фазы

углеводородного сырья без обработки был принят за единицу и дальнейшие результаты сравнивали относительно него.

Из рисунка 1 следует, что через минуту после обработки магнитным полем размер дисперсных частиц газоконденсата уменьшился ~ на 5 %, а через 30-45 минут значения дисперсности возвратились к исходному показателю и далее не изменялись. Это время и есть время релаксации. Из рисунка 2 видно, что через минуту после обработки ультразвуком размер дисперсных частиц АГК повысился ~ на 39 %, а через 90 минут значения дисперсности возвратились к исходному показателю, а при его комбинации с магнитным полем данное время составило 45 – 75 минут.

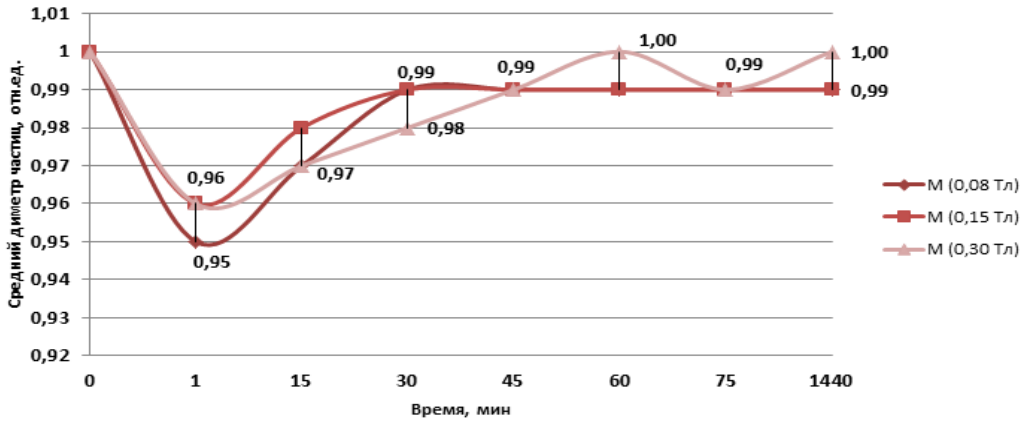


Рисунок 1 – Зависимость размера частиц дисперсной фазы от времени, прошедшего после обработки (время релаксации)

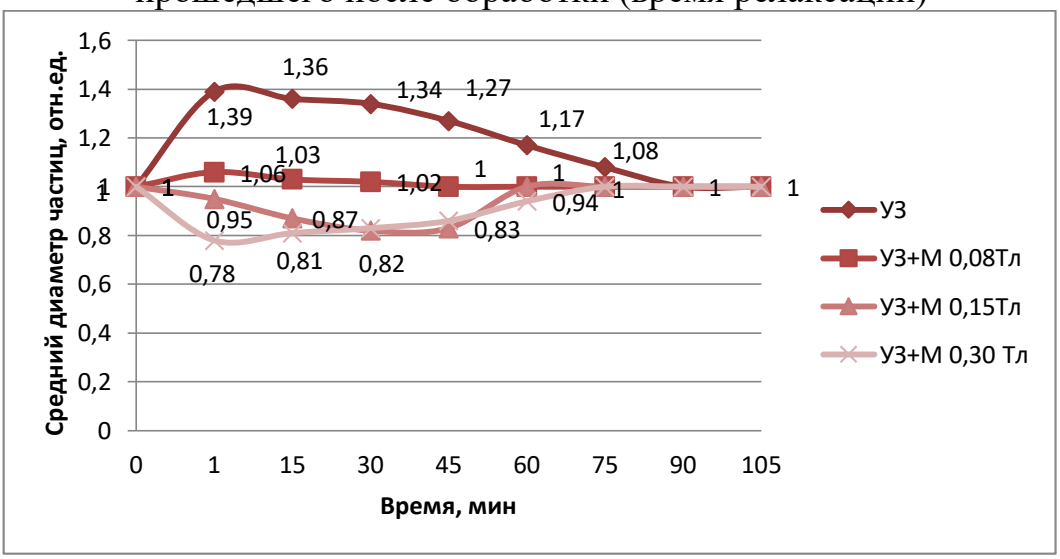


Рисунок 2 – Зависимость размера частиц дисперсной фазы от времени, прошедшего после ультразвукового воздействия и его комбинаций с магнитным полем (время релаксации)

В дальнейшем было изучено влияние постоянного магнитного поля в динамическом режиме на выход светлых фракций и свойства продуктов, полученных в процессе первичной перегонки АГК. Величина магнитной

индукции варьировалась в пределах 0,08 – 0,30 Тл, линейная скорость потока через активный зазор магнитного туннеля составляла 0,2 м/с.

Проведенные исследования доказали, что использование предварительной магнитной обработки углеводородного сырья в процессе первичной переработки позволяет увеличить выход светлых нефтепродуктов в среднем на 7-10 % (таблица 1).

В качестве основных характеристик получаемых нефтепродуктов для анализа влияния волновой обработки были выбраны октановое число, плотность, коксуемость и средний размер частиц дисперсной фазы.

Таблица 1 – Результаты волновых воздействий

Вид обработки	Разность значений				
	Выход фракции, % об.		Октановое число		Коксуемость остатка, % мас. (снижение)
	бензиновой	дизельной	ИМ	ММ	
Без обработки	0	0	0	0	0
УЗ	0	0	0	0	0,02
МП (I=0,08 Тл)	2	3	1	1	0,03
МП(I=0,15 Тл)	6	5	2	2	0,1
МП(I=0,30 Тл)	10	10	5	5	0,14
УЗ и МП (I=0,08 Тл)	1	3	0	0	0,02
УЗ и МП (I=0,15 Тл)	3	5	1	1	0,07
УЗ и МП (I=0,30 Тл)	7	10	3	3	0,12
Использование титанового волоконного фильтра					
Без обработки	2	3	1	1	0,04
УЗ	1	3	1	1	0,06
МП (I=0,08 Тл)	3	5	2	3	0,08

МП(I=0,15 Тл)	8	10	3	4	0,12
МП(I=0,30 Тл)	12	15	6	7	0,16
УЗ и МП (I=0,08 Тл)	12	15	6	7	0,07
УЗ и МП (I=0,15 Тл)	3	5	1	1	0,10
УЗ и МП (I=0,30 Тл)	7	10	3	3	0,15

За счёт более полного отбора светлых фракций плотность бензиновой фракции уменьшалась по мере повышения магнитной индукции, в то время как плотность дизельной фракции возрастала (рисунок 3).

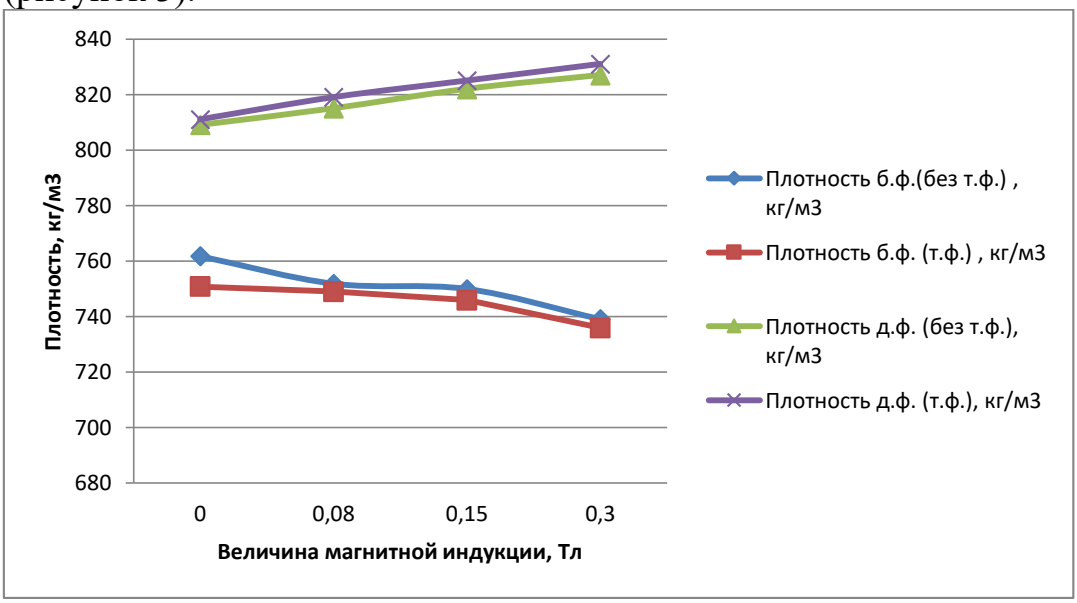


Рисунок 3 – Сравнительный анализ изменения значения плотности бензиновой и дизельной фракций с увеличением величины магнитной индукции до и после пропускания через титановый фильтр

Октановое число бензиновых фракций существенно увеличилось при магнитной обработке исходного сырья. С повышением величины магнитной индукции октановое число как по моторному, так и по исследовательскому методу, возрастает в среднем на 3-4 пункта (таблица 1).

Увеличение октанового числа объясняется тем, что при воздействии магнитным полем на сырьё происходит разрушение внешнего иммобилизированного слоя дисперсной частицы. Лёгкие ароматические углеводороды и изоструктуры, содержащиеся в нём, переходят в

дисперсионную среду, а они, как известно, обладают высокими значениями октановых чисел [5,6].

Исследование коксуемости остатка разгонки газоконденсата в зависимости от величины магнитной индукции показало, что коксуемость остатка уменьшилась на 37 % мас. при использовании магнитной индукции равной 0,30 Тл (таблица 1).

Такую зависимость предположительно можно объяснить тем, что уменьшение размеров частиц дисперсной фазы (самый тяжёлый компонент нефтяной дисперсной системы) при воздействии магнитного поля способствует их полному сгоранию в процессе проведения анализа и, как следствие, к снижению показателя коксуемости.

Следующим этапом работы стало исследование того, как влияет ультразвуковое воздействие, а также его комбинации с магнитным полем в зависимости от величины магнитной индукции, на глубину отбора светлых фракций, а также на свойства данных фракций и коксуемость остатка перегонки (таблица 2).

Происходит аналогичное увеличение плотности дизельной фракции с возрастанием величины магнитной индукции за счёт более полного отбора бензиновых фракций (таблица 1).

С повышением величины магнитной индукции октановое число получаемых бензиновых фракций возрастает на 6 пунктов по исследовательскому методу и на 7 пунктов по моторному методу (рисунок 2).

Коксуемость газоконденсата в результате комбинированного воздействия на исходное углеводородное сырье снижается в еще большей степени при увеличении магнитной индукции (на 39 % мас.).

Процесс очистки от механических примесей с помощью фильтра на основе титановых волокон в комбинации с волновой обработкой исходного сырья способствует увеличению отбора светлых фракций и получению качественных продуктов даже при небольших величинах магнитной индукции (таблица 1).

Степень очистки АГК от механических примесей, задержавшихся на фильтре (Ф), оценивали весовым методом по формуле 1.1 [7].

$$X = \frac{C_{\text{ост}} - C_{\text{исх}}}{C_{\text{исх}}} * 100\%, \text{ где} \qquad (1.1)$$

где *Сисх* и *Сост* - содержание механических примесей в углеводородном сырье, соответственно, до и после фильтрации, г;

Результаты, полученные после проведения процесса фильтрования на титановом волокновом фильтре, представлены на рисунках 4-5.

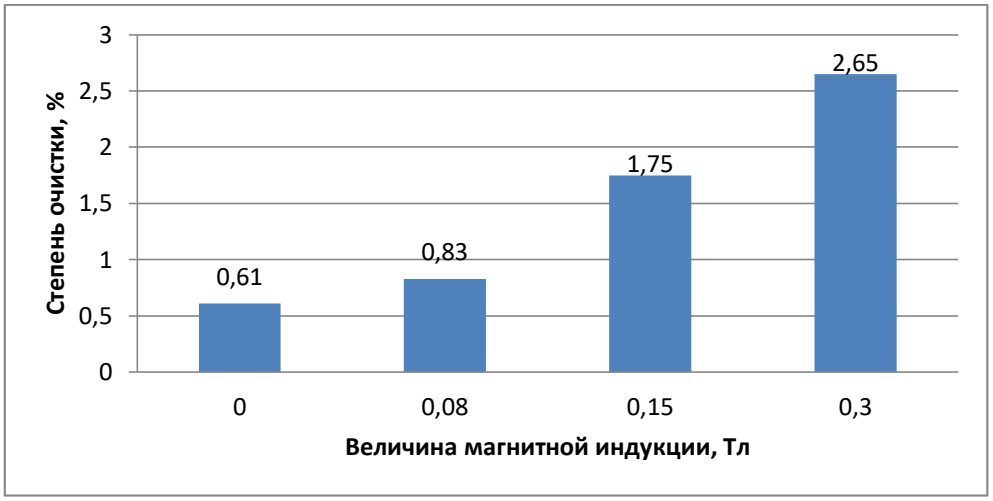


Рисунок 4 – Степень очистки фильтрата АГК и АГК под воздействием магнитного поля от механических примесей после пропускания через титановый фильтр

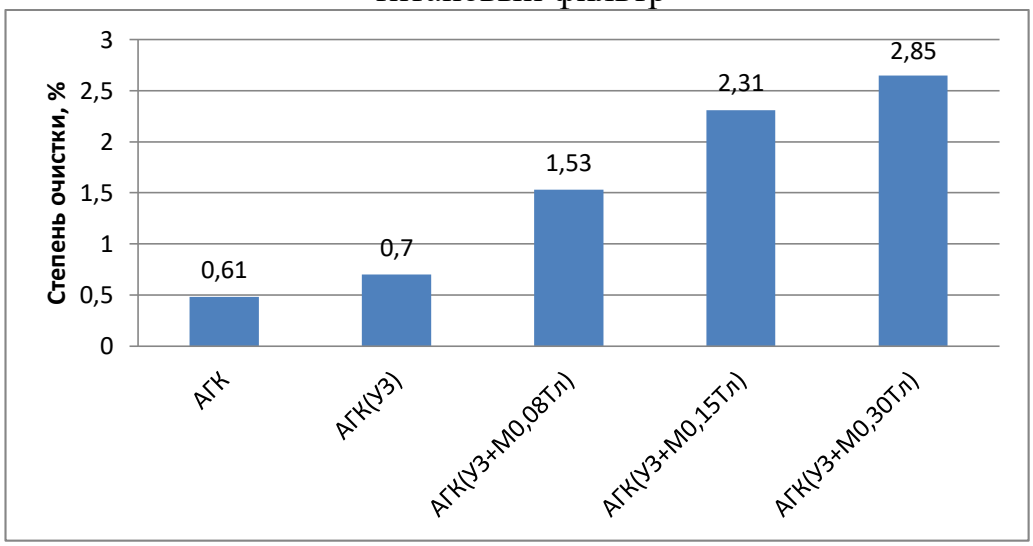


Рисунок 5 – Степень очистки фильтрата исходного АГК и АГК под волновым воздействием от механических примесей после пропускания через титановый фильтр

Под воздействием ультразвука и магнитного поля дисперсная система претерпевает изменения. Частицы одеты в оболочку из асфальто-смолистых веществ (АСВ), которые не дают им возможности соединиться. Волновые воздействия разрушают данную оболочку с различной степенью силы, в результате чего происходит процесс коагуляции, т.е. частицы слипаются и оседают на фильтре, а полученный фильтрат содержит уже меньшее количество механических примесей, т.е. степень очистки увеличивается, что и подтверждают проведённые эксперименты. Максимальная степень очистки зафиксирована в случаях использования магнитного поля с величиной магнитной индукции равной 0,30 Тл как в отдельности (2,65% мас.), так и в комбинации с ультразвуковым воздействием (2,85% мас.).

Таким образом, анализируя полученные экспериментальные данные, можно сказать о том, что в результате влияния магнитного поля, а именно с увеличением величины магнитной индукции, увеличивается дисперсность нефтяной системы и, как следствие, её гомогенность, поэтому увеличивается выход светлых фракций. Это происходит из-за освобождения иммобилизированного внешнего слоя дисперсной частицы нефтяной дисперсной системы (НДС) в дисперсионную среду. В связи с этим происходит увеличение октанового числа бензиновых фракций как по моторному, так и по исследовательскому методам, а также наблюдается заметное снижение такого показателя как коксуемость остатка, полученного после перегонки АГК. Дополнительное использование титанового волокнового фильтра способствует получению ещё более лучших результатов и, впоследствии, выходу продуктов высокого качества.

Список литературы

1. Пивоварова Н.А. Интенсификация процессов переработки углеводородного сырья воздействием постоянного магнитного поля: диссертация ... доктора технических наук: 05.17.07. – Москва, 2005. – 362 с.

2. Глаголева О.Ф., Клокова Т.П., Володин Ю.А. Определение параметров частиц дисперсной фазы в нефтяных системах колориметричеким методом. Метод.руководство. – Москва, Издательство РГУ НиГ, 1996. – 141 с.

3. Семеняк С.М., Кайралиева А.И. Определение октанового числа бензинов. Метод. руководство. – Астрахань, Изд-во АГТУ, 2005. – 16 с.

4. Анциферов В.Н. Разработка технологии получения функциональных проницаемых материалов, организация наукоемкого производства. Номер гос. регистрации: 01200305204. Дата материала: 30.03.2005

5. Туманян Б.П. Научные и прикладные аспекты теории нефтяных дисперсных систем – Москва, ООО «ТУМА ГРУПП», Издательство «Техника», 2000. – 170 с.

6. Сафиева Р.З. Физикохимия нефти. - Москва, Издательство «Химия», 2002. – 78 с.

7. Власова Г.В. Интенсификация процесса очистки углеводородного сырья от механических примесей посредством волновой обработки: диссертация ... кандидата технических наук: 05.17.07. - Астрахань, 2012. - 112 с.

СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ ХАБОВ В ЯПОНИИ, КИТАЕ И СИНГАПУРЕ (COMPARATIVE CHARACTERISTICS OF POTENTIAL GAS TRADING HUBS IN JAPAN, CHINA AND SINGAPORE)

Григорьева Е.О.
(научный руководитель: к.э.н., доцент Студеникина Л.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Несмотря на относительно небольшую долю природного газа в энергобалансе азиатского региона (11%), регион традиционно является крупнейшим рынком сбыта данного ресурса. [II, 3, С.41] Согласно данным BP на Азию приходится 20% мирового потребления природного газа и 71% мирового импорта СПГ. Причем, ряд стран (Япония, Южная Корея, Тайвань, Сингапур) практически полностью покрывают внутренние потребности за счет импорта.[II, 3, С.23,25,28]

Основными экспортерами СПГ в страны Азии являются Катар (29%), Австралия (16%), Малайзия (14%). Россия занимает 5-ое место, ее доля составляет 6%.[II, 3, С.28]

Необходимо отметить, что дополнительным побудительным мотивом для экспортеров является более высокая стоимость реализации СПГ на азиатском рынке: при высокой зависимости от импорта, потенциальная нестабильность поставок становится одним из главных рисков для энергетической безопасности региона. [I, 2, С.73]

В связи со стремлением государств обеспечить бесперебойную поставку ресурсов, а также желанием производителей получить отдачу от инвестиций в инфраструктуру в регионе подавляющее большинство газовых сделок традиционно проходит по долгосрочным контрактам, при этом в качестве привязки используется нефтяной бенчмарк JCC – средняя цена импортируемой в Японию нефти. Однако нефтяная привязка не может отразить конкурентную цену газа, формирующуюся под воздействием колебаний спроса и предложения, что приводит к отсутствию ценового стимулирования изменений в поведении покупателей и продавцов и снижению эффективности работы рыночного механизма. [II, 4, С.19]

Одним из решений данной проблемы может стать переход на механизм конкурентного ценообразования посредством спотовой торговли на региональном хабе.

В мире уже существуют примеры создания хабов по торговле газом: к примеру, в Северной Америке был сформирован Henry Hub на пересечении газопроводов в штате Луизиана. С 1990-ого года NYMEX осуществляет привязку к цене на Henry Hub. Создание конкурентной среды привело к установлению низких рыночных цен в диапазоне 2-3долл/МБТЕ, державшихся на таком уровне 10 лет.

В ЕС в рамках реализации Третьего энергопакета создается система «вход-выход», в каждой из зон которой создается газовый хаб. В последние годы все большее количество перезаключаемых контрактов базируется на частичной привязке к спотовым котировкам. В частности, в Великобритании был создан хаб National Balancing Point (NBP): сегодня около 90% краткосрочных контрактов заключается на газовом хабе. Затем страны ЕС стали постепенно переносить опыт Великобритании. Так, были созданы хабы ZEE в Бельгии, TTF в Нидерландах, TIGF во Франции, CEGH в Австрии и NCG в Германии. По итогам 2015 года доля спотовой торговли газом в ЕС составила 61%. [I, 3, С.18]

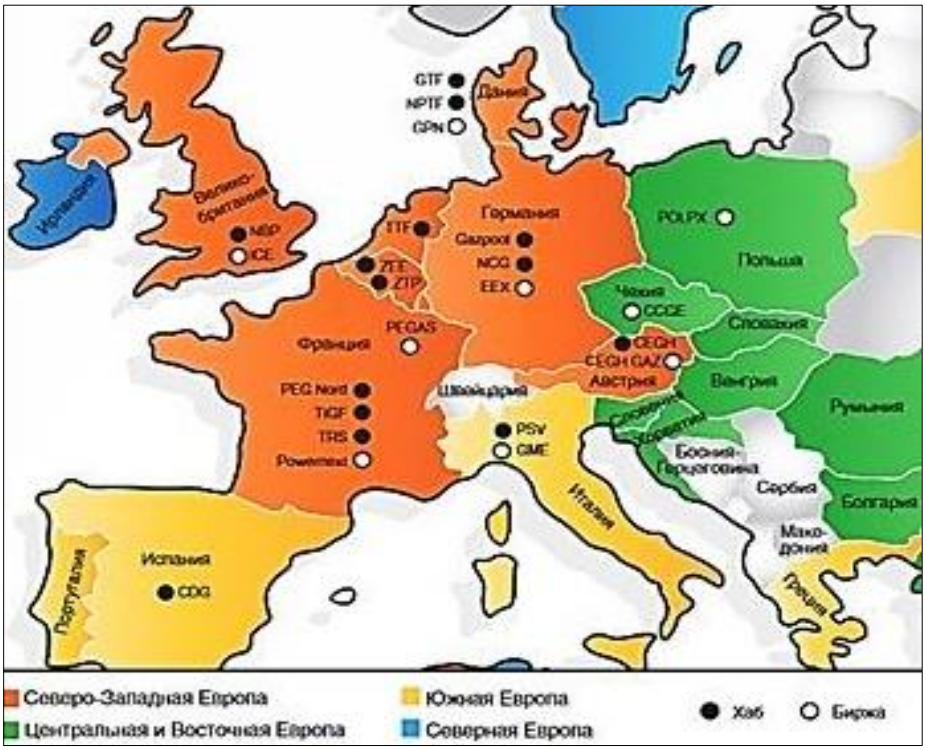


Рисунок 1 – География размещения европейских газовых хабов и бирж [I, 3, С.19]

Создание хаба в Азии позволит потребителям систематически получать экологичный ресурс по ценам, соответствующим колебаниям объемов спроса и предложения на рынке.

Для эффективной работы хаба необходимо соблюдение следующих условий:

- наличие развитой инфраструктуры: регазификационных терминалов (они обеспечивают маневренность при реализации СПГ); транспортной инфраструктуры внутри страны (она способствует минимизации рисков монополизации рынка), а также газохранилищ (они позволяют сглаживать негативные для рынка аспекты в момент пиковых спросов на газ);
- равный доступ к инфраструктуре для всех участников рынка;

 большое число участников рынка, как со стороны спроса, так и со стороны предложения;

 снятие контрактных ограничений, препятствующих свободному обращению газовых потоков.

На роль центрального регионального хаба потенциально подходят Япония, Сингапур и Китай.

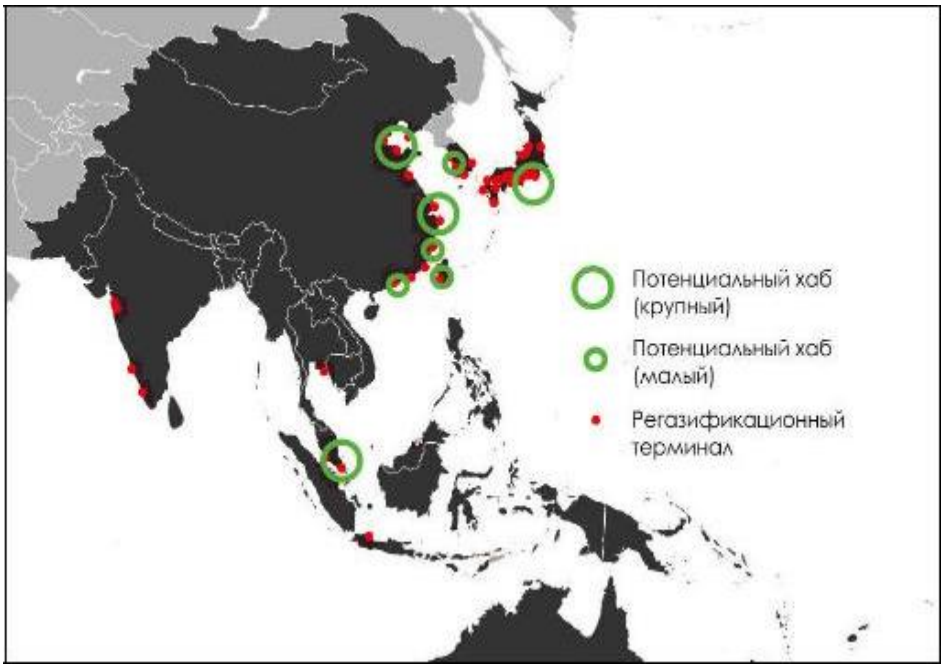


Рисунок 2 – Потенциальные газовые хабы в Азии [I, 2, С.77]

Таблица 1 – Общая информация о потенциальных хабах [II, 2, С. 22; 5, С.22-23]

	Сингапур	**Япония**	**Китай**
Торговая площадка	Сингапурская биржа (SGX)	Японская внебиржевая торговая площадка (JOE)	Шанхайская нефтяная и газовая биржа (SHPGX)
Ценовой индикатор торговли	SLInG (SGX LNG Index Group)	Daily Pricing Index	-

Продолжение Таблицы 1

Инструменты торговли	Фьючерсы и свопы с привязкой SLInG	Беспоставочные форварды	-
Физическая инфра-структура	Один терминал, выполняющий функции приема, хранения, отгрузки, регазификации СПГ. В течение 2015 года были увеличены мощности по хранению на 260 м^3, а также по загрузке.	Более 30 СПГ-терминалов, различающихся по функциям. В 2015 году были введены в эксплуатацию 2 СПГ-терминала: Хачинохе СПГ (1,4 млрд. м^3/год, разработанная QX в Ниппон масло), и Син-сендай (1,1 млрд м^3/год, Тохоку Электрик.) В стадии строительства находится СПГ-терминал Сома СПГ (1 млн. т/год – 2018 год)	14 СПГ-терминалов, различающихся по функциям, в том числе один плавучий (FSRU); 7 СПГ-терминалов находятся в стадии строительства
Общие мощности по хранению, млрд. м^3	0,54	17,813	5,315
Общие мощности по отгрузке, млрд. м^3/год	7,8	271,1	55,7

Планы	Строительство четвертого дополнительного хранилища СПГ; расширение мощности до 11 млн. т/год; создание производственной линии по загрузке СПГ в автоцистерны.	Открытие доступа к СПГ-терминалам для третьих сторон; развитие СПГ и трубопроводной инфраструктуры.	Значительное расширение трубопроводной и СПГ-инфраструктуры; поэтапное открытие доступа к СПГ-терминалам для третьих сторон.

Сингапур представляется перспективной точкой для формирования газового хаба регионального значения. Его основное преимущество заключается в выгодном географическом расположении. [I, 4] Во-первых, он расположен по пути следования значительной части танкеров СПГ, направляющихся в АТР. Во-вторых, через его территорию проходят несколько стратегических для АСЕАН газопроводов (соединяющие Сингапур с Индонезией и Малазией, последняя через Таиланд соединена со всем континентом).

Кроме того, Сингапур проделал большой путь и в либерализации внутреннего газового рынка: оптовые цены на внутреннем рынке не регулируются государством; для всех участников рынка обеспечен свободный и недискриминационный доступ к инфраструктуре. Однако рынок газа по-прежнему подпадает под действие правил, которые, возможно, тормозят развитие конкуренции газ-газ, в том числе действует мораторий на импорт трубопроводного газа до 2018 года или ранее, если импорт СПГ достигнет 3 млн. т/г.

Также Сингапур разработал ценовой индекс SLnG, подразделяющийся на Singapore Sling (на основе цен СПГ FOB в Сингапуре) и North Asia Sling (на основе информации о СПГ поставках в Японию, Республику Корея, Тайвань и КНР). Пока торговля СПГ и финансовыми инструментами происходит в небольшом объеме. Физическая инфраструктура ограничена: существует один СПГ-терминал, выполняющий функции приема, хранения, отгрузки и регазификации СПГ.

В октябре 2016 года Международное Энергетическое Агентство (МЭА) признало Сингапур энергетическим хабом Юго-Восточной Азии с точки зрения обеспечения энергетической безопасности региона.

Конкуренцию сингапурскому проекту может составить проект создания центра спотовой торговли в Японии (в Токийском или Осакском заливах). **Япония** – исторический лидер среди азиатских потребителей газа, обладает развитой СПГ-инфраструктурой. Согласно стратегии развития рынка СПГ в Японии Министерства экономики, торговли и

промышленности страны в Японии к 2020 году планируется создание международного газового хаба. [II, 1] Япония может стать доминирующим газовым хабом Азии за счет уже имеющихся масштабов собственной торговли газом и развитой инфраструктуры при условии дальнейшей либерализация газового рынка.

К недостаткам расположения газового хаба в Японии можно отнести тот факт, что ее трубопроводная сеть связывает каждый конкретный терминал по приему СПГ с конкретным конечным потребителем и не позволяет диверсифицировать потоки энергоресурса. [I, 1, С.19]

Оценивая перспективы формирования газового хаба в **КНР**, можно отметить следующее: КНР представляется наиболее перспективным потребителем природного газа, особенно с учетом приоритетов экологической политики.

Более того, активно формируются новые импортные каналы, что приведет к более тесным связям с несколькими субрегиональными рынками.

В 2015 году была создана Шанхайская нефтяная и газовая биржа, где ведется торговля трубопроводным газом и СПГ среди национальных компаний. Но цены на газ формируются в привязке к ценам на нефть и регулируются государством. [I, 5]

В целом, можно говорить, что возможность создания газового хаба в КНР ограничена. Для того, чтобы превратить Шанхай в центр торговли газом необходимы демонополизация экономики, ослабление государственного регулирования, предоставление доступа к инфраструктуре третьим лицам, развитие биржевой торговли. Создание торговой площадки в Шанхае для КНР скорее шаг к реформированию внутреннего рынка, чем к созданию газового хаба.

Подводя общую черту, можно сказать, что азиатский регион традиционно является крупнейшим рынком сбыта природного газа. Однако в связи со стремлением обеспечить национальную безопасность региона страны вынуждены занимать более мягкую позицию в отношениях с поставщиками природного газа, и основными проблемами региона является необоснованно высокий уровень цен и отсутствие конкурентной рыночной цены вследствие нефтяной привязки цен на природный газ.

Выходом из данной ситуации может служить создание газовых хабов, на звание которых претендуют Сингапур, Япония и КНР. Последние две страны имеют большие объемы импорта природного газа, но они еще находятся в процессе либерализации внутреннего рынка. КНР нуждается в бирже газа для развития внутреннего рынка. Сингапур, в свою очередь, может противопоставить конкурентам развитую финансовую систему и выгодное географическое положение.

Азия в последнее время характеризуется развитием торговли газом, а, учитывая размер региона и его географическое положение, в среднесрочной перспективе возможно формирование нескольких хабов по торговле газом.

Список литературы:

I. Периодическая литература:

1. Архипов Н., Миронова И. Конкуренции не избежать // Нефть России. – 2015. - №7-8;
2. Миронова И. Перспективы развития рынка природного газа в АТР: стратегические и институционаспекты // Уральское востоковедение. – 2015. - №9;
3. Орлова Е. Новая архитектура рынка газа ЕС. Долгосрочные контракты vs спот // Oil and Gas Journal Russia. -2015. - №11;
4. Стерн Д. Установление цен на природный газ: прошлое, настоящее и будущее // Экономический журнал ВШЭ. – 2015. - №3;
5. MacLaren G., Lingard N., KirknessR. Recent moves towards gas tradinghubs in Asia: implications for Asian gas buyers and sellers. – 2016. - №5.

II. Статистические данные:

1. Международное сотрудничество: путь в Индию. Формирование газовых хабов в Азии // Аналитический Центр при Правительстве РФ. – 2016. Электронный ресурс URL: http://ac.gov.ru/files/publication/a/10617.pdf;
2. Развитие конкуренции на газовых рынках // Аналитический Центр при Правительстве РФ. – 2016. Электронный ресурс URL: http://ac.gov.ru/files/publication/a/9458.pdf;
3. BP Statistical Review of World Energy. – 2016. Электронный ресурс URL: http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-full-report.pdf;
4. Developing a natural gas trading hub in Asia: obstacles and opportunities // OECD/IEA. – 2015. Электронный ресурс URL: http://www.igu.org/sites/default/files/node-page-field_file/Developing%20a%20Natural%20Gas%20Trading%20Hub%20in%20Asia.pdf;
5. The LNG industry // GIIGNL Annual Report. – 2016. Электронный ресурс URL: http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_2016_annual_report.pdf.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО ПЕРЕХОДНОГО ПРОЦЕССА В ДЛИННОМ НЕФТЕПРОВОДЕ»

Довгопол А.Н., Кравченко А.А.
(научный руководитель: доцент Герасименко Е.Ю.)
ДГТУ

Синтез математической модели трубопровода.

Исследуется однородный трубопровод постоянного сечения, в котором трением и влиянием скорости жидкости на скорость звука пренебрегаем. Площадь поперечного сечения равна *F*, скорость движения жидкости в трубопроводе – *V*, скорость распространения звука в трубопроводе – *a*, ускорение силы тяжести – *g*. Будем считать пространственно-временные распределения напора жидкости *H(x;t)* и расхода *Q(x;t)* одномерными, причем координата *x* совпадает с осью трубопровода. Началу трубопровода соответствует координата *x=0*, концу – $x=\ell$ (рис. 1). Начальные условия для всех характеристик процесса – нулевые.

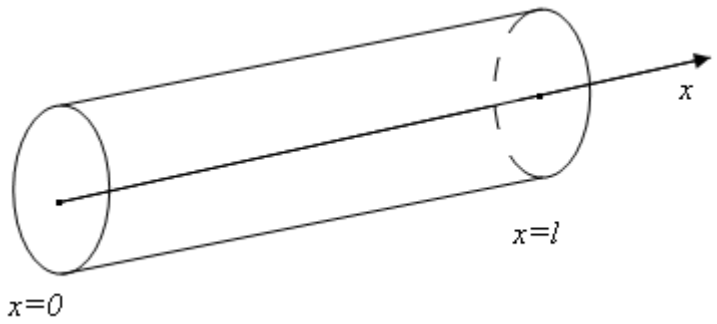


Рис. 1 Геометрия нефтепровода

Относительно напора *H(x;t)* и расхода *Q(x;t)* [1;2] ставится следующая начально-краевая задача[3;4;5] на отрезке [*0; ℓ*]:

$$-\frac{\partial H}{\partial x}=\frac{\rho}{a}\cdot\frac{\partial Q}{\partial t}, \quad (1)$$

$$-\frac{\partial Q}{\partial x}=\frac{1}{a\rho}\cdot\frac{\partial H}{\partial t}, \quad (2)$$

$$H(x;0)=0, \quad (3)$$

$$Q(x;0)=0, \quad (4)$$

$$H(0;t)=H_0(t), \quad (5)$$

$$H(l;t)=H_l(t), \quad (6)$$

$$Q(0;t)=Q_0(t), \quad (7)$$

$$Q(l;t)=Q_l(t), \quad (8)$$

где $H_0(t)$ и $H_l(t)$ − напор жидкости в начале и конце линии соответственно;

$Q_0(t)$ и $Q_l(t)$ − расход жидкости в начале и конце линии соответственно,

параметр ρ [ro] определяется отношением

$$\rho = \frac{aQ_б}{gFH_б},$$

где $H_б$ и $Q_б$ − базовые (максимальные) значения напора и расхода соответственно.

Задачу (1)-(8) удобно решать операторным методом [6;7] Лапласа. Пусть имеют место соответствия

$$H(x;t) \overset{\circ}{=} \overset{\circ}{H}(x;p), \qquad Q(x;t) \overset{\circ}{=} \overset{\circ}{Q}(x;p), \qquad H_0(t) \overset{\circ}{=} \overset{\circ}{H}_0(p),$$

$$H_l(t) \overset{\circ}{=} \overset{\circ}{H}_l(p), \qquad Q_0(t) \overset{\circ}{=} \overset{\circ}{Q}_0(p), \qquad Q_l \overset{\circ}{=} \overset{\circ}{Q}_l(p).$$

Применим к обеим частям уравнений (1) и (2) интегральное преобразование Лапласа.

$$-\frac{d\overset{\circ}{H}}{dx} = \frac{\rho}{a} p \overset{\circ}{Q}, \tag{9}$$

$$-\frac{d\overset{\circ}{Q}}{dx} = \frac{1}{a\rho} p \overset{\circ}{H}. \tag{10}$$

Продифференцируем (9) по x.

$$\frac{d\overset{\circ}{Q}}{dx} = -\frac{a}{\rho p} \cdot \frac{d^2\overset{\circ}{H}}{dx^2}. \tag{11}$$

Подставим (11) в (10), после чего получим

$$\frac{d^2\overset{\circ}{H}}{dx^2} - \frac{p^2}{a^2}\overset{\circ}{H} = 0. \tag{12}$$

Аналогично получаем дифференциальное уравнение относительно расхода $\overset{\circ}{Q}(x;p)$.

$$\frac{d^2\overset{\circ}{Q}}{dx^2} - \frac{p^2}{a^2}\overset{\circ}{Q} = 0. \tag{13}$$

Запишем из уравнений (5)-(8) изображения краевых условий на концах $x = 0, x = l.$

$$\overset{\circ}{H}(0;p) = \overset{\circ}{H}_0(p), \tag{14}$$

$$\overset{\circ}{H}(l;p) = \overset{\circ}{H}_l(p), \tag{15}$$

$$\overset{\circ}{Q}(0;p) = \overset{\circ}{Q}_0(p), \tag{16}$$

$$\overset{\circ}{Q}(l;p) = \overset{\circ}{Q}_l(p). \tag{17}$$

Общим решением дифференциального уравнения (12) является функция [8]

$$\overset{\circ}{H}(x;p)=A_1(p)sh\frac{p}{a}x+A_2(p)ch\frac{p}{a}x, \quad (18)$$

где $A_1(p)$, $A_2(p)$ – операторные постоянные интегрирования, определяемые из краевых условий (14)-(15). Реализация требований (14)-(15) приводит к следующему результату

$$A_1(p)=\frac{\overset{\circ}{H}_l(p)-\overset{\circ}{H}_0(p)ch\frac{p}{a}l}{sh\frac{p}{a}l}, \quad (19)$$

$$A_2(p)=\overset{\circ}{H}_0(p). \quad (20)$$

Подстановка значений для $A_1(p), A_2(p)$ в общее решение (18) позволяет получить [9;10]

$$\overset{\circ}{H}(x;p)=\frac{\overset{\circ}{H}_l(p)}{sh\frac{p}{a}l}sh\frac{p}{a}x+\frac{\overset{\circ}{H}_0(p)}{sh\frac{p}{a}l}sh\frac{p}{a}(l-x) \quad (21)$$

Аналогично решая краевую задачу (13), (16)-(17), можно получить аналитическое выражение для изображения расхода:

$$\overset{\circ}{Q}(x;p)=\frac{\overset{\circ}{Q}_l(p)}{sh\frac{p}{a}l}sh\frac{p}{a}x+\frac{\overset{\circ}{Q}_0(p)}{sh\frac{p}{a}l}sh\frac{p}{a}(l-x). \quad (22)$$

Структурная схема трубопровода.

Построим структурную схему трубопровода как объекта управления на примере моделирования напора $\overset{\circ}{H}(x;p)$. При этом будем считать входными величинами системы краевые значения напора $\overset{\circ}{H}_0(p)$ и $\overset{\circ}{H}_l(p)$, а выходным значениям – напор в произвольной точке $\overset{\circ}{H}(x;p)$. С учетом сказанного операторную зависимость (21) можно переписать в матричном виде

$$\overset{\circ}{H}(x;p)=\left[W_l(p)\ W_0(p)\right]\begin{bmatrix}\overset{\circ}{H}_l(p)\\ \overset{\circ}{H}_0(p)\end{bmatrix}, \quad (23)$$

где передаточные функции $W_l(p)$ и $W_0(p)$имеют следующий вид:

$$W_l(p)=\frac{sh\frac{p}{a}x}{sh\frac{p}{a}l}, \quad (24)$$

$$W_0(p)=\frac{sh\frac{p}{a}(l-x)}{sh\frac{p}{a}l}. \qquad (25)$$

Разложим передаточные функции (24), (25) в тригонометрические ряды [7] по формулам

$$\frac{sh\frac{p}{a}x}{sh\frac{p}{a}l}=\frac{2}{\pi}\sum_{k=1}^{\infty}(-1)^{k-1}\frac{k\cdot\sin\frac{k\pi}{l}x}{k^2+\frac{p^2l^2}{a^2\pi^2}},\ -l\le x\le l \qquad (26)$$

$$\frac{sh\frac{p}{a}(l-x)}{sh\frac{p}{a}l}=\frac{2}{\pi}\sum_{k=1}^{\infty}\frac{(-1)^{k-1}k\cdot\sin\frac{k\pi}{l}(l-x)}{k^2+\frac{p^2l^2}{a^2\pi^2}},\quad 0\le x\le l \qquad (27)$$

Приведем ряды (26), (27) к виду, удобному для моделирования систем управления.

$$W_l(p)=\frac{2\pi a^2}{l^2}\sum_{k=1}^{\infty}(-1)^{k-1}\frac{k\cdot\sin\frac{k\pi}{l}x}{p^2+\frac{k^2\pi^2a^2}{l^2}},\ -l\le x\le l \qquad (28)$$

$$W_0(p)=\frac{2\pi a^2}{l^2}\sum_{k=1}^{\infty}\frac{(-1)^{k-1}k\cdot\sin\frac{k\pi}{l}(l-x)}{p^2+\frac{k^2\pi^2a^2}{l^2}},\quad 0\le x\le l \qquad (29)$$

Полученные соотношения (23)-(25) с учетом выражений (28), (29) для передаточных функций $W_l(p)$ и $W_0(p)$ позволяют синтезировать структурную схему [11] трубопровода как объекта управления (рис.2).

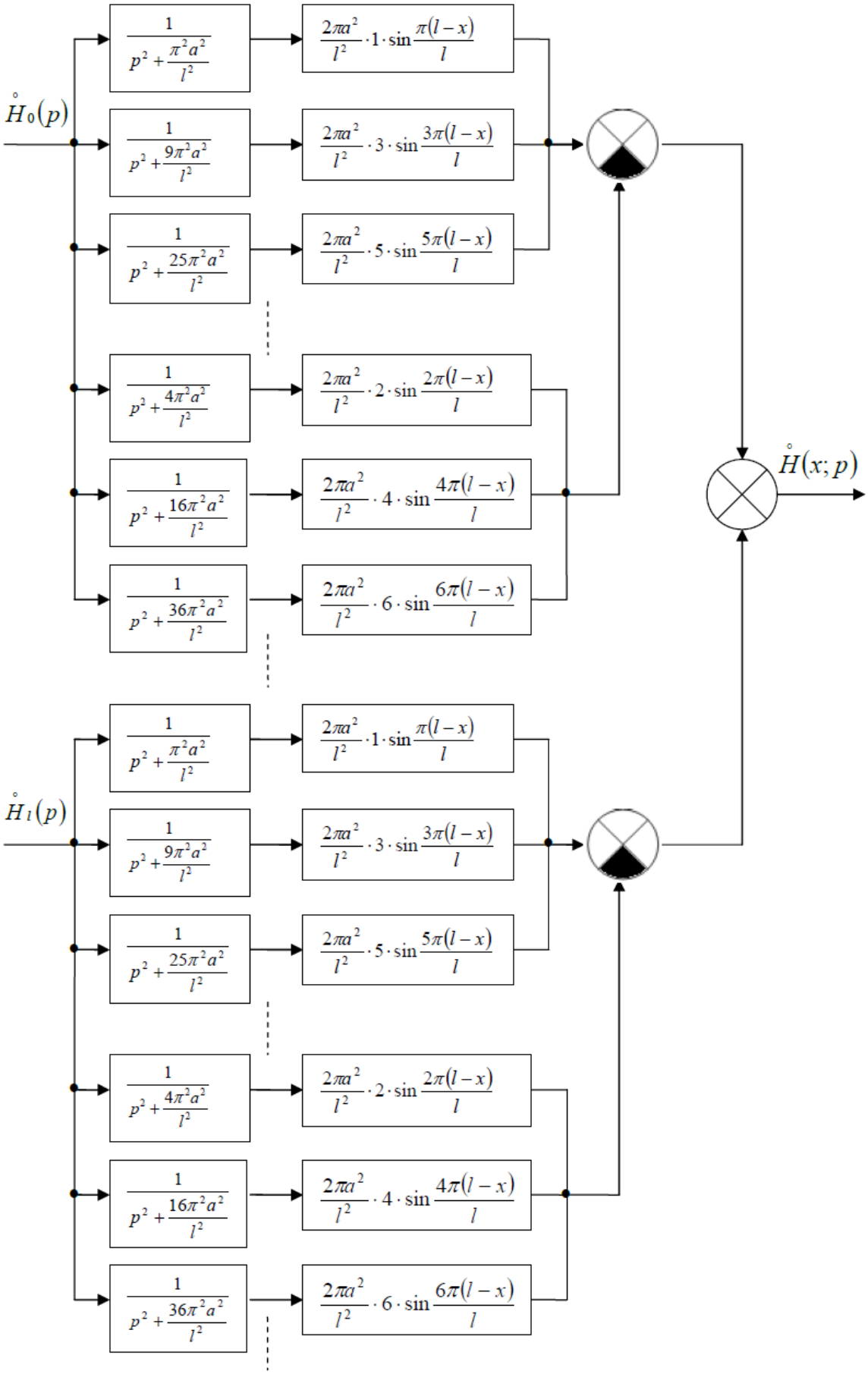


Рис.2 Структурная схема трубопровода как объекта управления

Расчет оригиналов напора и расхода.

Для расчета оригиналов напора *H(x;t)* и расхода *Q(x;t)* необходимо обратить [12] изображения этих величин, заданных выражениями (21), (22). Для этого введем в рассмотрение вспомогательные изображения

$$\overset{\circ}{F}_1(x;p)=\frac{sh\frac{p}{a}x}{sh\frac{p}{a}l}, \qquad \overset{\circ}{F}_2(x;p)=\frac{sh\frac{p}{a}(l-x)}{sh\frac{p}{a}l},$$

причем существуют соответствия

$$f_1(x;t)\overset{\circ}{=}\overset{\circ}{F}_1(x;p), \qquad f_2(x;t)\overset{\circ}{=}\overset{\circ}{F}_2(x;p).$$

Найдем вначале оригинал $f_1(x;t)$. С этой целью определим полюса изображений $\overset{\circ}{F}_1(x;p)$. Их следует искать как комплексные корни уравнения

$$sh\frac{p}{a}l=0. \tag{30}$$

Для решения (30) введем в рассмотрение вспомогательную переменную *z* по правилу

$$jz=\frac{p}{a}l. \tag{31}$$

Подставим (31) в (30).

$$shjz=0. \tag{32}$$

Уравнению (32) соответствует тригонометрическое уравнение

$$j\sin z=0,$$

или

$$\sin z=0. \tag{33}$$

Решением тригонометрического уравнения (33) являются корни

$$z=k\pi, \qquad k\in Z. \tag{34}$$

Подставим (34) в (31).

$$jk\pi=\frac{p}{a}l, \qquad k\in Z. \tag{35}$$

Формула (35) определяет полюса изображения $\overset{\circ}{F}_1(x;p)$.

$$p_k=j\frac{k\pi}{l}a, \quad k\in Z. \tag{36}$$

Подчеркнем, что $p_k=0$ не является полюсом изображения $\overset{\circ}{F}_1(x;p)$. Тогда оригинал $f_1(x;t)$ можно представить в виде суммы вычетов [13] следующего вида

$$f_1(x;t)=\sum \operatorname{Re}s\left[\overset{\circ}{F}_1(x;p)\right]\Big|_{pk} e^{pkt}. \tag{37}$$

Для реализации (37) найдем вычеты по формуле

$$\operatorname{Re} s\left[\overset{\circ}{F}_1(x;p)\right]_{pk} = \left.\frac{sh\frac{p}{a}x}{\frac{d}{dp}\left[sh\frac{p}{a}l\right]}\right|_{pk}. \qquad (38)$$

Вычислим производную

$$\frac{d}{dp}\left[sh\frac{p}{a}l\right] = \frac{l}{a}ch\frac{p}{a}l. \qquad (39)$$

Соотношение (38) с учетом (39) приобретает вид

$$\operatorname{Re} s\left[\overset{\circ}{F}_1(x;p)\right]_{pk} = \frac{sh\frac{pk}{a}x}{\frac{l}{a}ch\frac{pk}{a}l}. \qquad (40)$$

Подстановка (40) и (36) в (37) дает такой результат:

$$f_1(x;t) = \sum_{k=1}^{\infty}\left(\frac{sh\frac{jk\pi}{l}x}{\frac{l}{a}chjk\pi}e^{\frac{jk\pi}{l}at} - \frac{sh\frac{jk\pi}{l}x}{\frac{l}{a}chjk\pi}e^{-\frac{jk\pi}{l}at}\right). \qquad (41)$$

Использование в (41) соотношений

$shj\alpha = j\sin\alpha$, $chj\alpha = \cos\alpha$, $e^{j\alpha} = \cos\alpha + j\sin\alpha$

окончательно определяет вид оригинала $f_1(x;t)$.

$$f_1(x;t) = \frac{2a}{l}\sum_{k=1}^{\infty}(-1)^{k+1}\sin\frac{k\pi}{l}x\sin\frac{k\pi}{l}at. \qquad (42)$$

Аналогично можно получить оригинал $f_2(x;t)$.

$$f_2(x;t) = \frac{2a}{l}\sum_{k=1}^{\infty}(-1)^{k+1}\sin\frac{k\pi}{l}(l-x)\sin\frac{k\pi}{l}at. \qquad (43)$$

Поиск оригиналов напора *H(x;t)* и расхода *Q(x;t)* может быть произведен только при конкретных заданных краевых условиях на входе и в конце трубопровода. В частности, если

$H_0(t) = J_0 = const$, $H_l(t) = J_l = const$, $Q_0(t) = L_0 = const$, $Q_l(t) = L_l = const$,

то

$$\overset{\circ}{H}_0(p) = \frac{J_0}{P}, \qquad (44) \qquad \overset{\circ}{H}_l(p) = \frac{J_l}{P}, \qquad (45)$$

$$\overset{\circ}{Q}_0(p) = \frac{L_0}{P}, \qquad (46) \qquad \overset{\circ}{Q}_l(p) = \frac{L_l}{P}, \qquad (47)$$

а оригиналы *H(x;t)* и *Q(x;t)* вычисляются интегрированием линейной комбинации вспомогательных функций $f_1(x;t)$ и $f_2(x;t)$ по времени.

$$H(x;t) = J_0\sum_{k=1}^{\infty}\frac{(-1)^{k+1}}{k\pi}\sin\frac{k\pi}{l}x\left(1-\cos\frac{k\pi}{l}at\right) + J_1\sum_{k=1}^{\infty}\frac{(-1)^{k+1}}{k\pi}\sin\frac{k\pi}{l}(l-x)\left(1-\cos\frac{k\pi}{l}at\right)$$

. (48)

$$Q(x;t)=L_0\sum_{k=1}^{\infty}\frac{(-1)^{k+1}}{k\pi}\sin\frac{k\pi}{l}x\left(1-\cos\frac{k\pi}{l}at\right)+L_1\sum_{k=1}^{\infty}\frac{(-1)^{k+1}}{k\pi}\sin\frac{k\pi}{l}(l-x)\left(1-\cos\frac{k\pi}{l}at\right)$$

. (49)

Практическое использование результатов моделирования.

1. При типовых исходных данных

J_0=5м; J_1=3м; L_0=2м^3/с; L_1=1м^3/с;

l=2000м; F=0,8м^2; V=0,1м/с; a=5500м/с,

если заменить бесконечные ряды (48) и (49) их частичными суммами, то получим инженерные модели жидкостных потоков в следующем виде:

$$H(x;t)=5\left(\frac{1}{\pi}\sin\frac{\pi x}{2000}\left(1-\cos\frac{\pi\cdot5000}{2000}t\right)-\frac{1}{2\pi}\sin\frac{2\pi x}{2000}\left(1-\cos\frac{2\pi\cdot5000}{2000}t\right)\right)+$$

$$+3\left(\frac{1}{\pi}\sin\frac{\pi}{2000}(2000-x)\left(1-\cos\frac{\pi\cdot5000}{2000}t\right)-\frac{1}{2\pi}\sin\frac{2\pi}{2000}(2000-x)\left(1-\cos\frac{2\pi\cdot5000}{2000}t\right)\right)$$

.

$$Q(x;t)=2\left(\frac{1}{\pi}\sin\frac{\pi x}{2000}\left(1-\cos\frac{\pi\cdot5000}{2000}t\right)-\frac{1}{2\pi}\sin\frac{2\pi x}{2000}\left(1-\cos\frac{2\pi\cdot5000}{2000}t\right)\right)+$$

$$+1\left(\frac{1}{\pi}\sin\frac{\pi}{2000}(2000-x)\left(1-\cos\frac{\pi\cdot5000}{2000}t\right)-\frac{1}{2\pi}\sin\frac{2\pi}{2000}(2000-x)\left(1-\cos\frac{2\pi\cdot5000}{2000}t\right)\right)$$

.

2. Синтезированная на рис.2 структурная схема трубопровода успешно может быть использована для управления этим трубопроводом. На рис.3 приведена структурная схема [14] следящей системы по поддержанию заданного напора нефти $\overset{\circ}{H}^{*}(p)$в заданной точке x трубопровода.

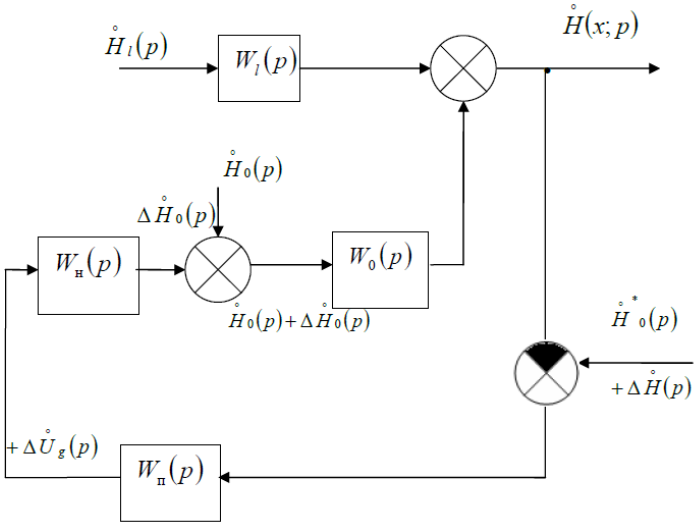


Рис.3. Структурная схема следящей системы по поддержанию заданного напора нефти $\overset{\circ}{H}^{*}(p)$ в заданной точке x трубопровода

Здесь $W_{\text{п}}(p)$ − передаточная функция преобразователя напора нефти $\overset{\circ}{\Delta H}(p)$ в электрическое напряжение питания электронасоса $\Delta \overset{\circ}{U}_{\text{н}}(p)$, $W_{\text{н}}(p)$ − передаточная функция электронасоса. Краевые условия $\overset{\circ}{H}_l(p)$ и $\overset{\circ}{H}_0(p)$ выступают в роли возмущающих воздействий.

Заключение.

Построенная математическая модель трубопровода является типичным примером моделирования объекта с распределенными параметрами [15]. Она является универсальной в том смысле, что является инвариантной к пространственной координате *x*. Изменяя координату *x*, перенастраиваем все блоки следящей системы, и система сохраняет работоспособность.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРАВОВОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПАО «ТРАНСНЕФТЬ» ПО ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ ПО СИСТЕМЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ (IMPROVING OF LEGAL REGULATION OF PAO TRANSNEFT' ENTERPRISE IN OIL TRANSPORTATION VIA THE SYSTEM OF MAIN PIPELINES OF THE RUSSIAN FEDERATION)

Евменова К.М.
(научный руководитель: кандидат юридических наук, доцент Бырдин Е.Н.)
ИГиП ТюмГУ

Приватизация отечественной нефтегазовой отрасли послужила причиной возведения в ранг самостоятельно существующей деятельности субъектов гражданских правоотношений по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов Российской Федерации.

Президент Российской Федерации 18 февраля 2017 г. подписал Указ № 71 «О развитии публичного акционерного общества «Транснефть»[15], в соответствии с которым, в целях формирования единой системы транспортировки нефти и продуктов ее переработки трубопроводным транспортном, защиты экономических интересов Российской Федерации и дальнейшего развития ПАО «Транснефть», в качестве вклада Российской Федерации в уставный капитал ПАО «Транснефть» передаются 100 процентов акций компаний «КТК Компани» и «КТК Инвестментс Компани» (острова Кайман, г. Джорджтаун).

ПАО «Транснефть» является субъектом естественных монополий, 100 процентов голосующих акций которого находятся в федеральной собственности.

Акционерная компания по транспорту нефти «Транснефть» в форме акционерного общества открытого типа (с 30 июня 2016 года – публичное акционерное общество «Транснефть») учреждена постановлением Совета Министров – Правительства Российской Федерации от 14 августа 1993 г. № 810 «Об учреждении акционерной компании по транспорту нефти «Транснефть»[16] во исполнение Указа Президента Российской Федерации от 17 ноября 1992 г. № 1403 «Об особенностях приватизации и преобразования в акционерные общества государственных предприятий, производственных и научно-производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения»[17].

[15] Официальный интернет-портал правовой информации // URL: http://publication.pravo.gov.ru (дата обращения: 20.02.2017).
[16] Собрание актов Президента и Правительства РФ. 1993. № 34. Ст. 3277.
[17] Собрание актов Президента и Правительства РФ. 1992. № 22. Ст. 1878.

Ежегодно ПАО «Транснефть» на собственном официальном сайте[18] размещает типовые формы договоров об оказании услуг по транспортировке нефти, согласно которым в соответствии с постановлением Правительства Российской Федерации от 29 марта 2011 г. № 218 «Об обеспечении недискриминационного доступа к услугам субъектов естественных монополий по транспортировке нефти (нефтепродуктов) по магистральным трубопроводам в Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации»[19] ПАО «Транснефть» выступает оператором – субъектом естественной монополии, обеспечивающим оказание услуг по транспортировке нефти (нефтепродуктов) по магистральным трубопроводам.

В силу пункта 6 Правил обеспечения недискриминационного доступа к услугам субъектов естественных монополий по транспортировке нефти (нефтепродуктов) по магистральным трубопроводам в Российской Федерации, утвержденных вышеуказанным постановлением Правительства Российской Федерации, договор об оказании услуг по транспортировке нефти по магистральным трубопроводам заключается оператором и потребителем в соответствии с положениями законодательства Российской Федерации.

При этом под законодательством Российской Федерации понимается Подраздел 2 Гражданского кодекса Российской Федерации[20], содержащий общие положения о договоре.

Поскольку договор об оказании услуг по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов Российской Федерации не поименован в гражданском законодательстве, положения норм ГК РФ применяются к такому договору только в дозволительной степени аналогии закона.

Министерство топлива и энергетики Российской Федерации приказом от 5 октября 1995 г. № 208 «О введении в действие Положения о приеме и движении нефти в системе магистральных нефтепроводов»[21] утвердило Положение о приеме и движении нефти в системе магистральных нефтепроводов, которое устанавливает порядок согласования ПАО «Транснефть» с государственными органами квартальных графиков экспорта нефти, и, в целом, единственное в своем роде, регламентирует деятельность субъектов гражданских правоотношений по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов Российской Федерации: определены требования к порядку

[18] Официальный сайт публичного акционерного общества «Транснефть» // URL: http://www.transneft.ru (дата обращения: 20.02.2017).
[19] Собрание законодательства РФ. 2011. № 14. Ст. 1943.
[20] Собрание законодательства РФ. 1994. № 32. Ст. 3301.
[21] Официальный сайт Министерства энергетики Российской Федерации // URL: http://minenergo.gov.ru (дата обращения: 20.02.2017).

и условиям приема-сдачи к транспортировке нефти, установлены нормативы качества нефти, сформированы условия договоров на транспортировку нефти, включая порядок расчетов, возмещение убытков, отчетность и т.д.

Правовая природа данного документа свидетельствует о том, что с момента его принятия по настоящее время Министерство энергетики Российской Федерации регулирует деятельность субъектов договора об оказании услуг по транспортировки нефти по системе магистральных трубопроводов Российской Федерации, вместе с тем нарушая положения статей 1 и 421 ГК РФ, в силу того, что ограничение гражданских прав дозволено только в случае, если это прямо предусмотрено на уровне федеральных законов Российской Федерации.

Следует обратить внимание также на тот факт, что приказ Министерства топлива и энергетики Российской Федерации «О введении в действие Положения о приеме и движении нефти в системе магистральных нефтепроводов» не зарегистрирован в Министерстве юстиции Российской Федерации и не опубликован в соответствии с Указом Президента Российской Федерации от 23 мая 1996 г. № 763 «О порядке опубликования и вступления в силу актов Президента Российской Федерации, Правительства Российской Федерации и нормативных правовых актов федеральных органов исполнительной власти»[22], следовательно, его положения, как акта, не вступившего в законную силу, не могут порождать правовые последствия для сторон договоров об оказании услуг по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов Российской Федерации, а равно, регулировать соответствующие правоотношения.

Предмет договора об оказании услуг по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов Российской Федерации определен как оказание в определенный период времени услуг по транспортировке нефти, принадлежащей грузоотправителю на праве собственности или на ином законном основании, в том числе в смеси с нефтью других грузоотправителей по системе магистральных трубопроводов Российской Федерации.

При этом термин «транспортировка» в рассматриваемом договоре объединяет три действа ПАО «Транснефть»: прием, транспортировка и сдача нефти. Основные цели данного договора – это доставка нефти грузоотправителя в пункт назначения и сдача нефти, откуда следует вывод, что и предмет, и цели договора об оказании услуг по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов Российской Федерации по своей правовой природе отвечают договору перевозки груза, поименованному в ст. 785 ГК РФ[23].

[22] Собрание законодательства РФ. 1996. № 22. Ст. 2663.
[23] Собрание законодательства РФ. 1996. № 5. Ст. 410.

Как следует из положений норм гражданского законодательства о договоре перевозки груза, стороной по такому договору является отправитель груза. Применительно к договору об оказании услуг по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов Российской Федерации, с точки зрения юридической техники, видится целесообразным определение контрагента ПАО «Транснефть» как «отправитель» вместо содержащейся в действующей редакции типового договора формулировки «грузоотправитель».

Подтверждением заключения договора перевозки груза является составление и выдача отправителю груза документа, предусмотренного законодательством Российской Федерации в сфере транспорта. Однако, нормативные правовое акты, которые относили бы систему магистральных трубопроводов Российской Федерации к транспорту, на сегодняшний день не приняты, следовательно, не могут быть утверждены и формы документов подзаконного характера, отвечающие требованиям ч. 2 ст. 785 ГК РФ.

Типовая форма договора об оказании услуг по транспортировке нефти на 2017 год[24] апеллирует тремя понятиями в отношении груза: «нефть», «партия нефти грузоотправителя», «нефть грузоотправителя».

Согласно понятийному аппарату рассматриваемого договора «партия нефти» – это не сама нефть, а ее количественный показатель, оформленный одним маршрутным поручением. Объект договора «нефть грузоотправителя» наделен признаками привязки к субъекту договора – грузоотправителю, следовательно, в данном случае нефть уже определяется как индивидуально-определенная вещь. Фактически, требованиям и сущности объекта договора об оказании услуг по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов Российской Федерации отвечает определение понятия «нефть». С момента, как ПАО «Транснефть» принимает в систему магистральных трубопроводов Российской Федерации нефть, происходит необратимый процесс смешения нефтей различных отправителей, следовательно, индивидуализировать находящуюся в системе нефть конкретного отправителя становится невозможно.

Таким образом, результат, который преследует контрагент ПАО «Транснефть», сводится к получению в пункте назначения нефти в определенном сторонами договора количестве и отвечающей качеству, заявленному отправителем.

В таком случае предметом договора выступает не оказание комплекса услуг ПАО «Транснефть» по транспортировке, а сама нефть. Отправитель не заинтересован в управлении оператором системой магистральных трубопроводов Российской Федерации, также не является

[24] Официальный сайт публичного акционерного общества «Транснефть» // URL: http://www.transneft.ru (дата обращения: 20.02.2017).

существенным для отправителя и получение в пункте назначения именно той нефти, которая изначально была передана с целью перемещения. Единственная цель, которую преследует отправитель – это получить находящуюся у него в пункте «А» нефть в определенном количестве, заявленного качества в пункте «Б» посредством комплекса технических манипуляций ПАО «Транснефть».

Учитывая изложенное, правовая природа анализируемого договора об оказании услуг по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов Российской Федерации наделена признаками договора мены.

Данный вывод также подтверждается положениями действующего законодательства Российской Федерации о возникновении и прекращении права собственности.

С момента перемещения в систему магистральных трубопроводов Российской Федерации нефти отправителя, она больше не подлежит идентификации, следовательно, последний, в случае, если за ним даже сохраняется право собственности, лишается гарантии истребовать или распорядиться именно принадлежащей ему на праве собственности нефтью.

Отправитель, как отмечалось ранее, наделен лишь правом требования к ПАО «Транснефть» выдать нефть в определенном договором количестве и заявленного качества.

Правовой анализ ситуации, когда одновременно с перемещением в пункте отправления нефти в систему магистральных трубопроводов Российской Федерации от отправителя к ПАО «Транснефть» переходит и право собственности на передаваемую нефть, вместе с тем, на ПАО «Транснефть» возлагается обязанность по выдаче в пункте назначения нефти такого же количества и качества отправителю, подтверждает наличие в договоре об оказании услуг по транспортировке нефти в системе магистральных нефтепроводов Российской Федерации признаков договора мены.

Подводя итоги исследования, представляется возможным сделать вывод о том, что поименованные гражданским законодательством договоры не отвечают в полной мере правовой природе отношений по договору об оказании услуг по транспортировке нефти по системе магистральных нефтепроводов Российской Федерации. Анализируемый договор является смешанным, содержащим элементы договоров перевозки, мены, а также хранения вещей с обезличением.

Именно применение к договору об оказании услуг по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов Российской Федерации положений о договоре мены позволяет распространить на него положения ст. 890 ГК РФ.

Апеллирование положениями ГК РФ о хранении вещей с обезличением разрешает для ПАО «Транснефть» такую юридически-сложную ситуацию, когда отправитель нефти не исполняет своих обязанностей по приему нефти в пункте назначения, что влечет за собой затоваривание и приостановку функционирования системы магистральных трубопроводов Российской Федерации.

В таком случае, применив положения ст. 899 ГК РФ, ПАО «Транснефть» вправе, с соблюдением установленного законодательством Российской Федерации порядка, самостоятельно продать нефть отправителя, выступающего одновременно поклажедателем, передав впоследствии последнему вырученную от продажи сумму за вычетом причитающихся ПАО «Транснефть» расходов.

Так же учитывая, что основная деятельность ПАО «Транснефть», направлена на обеспечение приема-передачи отправителю нефти путем перемещения последней в пространстве, используя при этом тарифный порядок расчета вознаграждения, к правоотношениям по договору об оказании услуг по транспортировке нефти по системе магистральных нефтяных трубопроводов Российской Федерации подлежат применению нормы гражданского законодательства о договоре перевозки груза.

Распространение на договор об оказании услуг по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов Российской Федерации положений ст. 796 ГК РФ позволит ограничить в допускаемой законом мере ответственность ПАО «Транснефть» перед отправителем нефти за утрату, недостачу и порчу груза.

Вместе с тем, апеллирование отправителем нефти положениями ст. 794 ГК РФ в значительной степени сократит перечень оснований, предусмотренных типовой формой договора об оказании услуг по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов Российской Федерации и освобождающих ПАО «Транснефть» от ответственности за неисполнение своих обязательств по договору вследствие недостаточной пропускной способности магистрального трубопровода.

Очевидно, что правоотношения в области нефтяной промышленности России с каждым годом набирают все большие темпы прироста, что в свою очередь, требует незамедлительного правового реагирования. В декабре 2016 года Россия вышла на первое место в мире по добыче нефти[25]. Вклад в развитие государственно и стратегически важной отрасли, включая добычу, переработку и транспортировку нефти, является задачей каждого гражданина Российской Федерации, в первую очередь – участников соответствующих гражданских правоотношений.

[25] Официальный сайт Федерального государственного унитарного предприятия «Информационное телеграфное агентство России (ИТАР-ТАСС)» // URL: http://tass.ru (дата обращения: 22.02.2017).

Сформулированные в настоящей работе выводы и предложения по результатам проведенного правового анализа могут быть использованы сторонами при заключении договора об оказании услуг по транспортировке нефти по системе магистральных нефтепроводов Российской Федерации.

Соблюдение принципа свободы договора в совокупности с правовой позицией, основанной на букве закона – это залог профессиональной деятельности и гарантия успеха ПАО «Транснефть» и юридических лиц, вступающих с ним в договорные правоотношения.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Нормативные правовые акты

1.1. Гражданский кодекс Российской Федерации (часть первая) от 30 ноября 1994 г. № 51-ФЗ: в ред. от 7 февраля 2017 г. // Собрание законодательства РФ. 1994. № 32. Ст. 3301.

1.2. Гражданский кодекс Российской Федерации (часть вторая) от 26 января 1996 г. № 14-ФЗ: в ред. от 23 мая 2016 г. // Собрание законодательства РФ. 1996. № 5. Ст. 410.

1.3. Об особенностях приватизации и преобразования в акционерные общества государственных предприятий, производственных и научно–производственных объединений нефтяной, нефтеперерабатывающей промышленности и нефтепродуктообеспечения: Указ Президента Российской Федерации от 17 ноября 1992 г. № 1403: в ред. от 25 сентября 2000 г. // Собрание актов Президента и Правительства РФ. 1992. № 22. Ст. 1878.

1.4. О порядке опубликования и вступления в силу актов Президента Российской Федерации, Правительства Российской Федерации и нормативных правовых актов федеральных органов исполнительной власти: Указ Президента Российской Федерации от 23 мая 1996 г. № 763: в ред. от 14 октября 2014 г. // Собрание законодательства РФ. 1996. № 22. Ст. 2663.

1.5. О развитии публичного акционерного общества «Транснефть»: Указ Президент Российской Федерации 18 февраля 2017 г. № 71 // URL: http://publication.pravo.gov.ru.

1.6. Об обеспечении недискриминационного доступа к услугам субъектов естественных монополий по транспортировке нефти (нефтепродуктов) по магистральным трубопроводам в Российской Федерации и признании утратившими силу некоторых актов Правительства Российской Федерации: Постановление Правительства РФ от 29 марта 2011 г. № 218: в ред. от 16 августа 2014 г. // Собрание законодательства РФ. 2011. № 14. Ст. 1943.

1.7. Об учреждении акционерной компании по транспорту нефти «Транснефть»: Постановление Правительства Российской Федерации от 14 августа 1993г. № 810: в ред. от 27 мая 1998 г. // Собрание актов Президента и Правительства РФ. 1993. № 34. Ст. 3277.

1.8. О введении в действие Положения о приеме и движении нефти в системе магистральных нефтепроводов: приказ Министерства топлива и энергетики Российской Федерации от 5 октября 1995 г. № 208: в ред. от 20 февраля 1997 г. // URL: http://minenergo.gov.ru.

2. Электронные ресурсы

2.1. Официальный интернет-портал правовой информации // URL: http://publication.pravo.gov.ru.

2.2. Официальный сайт публичного акционерного общества «Транснефть» // URL: http://www.transneft.ru.

2.3. Официальный сайт Федерального государственного унитарного предприятия «Информационное телеграфное агентство России (ИТАР-ТАСС)» // URL: http://tass.ru.

ПРИМЕНЕНИЕ ЛАЗЕРНОЙ СВАРКИ ПРИ ИЗГОТОВЛЕНИИ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ (LASER WELDING IN MANUFACTURE OF OIL AND GAS EQUIPMENT)

Зорина С.А., Тукаев Р.Ф., Исламова А.В.
(научный руководитель: канд.техн.наук Файрушин А.М.)
Уфимский государственный нефтяной технический университет

Одной из острейших тем для нефтегазового машиностроения является повышение производительности работ. Частично низкая производительность связана с высокой долей ручного труда при выполнении сварочных операций и последующей операции исправления дефектов сварки. Процесс модернизации нефтехимического машиностроения на наш взгляд неразрывно связан с изменением существующих технологий, снижением трудоемкости технологических процессов. На сегодняшний день данный процесс невозможен без привлечения наукоемких технологий.

По существующему технологическому процессу изготовление сварного узла «труба – трубная решетка» трубного пучка кожухотрубчатых теплообменных аппаратов производится с применением дуговой сварки. Большой объем наплавленного металла на поверхности решетки приводит к её значительным деформациям, а при использовании мартенситных закаливающихся сталей жесткость кругового шва нередко вызывает холодные трещины. Решение данных вопросов привело аппаратостроителей к увеличению толщины решетки и применению операций термической обработки с целью снижения внутренних напряжений.

Используемая технология изготовления, несмотря на свою доступность, требует значительной доработки в технологии ведения сварочных работ, либо коренного изменения в выборе способа сварки [1].

Для решения проблемы влияния остаточных и сварочных напряжений на сборку, а также для снижения трудоемкости и повышения точности изготовления узла «труба – трубная решетка» предлагается рассмотреть возможность присоединения труб к трубной решетке способом лазерной или иными способами сварки [2 -4].

Учитывая доступность лазерных сварочных комплексов, можно с уверенностью сказать, что отечественным производителям в области нефтяного и нефтехимического машиностроения нельзя обходить вниманием возможности лазера с целью сохранения курса на повышение производительности изготовления изделий при сохранении ее качества.

Обладая таким свойством, как высокая концентрация энергии при малом пятне нагрева, лазер позволяет вести процесс сварки с меньшими тепловложениями и, как следствие, меньшими размерами сварочной ванны

и зон термического влияния, четко контролируя технологические параметры и глубину проплавления. Данная особенность позволяет найти решение проблемы влияния сварочных напряжений на прогиб трубной решетки и уменьшить ее толщину, что позволит добиться уменьшения затрат на изготовление трубного пучка. Также на снижение трудоемкости процесса приваривания труб к трубной решетке влияет высокое качество сварного шва при отсутствии необходимости подогрева за один проход. Однако, лазер, как прецизионный инструмент, предъявляет свои требования к подготовке присоединяемых деталей и культуре производства в целом. Локальный нагрев, малый размер пятна, практически моментальное образование плазмы и интенсивное теплоотведение требуют точного сопряжения свариваемых поверхностей.

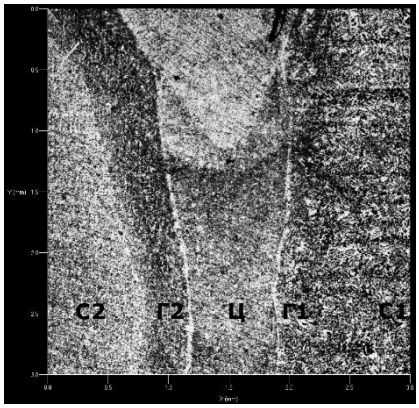
Для изучения свойств сварного шва в узле «труба – трубная решетка» и выработки пробной технологии получения сварного узла, выполненном способом лазерной сварки, была произведена сварка заготовки из стали 15Х5М, имитирующей данный узел. Сварка производилась без присадочного материала на торцевой поверхности заготовки, по окружности предварительно развальцованной трубки (глубина проплавления ~5 мм, диапазон скоростей 2…5 м/мин) промышленным волоконным лазерным технологическим комплексом Хебр-1А (Болгария) на базе ООО СП «Лазертех», г. Санкт-Петербург.

Для сравнительного анализа был подготовлен образец аналогичного сварного соединения из стали 15Х5М, полученного по существующей технологии с использованием электродуговой сварки с предварительным подогревом до температуры 300 – 350 °С и последующей термообработкой при температуре 750-760 °С в течение времени t~2ч.

Поскольку локальная зона нагрева имеет малый объем и окружена холодным металлом, обладающим высокой теплопроводностью, как следствие, происходит быстрый отвод тепла. В результате скорость охлаждения превышает критическую (подавляются процессы диффузионного распада переохлажденного аустенита). Вследствие этого, в зоне нагрева происходят фазовые и структурные изменения, которые включают в себя: растворение карбида, образование аустенита, превращение аустенита в мартенсит при охлаждении. Интенсивный отвод тепла из зоны теплового воздействия плазмы позволяет регулировать перераспределение углерода и карбидообразующих компонентов (хрома, молибдена) между твердым раствором и фазами выделения, чем достигается формирование мелкозернистой, равновесной структуры бейнитного характера с минимальной чувствительностью к образованию трещин (рисунок 1).

Необходимо отметить, что полученная структура не поддавалась травлению обычными методами. Для выявления микроструктуры шва, полученного лазерной сваркой понадобилось применение

электрохимического травления (катод – нержавеющая сталь, анод – образец) в 5% растворе азотной кислоты HNO_3 в этиловом спирте в течение времени t~3мин. при напряжении V = 10В и силе тока I = 0,1А.

а) 

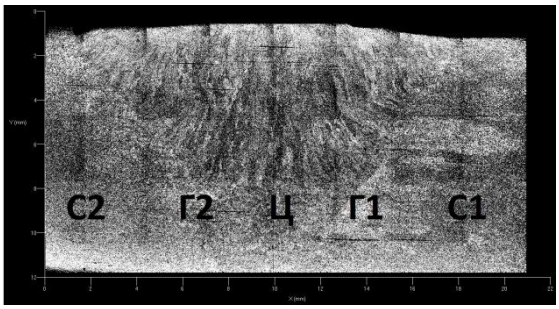
б) 

Рисунок 1. Макрофотография сварного шва (поперечный разрез)
а – лазерная сварка, б – дуговая сварка с предварительным подогревом (300 – 350 °С) и последующей термообработкой (750 °С, 2 часа)
С2 – зона металла трубной решетки, Г2 – зона термического влияния между сварным швом и металлом решетки, Ц – зона сварного шва, Г1 – зона термического влияния между сварным швом и металлом трубки, С1 – зона металла трубки

При более детальном рассмотрении структуры наблюдается следующее: мелкозернистая структура шва, полученного лазерной сваркой обладает более высокой дисперсностью, характерной для бейнита, не имеет выраженного направленного характера пластинчатой мартенситной структуры шва, полученного электрической дугой. Зерно не вытянутое и, в среднем, обладает значительно меньшими размерами.

В связи с этим, методом растровой электронной микроскопии были проведены сравнительные исследования образцов сварных швов, полученных электродуговой и лазерной сваркой.

На рисунке 2 показаны СЭМ-изображение сварного соединения образца выполненного дуговой сваркой. Отчетливо видна граница между сварным швом и основным металлом, а также большая разница в микроструктуре. Размер зерен в сварном шве на порядок меньше, чем в основном металле.

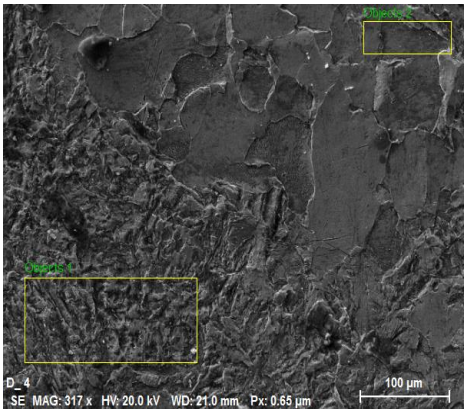


Рисунок 2. СЭМ-изображение сварного шва, выполненного дуговой сваркой: слева - сварной шов; справа - основной металл

Вблизи границы металл-шов в сварном шве наблюдается большое количество сторонних элементов, что говорит о возможной загрязненности поверхности образца элементами сварочного флюса. В связи с чем, дополнительно был проведен точечный анализ. Точечный анализ является более локальным, вследствие чего в центре сварного шва выявили меньшее количество элементов включений. В центре сварного шва и вблизи границы металл-шов обнаружили повышенное содержание углерода. Это может быть связано с общей локальной неоднородностью распределения углерода при электродуговой сварке.

На рисунке 3 показано СЭМ-изображение микроструктуры центрального участка сварного шва образца выполненного дуговой сваркой.

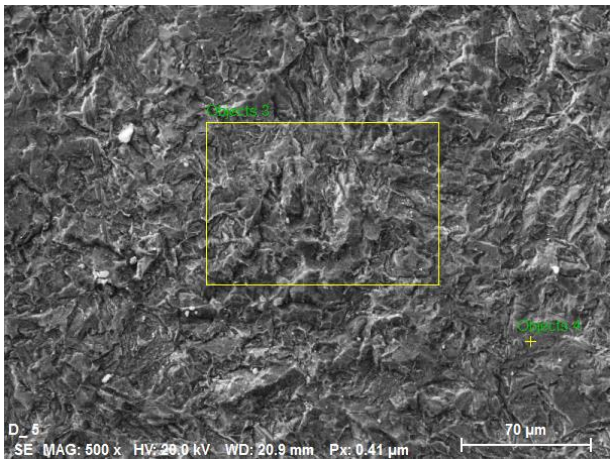


Рисунок 3. СЭМ-изображения микроструктуры центрального участка сварного шва образца, выполненного дуговой сваркой

Сравнительный элементный анализ дифрактограмм участков сварного соединения выполненного дуговой сваркой показал (таблица 1),

что концентрация основных элементов (Fe, C, Cr, Mo, Si) в металле и сварном шве заметно отличаются.

Таблица 1. Элементный анализ сварного соединения выполненного дуговой сваркой

Элементы	Состав, %			
	Основной металл	Зоны шва		
		граница	центр	центр-точка
Fe	82,74±2,21	79,42±2,13	78,81±2,11	75,68±2,03
C	8,07±1,06	14,78±1,81	5,41±0,75	16,54±1,97
Cr	4,14±0,14	4,32±0.14	4,27±0,14	3,72±0,13
Mo	0,45±0,04	-	2,39±0,31	-
Si	0,28±0,04	0,26±0,04	0,24±0,04	0,31±0,04

На рисунке 4 показано СЭМ-изображение микроструктуры участков сварного соединения выполненного лазерной сваркой. Граница между основным металлом и сварным швом не явная. Разница в структурах малозаметна. Размер зерен в сварном шве и в основном металле практически одинаков.

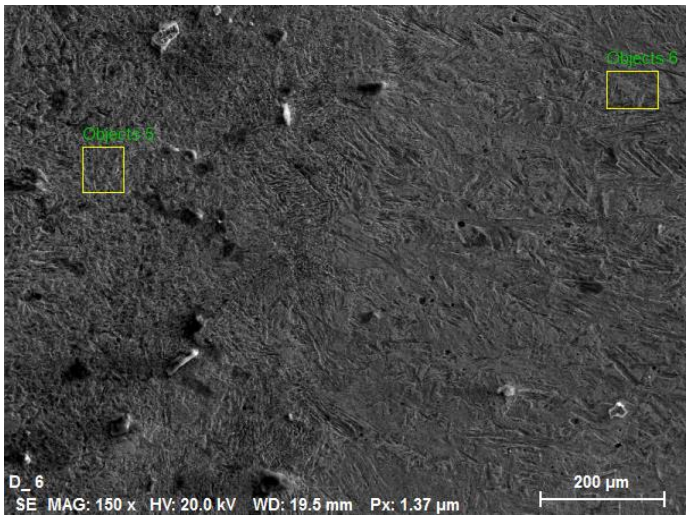


Рисунок 4. СЭМ-изображения микроструктуры сварного соединения выполненного лазерной сваркой: слева - основной металл; справа - сварной шов

Сравнительный элементный анализ дифрактограмм участков сварного соединения выполненного лазерной сваркой показал (таблица 2), что концентрация основных элементов (Fe, C) в металле и сварном шве

заметно отличаются, однако концентрация легирующих элементов (Cr, Mo, Si) практически не меняется.

Таблица 2. Элементный анализ сварного соединения выполненного лазерной сваркой

Элементы	Состав, %	
	Шов	Основной металл
Fe	76,10±2,04	80,12±2,15
C	11,99±1,48	7,55±0.99
Cr	3,81±0,13	3,80±0,13
Mo	0,54±0,05	0,49±0,04
Si	0,23±0,04	0,28±0,04

Важным моментом эксплуатации сварных швов в агрессивной среде является их коррозионная стойкость. С этой целью были проведены сравнительные исследования коррозионного рельефа поверхности – косвенного показателя коррозионной стойкости. Структура металла и остаточные напряжения в нем в разной степени будут влиять на особенности рельефа [5-6]. Одним из эффективных методов исследования 3D-параметров рельефа поверхности является лазерная сканирующая микроскопия. Количественный анализ морфологии коррозионного рельефа поверхности может быть эффективным методом диагностики коррозионной стойкости сварных швов.

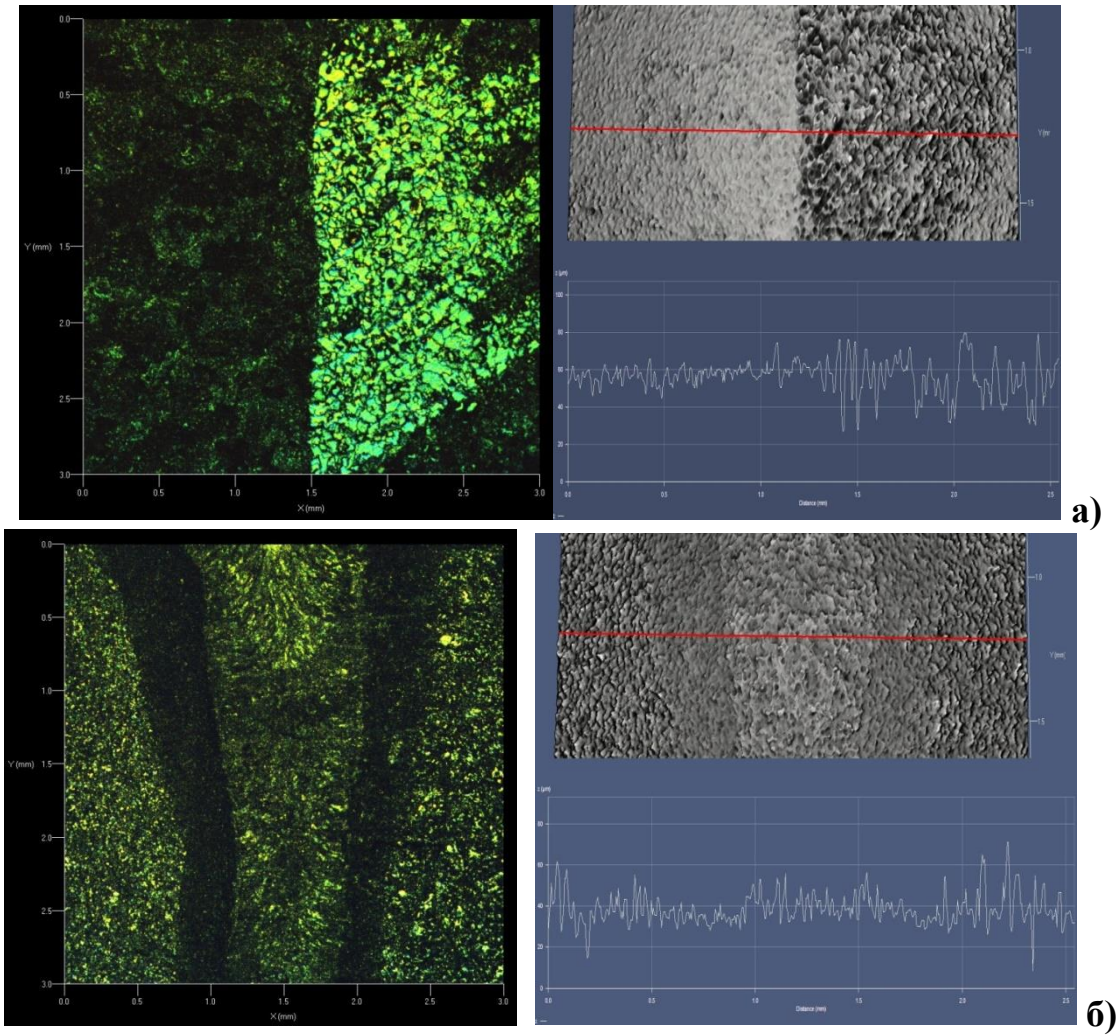
В связи с этим, методом лазерной сканирующей микроскопии были проведены сравнительные исследования динамики развития коррозионного рельефа поверхности образцов сварных швов, полученных электродуговой и лазерной сваркой.

Для исследования полированные поверхности сварных швов подвергали коррозии в агрессивной среде в течение времени t = 0, 1, 3, 7 и 15 мин. В качестве агрессивной среды использовали 5 % раствор HNO_3 в этиловом спирте.

Сравнительные исследования микроструктур и анализ рельефа поверхности у двух типов сварных швов проводили в разных областях зоны металла шва и зоны термического влияния (ЗТВ). Для определения количественных параметров рельефа проводили 3D-съемку сварного шва с использованием лазерного сканирующего микроскопа «LSM-5-Exciter» (Carl Zeiss, Germany). Бесконтактный конфокальный метод сканирования, позволил визуализировать и измерить топографию разнообразного профиля. С помощью программы 3D-анализа «ZEN» определяли размерные параметры рельефа поверхности: R_a – дисперсия (среднее

арифметическое отклонение от средней линии рельефа), R_z – экстремум (усредненный пик долины) и R_c – средняя высота.

На рисунках 5 - 6 представлены качественные и количественные результаты сравнительных исследований морфологии коррозионного рельефа поверхности швов, полученных электродуговой сваркой и лазерной сваркой.



а)

б)

Рисунок 5. 2D и 3D микроструктуры коррозионного рельефа поверхности сварного шва: а) электродуговая сварка,
б) лазерная сварка

Наблюдается существенное различие в рельефе зоны шва и ЗТВ для образца, полученного электрической дугой, образующее характерное резкое разграничение между зонами (рисунок 5,а). Такая структурная неоднородность будет способствовать возникновению концентраций напряжений на границе между данными зонами при нагружении узла конструкции. Измеренные параметры рельефа поверхности зон (металла шва и ЗТВ) для электродуговой сварки указывает на явное различие коррозионной стойкости шва в разных зонах (рисунок 6).

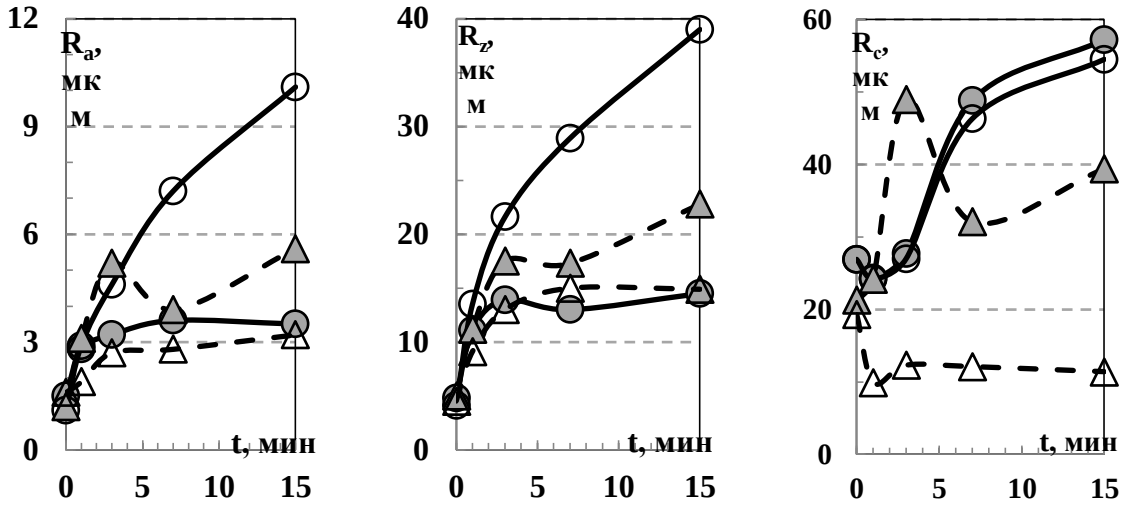


Рисунок 6. Динамика развития размерных параметров коррозионного рельефа поверхности шва: электродуговая сварка (○ – металл шва и ● - ЗТВ); лазерная сварка (△– металл шва и ▲ - ЗТВ).

Для параметров R_a и R_z наблюдается двухстадийная зависимость. С увеличением времени травления различие по R_a и R_z существенно возрастает только на второй стадии. В случае лазерной сварки для параметров R_a и R_z также наблюдается двухстадийная зависимость. Однако эти же параметры коррозионного рельефа поверхности в разных зонах отличаются незначительно (рисунок 5,б и 6)., т.е., коррозионная стойкость шва выполненного лазерной сваркой в целом более однородна. Причем, с увеличением времени травления оба параметра меняются незначительно, уровень их значений стабилизируется. Как показывают результаты исследований, все размерные параметры коррозионного рельефа поверхности для лазерной сварки оказались ниже, чем для электродуговой сварки

Выводы

Полученные результаты макро и микроструктуры, элементного состава сварного шва и зоны термического влияния показывают преимущества лазерной сварки при производстве оборудования из сталей типа 15Х5М.

Результаты исследований коррозионного рельефа поверхности показали, что динамика развития коррозионного рельефа поверхности шва для электродуговой и лазерной сварки заметно отличается. Размерные параметры рельефа в зоне металла шва для лазерной сварки оказались значительно ниже, чем для электродуговой сварки. Сравнительный анализ показал однородность развития коррозии в зоне металла шва и зоны

термического влияния для лазерной сварки, что может значительно снизить вероятность зарождения и развития микротрещин на границах зон.

Список используемых источников

1 Совершенствование технологии выполнения сварного узла «труба – трубная решетка» кожухотрубчатых теплообменных аппаратов, изготовленных из мартенситных сталей / Ибрагимов И.Г., Ямилев М.З., Файрушин А.М., Салмин А.Н. // Нефтегазовое дело. 2009. Т. 7, №1. С. 194–197.

2 Сравнительный анализ сварных швов в узле «труба – трубная решетка» кожухотрубчатого теплообменного аппарата из жаропрочной стали 15Х5М полученных различными способами сварки / Тукаев Р.Ф., Ибрагимов И.Г., Файрушин А.М., Сисанбаев А.В. // Нефтегазовое дело. 2013. № 5. С. 363-375.

3 Совершенствование технологии изготовления узла «труба - трубная решетка» кожухотрубчатого теплообменного аппарата из жаропрочной стали 15Х5М применением лазерной сварки / Тукаев Р.Ф., Файрушин А.М., Сисанбаев А.В., Кучуков Т.М // Современное машиностроение. Наука и образование. Материалы 3-й Международной научно-практической конференции. Изд-во СПбГПУ, 2013. С. 1179-1185.

4 Муликов Д.Ш., Каретников Д.В., Ризванов Р.Г. Модернизация конструкции узла крепления труб к трубным решеткам кожухотрубчатых теплообменных аппаратов из стали 15Х5М // Нефтегазовое дело: электрон науч.-техн. журн./УГНТУ. 2015. №5. С.398-410. URL: http://ogbus.ru/issues/5_2015/ogbus_5_2015_p398-410_MulikovDSh_ru.pdf

5 Тукаев Р.Ф., Демченко М.В., Сисанбаев А.В. Коррозионный рельеф поверхности сварных швов, полученных электродуговой и лазерной сваркой // Химическая физика и мезоскопия. 2015. Т. 17, № 3. С. 403-407.

6 Взаимосвязь деформационного рельефа поверхности и степени поврежденности стали при малоцикловом нагружении / Демченко А.А., Демченко М.В., Сисанбаев А.В., Наумкин Е.А., Кузеев И.Р. // Химическая физика и мезоскопия. 2012. Т. 14, № 3, С. 426-429.

ПРИМЕНЕНИЕ МИКРОКРЕМНЕЗЁМА И УГЛЕРОДНЫХ НАНОТРУБОК В ЦЕМЕНТНО-ПЕСЧАНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРАХ ПРИ ЦЕМЕНТАЦИИ ЗАТРУБНОГО ПРОСТРАНСТВА НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН
(USE OF MICROSILICON DIOXIDE AND CARBON NANOTUBES IN CEMENT AND SAND GROUTING SOLUTIONS AT THE WATERPROOFING OF ANNULAR SPACE OF OIL AND GAS WELLS)

Иванова Т.Н., Сычугов С.В.,
(научный руководитель: к.т.н. Турчин В.В., к.т.н. профессор Юдина Л.В.)
ИжГТУ имени М.Т. Калашникова

Исследовано влияние добавок углеродных нанотрубок и микрокремнезёма на прочностные характеристики тампонажных цементно-песчаных растворов в условиях нормальных и пониженных температур. Установлено, что добавка суспензии углеродных нанотрубок марки «Fulvec 100» совместно с микрокремнезёмом марки МК-85 позволяет увеличить прочность образцов при хранении их в воздушно-влажной и в водной средах в возрасте 30-ти суток при температурах 20 °С и 5° С.

Механизм действия комплексной добавки заключается в способности микрокремнезёма связывать свободную известь, выделяющуюся в результате гидратации твёрдых растворов цементного клинкера, а углеродных нанотрубок – в создании армирующего эффекта.

Микрокремнезём исключает возможность образования первичного эттрингита и способствует образованию фаз CSH (I), что подтверждено ИК-спектральным анализом. Углеродные нанотрубки заполняют поровое пространство и выступают в качестве центров кристаллизации, на поверхности которых адсорбируются фазы CSH (I). За счёт действия добавок повышается плотность цементного камня.

Оптимальное содержание добавок микрокремнезёма и углеродных нанотрубок в составе тампонажного раствора соответственно составляет (в частях от массы вяжущего): 0,05 и 0,0025. Установлено, что введение микрокремнезёма улучшает технологические характеристики тампонажного раствора – исключает расслоение смеси при обеспечении требуемой подвижности.

Ключевые слова: углеродные нанотрубки, тампонажные растворы, микрокремнезём, нефтегазове скважины, цементация, гидроизоляция.

Введение

В настоящее время при строительстве нефтегазовых скважин одной из нерешенных задач является задача обеспечения качественного цементирования обсадных колонн [1, 2].

В лаборатории Ижевского Государственного технического университета были выполнены исследования по разработке тампонажного

материала с добавками углеродных нанотрубок и микрокремнезёма для повышения качества цементирования обсадных колонн в нефтяных, газовых и газоконденсатных скважинах в условиях нормальных и пониженных температур.

Проведение исследований заключалось в получении тампонажного раствора с добавками микрокремнезема и суспензии углеродных нанотрубок, который характеризуется пониженной плотностью, исключает расслоение смеси при обеспечении требуемой подвижности, а формирующийся в условиях циклически меняющейся температуры цементный камень обладает несущей способностью, обеспечивает плотный контакт как с обсадной колонной, так и с горной породой, слагающей стенки скважины и защищает обсадную колонну от действия коррозионной среды [3-8].

Материалы и методы исследования

Для приготовления тампонажных растворов использовались: портландцемент марки ЦЕМ I 32,5Н Исктимского цементного завода; фракционированный кварцевый песок соответствующий требованиям ГОСТ 8736-93 с модулем крупности $M_к$ = 0,25; дистиллированная вода с pH = 7,0±0,01; высокодисперсная добавка – микрокремнезём марки МК-85, удовлетворяющий требованиям ГОСТ 24211-2008; дисперсионный раствор углеродных нанотрубок “Fulvec 100”. Химический и минералогический составы исходных компонентов приведены в таблице 1.

Таблица 1. **Химический и минералогический составы исходных компонентов**

Материал	Содержание компонентов, %												
	CaO	SiO_2	Al_2O_3	Fe_2O_3	MgO	SO_3	Na_2O/K_2O	FeO	Прочие примеси	C_3S	C_2S	C_3A	C_4AF
Цемент I 32,5Н	64-66	20,5-21,5	4,5-5,3	4,5-5,0	2,5-3,5	0,5-1,0	≤1,0	≤0,1	-	64,0-66,0	10,0-11,0	5,0-7,0	12,5-13,5
Песок фракционированный	98,7	-	-	-	-	-	-	-	1,3	-	-	-	-
Микрокремнезём М-85	0,4-0,6	86-90	0,6-0,8	0,4-0,7	0,8-1,0	-	0,6-0,8/1,2-1,4	-	1,1-1,3	-	-	-	-

Технологические и физико-технические свойства были определены согласно ГОСТ 26798.1-96 Цементы тампонажные. Методы испытаний. Основными критериями эффективности использования добавок в составе тампонажного раствора выступали свойства: подвижность, однородность, прочность на сжатие, коррозионная стойкость, оцениваемая коэффициентом снижения прочности цементного камня после выдерживания его в агрессивных условиях. Затвердевшие образцы помещались в камеру воздушно-влажного хранения и выдерживались в течение 14 суток. Испытания опытных образцов на коррозионную стойкость (сульфатостойкость) выполняли согласно методики, подробно изложенной в [9, 10].

Свойства цементного камня тампонажного раствора, модифицированного различным содержанием добавок микрокремнезёма и дисперсии углеродных нанотрубок были изучены методом инфракрасной спектроскопии (ИК). Инфракрасный анализ образцов выполняли на ИК-Фурье спектрометре IRAffinity-1 с рабочим интервалом частот от 4000 до 400 $см^{-1}$. Спектры расшифровывались согласно [11].

Лазерный гранулометрический анализ компонентов тампонажного раствора был выполнен на лазерном анализаторе HORIBA LA-950.

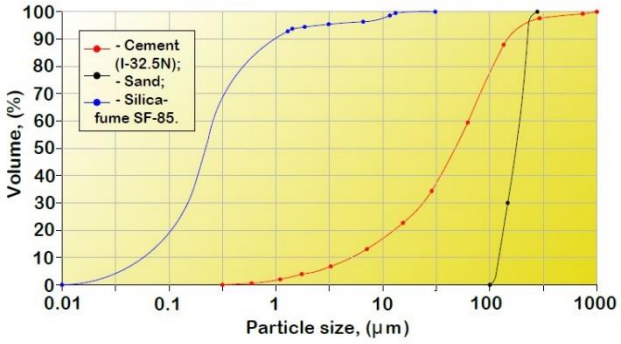
Для определения сульфатостойкости образцов тампонажного раствора был использован метод титрования – анализ, основанный на измерении количества реагента, который полностью реагирует с анализируемым веществом – с $Ca(OH)_2$. В качестве титранта использовалась 5 % серная кислота (H_2SO_4). Титрование выполняли каждые 2 дня, после чего фиксировали расход кислоты, который уходил на нейтрализацию щелочи.

Микроскопический анализ выполняли на электронном USB-микроскопе Dino-Lite Digital Microscope Pro с максимальным увеличением в 200 раз.

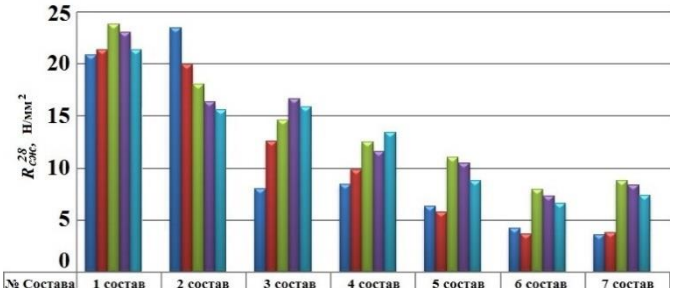
Обсуждение результатов

Для оценки удельной поверхности частиц вяжущего, активной минеральной добавки – микрокремнезёма и заполнителя – фракционированного кварцевого песка был провёдён гранулометрический лазерный анализ, результаты которого представлены на рис. 1*а*.

Установлено, что микрокремнезём представлен частицами от нанометрового размера до нескольких десятков микрон. Более 90 % добавки составляют частицы менее 2 микрон, максимальная крупность частиц не превышает 47 микрон. Кварцевый фракционированный песок представлен двумя фракциями: более 100 мкм – 30 % и более 250 мкм – 70 % (рис. 1*а*).



а



№ Состава	1 состав	2 состав	3 состав	4 состав	5 состав	6 состав	7 состав
ВВС	20.8	23.5	8.0	8.5	6.4	4.2	3.6
ВВС 30	21.3	20.0	12.6	9.9	5.8	3.7	3.8
Вода-30	23.8	18.1	14.6	12.5	11.0	7.9	8.8
АС30	23.0	16.4	16.7	11.6	10.5	7.3	8.4
АС30х	21.4	15.6	15.9	13.5	8.8	6.6	7.4

б

Рис. 1. Физические свойства: *а* – лазерный гранулометрический анализ компонентов тампонажного раствора; *б* - зависимость прочности образцов при испытании в различных условиях (ВВС – воздушно-влажная среда; ВВС-30 – то же, но по истечению 30 суток; Вода-30 – то же, но в воде; АС-30 – агрессивная среда в течение 30 суток; АС-30х – то же, но при температуре не ниже 5 °С. За агрессивные условия принят 1N водный раствор Na_2SO_4)

Химический анализ заполнителя – фракционированного кварцевого песка и высокодисперсного наполнителя – микрокремнезёма, которые предоставляют производитель ООО «Меркурий» и ООО «Алан-трейд» показал, что в их составе не содержится активный аморфный кремнезём и его соединения (табл. 1), которые способны вызвать щелочную коррозию тампонажного раствора: кристобалит, опал, кремень и его разновидности, кремнистые известняк и сланец. По данным [7, 12] указанные соединения существенно влияют на долговечность цементного камня при взаимодействии ультракислых пород с щелочами цемента.

Необходимость применения микрокремнезёма МК-85 обусловлена его высокой пуццолановой активностью – связывать свободную известь в цементе. Кроме того, добавка улучшает технологические характеристики смеси: удобоукладываемость, обрабатываемость, исключая, расслоение и водоотделение при повторном перемешивании [13]. Оптимальное содержание микрокремнезёма составило 0,05 частей от массы вяжущего. Дисперсия углеродных нанотрубок «Fulvec 100» использовалась в качестве добавки для повышения сульфатостойкости цементных составов. Оптимальное содержание углеродных нанотрубок в растворе составляло 0,0025 частей от массы вяжущего.

Были изготовлены следующие составы тампонажных растворов, содержащих добавки микрокремнезёма МК-85 и углеродных нанотрубок «Fulvec 100» (таблица 2).

Таблица 2. **Составы тампонажных растворов и их свойства**

Компоненты, в частях	Составы						
	1	*2*	*3*	*4*	*5*	*6*	*7*
Цемент I 32,5 Н	1	1	1	1	1	1	1
Песок $2К_2О_2$ ($М_к$ = 0,25)	1	2	1	2	1	2	3
Микрокремнезём МК-85	-	-	5	5	5	5	5
УНТ «Fulvec 100»	-	-	0,25	0,25	-	-	0,25
В/Ц	0,63	0,74	0,70	0,80	0,70	0,80	0,90
Подвижность, мм	200	195	185	190	200	190	190
Плотность смеси, г/см³	1,93	2,07	1,73	1,88	1,83	1,92	1,76

Необходимое количество воды затворения для составов вводилось до получения требуемой подвижности, которая определялась с помощью осадки конуса АзНИИ с расплывом смеси не менее 180 - 220 мм [10].



а *б* *в* *г*

Рис. 2. Образцы после исследования тестом на сульфатостойкость в течение 30 дней (общие виды): *а* – 3-й состав; *б* – 1-й состав; *в* – 2-й состав; *г* – 4-й состав

Анализ прочностных свойств образцов выполнялось по истечению ими возраста 28 суток, также 30 суток после погружения образцов в водную, воздушно-влажную и агрессивные среды (рис. 1*б*).

По результатам испытаний образцов на прочность с выдерживанием опытных образцов в агрессивной среде в течении 30 дней можно сделать вывод, что наилучшие показания, по сравнению с контрольными образцами (составы 1 и 2) наблюдались у образцов 3-го состава, содержащего добавки микрокремнезёма МК – 85 и УНТ «Fulvec 100».

Состав 3 показал снижение предела прочности на сжатие по сравнению с составами 1 и 2, не содержавшими модифицирующих добавок, соответственно, в 2,6 и 2,9 раза в воздушно-влажной среде на 28 сутки. Подобная ситуация наблюдается и при хранении образцов в течении

30 суток в воздушно-влажной и водной среде. Снижение пределов прочности на сжатие соответственно составило в первом случае на 41 % и 37 %, а во втором – на 38 % и 19 %.

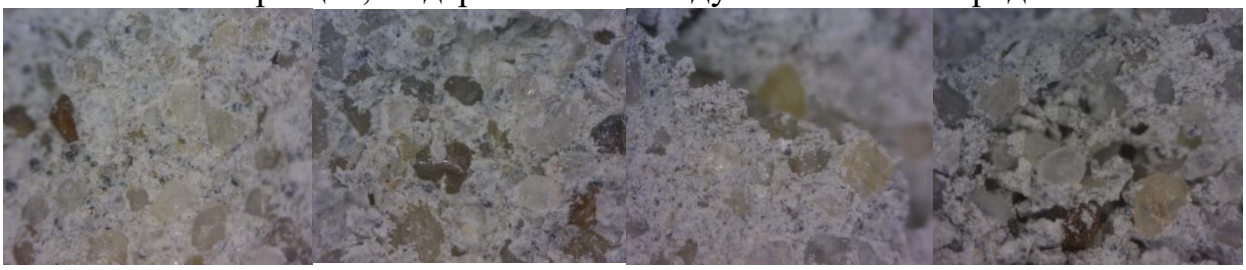
У всех составов наблюдается бóльший рост прочности образцов при хранении их в воздушно-влажной и в водной средах.

Сравнительный анализ рис. 2*б* показывает, что использование добавок УНТ «Fulvec 100» и микрокремнезёма МК-85 положительно сказывается на наборе прочности у 3 состава в воздушно-влажной и водной среде по сравнению с составами 1, 2 и 4. Скорость набора прочности 3-го состава выше по сравнению с 1-м составом на 33 %, во 2-ом составе по сравнению с 3-м происходит спад прочности на 23 %.

Снижение прочности у 2-го состава связано с пористостью образца. В результате увеличения доли песка в составе в два раза водоцементное отношение с 0,63 увеличилось до 0,74, что позволило сохранить технологические свойства раствора и достичь требуемой подвижности.

Выдерживание образцов исследуемых составов в агрессивной среде при нормальных (20 °С) и пониженных (≥5 °С) температурах, привело к снижению прочностных показателей. Образцы 2-го состава снизили прочность в агрессивной среде при нормальных и пониженных температурах по сравнению с воздушно-влажной средой соответственно на 43 % и 50 % в связи с пористостью. Отмечено некоторое повышение прочности 1-го состава в агрессивной среде по сравнению с воздушно-влажной на 10 %, однако, это связано с формированием эттрингита, который в начале кристаллизации упрочняет цементный камень. Дальнейшее выдерживание в агрессивной среде приводит к деструктивным процессам – образованию трещин на поверхности (рис. 2*б*) и внутри образца (рис. 3*а*).

Опытные образцы 3-го состава показали, что при выдерживании их в агрессивной среде при нормальных температурах (20 °С) достигается максимальная прочность 16,7 МПа. Наблюдается некоторое её снижение на 5 % при выдерживании образцов (рис. 2) при пониженных температурах (≥5 °С), однако в том и другом случае она выше в 2 раза по сравнению с показаниями образцов, выдержанных в воздушно-влажной среде.



а *б* *в* *г*

Рис. 3. Микроскопические снимки образцов тампонажных растворов, испытанных в 1N-м водном растворе Na_2SO_4 в возрасте 30 суток: *а* – 1-й состав; *б* – 2-й состав; *в* – 3-й состав; *г* – 6-й состав

Фотографии общего вида образцов 3-го состава (рис. 2*а*) и микроструктуры при увеличении в 200 крат (рис. 3*в*) не выявили протекания деструктивных процессов в цементном камне при выдерживании образцов в агрессивной среде при нормальных (20 °С) и пониженных температурах (≥5 °С).

Составы с 4-го по 7-й имели низкую прочность и разрушались после выдерживания в агрессивных средах (рис. 2*г* и 3*г*).

Комплексное действие УНТ «Fulvec 100» и МК-85, позволяет улучшить физико-механические свойства тампонажных растворов. Рецептура состава 3 может быть рекомендована для применения в условиях пониженных температур (≥5 °С).

Выводы

Таким образом, удалось получить состав тампонажного раствора с добавками микрокремнезема и суспензии углеродных нанотрубок (образец №3), который характеризуется пониженной плотностью, исключает расслоение смеси при обеспечении требуемой подвижности, а формирующийся в условиях циклически меняющейся температуры цементный камень обладает несущей способностью, обеспечивает плотный контакт как с обсадной колонной, так и с горной породой, слагающей стенки скважины и защищает обсадную колонну от действия коррозионной среды.

Введение добавок УНТ «Fulvec 100» и МК-85 привело к повышению сульфатостойкости тампонажных растворов. Рецептура состава 3 может быть рекомендована для применения в условиях пониженных температур (≥5 °С).

Список литературы

1. Бакшутов В.С. Минерализованные тампонажные растворы для цементирования скважин в сложных условиях. – М.: Недра, 1986. – 272 с.

2. Пастухов А.М., Шилов А.М. К вопросу о возможности использования тампонажного материала на основе магнезиального вяжущего для цементирования обсадных колон, перекрывающих зоны многолетнемерзлых пород // Научные исследования и инновации. – 2011. – Т. 5, № 1. – С. 54–56.

3. Батяновский, Э.И., Голубев, Н.М., Бабицкий В.В. и др. Технология и методы зимнего монолитного и приобъектного бетонирования. Учебное пособие. – М.: Изд-во АСВ, 2009. – 232 с.

4. Головнев, С.Г., Красный, Ю.М., Красный, Д.Ю. Производство работ в зимних условиях. Обеспечение качества и эффективность: учеб.

пос. / С.Г. Головнев, Ю.М. Красный, Д.Ю. Красный. – М.: Инфра-Инженерия, 2012. – 336 с.

5. Ахведов, И.Н. Основы физики бетона. – М.: Стройиздат, 1981. – 464 с. ил.

6. Миронов, С.А. Теория и методы зимнего бетонирования. – М.: Стройиздат, 1975. – 700 с.

7. Mehta, P.K. Sulfate attack on concrete – A critical review // Materials Science of Concrete III, American Ceramic Society, Westerwille, OH, 1993. – pp. 105-130.

8. Stark, J., Wicht, B. Dauerhaftigkeit von Beton: Der Baustoff als Werkstoff / F.A. Finger-Institut für Baustoffkunde der Bauhaus-Universität, Weimar. – Basel; Boston; Berlin: Birkhäuser, 2001. – 340 p.

9. Соколович, В.Е. О сульфатостойкости тампонажных растворов // Основания, фундаменты и механика грунтов. – 1986. - № 5. С 21-24.

10. Турчин, В.В., Юдина, Л.В., Ибатуллина, А.Р. и др. Повышение сульфатостойкости цементосодержащих композиций вследствие кристаллизации нанофаз // Интеллектуальные системы в производстве. – 2012. № 2.(20) С 173-180.

11. Горшков, В.С., Савельев, В.Г., Абакумов, А.В. Вяжущие, керамика и стеклокристаллические материалы: Структура и свойства: справочное пособие. – М.: Стройиздат, 1994 – 584 с.

12. Рояк, Г.С., Грановская, И.В., Тарасова, А.Ю. и др. Бетон для транспортного строительства // ALITinform: Цемент. Бетон. Сухие смеси. 2010. № 4-5 (16). С. 46-53.

13. Батраков, В. Г. Модифицированные бетоны. – М.: АСВ, 1998. – 701 с.

14. Sanchez, F., Sobolev, K. Nanotechnology in concrete? A review // Construction & building materials. 2010. № 24. P. 2060-2071.

УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССОМ ПОЛИМЕРИЗАЦИИ ЭТИЛЕНА ПО ИНДЕКСУ РАСПЛАВА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГНОЗНЫХ МОДЕЛЕЙ (ADVANCED PROCESS CONTROL THE POLYMERIZATION OF ETHYLENE WITH USING FORECAST MODELS OF A MELT INDEX)

Калашник Д.В.
(куратор: старший мастер Тайгунов Р.Н.)
ПАО «Уфаоргсинтез»

Процесс полимеризации этилена является ключевым процессом в производстве полиэтилена, от которого в основном зависит качество готовой продукции. Технология данного процесса имеет существенные отличия от большинства технологических процессов нефтепереработки и нефтехимии.

Перспективы повышения качества управления технологическими процессами производства полиэтилена связаны с разработкой системы, в основе которой лежит идея оперативного автоматизированного управления по показателю качества (ПК) – индексу расплава (ИР). Индекс расплава – это лабораторная оценка вязкости полиэтилена. Единица измерения ИР – г/10 мин. Учитывая высокую опасность технологического процесса (давление до 1500 атм., большое выделение тепла в процессе реакции, опасность теплового взрыва), неотъемлемой задачей является обеспечение безопасности, которую необходимо решать в комплексе с проблемой управления. Одной из главных проблем управления процессами с рециклом является большая задержка в получении информации по показателю качества из-за «большой памяти» процесса и длительности его определения в лабораторных условиях.

Цель работы состоит в повышении качества (сортности) полиэтилена и уровня промышленной безопасности реакторного блока установки производства полиэтилена высокого давления.

Для достижения поставленной цели необходимо было решить следующие задачи:

1. Разработать математические модели для прогнозирования параметров реакции полимеризации и для определения текущих и прогнозных значений показателя качества продукции – индекса расплава.
2. Разработать подход и структуру системы управления трубчатым реактором полимеризации этилена по индексу расплава с использованием моделей процесса.
3. Разработать подсистему мониторинга, прогнозирования и предотвращения аварийных ситуаций с использованием математических моделей.

Трудности получения модели для определения ИР в реальном времени связаны с проблемой формирования исходных данных, а именно: не все факторы доступны для измерения; теоретические модели процесса обладают низкой точностью, усугубляемой наличием рецикла**;** отбор готовой продукции на анализ производится один раз в час, в то время как длительность одного реакционного цикла в среднем составляет одну минуту.

Разработана динамическая модель реактора полимеризации для оценки ИР в виде разностного уравнения, которая может быть при определенных условиях трансформирована в прогнозную модель [1].

Разностная модель для определения текущего (i-го) значения ИР имеет следующий вид:

$$ИР_i = \sum_{k=i-1}^{i-n} a_k \cdot \text{ИР}_\text{k} + \sum_{k=i}^{i-n} b_k \cdot \text{P}_\text{k} + \sum_{k=i}^{i-n} c_k \cdot d\text{P}_\text{k} + \sum_{k=i}^{i-n} d_k \cdot \text{T}_\text{k} + \sum_{k=i}^{i-n} e_k \cdot \text{T}_{\text{25-18k}} + \sum_{k=i}^{i-n} f_k \cdot \text{T}_{\text{29-14k}} + g, \qquad (1)$$

где $ИР_i$ – индекс расплава; a_k, b_k, c_k, d_k, e_k, f_k, g – коэффициенты модели; P_k – давление в реакторе; dP_k – глубина сброса давления; T_k – период сброса давления;

$T_{25\text{-}18k}$ – разность температур между 25 и 18 коленами реактора; $T_{29\text{-}14k}$ – разность температур между 29 и 14 коленами реактора; n – число данных архива; i – индекс текущего момента времени.

Важным обстоятельством, определяющим практическую полезность модели, является возможность ее использования для оперативного управления, то есть модель должна давать возможность оценки текущего значения ИР (а не только в дискретные моменты снятия анализов).

Для решения проблемы адаптации модели, полученной для часовых циклов, к оперативному текущему времени (до 1 минуты) предлагается следующая методика:

1. Разрабатывается модель исходная (МИ) процесса вида (1) с циклом один час на основе временных рядов изменения технологических параметров и ИР, полученных прямыми измерениями, в том числе обосновывается выбор необходимого числа ретроспективных шагов n;

2. Разрабатывается модель фильтрованная (МФ) процесса вида (1) с циклом один час на основе временных рядов изменения технологических параметров и временного ряда ИР, подготовленного с использованием сглаживающей фильтрации значений параметров реакции, в том числе обосновывается выбор необходимого числа ретроспективных шагов n;

3. На основе сопоставления расчетных значений ИР по двум типам моделей, при условии адекватности моделей МИ и МФ, оценивается возможность использования модели МФ для произвольных интервалов времени (от одного часа до одной минуты).

Одними из главных вопросов является вопрос о выборе объема данных архива и числа n ретроспективных моментов дискретизации для расчета коэффициентов модели (1). Теоретически число ретроспективных

шагов должно соответствовать числу проходов этилена через реактор, однако определить n таким способом невозможно, поскольку число проходов газа через реактор изменяется, процент прореагировавшего сырья также непостоянен. Для определения n предложено использовать статистические методы анализа.

В ходе разработки модели процесса с циклом один час, расчеты производились для трех моделей (МИ1, МИ2, МИ3) со значением n равным 5-ти, 7-ми и 10-ти шагам дискретности по неподготовленным данным и для трех моделей (МФ4, МФ5, МФ6) со значением n равным 1, 2 и 5 по предварительно отфильтрованным данным. Фильтрация проводилась для параметров работы реактора путем усреднения значений с помощью функции скользящего среднего по 5 точкам.

Коэффициенты модели рассчитывались с помощью метода наименьших квадратов. Оценка значимости уравнения регрессии для полученных моделей МИ1, МИ2, МИ3, МФ4, МФ5, МФ6 производилась на основе F-критерия Фишера. В результате модели МИ1, МИ2, МФ4, МФ5, МФ6 признаны адекватными при уровне значимости 0,01, а МИ3 при уровне значимости 0,05. Причиной этого может быть слишком большое число параметров, входящих в модель вида (1).

Для проверки прогнозной силы моделей МИ1, МИ2, МФ4, МФ5, МФ6 был произведен расчет ИР на тестовой выборке без использования фильтра, содержащей 20 экспериментальных точек. В результате расчета было установлено, что значения, рассчитанные по моделям МИ1, МИ2, МФ4, близки как между собой, так и со значениями ИР, полученными в лаборатории. Значения, полученные по моделям МФ5 и МФ6, сильно отличаются от лабораторных данных, в связи с чем можно сделать вывод о невозможности применения моделей МФ5 и МФ6 без фильтрации, в то время как модель МФ4 может быть использована для расчета значения ИР как с применением фильтрации данных, так и без ее применения.

Таким образом, модель МФ4 может применяться не только для оценки ИР с периодом в один час, но и для меньших произвольных интервалов времени, в том числе на интервалах времени менее длительности одного цикла реакции.

Полученная модель МФ4 позволяет с точностью, достаточной для целей оперативного управления, оценить текущее значение ИР. Однако из-за влияния больших запаздываний, вызванных в том числе и рециклами, для достижения максимального эффекта от использования оперативного управления необходимо иметь информацию не только о текущих показателях качества, но и об их прогнозируемых значениях.

Прогноз индекса расплава может быть получен путем итеративного применения соотношения вида (1) для моментов времени с индексами i+1, i+2, и т.д. Основную трудность при таком подходе составляет отсутствие значений параметров процесса для будущих моментов времени. Таким

образом, возникает задача разработки прогнозных моделей для каждого из параметров работы реактора (давление в реакторе, глубина сброса давления, период сброса давления, разность температур между 25 и 18 коленами реактора, разность температур между 29 и 14 коленами реактора).

Разностная модель для определения текущего (i+1-го) значения на примере давления в реакторе имеет следующий вид:

$$P_{\text{прог}} = C_0 + \sum_{i=1}^{n} C_i \cdot P_i \quad , \qquad (2)$$

где $P_{\text{прог}}$ – прогноз давления в реакторе; n– число данных архива; C_0, C_i – коэффициенты модели; P_i– давления в реакторе на i-м предыдущем шаге.

Коэффициенты и значимость прогнозных моделей технологических параметров определялись по той же методике, что и для моделей определения ИР, в результате установлено, что все исследуемые модели адекватны, а их коэффициенты значимы при уровне значимости 0,01 вне зависимости от n.

Для определения оптимального значения n был произведен расчет пяти прогнозных моделей для каждого из параметров реакции с числом ретроспективных шагов от 1 до 5. Для каждой из моделей определяли среднеквадратичную ошибку аппроксимации. По результатам расчета было установлено, что оптимальным значением n является 2.

Для оценки точности прогноза по полученным моделям был произведен расчет прогнозных значений. На рисунке 1 приведены графики изменения среднеквадратичной ошибки аппроксимации.

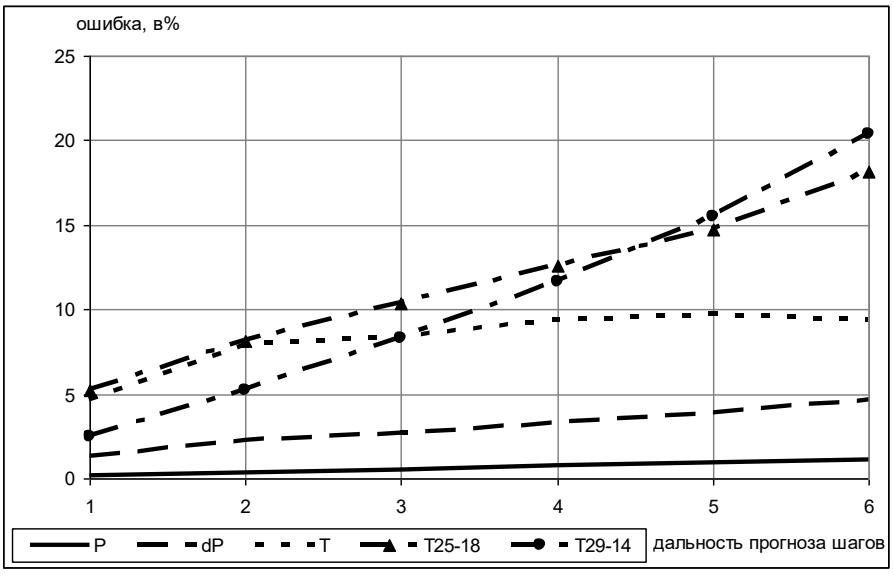


Рисунок 1 – Изменение среднеквадратичной ошибки аппроксимации прогнозных значений в зависимости от дальности (горизонта) прогноза

По полученным результатам видно, что при критическом значении средней ошибки аппроксимации (10 %) горизонт прогноза равен трем шагам, что примерно соответствует трем минутам. Следует отметить, что для задач оперативного управления требуемый горизонт прогноза не превышает нескольких минут. Кроме того, полученные прогнозные модели используются для автоматизированной системы предотвращения аварийных ситуаций.

Разработанная СУ ПК представляет собой систему управления (рисунок 2), состоящую из следующих блоков: объекта управления, устройства управления 1 (УУ1), виртуального анализатора (реализация моделей вида (1) для текущего $ИР_{тек}$ и прогнозного $ИР_{прог}$ значений ИР) и устройства управления 2 (УУ2) [2].

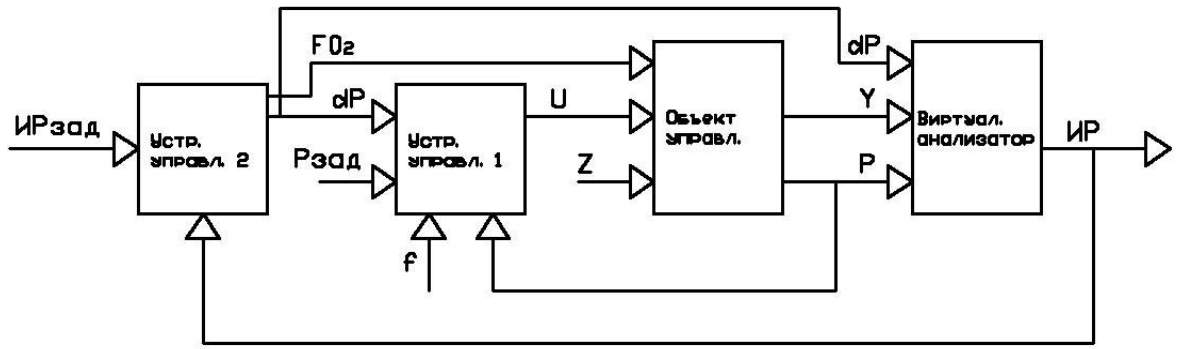


Рисунок 2 – Структурная схема автоматизированной системы управления процессом полимеризации

Состояние объекта управления определяется следующими параметрами: расходом инициатора реакции – кислорода FO_2, выходом U устройства управления 1, а также набором параметров Z, включающим в себя значения уставок максимального периода сброса давления в реакторе t_{max} и максимальной заданной температуры в реакторе $T_{max}^{зад}$, вводимых оператором. Состояние объекта управления характеризуется давлением в реакторе P, а также вектором параметров Y, включающим в себя температуры по длине реактора T_{14}, T_{18}, T_{25}, T_{29} и период сброса давления в реакторе t.

Объект управления и УУ1 образуют единый технологический блок, разработанный авторами технологии, который рассматривается в качестве неизменяемой части системы.

Состояние УУ1 определяется следующими параметрами: значением заданного давления в реакторе $Рзад$, частотой f срабатывания программы сброса давления при достижении максимальной температуры $T_{max}^{зад}$, текущим значением давления в реакторе P и заданной глубиной сброса давления dP. Таким образом, УУ1 формирует значение управляющего

сигнала на исполнительное устройство поддержания давления в реакторе U как некую композицию (оператор) F перечисленных параметров.

Для достижения цели работы предложена схема реализации УУ2 с использованием регулятора, построенного на нечеткой логике. Устройство управления 2 формирует управления: расход инициатора реакции – кислорода FO_2 и заданную глубину сброса давления dP. В качестве входной информации используются следующие параметры: заданное значение индекса расплава $ИР_{зад}$, текущая и прогнозная оценки ИР. На параметры dP и расход FO_2, накладываются технологические ограничения.

Выбор структуры УУ2 в классе ситуационных управляющих устройств с нечеткой логикой обусловлен существенной взаимосвязью технологических параметров и необходимостью использования эвристических знаний по управлению процессом. В частности, имеется возможность улучшить процесс управления за счет использования информации о прогнозных значениях ИР.

Для формализации плохо структурированных знаний операторов использовались следующие методические приемы: определялись векторы контролируемых, регулируемых параметров и внутренних переменных устройства управления; формировалась система продукционных правил; проводилось обобщение правил; выявлялись и ликвидировались конфликты; проводилась минимизация логических выражений. В результате был сформирован минимизированный набор логических выражений готовый к реализации на контроллерах. Структура и интенсивность управлений соответствуют сформированным правилам. Параметры блоков дефаззификации подбирались с использование эвристических знаний операторов.

Для обеспечения вопросов безопасности структурная схема автоматизированной системы управления процессом полимеризации (рисунок 3) может быть дополнена следующими блоками: модулем прогнозирования параметров технологического процесса и УУ3 (рисунок 3) [3].

Вектор входных параметров модуля прогнозирования совпадает с входными параметрами виртуального анализатора. Вектор выходных параметров S представляет собой набор прогнозных значений параметров процесса, рассчитанных по моделям вида (2). Для УУ3 вектор S является входным, а выходом УУ3 являются управляющие воздействия: A – команда блокировки в систему противоаварийной защиты (ПАЗ); $dP1$,$FO21$, $U1$ – направленные на предотвращение критических ситуаций. Круги на схеме обозначают логические переключатели, работающие по следующему принципу: при нахождении технологических параметров в безопасных пределах управление производится УУ1 и УУ2; при приближении технологических параметров к критическим значениям,

управление осуществляется УУЗ для минимизации последствий возможной аварийной ситуации.

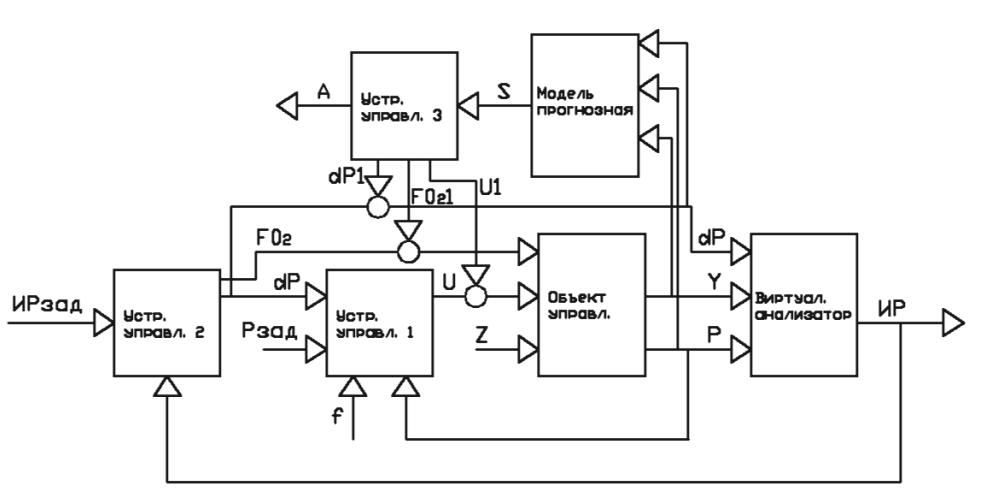


Рисунок 3 – Структурная схема автоматизированной системы управления процессом полимеризации, дополненная системой безопасности

Устройство УУЗ выполняет следующие функции: оценку близости вектора прогнозных значений каждого из параметров реакции полимеризации к критическому значению; классификацию и прогноз ситуации (нормальное состояние, необходимость коррекции управления, необходимость вмешательства системы ПАЗ); формирование управляющих воздействий, при условии необходимости коррекции управления.

Для оценки разработанных решений в среде программного пакета Simulink были проведены эксперименты, связанные со стабилизацией ИР, при наиболее частом и мощном возмущении – изменении периода и интенсивности сброса давления в реакторе. Моделируемые возмущения имели следующие параметры: максимальная амплитуда не превышала $\pm$ 20 % от среднего значения периода сброса давления в реакторе, возмущения носили квазислучайный характер (рисунок 4).

Таким образом, применение регулятора на основе нечеткой логики позволяет в несколько раз сократить время регулирования при примерно одинаковых средней и установившейся ошибках.

В среде программного пакета Simulink были проведены эксперименты моделирования предаварийных режимов для проверки разработанной системы мониторинга, прогнозирования и предотвращения аварийных ситуаций. По результатам моделирования (рисунок 5) можно сделать вывод о том, что предложенная система обеспечивает оценку возможных аварийных состояний системы, при возникновении опасности аварийной ситуации эффективно вмешивается в процесс управления технологическим объектом, не допуская достижения критических

параметров. Совместная работа систем управления по показателю качества и повышения безопасности технологического объекта позволяет стабилизировать значение индекса расплава даже при предаварийных ситуациях, допуская отклонения ИР лишь на короткий временной период – несколько минут.

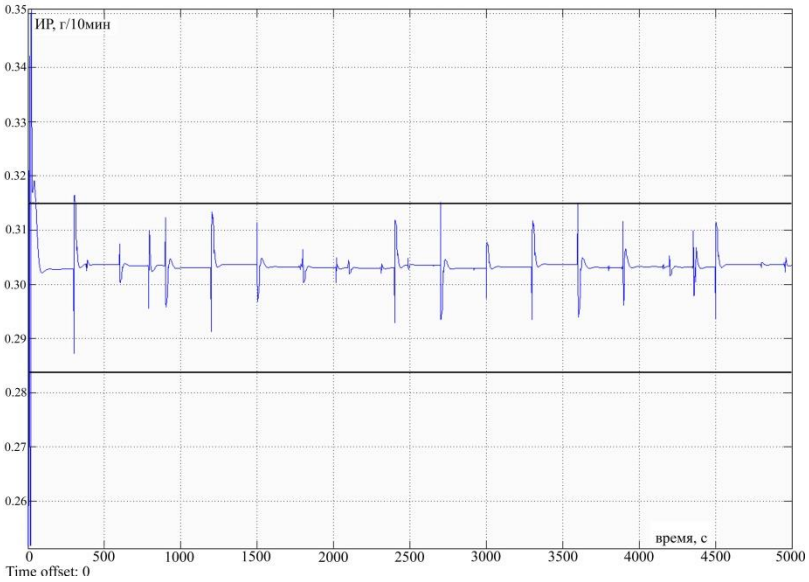


Рисунок 4 – Стабилизация параметров процесса полимеризации с регулятором на основе нечеткой логики (амплитуда не более ±20 %); горизонтальными линиями обозначены границы допустимых значений ИР в пределах одной партии для среднего значения ИР=0,3 г/10 мин

Таким образом, использование УУЗ на основе нечеткой логики позволило: не допустить достижения критических значений для параметров реакции полимеризации этилена и стабилизировать их в рабочем диапазоне; стабилизировать показатели качества за счет переключения на автоматическую систему управления по показателям качества.

Анализ переходных процессов показал, что применение СУ ПК с регулятором на основе нечеткой логики позволяет увеличить выпуск продукции высшего сорта за счет сокращения выпуска продукции первого и второго сорта, а так же за счет прогнозирования и предотвращения работы в предаварийных режимах. С учетом разности цен на продукцию по сортам ожидаемое увеличение прибыли составит около 4 % (таблицы 1,2).

Разработано программное обеспечение для определения ИР в реальном времени, а также для прогнозирования параметров реакции полимеризации, на основе существующей SCADA системы iFIX и схема взаимодействия существующей SCADA системы iFIX и MATLAB/Simulink с использованием программного пакета MATLAB-to-iFIX, что обеспечивает работу системы управления по показателю качества – ИР и системы предотвращения аварийных ситуаций.

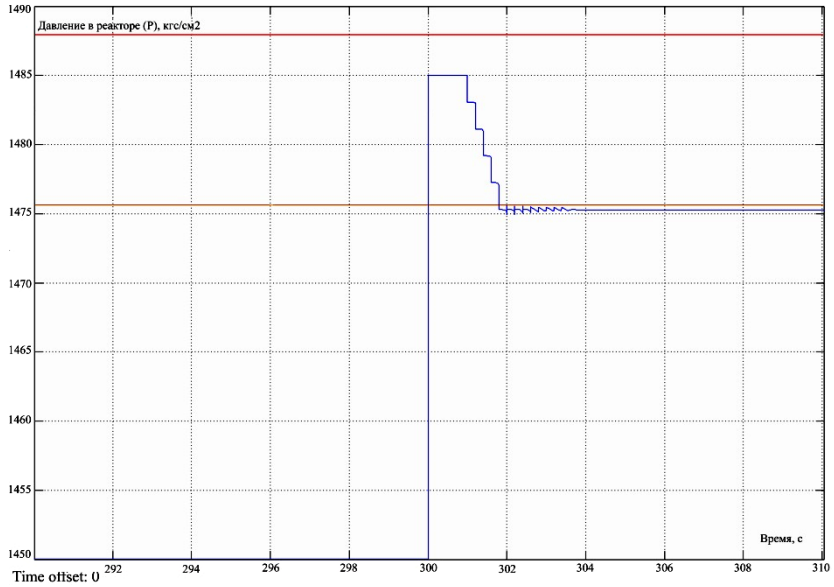


Рисунок 5 – Стабилизация параметров процесса полимеризации в предаварийной ситуации по давлению в реакторе (горизонтальные линии: верхняя – критическое значение; нижняя – предупредительное значение)

Таблица 1 – Расчет цены продукции каждого сорта.

Сорт выпускаемой продукции	Границы сорта при среднем ИР = 0,30 г/10 мин	Время нахождения ИР в границах сорта, %		Цена за тонну, тыс. руб.
		Существующая система	СУ с регулятором на нечеткой логике	
Высший	0,282–0,318	60	90	85,593
Первый	0,264–0,336	30	10	83,475
Второй	0,255–0,345	10	0	83,051

Таблица 2 – Сравнение прибыли (продолжение)

Сорт выпускаемой продукции	Сравнение прибыли на 100 тонн продукции, тыс. туб.		Разница в цене, в %
	Существующая система	СУ с регулятором на нечеткой логике	
Высший	1094,9268	1642,3902	
Первый	483,9234	161,3078	
Второй	157,0678	0	
Итого	1735,918	1803,698	4

ОСНОВНЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ И ВЫВОДЫ

1. Предложена методика моделирования процессов с рециклами для целей оценки и прогнозирования показателя качества на примере производства полиэтилена. Разработанные модели в виде разностных уравнений, в отличие от предлагаемых ранее, позволяют оценивать ИР внутри каждого цикла расчета, причем длительность цикла может задаваться в достаточно широких пределах.

2. Предложен подход к формированию управлений реактором на основе использования информации о текущем и прогнозном значениях индекса расплава, вычисляемых по моделям, с формализацией знаний оператора в виде нечеткой продукционной системы. Разработана структура системы и алгоритмы работы ее элементов.

3. Разработана подсистема мониторинга состояния и защиты технологического процесса с использованием моделей прогнозирования изменения технологических параметров. Подсистема мониторинга и защиты позволяет прогнозировать параметры реакции полимеризации этилена на три цикла реакции, что в среднем равно трем минутам. Этого времени достаточно для коррекции технологического режима с целью предотвращения аварийных ситуаций.

4. Разработано программное обеспечение для оценки текущего и прогнозного значений ИР на основе существующей SCADA системы iFIX.

5. Определено, что система способна повысить качество (сортность) выпускаемой продукции, что с учетом разности ее цен по сортам, согласно предварительным оценкам, обеспечит увеличение доходности производства примерно на 4 %.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Веревкин А.П. Моделирование оперативного определения индекса расплава для управленния процессом производства полиэтилена / А.П. Веревкин, Д.В. Калашник, М.Х. Хуснияров М.Х. // Башкирский химический журнал. 2013. Т. 20. № 1. С. 69-74.

2. Веревкин А.П. Оперативное управление процессом производства полиэтилена по показателю качества (индексу расплава) / А.П. Веревкин, Д.В. Калашник, М.Х. Хуснияров М.Х. // Территория Нефтегаз. 2013. № 5. С. 14-18.

3. Веревкин А.П. Повышение уровня промышленной безопасности на основе прогнозирующих моделей (на примере процесса полимеризации этилена в трубчатом реакторе) / / А.П. Веревкин, Д.В. Калашник // Автоматизация в промышленности. 2014. № 7. С. 34-38.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПОДГОТОВКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ДЛЯ МАЛОТОННАЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА СПГ (DEVELOPMENT OF PREPARATION TECHNOLOGY OF NATURAL GAS FOR SMALL-SCALE PRODUCTION OF LNG)

Кондратенко А.Д.
(научный руководитель: профессор Ф.Г. Жагфаров)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Мировая индустрия сжиженного природного газа (СПГ) включает крупнотоннажное производство, основная цель которого – поставка СПГ на мировые рынки, и малотоннажное производство, нацеленное на межрегиональную торговлю и удовлетворение спроса на внутреннем рынке [1].

Малотоннажное производство сжиженного природного газа занимает все более значительное место в структуре производства СПГ. Связано это с расширением областей применения как природного газа, так и СПГ. Проекты малотоннажного производства СПГ в условиях падения цен на нефть и природный газ становятся все более привлекательными. Для этого существует несколько причин:

1. Капитальные вложения в малотоннажное производство СПГ значительно меньше, чем в крупнотоннажный завод. Строительство большого числа малотоннажных установок в Китае продемонстрировало более низкие значения удельных капитальных затрат: 500 (долл/т мощности в год) производимого СПГ по сравнению с 1500 (долл/т мощности в год) СПГ, типичных для крупнотоннажного завода.

2. Срок строительства малотоннажного завода составляет от одного до трех лет, в то время как средний срок строительства для крупнотоннажных заводов составляет пять лет.

3. Срок окупаемости малотоннажных проектов меньше, чем у крупнотоннажных [2].

К настоящему моменту в России построено и введено в эксплуатацию несколько малотоннажных установок по производству сжиженного природного газа. Первые производства такого вида появились в Ленинградской и Московской областях в 90-х годах XX века. В начале 2000-х была пущена установка сжижения в Свердловской области. К настоящему времени введены в эксплуатацию установки в Калининградской и Псковской областях, а также в Пермском крае.

Определяющими параметрами при проектировании установок по получению СПГ является не только производительность, но и состав газа, поскольку требования к его очистке очень жесткие и связаны с тем, что при криогенных температурах примеси выпадают в твердом виде и забивают арматуру. Еще большее значение играет и качество получаемого

СПГ и, как следствие, свойства газа, полученного после регазификации СПГ.

В настоящее время ввиду высокой маржинальности продаж сжиженного природного газа, используемого в качестве моторного топлива, перспективно развитие малотоннажных процессов производства СПГ. Однако, особенности и часто малая экономическая эффективность переноса классических процессов крупнотоннажного производства СПГ, сдерживают широкое использование малотоннажных производств СПГ с гарантированными параметрами качества продукции. Для развития таких процессов требуются нетрадиционные и оригинальные подходы, в том числе на стадии подготовки газа к ожижению.

На сегодняшний день природный газ является наиболее экономичным, экологичным и безопасным топливом. Природный газ — это фактически готовое моторное топливо, поэтому он гораздо дешевле бензина и дизельного топлива. При этом двигатель такого транспортного средства соответствует высочайшим стандартам — Евро-5 и Евро-6 [3].

Роль СПГ в качестве моторного топлива постоянно возрастает, однако для применения СПГ в двигателях внутреннего сгорания необходимо получать продукт высокого качества.

Показатели качества СПГ должны соответствовать требованиям ГОСТ Р 56021-2014 «Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия», указанным в таблице 1.

Следует отметить, что качество СПГ определяется не только нормативными документами на поставку газа, определённые требования накладывает сам процесс сжижения. Например, для предотвращения эксплуатационных проблем в криогенных установках (обмерзание теплообменников из-за высокого содержания воды и углекислого газа, образования амальгам на алюминиевых частях оборудования, коррозия оборудования), концентрация этих веществ ограничивается. А ввиду отсутствия на установках малотоннажного производства СПГ колонн низкотемпературной ректификации на сжижение должен подаваться газ подготовленный и по компонентному составу.

Для производства СПГ высокого качества на малотоннажных установках к газу на ожижение (при высокой степени ожижения) следует предъявлять следующие требования:

- содержание CO_2 не более 0,005 % мол;
- точка росы воды не более минус 70 °С
- содержание общей серы не более 0,010 г/м^3;
- содержание кислорода ввиду отсутствия в магистральном газе не превышает нормируемых показателей и дополнительная очистка не требуется;

- для обеспечения показателя «мольная доля метана, не менее 99,0%» и «область значений числа Воббе (высшего)» следует обеспечивать коррекцию состава природного газа.

Таблица 1 – Показатели качества СПГ [4]

Наименование показателя	**Значение для марки**		
	А	**Б**	**В**
1 Компонентный состав, молярная доля, %	Определение обязательно		
2 Область значений числа Воббе (высшего) при стандартных условиях, МДж/м^3	от 47,2 до 49,2	не нормируется	от 41,2 до 54,5
3 Теплота сгорания низшая при стандартных условиях, МДж/м^3	не нормируется	от 31,8 до 36,8	не менее 31,8
4 Молярная доля метана, %, не менее	99,0	80,0	75,0
5 Молярная доля азота, %, не более	не нормируется	5,0	5,0
6 Молярная доля диоксида углерода, %, не более	0,005	0,015	0,030
7 Молярная доля кислорода, %, не более	0,020		
8 Массовая концентрация сероводорода, г/м^3, не более	0,020		
9 Массовая концентрация меркаптановой серы, г/м^3, не более	0,036		
10 Расчетное октановое число (по моторному методу), не менее	не нормируется	105	не нормируется

При производстве СПГ высокого качества на малотоннажных установках основное внимание должно уделяться мероприятиям по подготовке газа к ожижению, т.е. по доведению магистрального газа до параметров, позволяющих конденсацией получить СПГ высокого качества без дорогостоящей низкотемпературной ректификации.

В данной работе был разработан комбинированный способ предварительной подготовки природного газа перед сжижением с применением полупроницаемых мембран и короткоцикловой адсорбции.

Разделение газовых смесей с помощью мембран используется в промышленности с 70-х гг. XX века. Тем не менее, на сегодняшний момент мембранные установки нашли широкое распространение в

различных процессах: выделение азота высокой чистоты из атмосферного воздуха, обогащение воздуха кислородом, осушка и удаление кислых компонентов из природного газа, выделение водорода и гелия из газовых смесей, различных по составу и давлению. Объекты применения мембран постоянно увеличиваются благодаря прогрессу в синтезе полимеров с заранее заданными свойствами. К основным преимуществам мембранных процессов газоразделения относят следующие:

– простота процесса (движущей силой является разность парциальных давлений);

– возможность регулировки технологического процесса;

– малое время пуска и выхода на режим;

– низкие энергетические и капитальные затраты;

– возможность использования в качестве грубой очистки и сочетания с другими процессами разделения (в частности, с адсорбцией);

– отсутствие расходуемых материалов;

– возможность работы в «рваных» режимах;

– легкость масштабирования;

– возможность полной автоматизации процесса.

Последние разработанные материалы для мембран характеризуются повышенными селективностью и стабильностью в углеводородных газах, что позволило существенно расширить применение мембранного метода для подготовки и очистки природного газа благодаря принципиально иному механизму действия мембран. Проницаемость метана через такие мембраны является наименьшей среди других углеводородов. Для этих мембран характерно увеличение проницаемостей в ряду:

N_2 O_2 H_2 CH_4 C_2H_6 C_3H_8 C_4H_{10} C_5H_{12} C_6H_{14} H_2S, CO_2 H_2O

Первоначально из потока сырьевого газа через мембрану в зону низкого давления проникают водяные пары, углекислый газ, сероводород и тяжелые углеводороды. Метан является одним из наименее проникающих компонентов, что позволяет получать подготовленный газ с давлением всего на 2-3 атм. ниже исходного.

Таким образом, на первой стадии подготовки происходит предварительная очистка и осушка природного газа, а также обеспечивается коррекция углеводородного состава с целью достижения показателя «мольная доля метана, не менее 99,0%» для получения СПГ высокого качества.

Далее газ поступает в блок короткоцикловой адсорбции (КЦА), где происходит глубокая очистка от диоксида углерода и серосодержащих соединений и осушка газа до температуры точки росы в минус 70 °С. Главным преимуществом метода КЦА заключается в том, что циклы

адсорбции и десорбции проводятся при одной и той же температуре, что значительно сокращает расход энергии на стадии регенерации адсорбента.

Короткоцикловая адсорбция – это новый прогрессивный и энергоэффективный метод глубокой адсорбционной очистки и осушки газов. Отличительная особенность и главное преимущество этого метода заключается в том, что циклы адсорбции и десорбции проводятся при одной и той же температуре, но парциальное давление адсорбирующихся компонентов при адсорбции больше, чем при десорбции.

Свое широкое применение, особенно за рубежом, КЦА получила из-за следующих преимуществ:

- высокая селективность по адсорбируемым компонентам в зависимости от выбора адсорбента;
- быстрый пуск и остановка по сравнению с криогенными блоками;
- большой диапазон работы от 5 до 100% производительности без изменения энергетических затрат;
- большая гибкость установок, т.е. возможность быстрого изменения режима работы, производительности и чистоты в зависимости от потребности;
- автоматическое регулирование режима;
- возможность дистанционного управления;
- низкие энергетические затраты по сравнению с криогенными блоками;
- простое аппаратурное оформление;
- низкие, затраты на обслуживание из-за простоты установок;
- низкая стоимость установок по сравнению с криогенными технологиями;

Таким образом, процессы адсорбции с безнагревной регенерацией перспективно для глубокой очистки и осушки природного газа, направляемого на ожижение. Несмотря на наличие газов регенерации, отсутствие печей, огневого нагрева и высоких температур для малотоннажных установок ожижения природного газа использование КЦА выглядит достаточно целесообразным. Однако, данный процесс не является гибким по составу исходного газа, но данный недостаток нивелируется использованием предварительного мембранного разделения. Также наличие мембранной предварительной очистки значительно уменьшает объёмы загружаемых цеолитов и размеры аппаратов КЦА.

Из-за высоких требований к блоку подготовки газа к сжижению и, следовательно, высокой стоимости подготовленного газа необходимо рассматривать только холодильные циклы с высокой долей ожижения. Использование циклов с малой долей ожижения нерационально и по причине полной конденсации в СПГ тяжёлых компонентов.

Таким образом, сочетание полупроницаемых мембран и КЦА позволяет провести предварительную подготовку природного газа с

коррекцией по углеводородному составу к сжижению, что позволяет получать СПГ высокого качества для использования в качестве газомоторного топлива.

Список использованных источников:

1. Голубева И.А., Мещерин И.В., Дубровина Е.П. Производство сжиженного природного газа: вчера, сегодня, завтра // Мир нефтепродуктов. 2016. № 6. С. 4–13.

2. Федорова Е.Б., Мельников В.Б. Роль и значение малотоннажного производства сжиженного природного газа для Российской Федерации // Газовая промышленность. 2015. № 8. С. 90–94.

3. ПАО «Газпром» производство газомоторного топлива Дата обновления 10.02.2017. URL: http://www.gazprom.ru/about/production/ngv-fuel/ (дата обращения 09.03.2017).

4. ГОСТ Р 56021-2014 «Газ горючий природный сжиженный. Топливо для двигателей внутреннего сгорания и энергетических установок. Технические условия» - М.: Стандартинформ, 2014, 13 с.

ИССЛЕДОВАНИЕ СИЛОВЫХ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ПРИВОДНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ БАЛАНСИРНЫХ СТАНКОВ-КАЧАЛОК (RESEARCH OF POWER AND ENERGY SETTINGS IN DRIVING ENGINE BALANCING PUMPING UNITS)

Корнилов К.А., Тяктев М.М.
(научный руководитель: доцент Шишлянников Д.И.)
ПНИПУ

Для нефтедобывающих предприятий актуальными остаются задачи обеспечения надежной и эффективной работы технологического оборудования нефтепромыслов, снижения затрат на его эксплуатацию, обслуживание и ремонт. Недостаточная точность оценки ресурса деталей и узлов насосных установок, сложность и трудоёмкость диагностирования обусловливает возникновение аварийных отказов, устранение которых сопровождается длительными простоями оборудования. Комплексное решение задач повышения эффективности использования нефтепромысловых машин возможно посредством разработки и внедрения автоматизированных систем контроля эксплуатационных параметров и оценки технического состояния. В комплект таких систем должны входить методики анализа регистрируемых данных, научно-обоснованные диагностические параметры, алгоритмы предотвращения аварийных ситуаций, оповещения о недопустимом развитии событий с выдачей необходимых, соответствующих конкретной ситуации действий, технических решений или рекомендаций [1].

В настоящее время на нефтепромыслах России и стран СНГ подавляющее большинство нефтяных скважин эксплуатируется с использованием штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ), оснащенных механическим приводом – балансирными станками-качалками (СК). Данные установки представляют собой консервативный комплекс оборудования, конструкция которого принципиально не меняется на протяжении последних 40 лет. К основным достоинствам ШСНУ с механическим приводом следует отнести длительные периоды эксплуатации, простоту устройства и обслуживания, а также возможность использования штанговых насосов на малодебитных скважинах при осложненных геологических условиях (высокая обводнённость, значительное содержание абразива, серы, парафина в пластовой жидкости и т.д.). Однако значительные динамические составляющие и изменчивость внешних нагрузок, подверженность узлов СК неблагоприятному воздействию атмосферы, ошибки монтажа и наладки, ненадлежащее техническое обслуживание и эксплуатация СК сверх нормативных периодов обусловливают высокую аварийность ШСНУ, что ведёт к

увеличению эксплуатационных затрат и снижению рентабельности процесса нефтедобычи [2].

Следует отметить, что одним из ключевых факторов, оказывающих существенное влияние на наработку ШСНУ, является уравновешенность СК, определяющая уровень динамических нагрузок на узлы станка и величину удельных энергозатрат на подъем пластовой жидкости. В настоящее время на нефтепромыслах России балансировка СК осуществляется, как правило, посредством использования токовых клещей, контролирующих величину действующего тока в обмотках статора асинхронного электродвигателя. Поскольку обычно приводные двигатели СК в рабочем режиме недогружены, то в обмотках двигателей преобладают реактивные составляющие мощности, не связанные с нагрузкой, что обусловливает низкую эффективность балансировки СК по действующим токам. По данным подрядных организаций, осуществляющих технический сервис ШСНУ, на промыслах России неправильно отбалансировано около 65 % имеющегося парка СК.

Сложные условия функционирования нефтепромыслового оборудования, многофакторность процессов взаимодействия элементов ШСНУ между собой и с внешней средой, а также ценовые ограничения (рентабельность, конкурентоспособность изделия в условиях рынка), обусловливают необходимость поиска технически простых и надежных решений при проектировании автоматических систем контроля параметров работы и оценки технического состояния насосных установок. Одним из наиболее перспективных способов приборного контроля и диагностирования ШСНУ является анализ величины и характера изменения внешних нагрузок, определяемых посредством замеров мощностей, потребляемых электродвигателями балансирных СК [3].

Сотрудниками ООО НПП «РОС» (г. Пермь) разработан и серийно производится программно-регистрирующий комплекс «АКД-СК», предназначенный для непрерывного мониторинга станков-качалок по электрическим параметрам. В состав оборудования комплекса «АКД-СК» (рис. 1 а) входят контроллер с блоком световой индикации, токоизмерительные клещи и отметчик магнитного типа. Комплекс монтируется непосредственно в станцию управления СК, имеет внешний выходной разъем *RS* 482 (рис. 1 б) для подключения в операторскую сеть нефтепромысла и дополнительную опцию беспроводной передачи данных от контроллера в сеть, ноутбук или планшет [4].

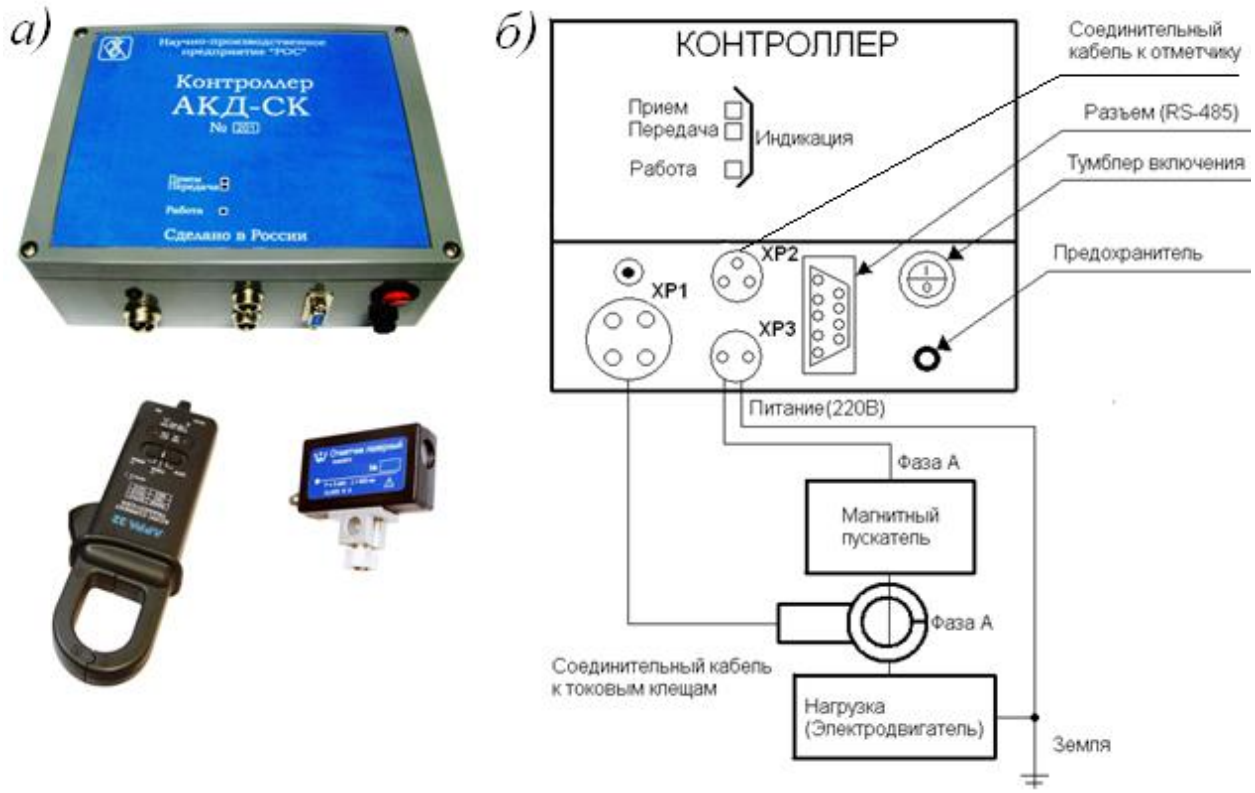


Рис. 1. Комплекс «АКД-СК»:
а) внешний вид; б) структурная схема

Для питания комплекса и регистрации мгновенных значений напряжения, потребляемого приводным двигателем СК, соединительный кабель питания контроллера заводится через разъем *XP*3 с одной из входных фаз (например, Фаза А) магнитного пускателя и шины заземления. Токоизмерительные клещи устанавливаются на один из фазовых проводов, идущий с выхода магнитного пускателя, и подключаются к контроллеру через разъем *XP*1. Фиксация нижнего (верхнего) положения головки балансира СК осуществляется посредством использования отметчика магнитного типа, который устанавливается на раму СК рядом с выходным валом редуктора и подключается к контроллеру соединительным кабелем через разъем *XP*2. При этом на выходной вал редуктора монтируется магнит в месте, соответствующем нижнему (верхнему) положению головки балансира СК.

Визуализация и обработка ваттметрограмм (рис. 2) осуществляется с использованием специализированного программного обеспечения, установленного на персональных компьютерах (и/или ноутбуках) сотрудников инженерно-технических служб нефтепромысла.

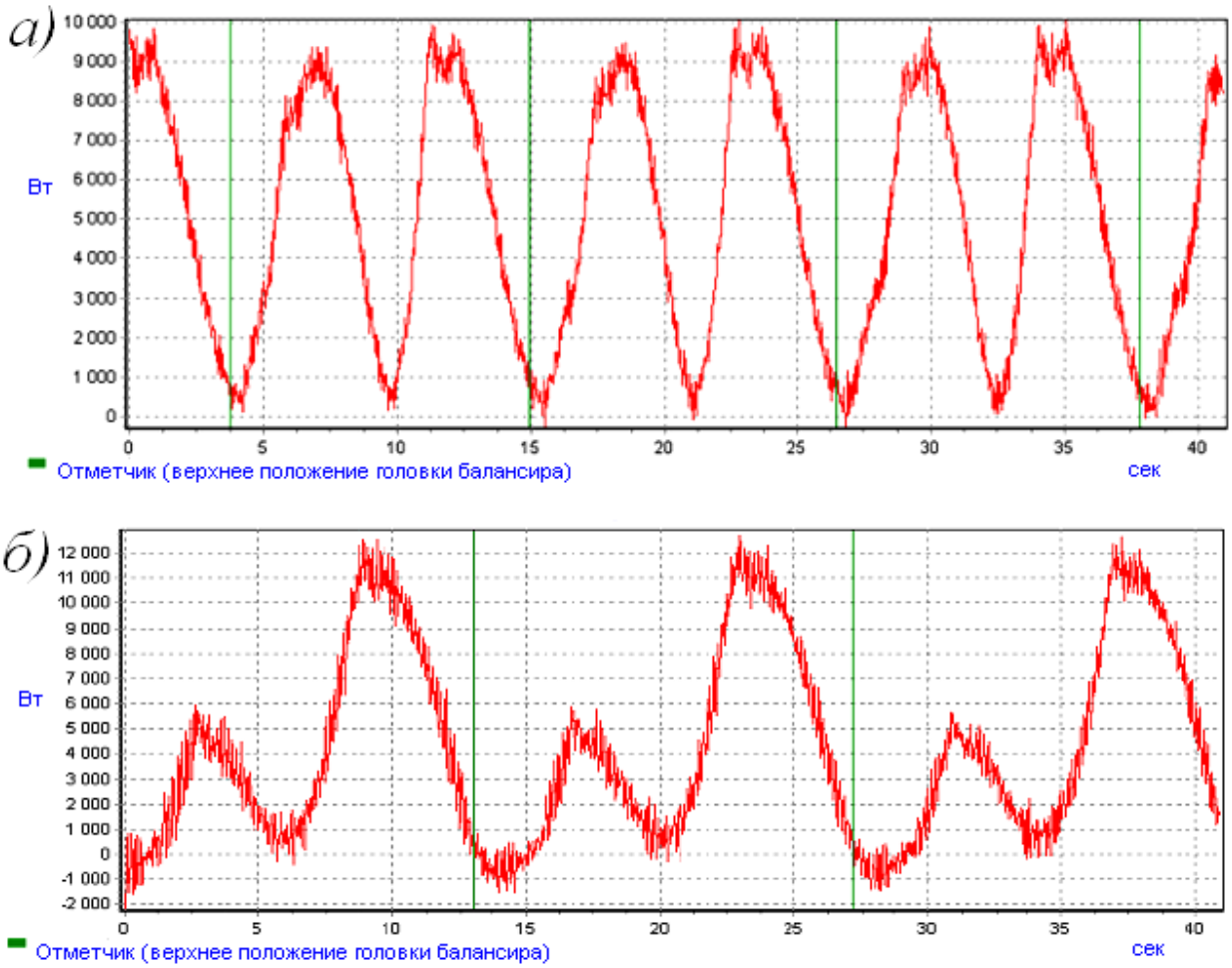


Рис. 2. Ваттметрограммы: а) полностью уравновешенного СК, техническое состояние хорошее; б) неуравновешенного СК (груз мал)

Ваттметрограмма полностью уравновешенного и исправного СК (см. рис. 2 а) на каждый полный ход штока скважинного насоса имеет два полупериода с выраженными пиками, соответствующими горизонтальным положениям кривошипа. Согласно установленным нормативам, разница величин максимальных значений мощности, потребляемых приводным двигателем СК при опускании и подъеме штока скважинного насоса, не должна превышать 10 %. Недостаточная величина противомомента, создаваемого кривошипными грузами при опускании колонны штанг скважинного насоса при неуравновешенном СК (см. рис. 2 б), обусловливает переход приводного двигателя в генераторный режим работы, а рабочий ход штока насоса сопровождается повышенными нагрузками на редуктор и двигатель СК. Следствием указанных процессов является увеличение удельных энергозатрат на подъем пластовой жидкости, высокая динамика и превышение нормативных значений нагрузок на элементы СК.

Анализ полученных ваттметрограмм позволяет диагностировать наиболее распространенные дефекты штанговых скважинных насосов (рис. 3).

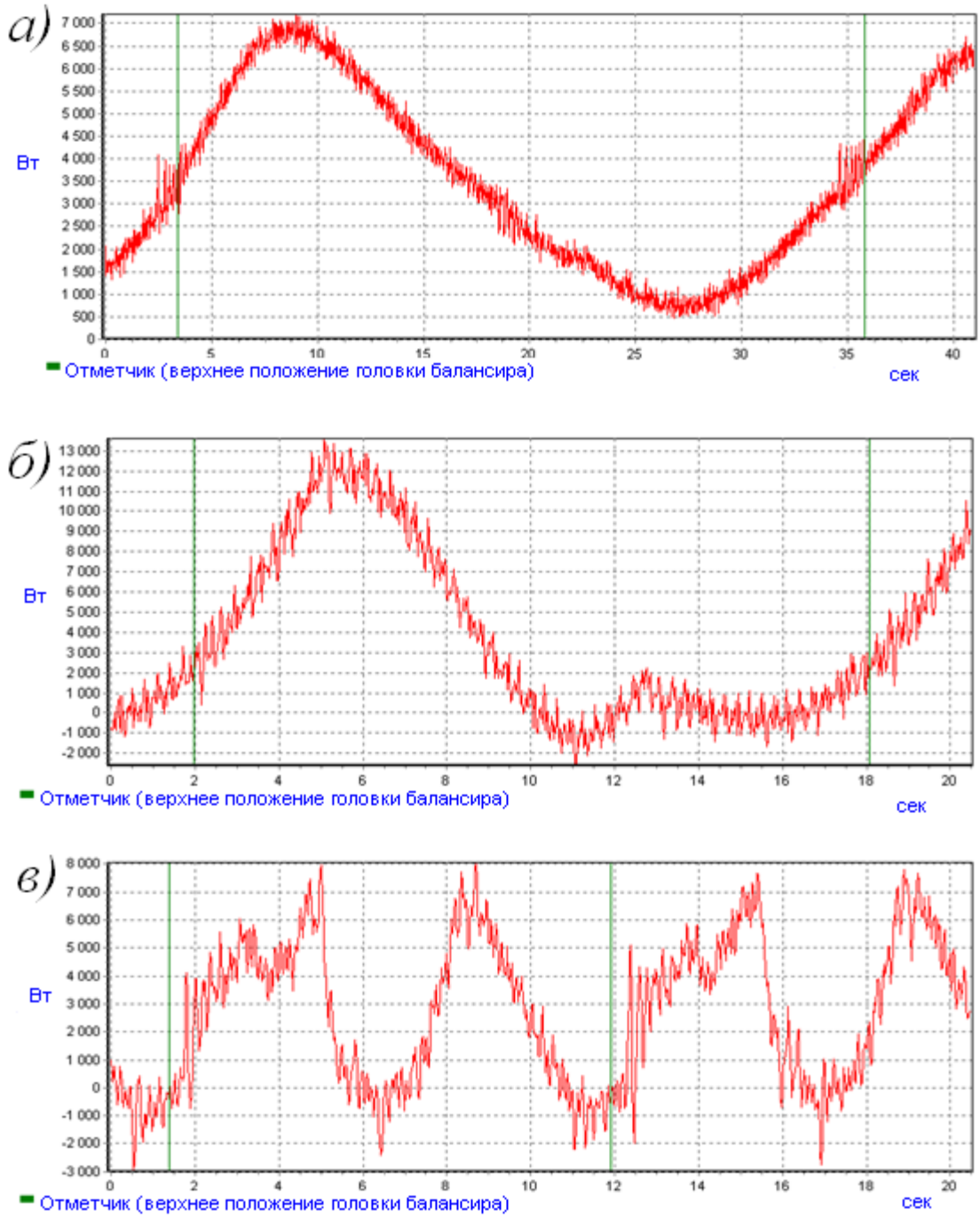


Рис. 3. Диагностические признаки дефектов штанговых скважинных насосов на ваттметрограммах СК:
а) обрыв штанг; б) дефект нагнетательного клапана; в) дефект приемного клапана

Диагностическим признаком обрыва колонны штанг ШСНУ является увеличение пиковых значений активной мощности, потребляемой

двигателем при опускании головки балансира и отсутствие на ваттметрограмме полупериода нарастания мощности при подъеме балансира (см. рис 3 а), что обусловливается отсутствием внешней нагрузки, создаваемой при подъеме столба пластовой жидкости из скважины. Схожим образом проявляются дефекты нагнетательного клапана погружного насоса: существенное снижение мощности, потребляемой двигателем при подъеме поршня, обусловлено утечкой большей части пластовой жидкости через неисправный нагнетательный клапан поршня обратно в цилиндр насоса и, как следствие, значительным снижением нагрузки в точке подвеса колонны штанг (см. рис. 3 б). Неравномерность нарастания нагрузки при опускании колонны штанг, увеличение динамических составляющих силовых воздействий на привод ШСНУ является признаком неисправности приемного клапана скважинного насоса (см. рис. 3 в).

Одним из путей снижения удельных энергозатрат и автоматизации балансирных СК является использование вентильных электродвигателей (рис. 4) с возбуждением от постоянных магнитов. С 2015 года на нефтепромыслах ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» осуществляется опытно-промышленная эксплуатация перспективных ВД разработки ООО «ЭПУ-ИТЦ» (г. Москва).

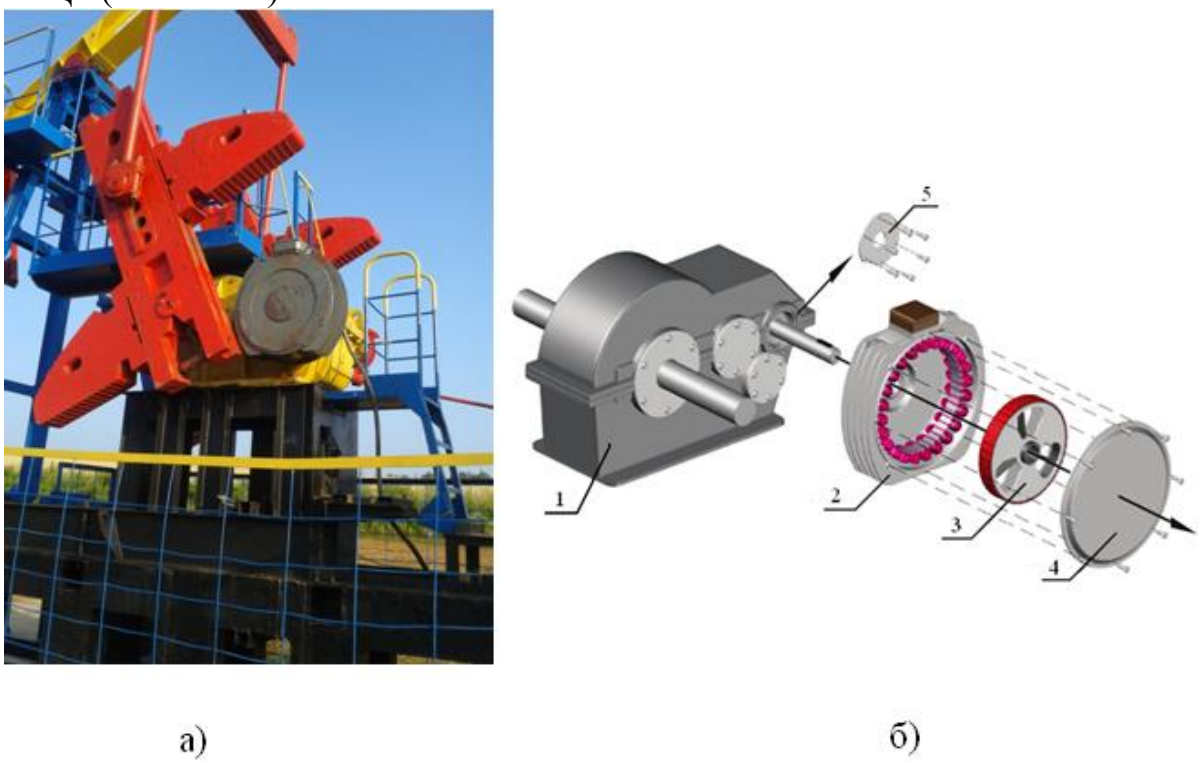


Рис. 4. Установка вентильного двигателя на редуктор балансирного СК:
а) общий вид; б) принципиальная схема;
1 – редуктор балансирного СК; 2 – статор ВД; 3 – ротор ВД; 4 – крышка ВД; 5 – крышка подшипникового узла входного вала редуктора

Конструктивно вентильный двигатель (ВД), как и любой электродвигатель, состоит из статора и ротора (см. рис. 4 а). Статор – неподвижная часть электродвигателя; содержит обмотки, служащие для создания вращающегося электромагнитного поля внутри двигателя. Статор ВД монтируется непосредственно на редуктор СК, на крепеж крышки подшипника входного вала редуктора. Ротор – вращающаяся часть электродвигателя, устанавливается на входной вал редуктора СК и не имеет собственных подшипниковых опор. На поверхности ротора крепятся постоянные магниты, количество которых определяет число полюсов ВД. По сравнению с асинхронными электродвигателями ВД характеризуются большими значениями КПД и коэффициента мощности, меньшими тепловыми потерями, меньшими массами и габаритными размерами.

Работа вентильных двигателей ШСНУ осуществляется с использованием станций управления типа *VLT SALT*, принцип действия которых основан на реализации программных алгоритмов, заложенных в память технологического контроллера. Станция управления контролирует текущее состояние ВД, величину и характер изменения нагрузки на валу двигателя, формирует соответствующие заданию и текущим условиям значения действующего напряжения и тока, фазу между напряжением и током, частоту питающего напряжения. Данный процесс во время работы ШСНУ реализуется непрерывно: от цикла к циклу, в соответствии с заложенным алгоритмом, технологический контроллер адаптирует задание к режиму минимального энергопотребления при оптимальной производительности установки [5].

Крепление ротора ВД на валу редуктора позволяет устранить проскальзывания и потери, возникающие при работе клиноременной передачи. Совместное использование ВД с интеллектуальной станцией управления обеспечивает возможность регулирования параметров ШСНУ в широких пределах: частота вращения вала двигателя уменьшается в крайних точках хода штока, контролируются предельные нагрузки и осуществляется регулировка скорости движения на участках подъема и опускания штанг (реализуется четырёхпериодное управление).

Сравнительные испытания балансирных СК, оснащенных вентильным двигателем ВДПМ-СК-22В и асинхронным электродвигателем 4АМИ200М6У3/22/980 с клиноременной передачей, проводились на скважине №1001 Западного месторождения ЦДНГ-7 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Испытания проводились в два этапа с использованием станции управления *Danfoss-SALT*, станка-качалки СКДР-8-3 с редуктором Ц3НШ-450-40. На первом этапе станок-качалка оборудовался вентильным двигателем, осуществлялась настройка станции управления, устанавливались заданные технические параметры работы ШСНУ. Методикой исследования предусматривалось проведение ежедневных замеров энергопотребления и дебита скважины. На втором

этапе осуществлялся демонтаж вентильного двигателя и установка на СК шкивов клиноременной передачи и асинхронного двигателя. Программа испытаний повторялась в полном объеме с идентичными режимными параметрами работы ШСНУ [6].

Результаты испытаний показали снижение удельных энергозатрат при использовании ВД на 13 % (см. таблицу). Исключение из кинематической цепи СК клиноременной передачи и применение интеллектуальных станций управления типа *VLT SALT* обеспечивает возможность регулирования параметров работы ШСНУ в широких диапазонах с высокими быстродействием и точностью.

Таблица – Результаты сравнительных испытаний приводов ШСНУ

№	Месторождение, скважина	Западное, № 1001	
1.	Привод ШСНУ	СКДР-8-3	СКДР-8-3
2.	Тип двигателя	4АМИ 200М6У3	ВДПМ-СК-22В
3.	Мощность двигателя, кВт	22	22
4.	Частота вращения вала двигателя, об/мин	975	450
5.	Длина хода штока, м	3	3
6.	Число двойных ходов штока, $мин^{-1}$	5,6	5,6
7.	Длительность замеров, суток	12	14
8.	Удельное потребление электроэнергии, $кВт·ч/м^3$	5,4	4,7
9.	Изменение удельного энергопотребления, %	100	87

Однако, наряду с указанными достоинствами, следует отметить и недостатки, выявленные в ходе опытно-промышленных испытаний вентильных двигателей: значительная стоимость интеллектуальной станции управления типа *VLT SALT* и ВД; сложность настройки станции управления; малая наработка ВД на отказ. Сотрудники инженерных и сервисных служб нефтепромысла предположили, что низкие показатели надежности испытываемого ВД обусловлены, в первую очередь, выбранными параметрами режима работы. Однако подтверждение данной гипотезы потребовало проведения дополнительных изысканий.

Исследования по оценке величины и характера изменения нагруженности узлов балансирных станков-качалок, оснащенных перспективными вентильными двигателями, выполнены сотрудниками кафедры «Горная электромеханика» Пермского национального исследовательского политехнического университета с использованием переносного программного комплекса «ВАТУР», аналогичного вышеописанному программно-регистрирующему комплексу АКД-СК.

Анализ полученных сигналов мощности (рис. 5) показывает, что реализация алгоритма четырёхпериодного управления ВД

обусловливает возникновение значительных динамических нагрузок на узлы станка-качалки и, в особенности, на подшипниковые опоры редуктора. Подъём балансира СК осуществляется при пониженной скорости вращения ротора двигателя с целью уменьшения пиковых нагрузок и более полного заполнения скважинного насоса пластовой жидкостью (период *AB* рис. 5). При опускании балансира и подъёме кривошипа скорость вращения ротора двигателя увеличивается за счёт изменения частоты питающего напряжения станцией управления *VLT SALT* (период *CD* рис. 5).

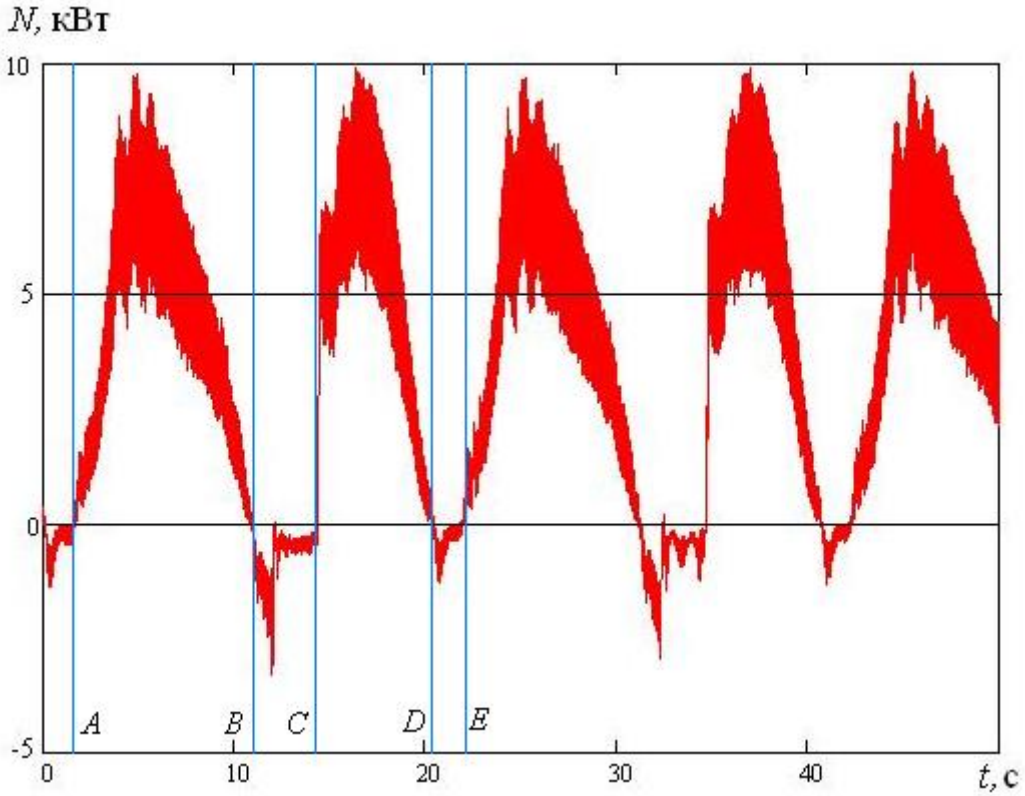


Рис. 5. График изменения мощности, потребляемой вентильным двигателем ВДПМ-СК-22В при работе станка-качалки:
AB – подъём балансира; *BC* и *DE* – переходные процессы в крайних положениях балансира; *CD* – опускание балансира

Увеличение длительности периода *AB* и уменьшение *CD* в каждом цикле работы станка-качалки позволяет снизить удельные энергозатраты на подъём пластовой жидкости, что повышает эффективность работы ШСНУ. В то же время, крайние положения балансира характеризуются протеканием переходных процессов (периоды *BC* и *DE*) и генераторными режимами работы двигателя. На участках *BC* и *DE* (см. рис. 5) приводной двигатель является источником динамических нагрузок, которые, вследствие жёсткой посадки ротора ВД на вал редуктора, действуют в первую очередь на подшипниковые опоры редуктора СК. Отсутствие у

испытываемых ВД собственных подшипниковых опор обусловливает высокую вероятность заклинивания двигателя при нарушении работы подшипников и появлении радиальных биений на приводном валу редуктора СК.

Таким образом, непрерывная регистрация сигналов активных мощностей, потребляемых приводными электродвигателями ШСНУ, позволяет наиболее просто и достоверно осуществлять контроль эксплуатационной нагруженности узлов насосной установки, качественно выполнять балансировку СК, что обусловливает уменьшение удельных энергозатрат на подъем пластовой жидкости и снижение динамических нагрузок на детали ШСНУ. Анализ актуальной информации о величине и характере изменения нагруженности приводных электродвигателей СК позволяет выполнять оценку технического состояния, полного и остаточного ресурса элементов ШСНУ. Представленные в статье результаты исследований показывают перспективность разработки средств диагностирования оборудования, осуществляющих контроль величины и характера изменения мощностей, потребляемых приводными электродвигателями.

Список литературы:

1. Софьина Н.Н., Шишлянников Д.И., Корнилов К.А., Вагин Е.О. Способ контроля параметров работы и технического состояния штанговых скважинных насосных установок // Master's Journal. 2016. № 1. С. 247–257.

2. Молчанов А.Г. Машины и оборудование для добычи нефти и газа. Учебник для вузов. 2-е издание, исправленное и дополненное. – М.: «Издательский дом Альянс», 2010. – 588 с.

3. Информационно-диагностические средства объективного контроля как инструмент повышения эффективности эксплуатации добычных горных машин / С.А. Асонов, В.В. Габов, С.Л. Иванов, М.Г. Трифанов, Н.В. Чекмасов, Д.И. Шишлянников // Вестник Пермского национального исследовательского политехнического университета. Геология. Нефтегазовое и горное дело. – 2015. – №14. – С. 62–71.

4. Паспорт «Стационарный программно-аппаратный комплекс АКД-СК». – Пермь.: НПП «РОС». – 13 с.

5. Усачев О.И., Гинзбург М.Я., Егнус А.Е., Павленко В.И. Бестрансмиссионный энергоэффективный привод редуктора станка-качалки // Нефтегазовая вертикаль. 2014. № 17–18. С. 100–103.

6. Мазеин И.И., Устинов А.Н., Тяктев М.В., Рыбин А.А., Шишлянников Д.И., Тяктев М.М. Результаты опытно-промышленных испытаний перспективных приводов штанговых скважинных насосных установок // Горное оборудование и электромеханика. 2016. № 9. С. 8-14.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ В РАСТВОРЕ НА СОСТОЯНИЕ ЭЛАСТОМЕРА ПРИ МЕХАНИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА НЕГО

Коровкин П.И., Хохлов А.Л., Епихин А.В.
(научный руководитель: старший преподаватель Епихин А.В.)
ФГАОУ ВО НИ ТПУ

Актуальность исследования

Проанализировав тенденции развития техники, используемой для строительства нефтегазовых скважин, можно убедиться в том, что в настоящее время одним из основных приводов породоразрушающих инструментов являются винтовые забойные двигатели (ВЗД). Объемы бурения с применением ВЗД в настоящее время по большинству нефтегазодобывающих районов России составляет 30-50% [1].

Однако, согласно данным ООО «Газпром Бурение» и «KCA Deutag», в год происходит до 12 аварий с ВЗД, приводящих к долгим восстановительным работам на скважине или же полной ее ликвидации. При этом примерно 50% от всех отказов было связанно именно с износом рабочих органов, представляющих собой пару трения резина-металл (стальной ротор – резинометаллический статор). Срок эксплуатации ВЗД составляет от 90 до 235 часов [2].

Резинометаллический статор является элементом, лимитирующим работоспособность винтового забойного двигателя. Одной из основных причин отказов статора является разрушение резиновой обоймы, работающей в неблагоприятных скважинных условиях и находящейся в том числа под воздействием абразивных механических примесей. В настоящее время влияние концентрации твердой фазы в буровом растворе на износ эластомеров ВЗД не изучено в достаточной степени. Поэтому оценка влияния данного фактора на состояние эластомера является актуальным научным направлением. Данная работа посвящена оценке влияния концентрации твердой фазы в растворе на состояние эластомера при механическом воздействии на него.

Было проведено две серии экспериментов: оценка износа образца эластомера в присутствии дисперсионной среды бурового раствора (дизельное топливо, соляной раствор), а также в присутствии реального полимерглинистого бурового раствора с различными концентрациями глины и полимерного реагента. Экспериментальные исследования проводились на специальном стенде, позволяющем варьировать величину нагрузки, характер нагружения (рассматривались варианты воздействия резанием и трением), использовать различные дисперсионные среды и буровые растворы.

Исследование влияния концентрации твердой фазы в дисперсионной среде на скорость фрикционного износа эластомера

В исследованиях рассматривались две дисперсионные среды бурового раствора – дизельное топливо и соляной раствор. Выбор обусловлен опытом предыдущих исследований, в которых зафиксированы следующие зависимости: в дизельном топливе шло размягчение резины ИРП-1226, а в соляном растворе образец, наоборот, образец становился менее упругим, наблюдалось его твердение. Образцы изготавливались в форме цилиндров диаметром до 43 мм и толщиной до 11,5 мм. Условия износа создавались в специальном цилиндрическом стакане, конструкция которого позволяет зафиксировать неподвижно образец (см. рис. 1). После установки и фиксации образца стакане наполнялся дисперсионной средой бурового раствора. Абразивное воздействие на образец создавалось с помощью специального инструмента с плоским профилем круглого сечения диаметром 36 мм (см. рис. 2). В качестве привода экспериментального стенда был использован вертикальный сверлильный станок. Частота вращения была постоянной для всех экспериментов и равна 180 об/минуту. Нагрузка на инструмент создавалась с помощью навески грузов на штурвал станка и составляла 4 кг. В качестве абразивного реагента использовалась навеска песка в массовом отношении 1, 3, 5, 7 и 10% от массы дисперсионной среды. Длительность эксперимента составляла 5 минут.

Обработка результатов эксперимента представлена в виде графиков на рис. 3. Отмечено, что в каждом из случаев масса образца увеличивается. Это обусловлено тем, что под воздействием профиля инструмента частицы песка внедряются в образец. Не смотря на то, что после визуального осмотра образцов было отмечено наличие истирания его по плоскости работы инструмента, при такой постановке эксперимента наблюдается по большей части «армирование» приповерхностной зоны образца мелкодисперсным песком. Оно впоследствии тормозит процесс абразивного воздействия по двум причинам: уменьшается содержание абразива (песка) в растворе, происходит переизмельчение оставшегося песка на границе профиля инструмента и «армированной» части образца. Другими словами, происходит взаимодействие не по принципу «металл – песок в дисперсионной среде – резина», а по принципу «металл – песок в дисперсионной среде – песок в приповерхностном слое резины». При прочих равных условиях для образца в дизельном топливе получен больший прирост массы. Это обусловлено тем, что он размягчается в данной среде, становится более приемистым для песка и сам набухает под воздействием дизельного топлива.



Рисунок 1 – Цилиндрический стакан для исследований: 1 – стакан, 2 – крышка-зажим



Рисунок 2 – Инструмент с плоским профилем для создания абразивного воздействия на образец

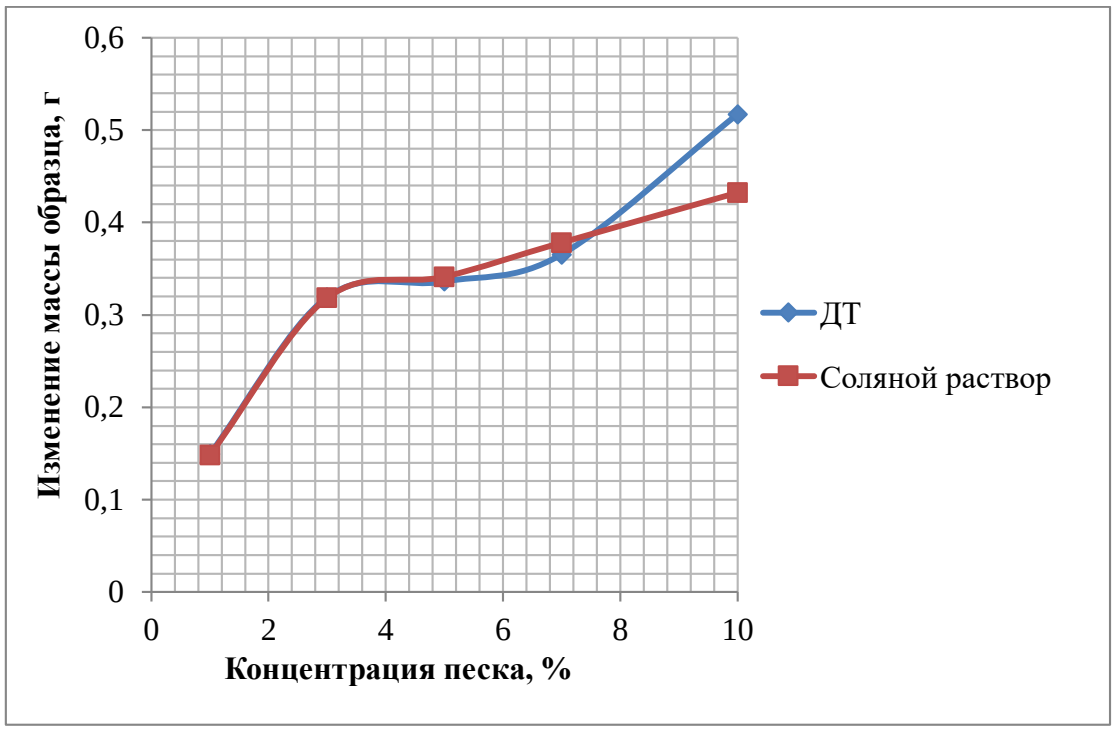


Рисунок 3 – Зависимости изменения массы образца от концентрации содержания твердой фазы в дизельном топливе и в соляном растворе

Исследование влияния концентрации структурообразователя в буровом растворе на скорость износа эластомера

Образцы для второй серии исследований изготавливались аналогичные по форме и размеру образцам первой серии. Условия износа создавались цилиндрическом стакане, конструкция которого аналогична использованной в первой серии экспериментов (см. рис. 1). После

установки и фиксации образца стакане наполнялся буровым раствором. В рамках данных исследований рассматривался полимерглинистый раствор с различной концентрацией глины (массовые доли 1,3,5,7 и 10%) и полимерного реагента – полианионной целлюлозы (ПАЦ) (массовые доли 0,1, 0,3, 0,5, 0,7, 0,9 и 1%). Для снижения количества факторов влияющих на процесс разрушения другие реагенты на данной стадии эксперимента в рецептуре бурового раствора не использовались.

Абразивное воздействие на образец создавалось с помощью специального инструмента с режущим профилем размером 2х25 мм (см. рис. 4). Выбор инструмента сделан с целью ускорения процесса эксперимента до полного износа образца. В качестве привода экспериментального стенда был использован вертикальный сверлильный станок. Частота вращения была постоянной для всех экспериментов и равна 180 об/минуту. Нагрузка на инструмент создавалась с помощью навески грузов на штурвал станка. Величина навески грузов во всех исследованиях составляла 2 кг. Длительность эксперимента варьировалась по времени износа образца. Полученные результаты были обобщены и представлены в виде графиков на рис. 5-6.



Рисунок 4 – Инструмент для износа эластомера

Отмечено, что наблюдается увеличение скорости износа образцов эластомера как при увеличении концентрации ПАЦ, так и при увеличении концентрации глины. Это обусловлено тем, что у раствора повышается содержание твердой фазы в составе и увеличивается плотность, что в совокупности приводит к увеличению абразивного воздействия на образец. Причем, образцы разрушаются более интенсивно с увеличением количества глины в растворе. Это обусловлено тем, что варьирование концентрации глины происходило в диапазоне 1-10 %, а полианионной целлюлозы 0,1-1% от массы всего раствора. Таким образом, подтверждено экспериментально, что контроль рецептуры раствора и содержания в нем структурообразователей актуален для увеличения срока службы статора ВЗД.

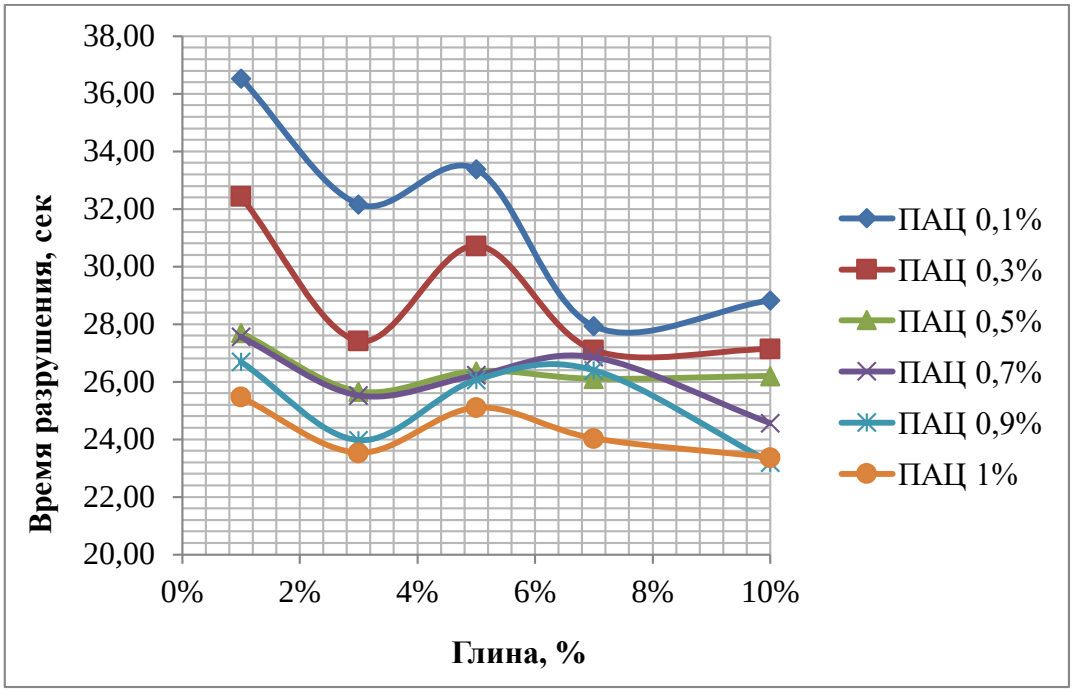


Рисунок 5 – Зависимость времени износа эластомера от концентрации глины в полимерглинистом буровом растворе

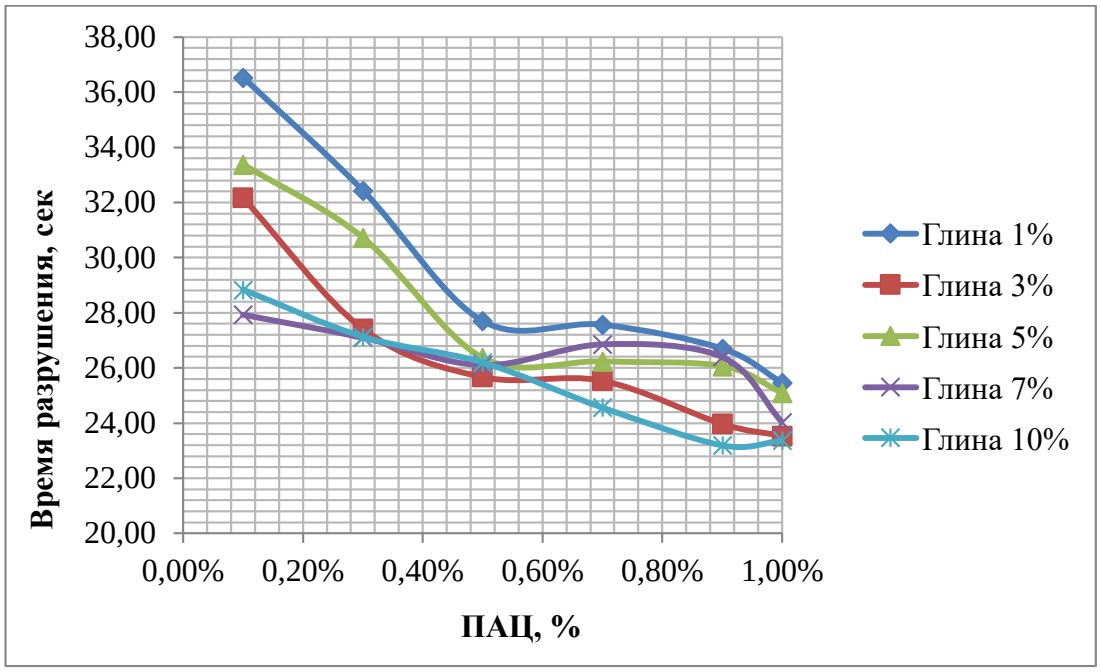


Рисунок 6 – Зависимость времени износа эластомера от концентрации полианионной целлюлозы в полимерглинистом буровом растворе

Выводы

Для первой серии экспериментов, не смотря на полученные зависимости, определено, что методика эксперимента не позволяет в полной мере оценить износ образца. Не смотря на это отмечено, что на процесс взаимодействия абразива и образца немаловажное влияние оказывает дисперсионная среда бурового раствора. Не исключено, что в

процессе работы реального ВЗД также наблюдается «армирование» статора твердой фазой, находящейся в буровом растворе, что может стать в дальнейшем причиной дополнительного износа рабочей пары. В следующих исследованиях планируется провести повторный эксперимент с применением инструмента с режущим профилем, что позволит сымитировать процесс износа эластомера в присутствии абразивного материала в дисперсионной среде в ускоренном режиме.

Во второй серии экспериментов доказано, что повышение концентрации как полианионной целлюлозы, так и глины в составе бурового раствора приводит к увеличению скорости полного износа образцов. Это может быть объяснено увеличением концентрации твердой фазы в растворе (увеличении концентрации глины) и, в целом, изменениями реологических свойств бурового раствора. Следовательно, актуальным направлением является оценка комплексного влияния реологии бурового раствора на износ статора ВЗД.

Таким образом, вопрос контроля концентрации абразивных агентов и твердой фазы в буровом растворе является актуальным с позиции увеличения срока службы эластомера ВЗД.

Работа выполнена при поддержке Фонда РФФИ (проект №16-38-00701 мол_а).

Литература

1. Балденко Д.Ф., Балденко Ф.Д. Гноевых А.Н. Винтовые забойные двигатели. М.: Недра. 1999. С. 374.

2. Кочнев А.М., Голдобин В.Б. Разработка гаммы винтовых забойных двигателей и результаты их применения при бурении и капитальном ремонте скважин / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на мо- ре. М.: ВНИИОЭНГ, 1992. – № 6-7. – С. 2-6.

3. Тимашев Э.О., Ямалиев В.У. Анализ причин разрушения эластомеров обойм винтовых насосов// Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». 2005. №2. URL: http://ogbus.ru/authors/Timashev/Timashev_1.pdf

4. Балденко, Д.Ф. Новая серия ВЗД для горизонтального бурения / Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ. – 1995. – № 10-11. – С. 23-25.

5. Балденко, Д.Ф., Балденко Ф.Д., Шмидт А.П. Винтовые забойные двигатели: Новые конструкции и способы управления / М.: Нефтяное хозяйство. –1997. – № 1. – С. 13-17.

6. Коротаев Ю.А., Бобров М.Г., Трапезников С.Г. и др. Новое поколение винтовых забойных двигателей Пермского филиала ВНИИБТ // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. М.: ВНИИОЭНГ, 2003. – № 9. – С. 7-11.

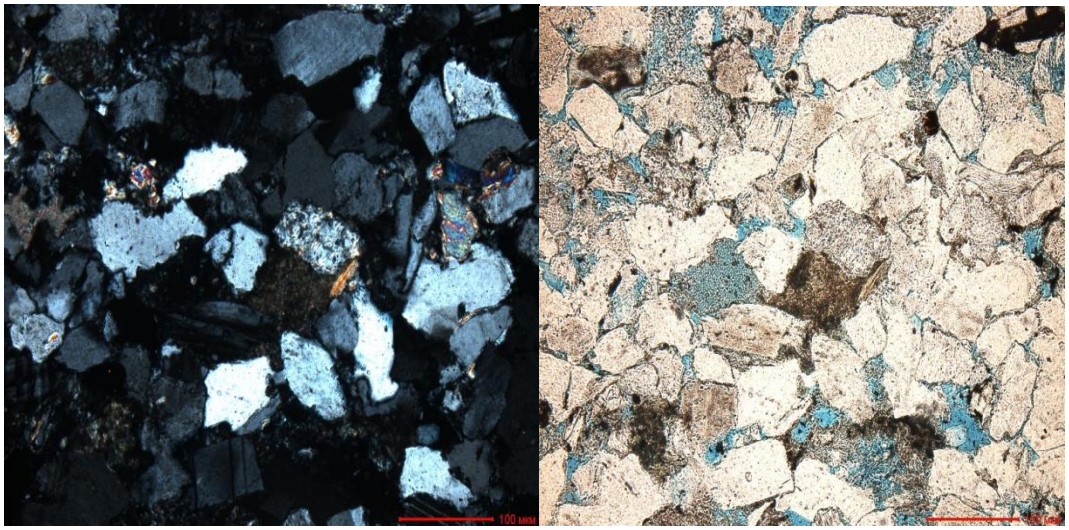
ЛИТОЛОГИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ ЮЖНО-ЯРОЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (LITHOLOGY AND PROSPECTS FOR OIL AND GAS ACHIMOV STRATA SOUTH-YAROYAKHINSKOE FIELD)

Котомцев А.А.
(научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Шаминова М.И.)
НИ ТГУ

Отложения ачимовской толщи на Южно-Ярояхинском месторождении являются одним из наиболее сложно построенных нефтегазосодержащих объектов в разрезе неокома.

Ачимовская толща по разрезу представлена чередованием низкопроницаемых и непроницаемых прослоев. Как следствие, из этих отложений получены только непереливающие притоки. Продуктивные пласты ачимовской толщи представляют собой отдельные линзовидные тела, сходные по строению и составу слагающих их пород.

Коллекторы представлены песчаниками и алевролитами. Песчаники светло-серые мелкозернистые, нефтенасыщенные разности со слабым буроватым оттенком, алевритовые, слабо глинистые, волнистая слоеватость, обусловлена включениями тонких (до 10 мм) прослоек аргиллитов и углистым рассеянным детритом. Породы средней крепости, на карбонатно-глинистом цементе. Обломочный материал представлен преимущественно кварцем, полевыми шпатами и обломками пород. Цементирующая масса сложена, в основном, гидрослюдами с примесью хлорита, сидерита, каолинита, иногда отмечается глауконит. Породы достаточно интенсивно изменены. Постдиагенетические преобразования выражаются в корродированности и регенерации кварцевых обломков, разложении полевых шпатов на кремнисто-каолинитовый агрегат, гидротированности слюд. По классификации Шванова В.Н [4], породы относятся к кварц-полевошпатовым граувакка м (Рис. 1).

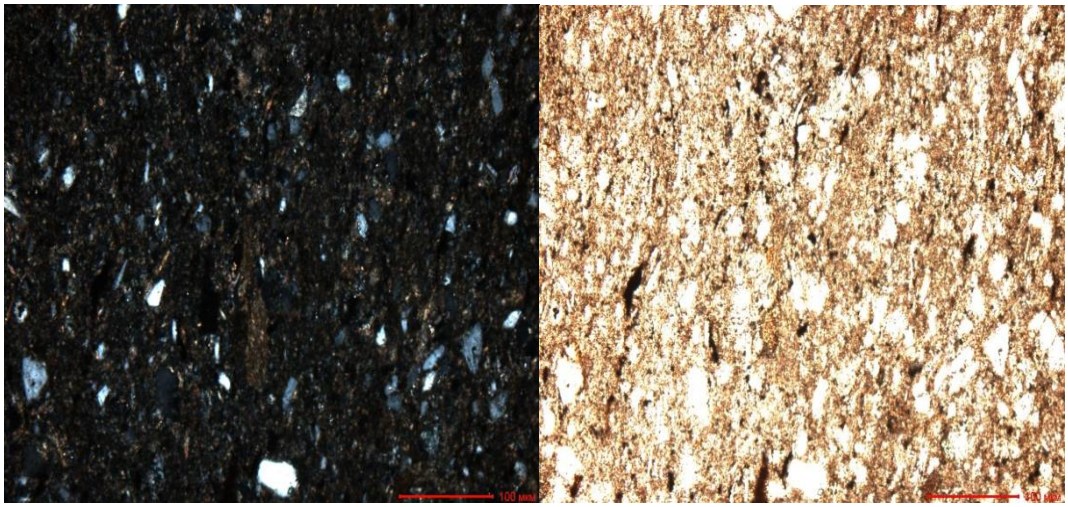


Николи скрещенные Николи параллельные

Рис. 1. Песчаник, мелко-среднезернистый, кварц-полевошпатовая грауваккa с карбонатно-глинистым цементом (глубина по ГИС 3651.92 м) [1].

Алевролиты мелко-, крупнозернистые, песчаные, слюдистые, (глинистость увеличивается с глубиной), карбонатистые (с мелкими включениями сидеритизированных пород), слабо нефтенасыщенные, хорошо отсортированные. Породы средней крепости, на глинистом цементе. Участками в песчаниках наблюдаются окатыши аргиллитов. Отмечаются включения УРД и единичные фрагменты раковин моллюсков. Обломочный материал представлен преимущественно кварцем и полевыми шпатами. В составе цемента преобладают гидрослюды, с примесью хлорита, сидерита и каолинита. Степень постдиагенетических преобразований пород более слабая, чем в песчаниках.

Породы-неколлекторы представлены алевролитами и аргиллитами. Алевролиты от светло-серых до темно-серых, с взмученной текстурой, неравномерно песчанистые, глинистые, слабо карбонатные, с частыми линзовидными включениями аргиллитов. Аргиллиты серые, темно-серые, плотные, алевритовые. Встречаются мощные (до 4,0 м) слои, представленные тонким переслаиванием аргиллита темно-серого и алевролита светло-серого. По данным рентгеноструктурного анализа, глинистые разновидности сложены преимущественно гидрослюдами и хлоритом (Рис. 2).



Николи скрещенные Николи параллельные

Рис. 2. Аргиллит алевритовый, карбонатизированный (глубина по ГИС 3589.44 м) [1].

Анализ результатов гранулометрии, состава пород и построенные литогенетические диаграммы [1], свидетельствует о формировании пород-коллекторов в мелководном морском бассейне.

Условия накопления ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны рассматривались в работе [3]. Исследователи отмечают, что ачимовские отложения откладывались в условиях лавинной седиментации и имеют турбидитную природу образования, что подтверждается автором. Обломочный материал перерабатывался течениями, и максимальные значения обломочного материала приурочены к конусам выноса. В строении конусов выноса ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны выделяются разные условия седиментации. В формировании конусов принимали участие придонные склоновые течения, контуриты и нередко формировались оползни, что подтверждается сортировкой зерен и текстурными особенностями пород [3].

При описании текстур ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны использовалась текстурная последовательность, изложенная в статье [3].

Подтверждением турбидитной природы образования ачимовской толщи являются мощные толщи закономерно переслаивающихся песчаников и аргиллитов; базальные контакты слоев песчаника – резкие и характеризуются наличием разнообразных и деформационных структур, зеркал скольжения и оползней; песчаники характеризуются градационной слоистостью.

По набору текстур выделены два типа разреза турбидитов: разрез среднезернистых турбидитов - классическая последовательность Боума; разрез мелкозернистых турбидитов - литофации глин с прослоями

алевролита и градационной слоистостью. В породах ачимовской толщи Восточно-Уренгойской зоны полной текстурной последовательности Боума не отмечается, это связано с тем, что в результате снижения скорости вниз по течению потока нижние интервалы начинают исчезать [3].

Массивные текстуры песчаников, массивные с интракластами аргиллитов, текстуры нагрузки, оползания свидетельствуют о высокой гидродинамической обстановке седиментации, а первичные текстуры (косо-, горизонтально-, волнистослоистые) - о чередовании периодов активного течения с периодами относительного покоя.

В результате изучения структурно-текстурных особенностей пород подтверждается турбидитная природа образования ачимовских отложений.

Литолого-фациальные особенности формирования ачимовских отложений, изученных в разрезе скважины №1, благоприятны для скопления углеводородов.

Промышленная нефтеносность была установлена в отложениях ачимовской толщи (пласт $Ач_{3-4}$), в пределах выявленных линзовидных тел, где в ходе испытания, был получен промышленный приток нефти дебитом 5,12 $м^3$/сут при среднем забойном давлении равном 23,73 МПа.

Вскрытая эффективная толщина равна нефтенасыщенной и составляет 10,3 м. Коэффициент пористости 0,15 д. ед., нефтенасыщенности – 0,44 д. ед. [2].

Залежь по насыщению нефтяная, по типу – литологически и стратиграфически ограниченная. Ее размеры в принятом контуре 3,0×5,3×6,7 км, высота 34,3 м [2].

По состоянию на 01.01.2016 года в пределах Южно-Ярояхинского месторождения в результате оперативного подсчета запасов геологические/извлекаемые запасы нефти по категории $С_1$ составили 451/90 тыс.т., геологические/извлекаемые запасы растворенного газа по категории $С_1$ – 218/44 млн.$м^3$. Геологические/извлекаемые запасы нефти по категории $С_2$ составили 2406/481 тыс.т., геологические/извлекаемые запасы растворенного газа по категории $С_2$ – 1165/233 млн. $м^3$ [2].

Список использованных источников:

1. Земцова О.А. и др. Информационный отчет о лабораторной работе «Комплексное исследование керна скважины №1 Южно-Ярояхинского месторождения». Договор № 26-15. ООО «ТЦЛ». - Тюмень, 2015.

2. Любимов С.А. и др. Отчет «Оперативный подсчет запасов углеводородов пластов Южно-Ярояхинского лицензионного участка по результатам строительства поисково-оценочной скважины №1». Договор № 01/10-2015. ООО «Недраконсалт». - Тюмень, 2015.

3. Храмцова А.В. Литологические особенности строения и нефтегазоносность ачимовских отложений Восточно-Уренгойской зоны. - Тюмень, 2006.

4. Шванов В.Н. Петрография песчаных пород (компонентный состав, систематика и описание минеральных видов). – Ленинград, Изд.: «Недра», 1987. - 269 с.

ОСОБЕННОСТИ КИНЕТИКИ РЕАКЦИИ ВЫДЕЛЕНИЯ ВОДОРОДА НА ЖЕЛЕЗЕ И ЕГО ДИФФУЗИИ ЧЕРЕЗ СТАЛЬНУЮ МЕМБРАНУ В КИСЛЫХ ХЛОРИДНЫХ СРЕДАХ В ПРИСУТСТВИИ М-НИТРОФЕНИЛБИГУАНИДИНА (KINETICS HYDROGEN EVOLUTION REACTION ON IRON AND ITS DIFFUSION THROUGH A STEEL MEMBRANE IN THE ACIDIC CHLORIDE MEDIUM IN THE PRESENCE OF M-NITROFENILBIGUANIDINA)

Кудрявцева Н. М., Балыбин Д. В.
(научный руководитель: к.х.н. Балыбин Д. В.)
ТГУ имени Г. Р. Державина

Введение

Коррозия металлических конструкционных материалов в природных и технологических средах часто протекает с водородной деполяризацией, которая во многих случаях лимитирует скорость процесса, в целом. Кроме того, поверхностная адсорбция атомарного водорода обусловливает его диффузию в металл, ведущую к наводороживанию и появлению водородной хрупкости.

Вопросы минимизации адсорбции водорода твердой фазой в одних задачах и, напротив, стимулирование его аккумулирования в других – не могут быть решены без детального изучения механизма процесса, природы его лимитирующей стадии, концентрации поверхностного $H_{адс}$ и разработки путей управления ими.

Многие особенности, связанные с катодным выделением водорода, в том числе и механизм элементарных стадий, достаточно подробно обсуждались в обзорах [1; 12; 14–15].

Общепринято, что следующее за стадией разряда

$$H^+_{solv} + e \rightarrow H_{адс} + solvent, \quad (1)$$

где *solvent* – молекула растворителя, удаление H_{ads} может протекать по реакциям Гейровского

$$H^+_{solv} + H_{адс} + e \rightarrow H_2 + solvent \quad (2)$$

или Тафеля

$$H_{адс} + H_{адс} \rightarrow H_2, \quad (3)$$

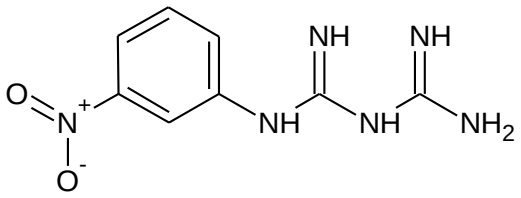
а одна из стадий (1) – (3), в зависимости от природы растворителя или состава электролита, часто оказывается лимитирующей [1; 12; 14–15; 18; 20–21; 23; 25–26; 32]. Адсорбированный атомарный водород как промежуточный продукт РВВ частично проникает в металл. Вклад этого процесса и количество водорода в твердой фазе, очевидно, зависят от поверхностной концентрации $H_{адс}$, а, возможно, и механизма РВВ [15].

Одновременно РВВ имеет широкое практическое применение, в том числе для получения электролитического водорода, оценки термодинамических

параметров веществ, в частности, определения констант диссоциации слабых кислот [24].

Следует полагать, что на твердых металлических электродах в зависимости от условий протекания РВВ, степени чистоты металла, наличия в растворе ПАВ могут наблюдаться кинетические закономерности, соответствующие различным механизмам и кинетическим параметрам процессов, а также смена лимитирующей стадии РВВ..

Принципиально важно выяснить, является подобная смена природы лимитирующей стадии РВВ на железе определенным частным случаем или она носит достаточно общий характер. При этом нельзя исключить и того, что картина может быть и более сложной. Существенный интерес, таким образом, представляет влияние мета-нитрофенилбигуанидина (м-НФБГ) на кинетику и механизм РВВ и наводороживания. Его графическая формула м-НФБГ показана ниже:



В серии работ [3; 6–10] показано, что, меняя природу стимуляторов наводороживания, можно управлять природой замедленной стадии. Целью настоящей работы явилось изучение влияния м-НФБГ на кинетику и механизм реакции катодного выделения водорода на железе в кислых хлоридных водных растворах и его твердофазную диффузию через стальную мембрану в тех же условиях.

Методика эксперимента

Исследования проведены при комнатной температуре в водородной атмосфере на железе «армко» с химическим составом, масс. %: C – 0,02; Mn – 0,035; Cr – 0.14; S – 0,02; P – 0,025 в водных (бидистиллят) средах с комплексным электролитом состава x M HC1 + (1 – x) M LiC1. Такой подход позволяет вводить в систему поверхностно-неактивный катион Li^+ при C_{C1^-} = const и постоянной ионной силе, когда $a = f \cdot C$, где f – коэффициент активности, который, в первом приближении, можно считать неизменным. Исходный растворитель насыщали хлористым водородом, получаемым взаимодействием NaC1 с раствором H_2SO_4 и последующим доведением до заданной кислотности. Хлористый литий квалификации «х. ч.» предварительно сушили при 107 ± 5 ºС и затем растворяли в рабочем растворе в требуемом количестве. Исследования проведены посредством потенциостатической поляризации (потенциостат IPC–PRO) в двух экспериментальных сериях: относительно равновесного водородного электрода в том же рабочем растворе с контролируемым во времени потенциалом (что позволяло непосредственно оценивать связь кинетики

процесса с перенапряжением водорода) и водного насыщенного хлоридсеребряного электрода.

Железный электрод армировали в оправу из эпоксидной смолы с отвердителем полиэтиленполиамином. Рабочую поверхность (1 $см^2$) полировали наждачной бумагой разных номеров, обезжиривали ацетоном, промывали рабочим растворителем и сушили фильтровальной бумагой. Использована трехэлектродная электрохимическая ячейка из стекла «Пирекс» с разделенными шлифом анодным и катодным пространствами. Диффузию водорода через стальную мембрану (Ст3) состава, масс. %: Fe – 98,36; C – 0,2; Mn – 0,5; Si -0,15; P – 0,4; S – 0,05; Cr – 0,3; Ni – 0,2; Cu – 0,2; площадью 3,63 $см^2$ и толщиной 300 мкм оценивали по методике, описанной в [7–8], в двухкамерной ячейке с вертикальной мембраной типа ячейки Деванатхана, выполненной из стекла «Пирекс» в отсутствие принудительной деаэрации при потенциале коррозии её входной стороны. Продолжительность эксперимента – 2 часа. Статистическую обработку экспериментальных данных проводили посредством методике малых выборок [11] с доверительной вероятностью 0,95 и коэффициентом Стьюдента 2,447.

Экспериментальные результаты и их обсуждение

В целом, наличие фенильного и мета-нитрофенильного заместителя практически не сказывается на дробных зарядах атомов азота в силу чего

$$pK_a^{\text{м-НФБГ}} \approx 11\ldots13{,}6,$$

поэтому примем, что протонирование фенилбигуанидина, мета-нитрофенилбигуанидина и гуанидина практически идентично [3]. Все ранее сделанные предположения о возможных электрохимических процессах, протекающих в условиях эксперимента для гуанидина [7–8], исходя из квантово – механических расчётов, можно применить и к м-НФБГ, с той лишь поправкой, что процесс разряда иона мета-нитрофенилбигуанидиния протекает по реакциям

$$\text{м-НФБГН}^+ + e \rightarrow H_{адс} + \text{м-НФБГ},$$

$$H_{адс} + \text{м-НФБГН}^+ + e \rightarrow H_2 + \text{м-НФБГ}.$$

Ранее при изучении влияния гуанидина на кинетику РВВ, предварительно оценивали возможность диффузионных ограничений в протекании реакции выделения водорода [2]. С этой целью в той же работе рассматривали влияние скорости вращения дискового электрода на кинетику РВВ в присутствии фенилбигуанидлина (ФБГ) в фоновых водных растворах. Из приведённых в [6] данных следует, что РВВ протекает в условиях кинетического контроля. В силу идентичности строения, распределения дробных зарядов на атомах в молекулах ФБГ и м-НФБГ и величин концентраций следует полагать, что кислотно-основные свойства этих соединений аналогичны гуанидину, а также, что в их присутствии наблюдается кинетический контроль скорости электрохимической реакции.

В водных средах, когда на железе в фоновых растворах замедлена стадия разряда (рис. 1), для выяснения влияния содержания м-НФБГ на кинетику РВВ при фиксированных концентрациях HCl (0,05; 0,10; 0,50 и 0,99) изучено влияние $C_{м\text{-}НФБГ}$ в интервале 0,5–10,0 ммоль/л.

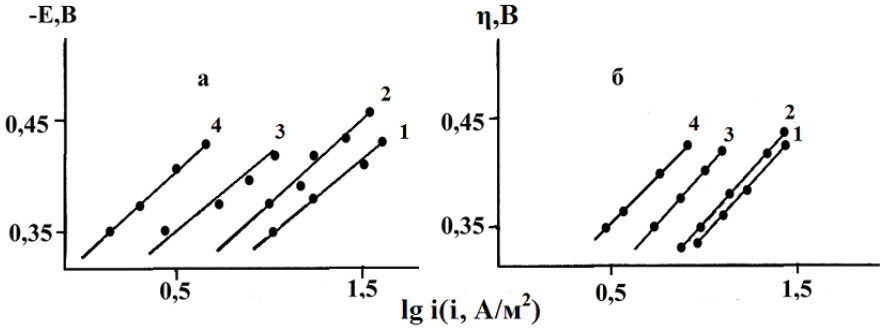


Рис. 1. Влияние концентрации ионов водорода, потенциала электрода (а) и перенапряжения (б) водорода, на кинетику реакции выделения водорода на железе в фоновых водных растворах с составом электролита x M HCl + (1 – x) M LiCl. Неподвижный электрод, водородная атмосфера, комнатная температура. x, моль/л: 1–0,99; 2–0,50; 3–0,10; 4–0,05.

При введении 0,5 мМ м-НФБГ (рис. 2) величины $\left(\partial \lg i_K / \partial \lg C_{H^+}\right)_E$ и $\left(\partial \lg i_K / \partial \lg c_{H^+}\right)_\eta$ становятся равными соответственно 0,75 и 0,25 (табл. 1), что соответствует замедленной латеральной диффузии детально рассмотренной в [4] и экспериментально ранее наблюдаемой в [2].

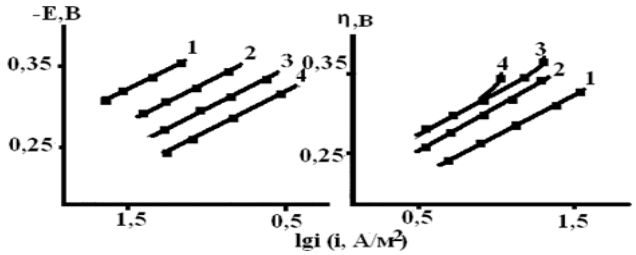


Рис. 2. Влияние концентрации ионов водорода, потенциала электрода (а) и перенапряжения (б) водорода, на кинетику реакции выделения водорода на железе в фоновых растворах с составом электролита x M HCl + (1 – x) M LiCl, содержащих 0,5 мМ м-НФБГ. Неподвижный электрод, водородная атмосфера, комнатная температура. x, моль/л: 1–0,99; 2–0,50; 3–0,10; 4–0,05.

Увеличение концентрации м-НФБГ до 1 мМ принципиально не изменяет кинетических параметров РВВ. Замедленной по-прежнему остается латеральная диффузия адсорбированного атомарного водорода. В присутствии 5 мМ добавки кинетические параметры вновь, как и в фоновых растворах соответствуют замедленному разряду (таблица 1 и рис. 3).

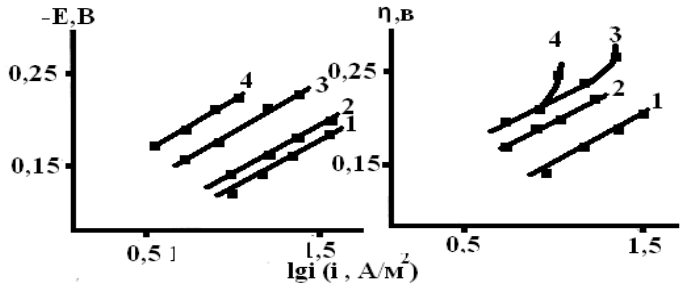


Рис. 3. Влияние концентрации ионов водорода, потенциала электрода (а) и перенапряжения (б) водорода, на кинетику реакции выделения водорода на железе в фоновых растворах с составом электролита x M HCl + (1 – x) M LiCl, содержащих 5 мМ м-НФБГ. Неподвижный электрод, водородная атмосфера, комнатная температура. x, моль/л: 1–0,99; 2–0,50; 3–0,10; 4–0,05.

В присутствии максимально изученной концентрации м-НФБГ (10 мМ) наблюдаемые промежуточные значения основных критериальных величин процесса РВВ (рис. 4, табл. 1), в первом приближении с могут быть связаны с протеканием с соизмеримыми скоростями латеральной диффузии и замедленного разряда.

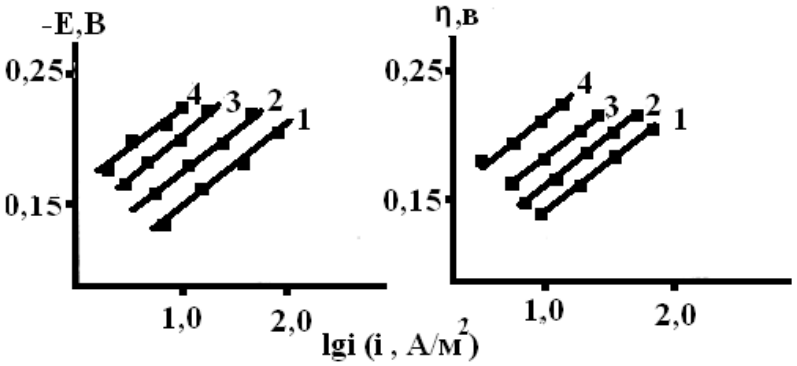


Рис. 4. Влияние концентрации ионов водорода, потенциала электрода (а) и перенапряжения (б) водорода, на кинетику реакции выделения водорода на железе в фоновых растворах с составом электролита x M HCl + (1 – x) M LiCl, содержащих 10 мМ м-НФБГ. Неподвижный электрод, водородная атмосфера, комнатная температура. x, моль/л: 1–0,99; 2–0,50; 3–0,10; 4–0,05.

В целом, в водных растворах по мере введения и возрастания концентрации м-нитрофенилбигуанидина наблюдается переход от одной замедленной стадии к другой согласно ряду: замедленный разряд → замедленная латеральная диффузия → замедленный разряд → смешанный контроль (соизмеримые скорости разряда и латеральной диффузии).

Таблица 1

Влияние концентрации мета-нитрофенилбигуанидина на кинетические параметры РВВ в водных растворах HC1 с составом электролита x M HC1 + (1 – x) M LiC1.

$C_{м\text{-}НФБГ}$, ммоль/л	$-\frac{dE}{d\lg i_k}$, В	$-\frac{dE}{d\lg C_{H^+}}$, В	$\left(\frac{\partial \lg i_K}{\partial \lg C_{H^+}}\right)_E$	$\frac{d\eta_H}{d\lg i_k}$, В	$\frac{d\eta_H}{d\lg C_{H^+}}$, В	$\left(\frac{\partial \lg i_k}{\partial \lg C_{H^+}}\right)_\eta$
0	0,115	0,110	0,85	0,115	0,060	0,50
0,5	0,100	0,100	0,75	0,100	0,070	0,25
1,0	0,125	0,100	0,75	0,125	0,040	0,25
5,0	0,100	0,100	0,75	0,100	0,060	0,50
10,0	0,130	0,090	0,60	0,130	0,035	0,30

В [4] в различных вариантах с учетом указанных ниже условий проведен теоретический анализ кинетики РВВ, результаты которого использованы нами для дальнейшего анализа. Постулируется, что:

- на металлических системах реализуется один из маршрутов (1), (2) или (1), (3);
- в составе электролита отсутствуют поверхностно-активные составляющие;
- не рассматривается природа центров адсорбции атомов водорода;
- использована общая феномелогическая заместительная изотерма Конуэя – Гилеади;
- ад – атомы водорода, образующиеся по реакции (1) на активном центре типа «а», способны латерально диффундировать к центру «$а^*$», на которых протекают реакции (2) или (3);
- образующаяся частица $H_{адс}$ быстро десорбируется или встраивается в 3D–зародыш газового пузыря.

Тогда, согласно [4–5] в условиях замедленной латеральной диффузии должны наблюдаться следующие величины кинетических параметров: $d\eta / d\lg i_k$ и $\partial \lg i_k / \partial \lg C_{H^+}$, равные соответственно 0,079 В и 0,25. Значение $(\partial \lg i_k / \partial \lg C_{H^+})_\eta$ составляет 0,75. Величина $d\eta / d\lg C_{H^+}$ авторами не оценивалась.

Таблица 2

Потенциалы коррозии стального электрода (Ст3) в водных средах при различных концентрациях мета-нитрофенилбигуанидина и кислотности среды.

$C_{м\text{-}НФБГ}$, мМ	$-E_{кор}$, В при C_{HCl}, моль/л			
	0,05	0,10	0,50	0,99
0	0,350	0,350	0,340	0,330
0,5	0,270	0,250	0,220	0,210
1,0	0,270	0,250	0,210	0,210
5,0	0,230	0,170	0,150	0,140
10,0	0,180	0,140	0,130	0,120

В водном растворителе во всём изученном интервале концентраций м-НФБГ при минимальной и максимальной кислотности не выявлено чёткой зависимости потока твердофазной диффузии водорода i_H от $C_{м\text{-}НФБГ}$ (рис. 5, кривые 1 и 2).

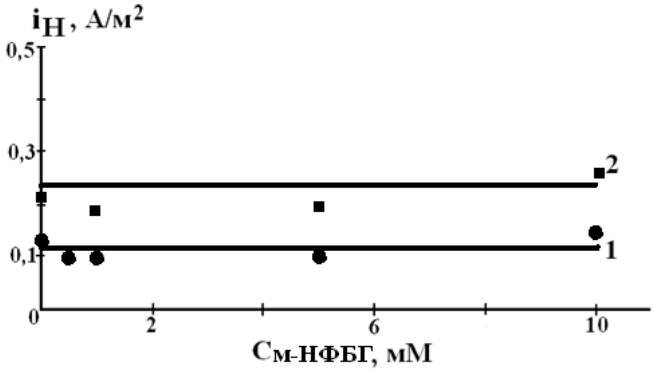


Рис. 5. Зависимость потока твердофазной диффузии водорода через мембрану при $E_{кор}$ ее входной стороны от концентрации м-НФБГ и HCl. C_{HCl}, моль/л: 1–0,05; 2–0,99. Водородная атмосфера, комнатная температура.

Введение максимального количества м-НФБГ в фоновые растворы практически не изменяет значение i_H. Из таблицы 2 следует, что при увеличении кислотности среды и концентрации добавки м-НФБГ наблюдается смещение потенциала саморастворения рабочего электрода в анодную область, что, вероятно, связано адсорбцией частиц добавки, точнее её протонированной формы, на отрицательно заряженной металлической поверхности железа, посредством встраивания их в плоскую часть двойного электрического слоя (плоскость Гельмгольца), и торможением ионизации железа. При этом i_H также не является функцией $E_{кор}$ входной стороны мембраны.

Обобщая наблюдаемые результаты, следует отличать, что смена контролирующей стадии РВВ по мере возрастания степени заполнения активных центров (АЦ) поверхности металла частицами адсорбата, по-видимому, является достаточно распространенным явлением. При этом частицы различной природы: $H_{адс}$, молекулы растворителя и вводимых

поверхностно-активных веществ либо продуктов их превращения должны быть способны адсорбироваться на единых АЦ поверхности, в связи с чем

$$\theta_{\Sigma} = \theta_{адс} + \theta_{solv} + \theta_{ПАВ},$$

где θ_i соответственно степень заполнения поверхности адсорбированными атомами водорода, молекулами растворителя и частицами вводимого вещества (м-НФБГ, ПАВ) или продуктов его взаимодействия (в данном случае м-НФБГН$^+$).

Развивая представления, сформулированные в [12 – 16], можно предположить следующее. При наличии на поверхности металла несколько групп активных центров, каждая из которых характеризуется своим интервалом энергий адсорбции атомов Н, монослойное заполнение одной такой группы АЦ может обусловить появление на ней $H_{адс}$ во втором слое без заполнения или полного заполнения активных центров других групп. Это, несомненно, приводит к промежуточным значениям кинетических параметров, что и наблюдалось в настоящей работе.

Литература

1. *Багоцкая А.И.* // Докл. АН СССР. 1956. Т. 110. № 3. С. 397–400.

2. *Балыбин Д.В.* Влияние гуанидина и фенилбигуанидина на кинетику реакции выделения водорода на железе и его диффузию через стальную мембрану в этиленгликолевых растворах HC1 // Автореф. дисс…канд. хим. наук. Тамбов. 2011. 20 с.

3. *Балыбин Д.В., Кузина О.Ю., Цыганкова Л.Е., Вигдорович В.И.* Квантово – механический расчёт дробных зарядов на атомах в молекуле гуанидина и его производных // Вестник ТГУ. 2012. Т. 17. Вып. 4. 248 с.

4. *Введенский А.В., Гуторов И.А., Морозова Н.Б.* Кинетика катодного выделения водорода на переходных металлах // Конденсированные среды и межфазные границы. 2010. Т. 12, №4. С. 288–300.

5. *Введенский А.В.* // Коррозия: материалы, защита. 2011. № 12. С. 23–29.

6. *Вигдорович В.И., Матвеева М.В.* Диффузия водорода через стальную мембрану из растворов системы $C_2H_5OH – H_2O – HC1$: эффект катодной и анодной поляризации // Электрохимия. 2006. Т. 42. № 12. С. 1480–1487.

7. *Вигдорович В.И., Цыганкова Л.Е., Балыбин Д.В.* Кинетика реакции выделения водорода на железе и его диффузия через мембрану из этиленгликолевых растворов // Физикохимия поверхности и защита материалов. 2011. Т 47. № 5. С. 103–108.

8. *Вигдорович В.И., Цыганкова Л.Е., Балыбин Д.В., Крыльский Д.В., Яковлева В.А.* Влияние гуанидина на выделение и диффузию водорода // Вестник Тамбовского государственного технического университета. 2010. Т. 16. № 1. С. 94–107.

9. *Вигдорович В.И., Цыганкова Л.Е., Копылова Е.Ю.* Влияние гидроарсената натрия на кинетику восстановления ионов водорода на железе и диффузию водорода через стальную мембрану из водных и этиленгликолевых растворов HC1 // Электрохимия. 2003, Т. 39. № 7. С. 832–839.

10. *Вигдорович В.И., Цыганкова Л.Е., Шель Н.В., Зарапина И.В., Матвеева М.В.* Влияние катодной поляризации стальной мембраны и кислотности спиртовых растворов HC1 на соотношение скорости реакции выделения водорода и его твердофазной диффузии // Электрохимия. 2007. Т. 43. № 7. С. 843–850.

11. Физико-химические методы анализа (под ред. *Алесковского В.Б. и Яцимирского К.Б.*). Л.: Химия, 1971. 424 с.

12. *Гохштейн А.Я.* Обмен между двумя видами адсорбированного водорода // Электрохимия. 1971 Т. 7. № 4. С. 594.

13. *Кришталик Л.И.* // Итоги науки и техники. Электрохимия. М.: ВИНИТИ. 1977. Т. 12. С. 5–55.

14. *Кришталик Л.И., Кузьменко Б.Б.* Об адсорбции водорода на вольфраме в растворе щелочи // Электрохимия. 1973. Т 9. № 5. С. 664–666.

15. *Кришталик Л.И.* Электродные реакции. Механизм элементарного акта. М.: Наука. 1979. 244 с.

16. *Фрумкин А.Н., Долин П.И., Эршлер Б.В.* Сравнение скоростей разряда H^+ - ионов со скоростью суммарного процесса выделения водорода на pt // Журн. физич. химии. 1940. Т. 14 № 7. С. 907–915.

РАЗРАБОТКА ТАМПОНАЖНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ УСЛОВИЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПРИВОЛЖСКОГО РЕГИОНА (DESIGN CEMENT SLURRY FOR OIL FIELDS OF VOLGA REGION)

Кузин Д.А., Чесноков Д.В.
(научный руководитель: профессор Крупин С.В.)
Казанский национальный исследовательский технологический университет КНИТУ (КХТИ); Группа компаний «МИРРИКО»

Ключевые слова: *Тампонажные цементы, добавки в облегченные растворы, добавки в цементы, API, адгезия, фильтрационные потери, гидратация цемента, консистометр, время загустевания.*

Аннотация. *В работе протестированы стандартные рецептуры тампонажных составов облегченной и нормальной плотности. Разработаны оптимальные концентрации реагентов, регулирующих свойства цементного раствора и цементного камня. Отрегулированы параметры фильтрации, водоотделения, времени загустевания под условия нефтяных месторождений Приволжского региона.*

Key words*: oil well cement additive in lightweight solutions, API, adhesion, Fluid loss, the hydration of cement, consistometers, thickening time.*

Abstract. *The paper tested standard formulations of lightweight and normal slurry cementing compositions. The optimal concentration of the reactants regulating the properties of the cement slurry and cement stone. Adjusted filtering options, water separation. Thickening time under the conditions of the oil fields of the Volga region.*

Вводная часть

В строительстве нефтяных скважин после бурения и спуска эксплуатационной колонны применяются различные виды тампонирующих цементных растворов, которые в зависимости от геолого-технических условий, могут содержать разнообразные химические добавки. *Условия скважин Приволжского региона располагают температурой эксплуатируемых пластов около 28-38 °С, средней глубиной скважин от 1000 м до 2500 м и пластовым давлением от 150 до 230 атм, соответственно и тампонажные растворы должны работать в данном термобарическом режиме.*

Свойства цементного раствора и способы его закачки прямым образом влияют на качество крепи цементного камня к эксплуатационной колонне при строительстве скважины и продлевают время ее безремонтного периода эксплуатации [1].

При цементировании колонн и многопластовых скважин с низкими пластовыми давлениями, используют облегченные до 1,65 г/см^3 цементные растворы (ЦР) на непродуктивных интервалах, а на интервалах подвергающихся воздействию перепадов давлений, продуктивных,

эксплуатируемых горизонтов используют нормальные до 1,92 г/см^3 по плотности ЦР.

Состояние цементного кольца за обсадной колонной непосредственно влияет на герметичность разобщения продуктивных, газо- и водоносных горизонтов, а также защиту обсадных колонн от негативного влияния пластовых флюидов. Разрушение тампонажного камня вдоль колонны приводит к возникновению заколонных перетоков, проявлению пластовых флюидов на поверхность земли, межпластовым перетокам и соответственно, преждевременному обводнению пласта в нефтегазоносных горизонтах. Для исключения возникновения указанных проблем к цементному раствору, а в последующем к цементному камню, предъявляются ряд требований указанные в таблице 1.

Стандартные рецептуры тампонажных цементов используемые в ряде нефтесервисных организациях, показывают слабые функциональные параметры (таблица 2, 3 модельные растворы №1,3). Для повышения качества крепления обсадных колонн подразумевает использование различных добавок, регулирующих свойства цементного раствора. Каждый компонент в системе будет влиять на строго определенные параметры ЦР, тем самым регулируя характер заполнения ЦР пространства между колонной и породой в пробуренной скважине [2],[3].

Требования к тампонажному составу

Основные требования к свойствам цементного раствора рассмотрены в стандартах: API 10A (American Petroleum Institute), ISO 10426-2:2003 (International Standardization Organization), в которых указаны способы, оборудование и методики измерения параметров цементного раствора. [5],[6],[7].

Таблица 2. Оптимальные параметры цементного раствора, для применения в условиях нефтяных месторождений Приволжского региона.

Физические параметры/ приборы / **Вид ЦР**	**Плотность, г/см^3**	**Водоотделение, %**	**Фильтрация свободной жидкости, мл**	**Растекаемость, мм**	**Время загустевания, часов**

	Рычажные весы	*Наклонный цилиндр (45°)*	*Фильтр-пресс*	*Конус растекаемости АзНИИ*	*Консистометр*
Облегченный ЦР	1,65*	0,5**	200 (расч)**	Более 250***	3,5-5 часов****
Нормальный ЦР	1,92*	0**	100 (расч)**	Более 250***	2,5-4 часа****

*-Данные по рекомендуемым плотностям, используемые в общепринятой практике нефтесервисными компаниями, работающими на бездобавочных цементах на территории Поволжья.

**- Принятые показатели свойств цемента по стандарту API 10A.

***- Требование ГОСТ 1581-96 (портландцементы тампонажные)

****-Оптимально рекомендуемое время загустевания для нефтяных скважин Приволжского региона.

Результаты испытаний

С целью проведения сравнительных испытаний предлагаемого и уже используемого цемента, под условия месторождений нефти Приволжского региона, в качестве модельного раствора использовался цемент марки ПЦТ-II-50 - 91% + глинопорошок ПБН-9% заводского смешения, с В/Ц 1,0 до плотности 1,65г/см^3 и цемент марки ПЦТ-I-G-CC-1 до плотности 1,92г/см^3 в чистом виде. Все цементы соответствуют минимальным требованиям ГОСТ 1581-96.

Результаты проведенных испытаний занесены в таблицу 2 и 3. Использование облегченного тампонажного материала при цементировании глубоких скважин, а также при наличии в разрезе пластов с низкими пластовыми давлениями обуславливает облегчение тампонажного цемента с 1,65 г/см^3 (модельный раствор «№1) до 1,55 г/см^3 (предлагаемый раствор №2). Разрабатываемые для этих целей добавки на основе алюмосиликатных микросфер и других различных инертных наполнителей, не могут обеспечить качественное разобщение вскрываемых пластов. Одним из недостатков является отсутствие формировании кристаллической структуры камня на местах контакта поверхностей частиц цемента и сфер, а следствие плохое качество раствора и малая прочность цементного камня. Предлагаемые в данной работе добавки, полностью растворяются в жидкости затворения и

способны образовывать достаточное количество кристаллов, что ведет к формированию пространственных связей между частицами цемента.

Таблица 3. Сравнение рецептур №1 и №2 облегченных тампонажных цементов.

Параметр	**Модельный раствор №1**	**Предлагаемый раствор №2**	Требования ГОСТ 1581-96 на низкие температуры	Оптимальные показатели облегченного ЦР*
	В/Ц=1,0 Раствор на смеси цемент ПЦТ-II-50 - 91% и глинопорошок ПБН-9%	Цемент класса G, В/Ц= 0,9, Облегчающая добавка, Пластификатор, Понизитель фильтрации, Упрочняющая добавка, Пеногаситель, $CaCl_2$ техн. - 3%		
Плотность, г/см3	**1,65**	**1,55**	**1,53**	
Растекаемость, мм	>280	270	200-220	250-270
Стабильность (водоотделение), %	5	0	8,7	<0,5
Рассчитанные фильтрационные потери (по API) при 25°С, мл	740	188 (-293%)	-	<200
Прочность на изгиб, МПа: Через 24 часа Через 48 часов	1,2 1,8	4,2 (+250%) 5,4 (+222%)	- 2,7	>
Прочность на сжатие, МПа: Через 24 часа Через 48 часов	3,2 5,8	11,1 (+246%) 17,4 (+200%)	- -	>
Показания вискозиметра при скоростях 300/200/100/60/30/6/3Па - Средние значения	220/195/172/152/118/65/34	110/97/77/68/63/36,9/29,4	-	<250Па при 300об/мин
Статическое напряжение сдвига 10 секунд/10 минут, Па	36/67	34 / 45	-	<40/60
Время загустевание, мин, (рис. 1 и 2) До 30 Вс** До 70 Вс	500 540 560	232 282 311	>90 - -	220-360

До 100 Вс				
Адгезия к металлу, МПа Через 24 часа Через 48 часов	1,3 2,4	4,8 (+369%) 6,2 (+258%)	- -	>

*- оптимальные показатели цементного раствора по стандарту API 10A и указанные в таблице 1.

**- Вс – условная единица консистенции Бердена (где 0 Вс это консистенция воды, а 100 Вс это вязкость у твердого вещества (камня)).

В рецептуре раствора №1 находится облегчающая добавка в виде глинопорошка ПБН, использующегося для поддержания седиментационной устойчивости и удержания излишней воды в составе цементного раствора. Добавление бентонита в облегченные удлиняет время загустевания ЦР и увеличивает седиментационную устойчивость на пересыщенных водой цементных растворах, повышая вязкость и связывая излишнюю воду. Но необходимо понимать, что бентонит является инертной добавкой, которая значительно понижает прочностные характеристики цементного камня, а полученная прочность и адгезия будут с низкими значениями.

Если уменьшать плотность облегченного ЦР без введения дополнительных добавок, в чистый цемент, помимо бентонита, просто увеличивая В/Ц, с 1,65г/см3 до 1,55г/см3, способность частиц увеличивать кальциевых связи падает, а прочность цементного камня ухудшается на 10-20% [9]. В нашем случае получив более легкую цементную суспензию, плотностью 1,55г/см3 путем введения в раствор №2 указанных выше добавок и исключив глинопорошок ПБН из состава, мы смогли повысить свойства ЦР на 200% и более, чем с плотностью 1,65 г/см3 с 9% бентонита. Тем самым мы увеличили характеристики цементного раствора и образующегося цементного камня, уменьшив нагрузку на пласты во время заливки и увеличив сроки межремонтного периода скважин.

В таблице 3 приведены результаты испытаний свойств цементного раствора №3 без добавок и предлагаемого ЦР №4 с введёнными добавками.

Введение компонентов, указанных в рецептуре состава №4 помогает снизить фильтрацию воды из раствора до значений, требуемых по стандарту менее 100мл увеличить прочность ЦР на изгиб, сжатие, улучшить адгезию к металлу за счет влияния на ЦР компонентов, растворенных в воде затворения (табл. 3).

Таблица 4. Сравнение рецептур предлагаемого и модельного тампонажного раствора на нормальной плотности в 1,92г/см^3.

Параметр	**Модельный раствор №3**	**Предлагаемый раствор №4**	Требования ГОСТ 1581-96 на низкие температуры	Оптимальные показатели*
	В/Ц=0,42; Цемент класса G без добавок	Цемент класса G с В/Ц=0,42, $CaCl_2$ техн.– 3,0%, Понизитель фильтрации, Пластификатор, Пеногаситель.		
Растекаемость, мм	250	> 280	-	>250
Стабильность (водоотделение), %	5	0	-	<0,5
Фильтрация (расчетная по API) при 25°С, мл	650	87	-	<100
Прочность на изгиб, МПа, через 24ч через 48ч	2,4 6	6,6 (+175%) 9 (+50%)	-	>
Прочность на сжатие, МПа, Через 8 часов через 24ч через 48ч	2,4 5,4 26,8	5,6 27,8 (+415%) 41,6 (+55%)	2,1 - -	>
Показания вискозиметра при скоростях 300/200/100/60/30/6/3 при переключении скоростей - Средние значения	100/87/72/64/56/ 26,9/19,5	76/52/27/17/12/9,3/ 7,8	-	-
Статическое напряжение сдвига 10секунд/10минут, Па	10,9/13,8	6/13,7	-	-
Загустевание, мин, До 30 Вс До 70 Вс До 100Вс	180 220 240	126 148 152	- - 90-120	120-160
Адгезия к металлу, МПа Через 24 часа Через 48 часов	2,9 6,4	6,1 (+110%) 8,5 (+32%)	- -	>

*- оптимальные показатели цементного раствора по рекомендации API 10A и указанные в таблице 1.

Исследуя такой параметр, как время начала набора вязкости на консистометре, при указанных термобарических условиях, мы получили графики консистенции от времени, (рис.1, 2) на предлагаемых рецептур ЦР №2 и 4.

В стандартах ISO и API специально принято начало времени загустевания в 30 Вс, при котором нагрузка на технологическое оборудование начинает расти, на значении в 70 Вс раствор становится густым и не перекачиваемым, а при 100 Вс раствор переходит в стадию начала схватывания (начинается процесс кристаллизации). Набор вязкости начинается при 30 Вс и до этого раствор уже должен принять статичное положение в скважине.

На рисунке 1 изображены три линии: набор консистенции, график температуры и давления. Представленный график набора консистенции раствора с плотностью 1,55г/см3, начинает со значений начальной консистенции 7 Вс (это вязкость раствора сразу после начала работы консистометра). Набор вязкости до 30 Вс происходит за 2:52 часа, до 70 Вс достигает значения за 4:42 часа, а до 100 Вс за 5:11 часов. Время набора значений от 30 до 100 Вс продолжается в течение 2часов 19минут - это время начала перехода из раствора к моменту начала схватывания цемента, воздействие на ЦР в период времени после 2 часов 50 минут не желательно, также, как и в последующие периоды окончания схватывания и начала набора прочности, работы можно начинать только после ожидания времени затвердевания цемента (ОЗЦ) в 48 часов после заливки.

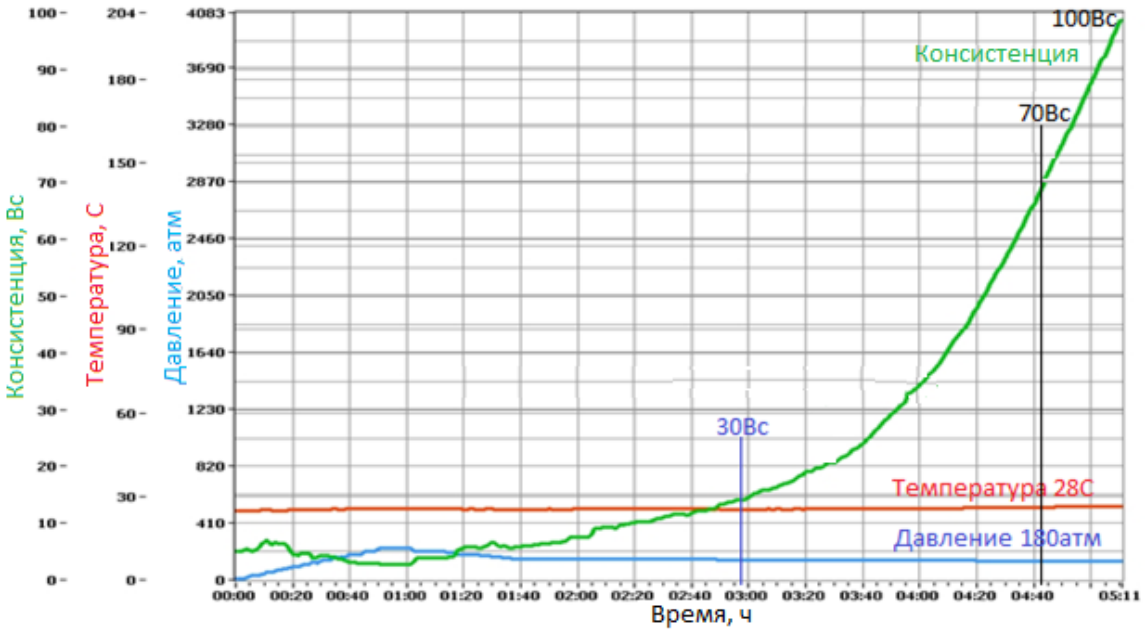


Рис. 1. График загустевания облегченного цементного раствора №2 плотности 1,55г/см^3.

На рисунке 2 график набора вязкости ЦР №4 плотностью 1,92г/см^3(рис. 2), показывает консистенцию ЦР под термобарическим воздействием. Начальная консистенция раствора сразу после его

приготовления 20 Вс, ЦР набирает значение до 30 Вс за 2:16 часов, а до 100 Вс за 2:32часа. Изменение между 30 и 100 Вс происходит за 16 минут, что является влияние более плотного расположения частиц цемента во взвеси, чем в облегченном ЦР.

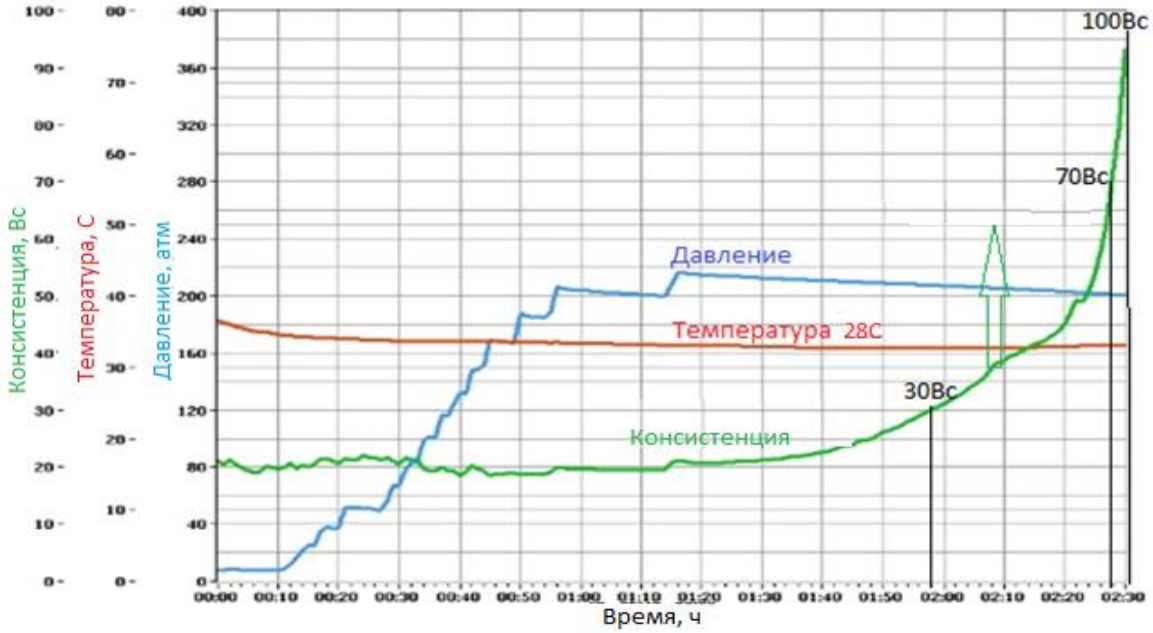


Рис. 2. График загустевания цементного раствора №4 нормальной плотности 1,92г/см^3.

Загустевание цемента в растворе №2 происходит быстрее, чем на модельном растворе №1, в связи с добавлением ускорителя времени загустевания на кальциевой основе, что приводит к ускоренному образованию субмикрокристаллических продуктов гидратации, обладающих высокой прочностью, скрепляющих частицы цемента [9]. Замедленное время загустевания раствора №1 происходит в результате влияния на процесс кристаллообразования большого количества воды и пленки глинопорошка бентонита, который препятствует процессу гидратации. В растворе №2 содержание воды составляет 100% относительно массы цемента, а в растворе №1 воды в растворе всего 44%, это свидетельствует о плотности расположения частиц цемента в растворе. Для роста кристаллов в растворах с большим содержанием воды требуется больше времени[10]. Скорость загустевания находится в зависимости от температуры окружающей среды при проведении испытания. При температурах ниже 10°С схватывание испытуемого цемента сильно замедляется, при повышении до 100°С температуры скорость схватывания увеличится в разы, однако в нашем случае используются температуры в диапазоне 28-38°С, и тогда ЦР требуется ввод ускорителя схватывания для того что бы отрегулировать оптимальное значение времени загустевания в диапазоне, как указанно в таблице 1.

Выводы

1. В ходе проведенных испытаний на модельных растворах №1 и №3, были измерены характеристики цементной суспензии (табл. 2 и 3) для сопоставления их с международными стандартами (табл. 1). В итоге цементные раствор №1 на плотности 1,65г/см^3 и раствор №3 на плотности 1,92г/см^3 не соответствуют требованиям международных стандартов и соответственно негативно влияет на качественные показатели при цементировании скважин.
2. Использование в растворах № 2 дополнительных компонентов позволило облегчить раствор с 1,65 до 1,55 г/см^3, нарастить в несколько раз прочность и другие параметры ЦР.
3. Ввод добавок в раствор №4 позволил достичь требуемых параметров цементного раствора, соответствующих международным требованиям API и потенциально повысить качество крепления продуктивной зоны скважины, увеличив время межремонтного периода.
4. Проведенные исследования на температурном режиме в 28ºС позволяют адаптировать подобранные рецептуры под условия скважин Приволжского региона, где термобарические условия идентичны заданным параметрам в данной работе. Время загустевания, потери воды при фильтрации ЦР, водоотделение и прочие характеристики растворов №2 и №4 выведены под требуемые значения, могут корректироваться и под другие геолого-технические характеристики любого другого региона применения.

Список использованной литературы

1. Басарыгин Ю.М., Будников В.Ф., Булатов А.И. Теория и практика предупреждения осложнений и ремонта скважин при их строительстве и эксплуатации. -М.: ООО Недра-Бизнесцентр, 2000.
2. Специальные тампонажные материалы для цементирования обсадных колонн в скважинах с различными термобарическими условиями. :/И.И. Белей //Бурение и нефть. -М.: ООО Бурнефть, 2007.
3. Облегченные тампонажные растворы, предотвращающие гидроразрыв пород и сохранение коллекторских свойств продуктивных пластов/ Романова Т.Н., Семененко А.Ф., Щербич Н.Е - Тюмень, Тюменский государственный нефтегазовый университет, 2010.
4. Тейлор Х. Химия цемента/Пер. с англ. -М.: Мир, 1996.
5. API Specification 10A,B. США. Технические условия на цементы и материалы для цементирования скважин.
6. ГОСТ 1581-96 Портландцементы тампонажные. Требования.
7. ГОСТ 26798.1-96 Цементы тампонажные. Методы испытания

8. Специальные тампонажные материалы для цементирования обсадных колонн в скважинах с различными термобарическими условиями. :/И.И. Белей //Бурение и нефть. -М.: ООО Бурнефть, 2007. -№ 6-8. -С.
9. Строительство: Энциклопедический словарь /Автор-составитель Д. В. Артюхович. — Ставрополь: Ставропольское издательство «Параграф», 2011. — 766 с. — ISBN 978-5-904939-17-5
10. Райхель В., Конрад Д. Бетон: В 2-х ч. Ч. 1. Свойства. Проектирование. Испытание / Пер. с нем./Под ред. В. Б. Ратинова. — Москва: Стройиздат, 1979. — с. 33.

ОБОСНОВАНИЕ И РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ИЗОЛЯЦИИ ВОДОПРИТОКОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН (THE STUDY AND DEVELOPMENT OF WATER INFLUX ISOLATION TECHNOLOGIES IN ORDER TO IMPROVE UPON THE QUALITY OF WELL COMPLETION)

Кучин В. Н.
(научный руководитель: доцент Нуцкова М. В.)
Горный университет

Цель работы: повысить эффективность заканчивания скважин в условиях водопритока применением вязкоупругих газожидкостных смесей (ГЖС) для изоляции проницаемых горизонтов.

Увеличение скорости и объемов бурения скважин приводит к необходимости бурения в осложненных условиях: пласты с аномальными давлениями (как низкие так и высокие), неустойчивые породы, породы высокой твердости, многолетнемерзлые породы и др.

Надежность строительства скважин в таких условиях во многом оказывает влияние на дальнейшую разработку и эксплуатацию месторождения. Часто возникает вопрос о изоляции водоносных пластов, из которых происходят прорывы вод в добывающие скважины, оказывающие существенное влияние на качество добываемой продукции.

Ключевым решением данной проблемы прорыва вод является изоляция пластов, которая осуществляется применением различных тампонажных материалов. Существуют составы для ограничения водопритоков (ОВП): быстросхватывающиеся тампонажные материалы, гельцементные растворы, полимерные набухающие сетки, латексы, синтетические смолы, вязкоупругие составы, материалы для селективной изоляции и др.

В условиях пониженных пластовых давлений определяющая роль для выбора буровых технологических жидкостей и тампонажных материалов является плотность, поэтому и для временного блокирования проницаемого водоносного горизонта целессообразным является применение экранов на основе вязкоупругих трехфазных стабилизированных ГЖС. При использовании таких составов значительно понижается скорость фильтрации жидкости по сравнению с другими вязкоупругими системами, что позволяет повысить надежность временной изоляции водоносных горизонтов.

Был проведен анализ отечественного и зарубежного опыта блокирования проницаемых пластов различными составами, проделаны исследования трехфазных блокирующих составов и обобщены требования к ним.

Анализ настоящего состояния разработки нефтяных и газовых месторождений показывает, что значительная доля фонда добывающих скважин характеризуется показателями обводненности продукции более 80%. Фонд скважин, которые не работают составляет более 35%, а по некоторым месторождениям – порядка 40-50%. При этом фонд скважин, дающих обводненную продукцию сразу после освоения составляет не менее 15% [1-4].

Некачественное крепление скважин вызывает прорыв вод в добывающие скважины, причинами чего может являться [5]:

плотность тампонажного раствора не соответствует нужным показателям;

некачественное сцепление на границах раздела горная порода – цемент и цемент – обсадная колонна;

преждевременное загустевание тампонажного раствора;

низкое качество выбранного тампонажного материала.

На сегодня существует несколько направлений для решения проблемы качественной изоляции водоносных пластов: селективная изоляция водопритоков при проведении ремонтно-изоляционных работ (РИР) [6, 7], повышение качества крепления скважин [8-18], временное блокирование пласта [9-11].

Самым целесообразным является временное блокирование водоносных горизонтов, для предупреждения образования каналов фильтрации за счет миграции флюида из скважины при затвердевании цемента.

В условиях аномально низких давлений важную роль играет давление в скважине, поэтому целесообразно применение, для блокирования проницаемых горизонтов, составов с низкой плотностью, таких как трёхфазные пены. В работе [11] получены выводы, что на характер фильтрации флюида в пористой среде, насыщенной трехфазной пеной, существенное влияние оказывает природа твердой фазы, соответственно для изоляции непродуктивных пластов рекомендуется применение глин, а для продуктивных – кислоторастворимых кольматантов. В таблицах 1 и 2 кратко представлены характеристики составов, которые находили применение при изоляции призабойной зоны пластов (ПЗП).

Составы на углеводородной основе для блокирования пласта, включающие в свой состав резиновую крошку, характеризуются закупориванием со снижением естественной проницаемости, так как резиновая крошка не растворяется при соляно-кислотных обработках (СКО) и не подвержена биоразложению. Область применения ограничена непродуктивными проницаемыми пластами, в том числе для ликвидации поглощений промывочной жидкости, но только при условии бурения скважин с промывкой растворами на углеводородной основе.

При использовании в качестве наполнителя не резиновой крошки, а карбоната кальция, составы могут найти применение и для временного блокирования продуктивного пласта с возможностью его последующего удаления соляно-кислотной обработкой после вторичного вскрытия.

Таблица 1

Растворы для блокирования ПЗП

	Где/кем разработан	Компонентный состав	Параметры	Характеризующие свойства
1	Патент РФ № 484300 [12]	смесь конденсата и сульфит-спиртовой барды (ССБ) в соотношении 3:1 водный раствор ССБ 38% (25-50) резиновая крошка 0,2-0,5%	плотность 0,9-0,95 г/см^3 СНС-80 Па·с	Высокое значение статического напряжения сдвига.
2	Патент РФ № 2255209 [13]	углеводородная основа 41-72 ациклическая кислота 6-14 каустическая сода 4-13 минеральный наполнитель	плотность эмульсии 1,02 г/см^3	Недостаточно высокая эффективность применения на месторождениях с высокопроницаемыми пластами.
3	Патент РФ № 2196164[14]	газоконденсат (5-75%); ССБ конц. 38% (25-50%); резиновая крошка (0,25-0,5%)	плотность-1030кг/м^3, вязкость -42с, СНС$_{1/10}$-2/3 дПа, ДНС-37,5 дПа, пластическая вязкость -129,5 мПа·с	Необратимое закупоривание порового пространства продуктивного пласта
4	Патент РФ № 2309177 [15]	КМЦ (1,5-2,0%), хлорид магния (12-18%), гидрооксид натрия (10-16%), вода - остальное дополнительно сверх 100%: микросферы (25-40%), мел (3-5%)	Плотность-1300 кг/м^3, вязкость -60 с, фильтрация - 6 см^3, стабильность - 10 мин	Обеспечение блокирования призабойной зоны пласта высокой проницаемости (так называемых «суперколлекторов») и трещин

Пенообразущие составы (табл. 2), для глушения скважин в условиях аномально низких пластовых давлений могут быть успешно применены для временного блокирования призабойной зоны и снижения водопритоков в скважину.

Таблица 2

Пенообразующие составы для блокирования пласта и ограничения водопритоков

№	Где/кем разработан	Компонентный состав	Характеризующие свойства
1	Патент РФ № 1175951 [16]	лигнин 8,0-15,0 щелочь-0,3-5,0 КМЦ-0,2-0,6 ПАВ-0,01-0,15 нефтепродукт-1,0-5,0 этилендиамин-0,05-1,5 вода - остальное	Неустойчивость системы, низкая блокирующая способность, незначительное снижение проницаемости пластов после проведения ремонтных работ.
2	Патент РФ № 1208192 [17]	сульфонол или ОП-10 - 1-3 бентонит - 1-3 ПАА-0,5-0,7 КССБ-4–5-8 пресная вода – остальное	Неустойчивость системы, низкая блокирующая способность, снижение проницаемости пластов после проведения ремонтных работ, значительные затраты времени на освоение скважины.
3	Патент РФ № 2183735 [18]	ПАВ-0,5 хлористый калий-5,0 гидроксиэтилкарбоксиметилкрахмал-3,0-4,0 конденсированная ССБ-0,5-1,0 мел-3,0 вода-остальное	Недостаточная эффективность глушения. Образуется пена с низкой кратностью.
4	Патент РФ № 2187533 [19]	пенообразователь-0,8-1,8 крахмал модифицированный-5,0-7,0 сульфацелл-0,18-0,3 мел технический-3,0-4,0 алюмохлорид-1,1-1,4 сода кальцинированная 0,6-0,8 пресная вода - остальное	Низкая эффективность глушения.

Наиболее продуктивными являются стабильные трехфазные пены, выполняющие роль фильтрационного экрана. За счет применения твердой фазы в составе пены, растет её устойчивость, структурно-механические свойства, снижается значение фильтрации. Присутствие бентонита может приводить к необратимой кольматации проницаемого пласта.

Мел увеличивает блокирующие свойства в качестве наполнителя с одной стороны, с другой – осложняет процесс освоения скважины в связи с необходимостью деблокирования пласта. При использовании кислотной обработки для деблокирования пласта от мела нарушается естественная проницаемость продуктивного пласта за счет взаимодействия кислоты с минеральной составляющей породы и пластовыми водами.

Главными требованиями, предъявляемыми к блокирующим составам при проведении работ, являются высокая вязкость, широкие пределы регулирования структурно-механических и реологических свойств, низкое значение фильтрации, сохранение фильтрационно-емкостных свойств и эксплуатационных характеристик пласта (при вероятности проникновения в продуктивный горизонт), недефицитность исходных компонентов, простая технология приготовления в промысловых условиях, обеспечение условий безопасности проведения работ.

Для временного блокирования зон высокой проницаемости необходимо применение кольматанта, размеры которого зависят от размера пор пласта. Наиболее подходящие для этой цели – карбонат кальция крупной фракции или микросферы (стеклянные, алюмосиликатные или керамические).

К общим требованиям для временной изоляции пластов в условиях пониженных давлений можно отнести:

1. Состав для блокирования должен быть химически инертен к горным породам, совместим с пластовыми флюидами и должен исключать необратимую кольматацию пор пласта твердыми частицами.

2. Фильтрат блокирующей смеси должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении pH пластовой волы.

3. Состав должен обладать тиксотропными свойствами – иметь небольшое сопротивление при движении в бурильных трубах и затрубном пространстве и большое — при движении в проницаемых горных породах.

4. Блокирующая жидкость должна обладать низким коррозионным воздействием на скважинное оборудование. Скорость коррозии стали не должна превышать 0,10-0,12 мм/год.

5. Состав для изоляции должен быть термостабильным при высоких температурах и морозоустойчивым в зимних условиях.

6. Блокирующая жидкость должна быть не горючей, взрывопожаробезопасной, нетоксичной.

7. Блокирующий состав должен быть технологичным в приготовлении и использовании.

8. Технологические свойства жидкости для блокирования должны регулироваться.

9. На месторождениях с наличием сероводорода растворы должны иметь в своем составе нейтрализатор сероводорода.

Таким образом, разработка состава для временной изоляции проницаемых водоносных пластов, который позволяет минимизировать движение жидкости в системе «скважина-пласт» и загрязнение призабойной зоны пласта, а также способа его удаления из продуктивного пласта после проведения операций для последующего освоения и добычи, является весьма актуальной задачей, а полученный состав требует комплексного исследования.

Разработка состава газожидкостной блокирующей жидкости

Для эффективного заканчивания скважин в условиях пониженных давлений, с сохранением фильтрационно-емкостных свойств пластов, необходимо применение для временной изоляции газожидкостной блокирующей жидкости со следующими свойствами:

плотность – менее 1000 кг/м^3;

фильтрация – не более 5 см^3/30 мин;

толщина фильтрационной корки – 0,5-1,0 мм;

водородный показатель (pH) – 7-8;

эффективная вязкость – не менее 65 мПа·с;

динамическое напряжение сдвига (в условиях поверхностных/забойных) – 400-1000/150-700 дПа;

статическое напряжение сдвига (1 мин/10 мин) – не менее 15/15 дПа.

Продуктивный горизонт может характеризоваться повышенными температурами – до 90-100°С, поэтому целесообразным является применения термоустойчивых газожидкостных блокирующих жидкостей, сохраняющих свои свойства в течение всего времени нахождения жидкости в скважине.

Таким образом, разработка термостабильных блокирующих жидкостей, обладающих перечисленными свойствами, является актуальной задачей.

Раствор должен в своем составе включать компоненты:

полимер (биополимер) для формирования структуры газожидкостной блокирующей смеси,

регулятор pH,

бактерицид (в случае применения крахмальных реагентов и биополимеров),

регулятор вязкости,

регулятор фильтрационных свойств,

кольматант (для повышения устойчивости),

вспомогательные компоненты.

На первом этапе проводился подбор буровых составов на соответствие плотности и фильтрации. В табл. 3 представлены исследованные составы.

Таблица 3

Компонентный состав исследованных растворов

Реагенты	Растворы							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Биополимер	2,6 %	1,5 %	1,5 %	0,5 %	0,3 %	0,3 %	0,4 %	0,3 %
ПАВ	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,1 %	0,06 %	0,1 %	0,1 %	0,08 %
Кольматант	2,0 %	2,0 %	2,0 %	1,0 %	1,0%	1,0 %	0,8 %	0,8 %
Регулятор pH	0,06 %	0,06 %	0,06 %	0,06 %	0,06 %	0,06 %	0,06 %	0,06 %

Кроме того производились замеры стабильности и расчет кратности получаемой пены. Результаты экспериментальных исследований представлены в таблице 4.

Таблица 4

Результаты экспериментальных исследований

Свойства	Растворы							
	1	2	3	4	5	6	7	8
Плотность, кг/м^3	920	840	780	800	820	800	810	800
Условная вязкость, с	не текучий				45	55	150	99
Кратность пены	1,44	1,5	1,68	1,64	1,6	1,64	1,5	1,7
Динамическая вязкость, сП:								
3об/мин					1300	1367	1500	1100
6об/мин					783	800	850	650
100об/мин					114	112	96	83
200об/мин					70	68	59	51
300об/мин					50	50	46	37
600об/мин					31	31	26	24
pH	7,8	7,8	7,6	7,5	7,3	7,8	7,6	7,5
Стабильность, кг/м^3	0	0	0	0	150	200	0	170
Фильтрация, см^3/30мин	0	0	0	0			8,8	

Первые четыре состава показали высокие значения устойчивости (выделение жидкости из пены отсутствовало более семи дней), хорошие

показатели стабильности и фильтрации, но оказались не текучими, определение реологии оказалось невозможно, поэтому их применение нецелесообразно. Для составов 5-8 были проведены замеры динамической вязкости при разных скоростях сдвига. Показатели динамической вязкости, в целом, достаточно близки для всех составов, однако стабильность только 7-го состава оказалась допустимой (не более 20 кг/м^3), составы 5, 6 и 8 расслоились и показали неудовлетворительные значения стабильности, что недопустимо. Определение фильтрации 7-го состава дало неудовлетворительный результат, поэтому для дальнейших исследований целесообразно рассмотреть составы, включающие в себя: биополимер в количестве 0,4-0,5%, ПАВ - 0,05-0,1%, кольматант - 0,8-1,0%. Для регулирования реологии и фильтрационных свойств предполагается рассмотреть ввод ПАЦ низкой и высокой вязкости в различных концентрациях до получения оптимальных значений.

Кроме того, в дальнейшем необходимо провести оценку термостабильности составов: исследование технологических и реологических свойств после нагрева до пластовых температур (например, 90°С), а также зависимость разрушения техфазного состава при увеличении давления до пластового.

Выводы и рекомендации

1. Временная изоляция проницамых водоносных пластов – технологически необходимая операция, которая значительно осложняется при низких пластовых давлениях. Актуальным является применение составов с низкой плотностью. Примерами подобных составов являются эмульсии и пены.
2. При временной изоляции необходимо предусмотреть возможность проникновения блокирующей жидкости в призабойную зону продуктивного пласта, вследствие чего из состава разрабатываемых составов необходимо исключить кольматант, не растворимый в кислотах.
3. Пены, применяемые для создания блокирующего крана должны быть стабильными с момента закачки до конца ожидания затвердевания цемента. Эффективным наполнителем для стабилизации состава является молотый карбонат кальция, который при кислотной обработке успешно растворяется.
4. Наиболее успешными составами для блокирования являются жидкости с низким показателем динамического напряжения сдвига в поверхностных условиях и с высоким в призабойной зоне пласта, что позволяет снизать вероятность проникновения жидкости глушения в продуктивный горизонт и ухудшить его фильтрационно-емкостные свойства. Высокие значения динамического напряжения сдвига в поверхностных условиях снижает КПД и эффективность закачивающего насоса. Таким образом, предстоящие реологические исследования должны

быть направлены на проверку полученных составов данным требованиям, а также разработке новых составов в случае отрицательного результата.

Список использованной литературы

1. Земцов Ю.В., Тимчук А.С., Акинин Д.В., Крайнов М.В. Ретроспективный анализ методов ограничения водопритоков, перспективы дальнейшего развития в Западной Сибири // Нефтепромысловое дело. – 2014. – № 4. – С. 17-22.

2. Шамсутдинова М.Х., Гойтемирова С.У., Исаева Э.Л., Бисиева Х.З., Сириева Я.Н. Изоляция водопритоков в нефтяные скважины // Рефлексия. – 2010. – № 3. – С. 50-54.

3. Магадова Л.А., Силин М.А., Ефимов Н.Н., Ефимов М.Н., Нигматуллин Т.Э., Хасаншин Р.Н. Опыт изоляции водопритоков в добывающих нефтяных скважинах с применением селективных материалов на углеводородной основе // Территория Нефтегаз. – 2011. – № 3. – С. 68-73.

4. Краснова Е.И., Зотова О.П., Сивков П.В. Применение селективных материалов для ограничения водопритоков на месторождениях Западной Сибири // Академический журнал Западной Сибири. – 2013. – Т. 9. № 4 (47). – С. 17-18.

5. Силин М.А., Рудь М.И., Давлетшина Л.Ф., Губанов В.Б., Магадов В.Р., Федорова Л.А., Кыонг Ф.Х. Разработка битумной эмуль сии для применения в технологии селективной изоляции водопритоков // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2010. – № 11. – С. 11-13.

6. Двойников М.В. Разработка и исследование азотонаполненных тампонажных систем для крепления скважин: автореф. дис. … канд. техн. наук. Тюмень, 2005.

7. Исмагилова Э.Р., Агзамов Ф.А. Разработка добавок в «самозалечивающиеся» цементы для восстановления герметичности цементного кольца нефтяных и газовых скважин // Бурение и нефть. – 2016. – № 5. – С. 36-41.

8. Овчинников П.В., Двойников М.В., Овчинников В.П., Фролов А.А., Будько А.В., Пролубщиков С.В., Арыпов Ш.К. Крепление скважин в условиях аномально низких пластовых давлений // Известия высших учебных заведений. Нефть и газ. – 2005. – №

9. Гасумов Р.А., Кашапов М.А. Разработка пенообразующих составов для бурения и ремонта скважин // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2009. – № 12. – С. 30-32.

10. Гасумов Р.А., Пономаренко М.Н., Мосиенко В.Г. Крепление скважины с временным блокированием призабойной зоны продуктивного пласта // Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2007. – № 8. – С. 56-58.

11. Тагиров К.М., Нифантов В.И. Бурение скважин и вскрытие нефтегазовых пластов на депрессии. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2003. – 160 с.

12. Патент 484300 Российская. Эмульсия для глушения скважин /Акопян Н. Р., Клименко З. К., Шмельков В. Е. - №1323284; заявл. 15.04.1969; опубл. 15.09.1975.

13. Патент 2255209. Способ глушения скважины / Рябоконь С. А., Герцена Н. К., Горлова З. А. и др. - №2004100762/03; заявл. 08.01.2004; опубл. 08.01.2004.

14. Патент 2196164. Эмульсионный раствор / Галян Д.А., Комарова Н.М., Чадина Н.П., Гличев А.Ю. - № 2000131467/03; заявл. 15.12.00; опубл. 10.01.03.

15. Патент 2309177. Состав для блокирования призабойной зоны пласта газовых скважин / Обиднов В.Б., Кустышев А.В., Мазанов С.В. и др. - №2006116076/03; заявл. 10.05.06; опубл. 27.10.2007.

16. Патент 1175951. Пенообразующий состав для глушения скважин / Уханов Р. Ф. Куксов А. К. Шейнцвит Л. И. и др. - №3696861; заявл. 30.01.1984; опубл. 30.08.1985.

17. Патент 1208192. Жидкость для глушения скважин / Амиян В. А., Киселева Г. С., Ромашова М. М. и др. - №3769506; заявл. 30.01.1984; опубл. 30.08.1986.

18. Патент 2183735. Жидкость для глушения скважин / Крылов Г. В., Штоль В. Ф., Кашкаров Н. Г. и др. - №2000111805/03; заявл. 11.05.2000; опубл. 20.05.2002.

19. Патент 2187533. Пенообразующий состав / Гафаров Н. А., Гличев А. Ю., Горонович В. С. и др. - №2000131992/03; заявл. 21.12.2000; опубл. 20.08.2002.

ПЕРСПЕКТИВЫ УЧАСТИЯ РОССИИ В РАЗВИТИИ РЫНКА СПГ АЗИАТСКО-ТИХООКЕАНСКОГО РЕГИОНА (THE PERSPECTIVES OF RUSSIAN PARTICIPATION IN ASIA-PACIFIC LNG MARKET DEVELOPMENT)

Ларина Н.С.
(научный руководитель: к.э.н., доцент Морозов В.В.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина

Согласно прогнозу BP 2035, в течение ближайших 20 лет самым быстрорастущим по потреблению ископаемым топливом будет газ, имея прирост +1,9% в год. В то время как торговля трубопроводным газом сократится, поставки СПГ будут расти на 4,3 % ежегодно – это в два раза быстрее, чем общий объем торговли энергоресурсом.

Уже к 2020 году новые проекты в среде СПГ добавят к текущему объему, который равен 11936,3 млрд. ф^{3}газа в год, еще 22 млрд. ф^{3}в сутки. Что касается регионального разделения, Азия останется крупнейшим импортером СПГ, сохранив долю в мировом спросе на энергоносифтель на уровне 70 %.По мнению BP, к 2035 году СПГ займет 87 % межрегиональной торговли газом, став главным источником энергии в странах АТР[9].

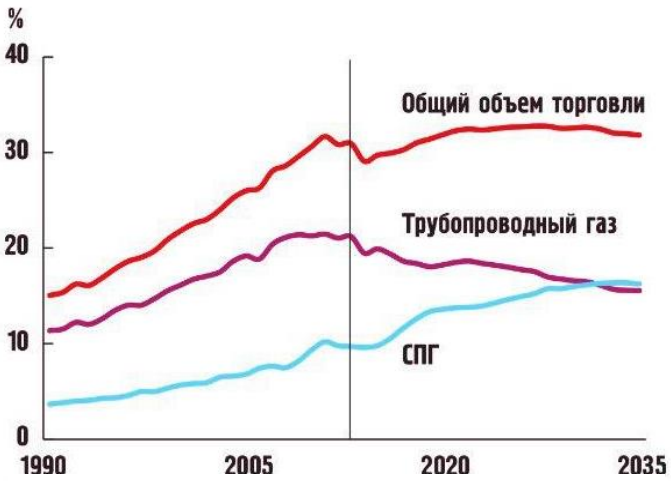


Рисунок 1. Доли СПГ и природного газа в мировом газопотреблении.

Источник: Energy Outlook 2035, BP

Такие перспективы рынка сжиженного природного газа также подтверждаются и экспертами ExxonMobil. Они пришли к выводу, что в странах АТР в течение ближайших десяти лет спрос на СПГ вырастет более чем на 60 %, вследствие чего необходимо наращивать его производственные мощности в 2 раза быстрее, чем это происходило в последние десять лет[11].

Таким образом, становится очевидным, что рынки АТР являются динамично развивающимися и перспективными, в том числе и для России.

В текущее десятилетие РФ на энергетическом рынке АТР имеет незначительное присутствие. В основном поставки трубопроводного газа идут в Европу (на 2015 год около 40 % импорта региона составлял российский газ)[12]. Но при участии на европейском рынке СПГ Россия может испытать двойное давление: за счет снижения темпов роста

европейских экономик, а также конкуренции в лице, например, мирового лидера экспорта СПГ Катара, обладающего около 56 % европейского импорта СПГ[15], а также США, планирующих к 2020 году увеличить СПГ-мощности на 44 млн. тонн в год и выйти на третье место в его мировом экспорте. Объем поставок СПГ Соединенных Штатов в Европу за полтора месяца 2017 года взлетел в 8 раз по сравнению со стартовым 2016.

Следовательно, перспективы торговли газом в Европе ограничены и стоит обратить внимание также и на другие рынки сбыта.

Как было отмечено выше, таким перспективным для России рынком может стать энергетический рынок АТР. Но есть и препятствия, которые необходимо преодолеть для полноценного вхождения на этот рынок, например, высокий уровень конкуренции. Здесь участвуют сильные игроки, обладающие и продвинутыми технологиями, и удобным географическим положением, и капиталом, и трудовыми ресурсами.

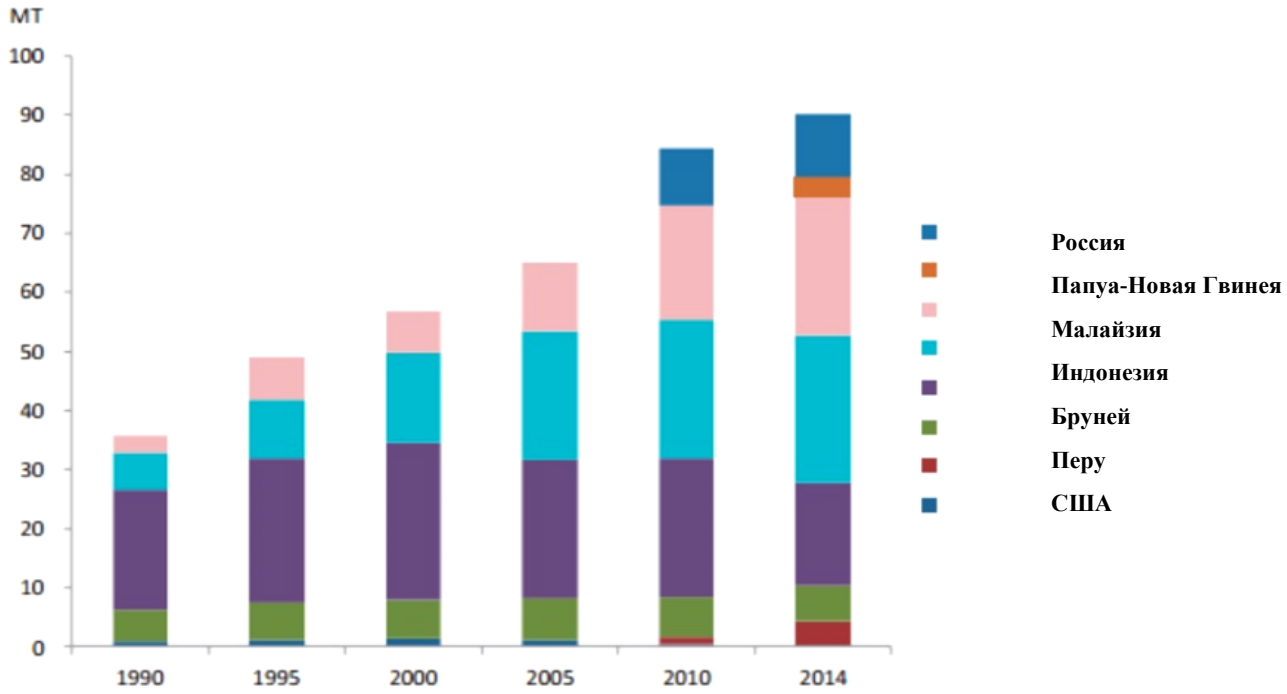


Рисунок 2. Предложение СПГ в АТЭС, 1990-2014
Источник: GIIGNL (2015)

Например, Австралия, располагающая на данный момент тремя действующими СПГ-заводами и ежегодно увеличивающая долю на рынке АТР, продолжает наращивать инфраструктуру для СПГ-экспорта: только до конца 2017 года планируется ввод как минимум 20 крупных отгрузочных терминалов с увеличением национальных мощностей еще на 53 млн. тонн/год. Государство-континент поступательно движется к своей цели занять лидерскую позицию в сегменте СПГ уже к 2020 году[1].

Также в качестве конкурентоспособного игрока помимо упомянутых ранее США следует рассмотреть Канаду, планирующей до 2023 года

реализацию еще трех СПГ-проектов совокупной мощностью в 23,8 млн.тонн/год[13].

России придется вступить в конкурентную борьбу за позиции, проигрыш в которой может обернуться для РФ серьезными экономическими и имиджевыми потерями.

Вместе с тем Россия обладает рядом преимуществ.

Во-первых, страна занимает первое место в мире по запасам природного газа, обладая резервами 49,541 триллионов кубических метров, что составляет 24,6% от мировых запасов, из чего следует необходимость увеличивать количество и объемы рынков сбыта для эффективной реализации такого количества ресурсов.

Во-вторых, выгодное географическое положение вблизи стран Азиатско-Тихоокенского региона позволяет говорить об удобстве поставок СПГ.

В-третьих, развитая энергетическая инфраструктура дает хорошую основу для выхода на новые рынки сбыта. Согласно Энергетической стратегии России до 2035 года, РФ планирует продолжать модернизацию газопереработки и газохимии с целью увеличения глубины переработки, увеличивать доли трудноизвлекаемых ресурсов, шельфовых и арктических запасов, а также стимулировать дальнейшую либерализацию и развитие рынка СПГ[10].

Но для начала России необходимо оценить долю, которую она в состоянии занять на рынке СПГ в АТР. Такую оценку можно провести при активном участии РФ в международных СПГ-проектах региона. Первые шаги к этому уже сделаны. В настоящее время в России работает пока один крупный СПГ-завод – в рамках проекта “Сахалин-2”, стабильно сжижающий 14,9 млрд. кубических метров природного газа ежегодно. Произведенный СПГ в количестве 10,8 миллионов тонн отправляется на экспорт в страны АТР.

Если говорить о крупнотоннажных СПГ-проектах в стадии реализации, то необходимо упомянуть “Ямал СПГ”. Завод мощностью 16,5 млн тонн/год практически готов к сдачи эксплуатацию, запуск первой из трех технологических линий запланирован на 2017 год. 96 % СПГ-проекта уже законтрактовано. Основным рынком сбыта станут страны АТР, намеренные импортировать 86 % объемов “Ямал СПГ”[7].

При наличии таких внушительных запасов газа в Ямало-ненецком автономном округе проект кажется успешным в долгосрочной перспективе, как кажется таковым и расширение производства за счет реализации арктических СПГ-проектов.

Запуск остальных же нескольких заводов, таких как “Владивосток СПГ”, “Печора СПГ” и “Дальневосточный СПГ”, заморожен в основном причине недостатка финансирования. При рассмотрении сценария, где все российские, находящиеся в стадии реализации или запланированные на

ближайшие годы СПГ-проекты будут запущены, **Россия может уже к 2020 году нарастить долю на рынке СПГ АТР на 21,5 млн. тонн, а к 2030 еще на 47 млн.тонн[13], заняв 10,8 % и 11,2 % прироста динамично расширяющегося рынка соответственно (на 2015 год доля России на рынке АТР составила 4,3 %)[15].**

В АТР в течение последних десятилетий наблюдается динамичный прирост спроса на СПГ, в особенности в некоторых отдельных государствах региона. На данный момент Россия как раз и обладает заключенными контрактами с такими постоянными потребителями своего СПГ. Например, согласно Минэнерго **Японии**, один из крупнейших импортеров СПГ в мире к 2025 году планирует нарастить импорт российского газа минимум в 2 раза. На данный момент объем российского экспорта в Японию равен 8 млн. тонн, что составляет 80 % от всего производимого в России СПГ.

Министр энергетики Александр Новак отмечает, что расширение сотрудничества с Японией идет не только в сторону увеличения поставок, но и возможностей участия японских компаний и банков в реализации проекта завода “Арктик СПГ 2” (второй очереди “Ямал СПГ”).

Если принять во внимание другого масштабного импортера СПГ – **Южную Корею**, то в ходе переговоров заместителя министра энергетики РФ Антона Инюцына с заместителем министра торговли, промышленности и энергетики Республики Корея Ким Хак До были отмечены перспективные проекты двустороннего сотрудничества, такие как поставки российского СПГ в Корею с “Арктик СПГ 2”, шельфовые проекты на территории РФ, а также сотрудничество в рамках "Ямал-СПГ" по поставке танкеров ледового класса ARC7, способных осуществлять круглогодичную навигацию без ледокольной проводки.

С началом поставок СПГ во **Вьетнам** вопрос решен. Между Gazprom Marketingand Trading Singapore и PVG as заключен договор о поставках 1 млн. тонн сжиженного природного газа в год. СПГ будет поставляться на терминал ThiVai в Хошимине, пуск которого запланирован на 2017 г.

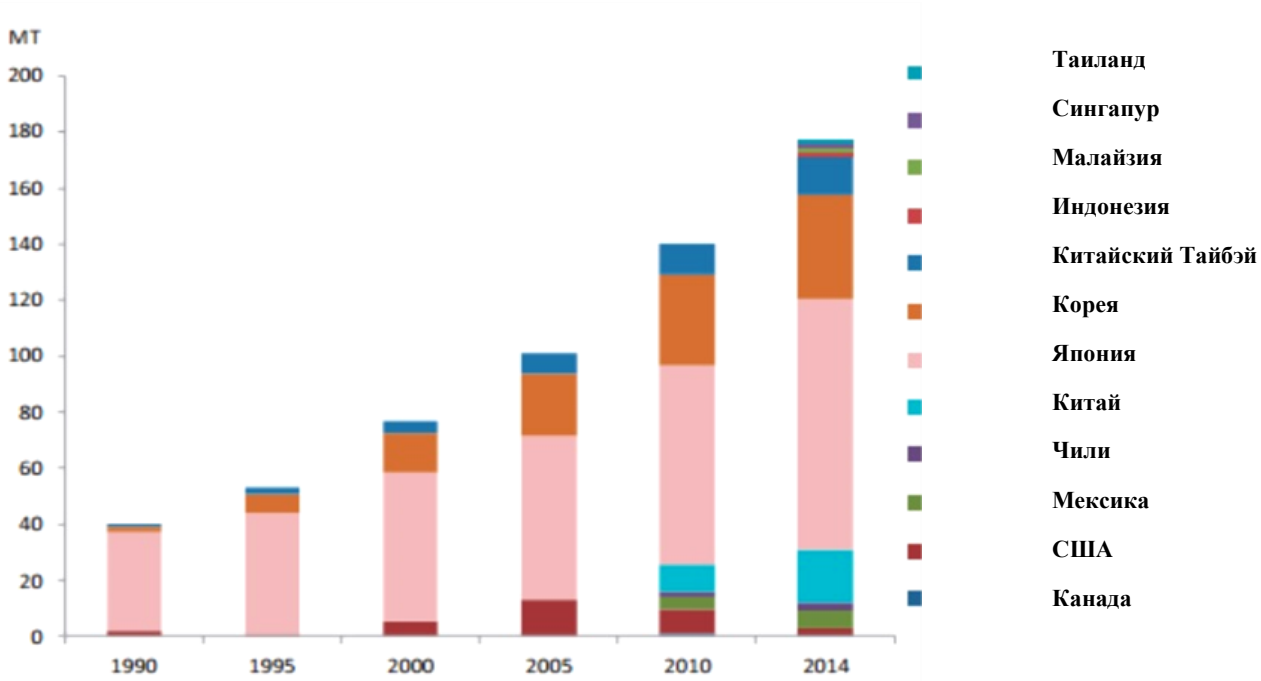


Рисунок 3. Спрос на СПГ в АТЭС, 1990-2014
Источник: GIIGNL (2015)

Посол Социалистической Республики Вьетнам (СРВ) в Москве Нгуен Тхань Шон подчеркнул, что сотрудничество между Россией и Вьетнамом в области энергетики является одним из основных и наиболее потенциальных направлений и уже ведется во многих проектах до разведке и добыче нефти и газа.

Индонезия также является перспективным рынком сбыта, так как потребление СПГ в стране растет ежегодно на 13 % и уже в 2021 году планируется начать импортировать газ. Страна обладает собственными месторождениями газа, но своими силами обеспечить высокий внутренний спрос, достигнутый за счет прироста населения, не сможет. Тем более, само государство приглашает Россию к сотрудничеству по поставке российского СПГ, о чем и заявил генеральный директор департамента нефти и газа министерства энергетики и минеральных ресурсов Индонезии Виратмайя Пуйя, выступая на деловом форуме, проходящем на полях саммита "Россия-АСЕАН". Одной из причин активной тяги к налаживанию энергетических отношений стало желание Индонезии найти в России инвесторов для своих собственных газовых проектов.

Спрос на газ в быстро растущей экономике **Тайваня** увеличивается с каждым годом. Почти 100 % газа, потребляемого в стране - это импорт СПГ. Основными поставщиками на данный момент являются Малайзия, Индонезия и Экваториальная Гвинея. По прогнозам к 2030 году потребление газа в Тайване составит порядка 35млрдм^3, а контракты заключены лишь на 9,64 млрд. м^3. Рынок Тайваня, находящийся во власти дефицита, мог бы стать хорошей основой для наращивания производственных мощностей российского СПГ.

Что касается многостороннего сотрудничества, то согласно мнению министра энергетики А. Новака необходимо ориентироваться на укрепление отношений в рамках международных объединений . К примеру, при участии БРИКС и ШОС формируется призванный простимулировать мировую экономику Азиатский банк инфраструктурных инвестиций, и в свою очередь Россия может стать третьим по размеру участником банка. Также общий экономический эффект от реализации “Шелкового пути”, позволяющего создать мощные энергетические сети в рамках энергетического клуба ШОС, составит 922 млрд рублей [9]. Что касается экономического пояса "Шелкового пути" - проекта создания транспортного, энергетического, торгового коридора между странами Азии и Европы, то президент РФ Путин В.В. подтверждает выход стран на новый уровень партнерства.

Россия намеревается продолжать сотрудничество со странами АСЕАН, что может быть довольно эффективно. Для сравнения, в 2010-2014 гг. средние темпы экономического роста АСЕАН составили 5,7%, а Евросоюза и Еврозоны — 0,7% и 1,04% соответственно.

Если говорить о положительных эффектах для России от формирования Транстихоокеанского партнерства (ТТП), они, в первую очередь, связаны с потеплением инвестиционного климата и улучшением условий работы на рынках развивающихся стран. Кроме этого, по мнению Сапран Н., ряд возможностей также открывается и для российской продукции при использовании зоны свободной торговли между ЕАЭС и Вьетнамом, который является членом ТТП.

В заключение следует отметить, что России необходимо перенаправить правильно организованные инвестиционные потоки на наращивание мощностей СПГ, создание эффективной СПГ-логистики, развитие коммерциализации СПГ. Государству стоит довольно быстро ориентироваться на динамичном рынке АТР, заполняя вакантные или в перспективе свободные ниши. Также нельзя оставлять без внимания и, возможно, что-то перенять из стратегий становления СПГ-сегмента зарубежных конкурентов, в обратном случае Россия имеет риск остаться на обочине газового развития.

Литература

1. Аналитическая служба "Нефтегазовой Вертикали". Австралийский СПГ против Американского // Нефтегазовая Вертикаль, №9, 2016 г.

2. Аналитическая служба "Нефтегазовой Вертикали", Крокодиловы слезы: мировой рынок СПГ // Нефтегазовая Вертикаль, №1-2, 2016 г.

3. Андреев П., Преимущества и перспективы расширения экспорта сжиженного природного газа из России в страны АТР //Азиатско-Тихоокеанский регион:

Экономика, Политика, Право, №2, 2015.

4. Андрианов В., Российский СПГ: здесь и сейчас или завтра и там? // Нефтегазовая Вертикаль, №7-8, 2016 г.

5. Звуйковский Н., Сдержанный оптимизм. Обзор российских СПГ-проектов // Oil&GasJournalRussia, №3, 2016 г.

6. Новак А., Старые цели, новые задачи // Россия в глобальной политике, №5, 2016 г.

7. Новиков А.,СамохинаН., Шелковый путь – дорога с множеством развилок //Информационный портал Геополитика. [(Доступ: http://geo-politica.info/shelkovyy-put--doroga-s-mnozhestvom-razvilok.html)]

8. Энергетическая стратегия России на период до 2035 года [(Доступ: www.energystrategy.ru/ab_ins/source/Bushuev_ES-**2035**-17.02.14.pdf)]

9. BP Energy Outlook to 2035.[(Доступ: http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/energy-outlook-2016/bp-energy-outlook-2016.pdf) 2016 г.]

10. BP Statistical Review of World Energy June 2016 [(Доступ: http://www.bp.com/content/dam/bp/pdf/energy-economics/statistical-review-2016/bp-statistical-review-of-world-energy-2016-natural-gas.pdf)]

11. ExxonMobil, The Outlook for Energy: A View to 2040.[(Доступ:http://corporate.exxonmobil.com/en/energy/energy-outlook)]

12. IGU World Gas LNG Report — 2016 Edition [(Доступ: https://www.google.ru/url?sa=t&rct=j&q=&esrc=s&source=web&cd=1&ved=0ahUKEwiRgong9r7SAhXBkywKHcGAB_cQFggaMAA&url=http%3A%2F%2Fwww.igu.org%2Fdownload%2Ffile%2Ffid%2F2123&usg=AFQjCNHNu-nmLpatVthD04g0UWtOuREDMw&cad=rjt)]

13. LNG in Asia-Pacific. Favoring trade and rational market development [(Доступ: http://aperc.ieej.or.jp/file/2016/10/12/LNG_in_Asia-Pacific_-_Favoring_trade_and_rational_market_development.pdf) 2016 г.]

14. OPEC, Annual Statistical Bulletin 2015 [(Доступ: www.opec.org/.../media/downloads/publications/ASB2015.pdf)]

15. The LNG Industry. GIIGNL Annual Report 2016 [(Доступ: http://www.giignl.org/sites/default/files/PUBLIC_AREA/Publications/giignl_2016_annual_report.pdf)]

ВЫБОР ПРИЕМЛЕМОГО МЕТОДА ОЦЕНКИ РИСКОВ КАК ВАЖНЫЙ ЭТАП ТЕХНИЧЕСКОГО ДИАГНОСТИРОВАНИЯ, ОСНОВАННОГО НА ОЦЕНКЕ РИСКОВ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ (CHOOSING AN ACCEPTABLE METHOD OF ASSESSING RISKS AS AN IMPORTANT STEP OF RISK BASED INSPECTION IN THE OIL AND GAS INDUSTRY)

Логвиненко А.С.
(научный руководитель: канд. техн. наук Панов А.Н.)
УП «БЕЛГАЗПРОМДИАГНОСТИКА»

Нефтегазовая промышленность – одна из важнейших и развивающихся отраслей народного хозяйства, которая в современном обществе неразрывно связана с большинством сфер деятельности человека. Нефтегазовые ресурсы остаются основой энергетической безопасности любого государства и оказывают существенное влияние на экономику
и политическое положение на мировом рынке.

В число основных направлений перспективного развития нефтегазовой промышленности и энергетической стратегии государства входят промышленная безопасность, вопросы сохранения здоровья и безопасности жизнедеятельности человека.

Безопасность – это отсутствие недопустимого риска, связанного с возможностью нанесения ущерба. В области стандартизации безопасность продукции, процессов и услуг обычно рассматриваются с целью достижения оптимального баланса ряда факторов, включая такой нетехнические фактор, как поведение человека, позволяющих свести риск, связанный с возможностью нанесения ущерба здоровью людей и сохранности имущества, до приемлемого уровня [1].

Промышленная безопасность - это ключевое понятие, связанное с опасными производствами и объектами. По состоянию на 1 февраля 2017 г. в Республике Беларусь действуют 70 нормативных правовых актов в области промышленной безопасности и безопасности перевозки опасных грузов, среди которых основным является Закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 05.01.2016 г., № 354-З. Согласно этому закону, промышленная безопасность – состояние защищенности жизненно важных интересов личности и общества от возникновения аварий и инцидентов, обеспеченное комплексом организационных и технических мероприятий.

К опасным производственным факторам относятся производственные факторы, воздействие которых на работника, субъекта промышленной безопасности в определенных условиях приводит к травме, внезапному резкому ухудшению здоровья или летальному исходу.

Поэтому проведение экспертизы промышленной безопасности или технического диагностирования потенциально опасных объектов и технических устройств является обязательным.

Техническое диагностирование представляет собой контроль технического состояния путем проверки соответствия значений параметров требованиям технической документации. Целью данного контроля является прогнозирование интервала времени (ресурса), в течение которого сохранится работоспособное (исправное) состояние потенциально опасного объекта или технического устройства.

Потенциально опасные объекты и технические устройства подлежат техническому диагностированию в следующих случаях:

- при достижении назначенного ресурса (назначенного срока службы), а также количества циклов нагружения, установленных изготовителем;
- при временном нахождении под воздействием факторов, параметры которых превышают предельно допустимые значения для материала,

из которого изготовлены элементы;

- по решению субъекта промышленной безопасности [2].

Большинство аварий в области нефтегазовой промышленности связано с поздним обнаружением дефектов, с высокой вероятностью их пропуска при осмотре и ремонте, отказах в работе оборудования, поэтому необходимы новые и эффективные методы диагностики, контроля, планирования и прогнозирования работы оборудования [3].

Эта сфера деятельности подвержена воздействию многочисленных и разнообразных рисков, которые проявляются практически на всех этапах производства, следовательно, успех и результат функционирования любой нефтегазовой компании во многом зависит от эффективности управления этими рисками [4].

В настоящее время для решения этих вопросов применяют Техническое диагностирование, основанное на оценивании рисков (Risk Based Inspection (RBI). Риск-ориентированный подход является доминирующим в нефтегазовой промышленности и служит для расстановки приоритетов и планирования освидетельствований.

Существуют разногласия в переводе термина «inspection», применительно к технологии RBI. Основываясь на определении, содержащемся в API 581 и проанализировав соответствующие термины и определения, отраженные в ГОСТ 27.002-2009, ГОСТ 18322-78, ГОСТ 20911-89, наиболее подходящим является:

Техническое диагностирование (ГОСТ 20911-89) – это определение технического состояния объекта.

С помощью RBI анализируется вероятность и последствия отказов работы оборудования, рассчитываются риски этих отказов. Уровень риска

используется для разработки приоритетов при техническом диагностировании и способствует рациональному распределению выделенных для этого средств.

Объекты с высоким риском, т.е. с высокой вероятностью возникновения отказов и серьезными последствиями, имеют приоритет для проведения технического диагностирования по сравнению с объектами, для которых отказ не будет иметь серьезных последствий.

Процедура RBI с использованием ресурсосберегающих методов проверки должна обеспечить на приемлемом уровне поддержание риска, связанного с нарушением безопасности для здоровья человека, окружающей среды, производства и бизнеса [5].

Метод RBI разработан для внедрения в химической, нефтехимической и сталелитейной промышленности, но применяется в различных отраслях промышленности и направлен на:

- обеспечение технического диагностирования оборудования;
- учет и охват техническим диагностированием всех типов оборудования;
- учет технических и организационных аспектов планирования технического диагностирования;
- внедрение менеджмента активов, связанного с техническим диагностированием и оценкой срока службы, для станков, систем и другого оборудования, и его компонентов;
- обеспечение эффективности производства.

В последние годы наблюдается изменение подходов к техническому диагностированию оборудования: от планово-предупредительных ремонтов к проверкам на основе оценки риска. Эта тенденция направлена на увеличение времени эксплуатации оборудования и снижение времени простоев.

Организации, применяющие метод планово-предупредительного ремонта для проведения технического диагностирования, используют консервативные (гарантированные) критерии. Подход на основе оценки риска для планирования, выполнения проверки и технического обслуживания оборудования требует детального технического анализа с учетом безопасности [6]. Для применения этого метода необходимо выполнение следующих основных требований:

- план работы должен быть разработан на основе метода оценки и управления RIMAP (Risk based inspection and Maintenance Procedure) таким образом, чтобы с учетом экономической целесообразности, приоритетным при управлении риском являлся риск, связанный с обеспечением безопасности и здоровья людей, защитой окружающей среды;
- применение метода RIMAP работы промышленного оборудования по обработке опасных материалов должно быть основано на

технической целесообразности (например, основано на передовом техническом опыте и промышленных стандартах);

- для успешной реализации метода RIMAP необходимо эффективное управление основным производственным процессом и уровнем компетентности персонала.

Организации самостоятельно определяют минимальные требования к процедуре RIMAP и ее документированию, но соответствующие законодательным, обязательным и иным требованиям [7].

ГОСТ Р 55234.3 «Процедуры проверки и технического обслуживания оборудования на основе риска» разработан с учетом основных нормативных положений европейского стандарта CWA 15740:2008 и основывается на подходе RIMAP, что позволяет гармонизировать международные и национальные требования к программам проверок состояния и технического обслуживания оборудования, повысить эффективность этих действий и учесть аспекты риска, связанные с обеспечением безопасности, здоровья и защиты окружающей среды.

Кроме указанных стандартов инспекция оборудования с учетом рисков описана Американским институтом нефти (API, API 580 «Инспекция с учетом факторов риска» и API 581 «Основной документ по инспекции с учетом факторов риска») и Американским обществом инженеров-механиков (ASME, ASME PCC-3-2007 «Планирование проведения инспекции с учетом рисков»).

Взаимосвязь стандартов API и CWA представлена на рисунке 1.

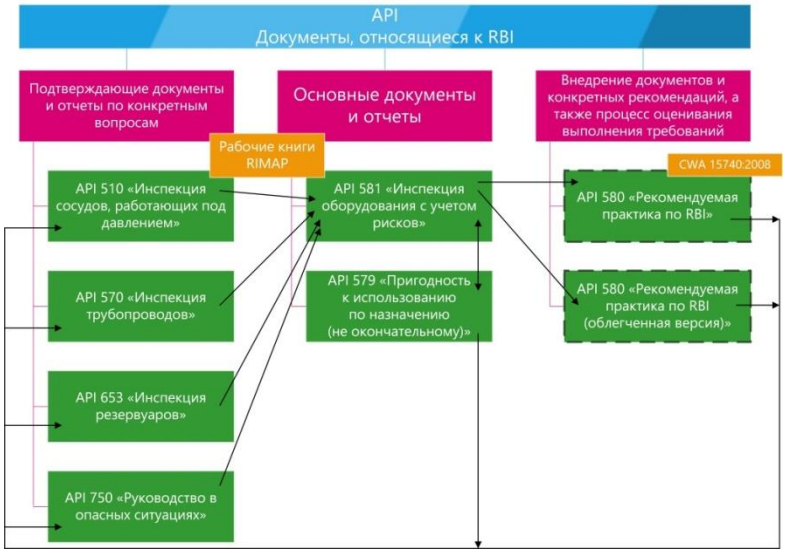


Рисунок 1 – Взаимосвязь стандартов API и CWA

Важным этапом технического диагностирования с учетом рисков, является разработка сценария реализации каждого вида отказа

с применением различных методов анализа и оценки риска. ГОСТ Р 55234.3 предлагает использовать методы "галстук-бабочка", FMEA-анализ и метод матриц для скрининга рисков.

Международный стандарт ISO 31010 разработан для пояснения некоторых требований ISO 31000 и содержит руководящие принципы, касающиеся выбора и применения методик оценки риска.

Оценку риска можно проводить с различной степенью глубины, детализации и с применением одного или нескольких методов – от простых до сложных. Методы оценки риска классифицируют различными способами, чтобы способствовать пониманию их преимуществ и недостатков [8].

В таблице 1 представлена применимость методов при оценке рисков.

Таблица 1 – Применимость методов при оценке рисков

Наименование метода	**Процесс оценки риска**				
	идентификация риска	Анализ риска			сравнительная оценка риска
		последствие	вероятность характеристики	уровень риска	
1	**2**	**3**	**4**	**5**	**6**
Мозговой штурм	SA	NA	NA	NA	NA
Структурированные интервью	SA	NA	NA	NA	NA
Метод Дельфи	SA	NA	NA	NA	NA
Контрольные листы	SA	NA	NA	NA	NA
PHA	SA	NA	NA	NA	NA
HAZOP	SA	SA	A	A	A
HACCP	SA	SA	NA	NA	SA
Оценка токсикологического риска	SA	SA	SA	SA	SA
SWIFT	SA	SA	SA	SA	SA
Анализ сценариев	SA	SA	A	A	A
BIA	A	SA	A	A	A
RCA	NA	SA	SA	SA	SA
FMEA	SA	SA	SA	SA	SA
FTA	A	NA	SA	A	A
ETA	A	SA	A	A	NA
Анализ причин и последствий	A	SA	SA	A	A
Причинно-следственный анализ	SA	SA	NA	NA	NA
LOPA	A	SA	A	A	NA
Анализ дерева решений	NA	SA	SA	A	A

1	2	3	4	5	6
HRA	SA	SA	SA	SA	A
Анализ "галстук-бабочка"	NA	A	SA	SA	A
Техническое обслуживание, обеспечивающее надежность	SA	SA	SA	SA	SA
Анализ скрытых дефектов (SA)	A	NA	NA	NA	NA
Марковский анализ	A	SA	NA	NA	NA
Моделирование методом Монте-Карло	NA	NA	NA	NA	SA
Байесовский анализ и сети Байеса	NA	SA	NA	NA	SA
Кривые FN	A	SA	SA	A	SA
Индексы риска	A	SA	SA	A	SA
Матрица последствий и вероятностей	SA	SA	SA	SA	A
CBA	A	SA	A	A	A
MCDA	A	SA	A	SA	A

Проводя обзор методов оценки риска, и используя экспертный метод, было произведено ранжирование методов по следующим критериям:

- рекомендации ISO 31010;
- область применения;
- сложность реализации;
- количество необходимых ресурсов.

Для каждого критерия была выбрана собственная шкала.

Для первого критерия «Рекомендации ISO 31010», используется 3-х балльная шкала, представленная на рисунке 2. Следует отметить, что если международный стандарт запрещает использование конкретного метода, то дальнейшая оценка не проводится и применение метода невозможно.

Второй критерий «Область применения» подразумевает, так называемое «точечное» свойство, так как имеет всего два уровня выраженности «да-нет». В данном случае проводилась «оцифровка» данных, то есть каждому методу были присвоены цифры «1» или «0», и работа с ними проводилась, как со значениями шкалы интервалов.

Стандарт может рекомендовать использование метода, но эксперт самостоятельно определяет возможность его применения. Если метод неприменим, то дальнейшая оценка не проводится.

Для третьего и четвертого критерия, «Сложность реализации» и «Количество необходимых ресурсов», была использована 5-ти балльная шкала, представленная на рисунке 2. Согласно предложенной шкале, эксперт проставляет оценки в зависимости от имеющейся информации.

Шкала 1	
1	строго применим
0,5	применим
0	не применим

Шкала 2	
1	применим
0	не применим

Шкала 3	
1	повышенная (большое)
2	высокая (выше среднего)
3	средняя
4	низкая (ниже среднего)
5	незначительная

Рисунок 2 – Шкалы для оценки критериев

На рисунке 3 представлена диаграмма ранжированных методов.

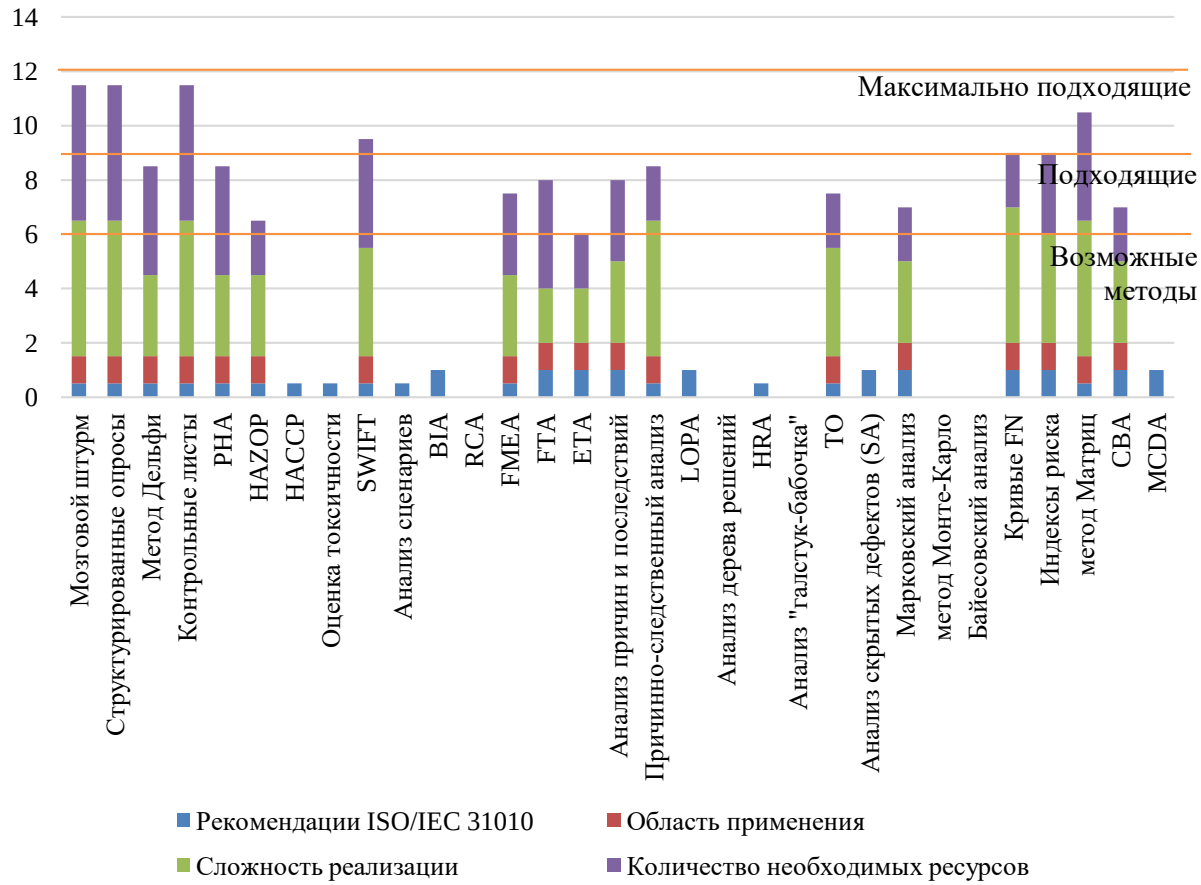


Рисунок 3 – Ранжированные методы для использования при идентификации рисков.

На диаграмме, представленной на рисунке 3, были выбраны границы, которые позволяют сделать выбор подходящих методов.

В результате анализа диаграммы, для идентификации рисков можно использовать метод «Матриц последствий и вероятностей», метод «Мозгового штурма» и т.д.

На рисунке 4 представлена диаграмма ранжированных методов для дальнейшей оценки идентифицированных рисков.

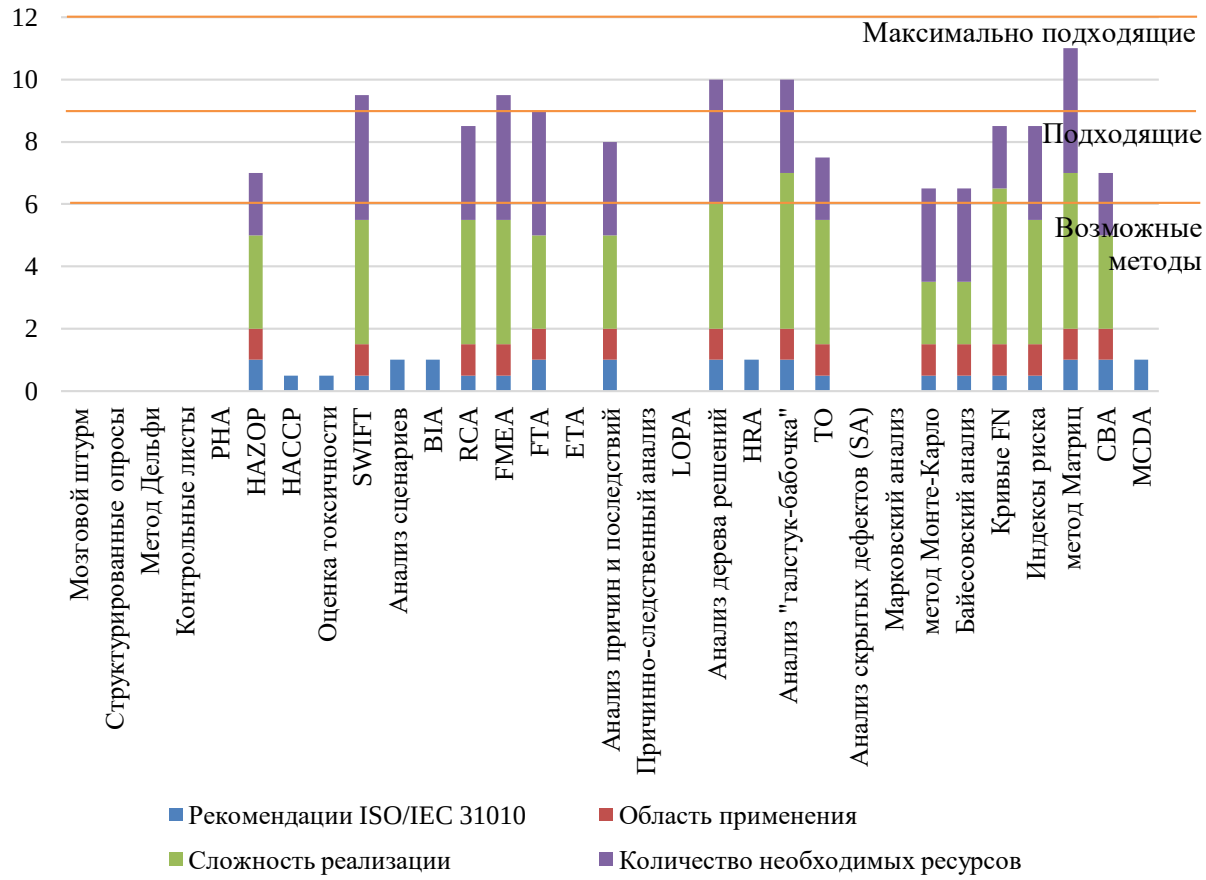


Рисунок 4 – Ранжированные методы для использования при оценке рисков.

В результате анализа диаграммы, для идентификации рисков можно использовать метод «Матриц последствий и вероятностей», метод «Мозгового штурма» и т.д.

Для оценки идентифицированных рисков можно использовать метод FMEA-анализа, анализ «галстук-бабочка» и т.д.

В результате анализа результатов выявлено и теоретически доказано, что для идентификации рисков могут быть использованы 5 методов, а для оценивания рисков – 3.

Таким образом, в связи с ростом заинтересованности технологиями управления рисками и их применением во многих процессах и областях промышленности, техническое диагностирование, основанное на оценке рисков, является актуальным и развивающимся направлением нефтегазовой отрасли.

Список использованных источников

1. Российская энциклопедия по охране труда: В 3 т. — 2-е изд., перераб. и доп. – М.: Изд-во НЦ ЭНАС,2007.

2. О промышленной безопасности: закон Республики Беларусь от 05 янв. 2016 г., №354-3 // Нац. Реестр правовых актов Республики Беларусь. – 2016. – 14 янв. (№ 2/2352).

3. Петровский Э.А., Гагина М.В. Применение методов Марковских процессов для моделирования надежности и риска оборудования нефтегазового комплекса // Ника. 2015. – С.312-313.

4. Шабанова Д.Н., Александрова А.В. Интегрированное управление рисками как фактор повышения конкурентоспособности предприятий нефтегазовой отрасли // Вестник волгу. Серия 3: Экономика. Экология. 2016. №2 (35) – С.60-70.

5. Инспектирование оборудования с учетом факторов риска. [Электронный ресурс]. – https://www.galaktika.ru/eam/inspektirovanie-oborudovaniya-s-uchetom-faktorov-riska.html

6. Инспекция с учетом факторов риска [Электронный ресурс]. – http://tms-ua.com/industry-services/rbi/

7. ГОСТ Р 55234.3-2013 Практические аспекты менеджмента риска. Процедуры проверки и технического обслуживания оборудования на основе риска. М.: Стандартинформ, 2014. – 51 с.

8. ГОСТ Р ИСО/МЭК 31010-2011 Менеджмент риска. Методы оценки риска. М.: Стандартинформ, 2012. – 69 с.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА РАБОТЫ АВТОНОМНОЙ УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОПРОГРЕВА СКВАЖИНЫ С ПИТАНИЕМ ОТ ВЕТРОГЕНЕРАТОРА (SELECTING THE OPTIMAL MODE OF OPERATION OF STANDALONE INSTALLATION ELECTRIC HEATING WELL POWERED WIND TURBINES)

Михайлов М.Э.
(научный руководитель: ассистент, к.т.н. Бельский А.А.)
Санкт-Петербургский горный университет

Введение. Нефтяная отрасль является одной из ведущих отраслей российской экономики. Увеличение объемов добычи сырья или уменьшение его себестоимости извлечения напрямую увеличит доходы РФ.

В настоящее время вектор развития нефтедобывающей отрасли направлен на увеличение доли трудноизвлекаемых запасов нефти. К трудноизвлекаемым запасам нефти, в основном, относится высоковязкая нефть с вязкостью 30 МПа·с и выше. По оценкам специалистов, на планете имеется более 1 трлн. т. запасов данного сырья. В России около 55% от общего объема запасов занимает высоковязкая нефть [1]. Ее добыча осложняется образованием парафиновых отложений на скважинной арматуре и на стенках скважины. Эти образования негативно влияют на производительность системы и сокращают межремонтные периоды работы скважины. Все это ведет к увеличению затрат на добычу нефти.

Существует несколько способов борьбы с парафиновыми отложениями. Одним из них является тепловой метод. Его суть заключается в поддержании температуры в нефтепроводе в диапазоне 40–50 градусов Цельсия. В таких условиях парафин не может кристаллизоваться и не препятствует транспортировке нефти. Большинство нефтегазовых бассейнов с содержанием высоковязкой нефти находится в регионах, где не развита система электроснабжения [2]. Поэтому, для обогрева трубопровода необходимо искать другие источники энергии.

На сегодняшний день, технология прогрева скважин с помощью автономной установки электропрогрева с питанием от ветрогенератора находится в разработке. Анализ карты ветров России показывает, что свыше половины территорий страны, в которых нет централизованной системы электроснабжения, обладают высоким ветроэнергетическим потенциалом. Это обеспечивает актуальность данного способа решения проблемы [3].

Цель работы: выбрать оптимальные параметры греющего кабеля в составе комплекса электропрогрева скважины с питанием от ветроэлектрической установки.

Задача: рассчитать количество электроэнергии, вырабатываемой ветроэлектрической установкой при различных параметрах греющего кабеля с учетом вариации ветровых условий и осуществить выбор наиболее оптимального режима работы.

Для выполнения поставленной задачи воспользуемся рядом значений мощностей при разных скоростях ветра и разном сопротивлении кабеля R_1=0,53 Ом, R_2=2,1 Ом, R_3=4,8 Ом, R_4=6,4 Ом, R_5=12,8 Ом, R_6=16 Ом, R_7=19,2 Ом (см. рис.1). Они получены путем компьютерного моделирования в системе Simulink MatLab и проверены на имитационном стенде [2]. Для расчета энергии, вырабатываемой в год при различных значениях сопротивления, необходимо определиться со среднегодовой скоростью ветра. Для России, согласно карте ветров, оптимален диапазон среднегодовых скоростей ветра от 4 м/с до 9 м/с. Для расчетов, воспользуемся формулой плотности распределения Вейбулла:

$$f(x;\lambda;k)=\begin{cases}\dfrac{k}{\lambda}\left(\dfrac{x}{\lambda}\right)^{k-1} & x\geq 0,\\ 0 & x<0.\end{cases}$$

где x — значение, для которого вычисляется функция скорости ветра; λ — параметр масштаба; k — параметр формы.

Параметр масштаба близок по значению к средней скорости ветра и рассчитывается как $\lambda=1{,}28\cdot V_{ср}$, где $V_{ср}$ — средняя скорость ветра (м/с).

Наиболее распространенный значение параметра формы k для регионов России является 1,25 и 1,75 [4]. Посчитаем значения энергий при данных параметров формы k.

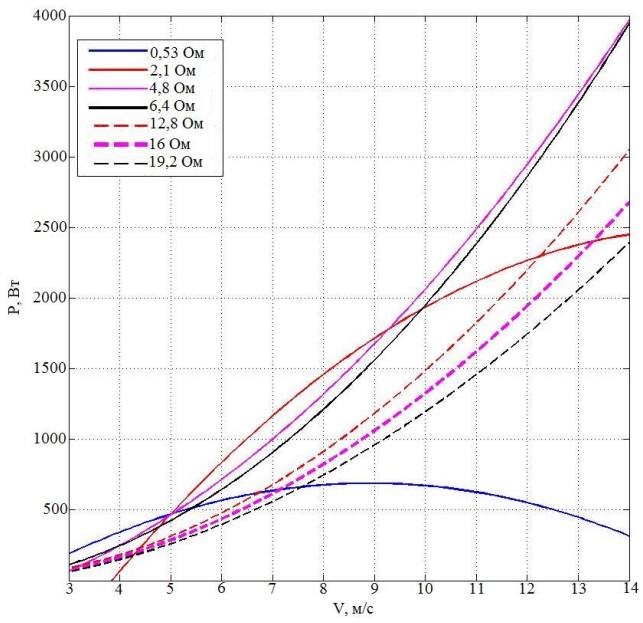


Рис.1. Рабочие характеристики УЭПС с ВЭУ при компьютерном моделировании

Рабочий диапазон скоростей ветра для большинства ветроэлектрических установок находится в пределах от 3 м/с до 25 м/с. Исходя из этого, формула для подсчета суммарного количества энергии будет выглядеть следующим образом:

$$W=\sum_{v=3м/с}^{v=25м/с} w,$$

где w — количество энергии, вырабатываемое при конкретной скорости ветра (кВт·ч). Для подсчета w используем формулу:

$$w=P\cdot t\cdot f(x;\lambda;k)$$

где P — мощность ВЭУ при заданной скорости (кВт); t —

число часов в году (ч); $f(x;\lambda;k)$ — плотность распределения Вейбулла.

При расчете годового количества энергии было рассмотрено два варианта: при постоянном сопротивлении (см. рисунок 2) и при его регулировании в зависимости от скорости ветра (см. рисунки 3). В первом случае, наибольшее значение суммарного количества энергии оказалось при R_3=4,8 Ом, во втором – при ряде сопротивлений R_1=0,53 Ом, R_2=2,1 Ом, R_3=4,8 Ом. Расчеты произведены с учетом параметра формы *k*.

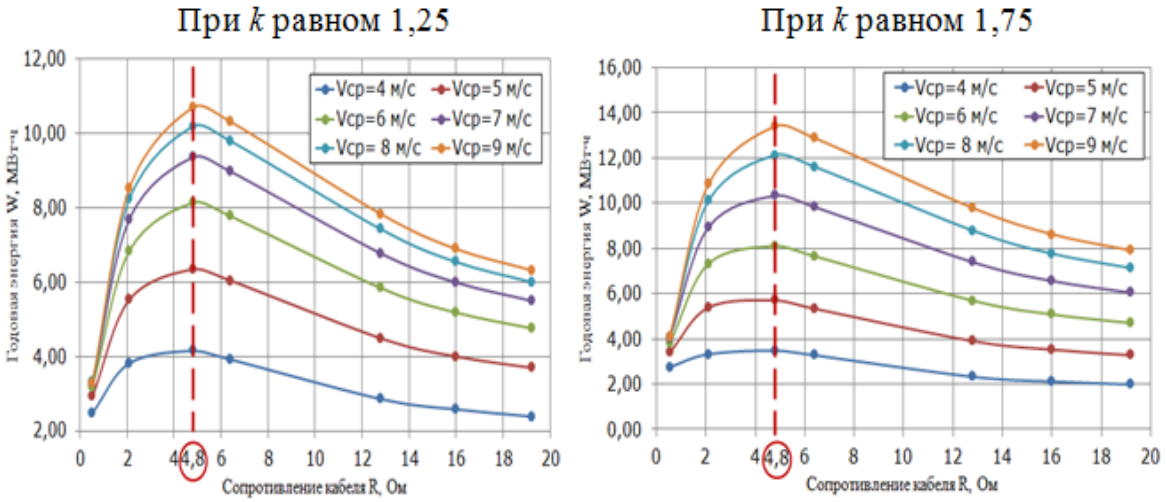


Рис.2. Зависимость вырабатываемой энергии от сопротивления кабеля при разных значениях среднегодовой скорости и параметра формы *k*.

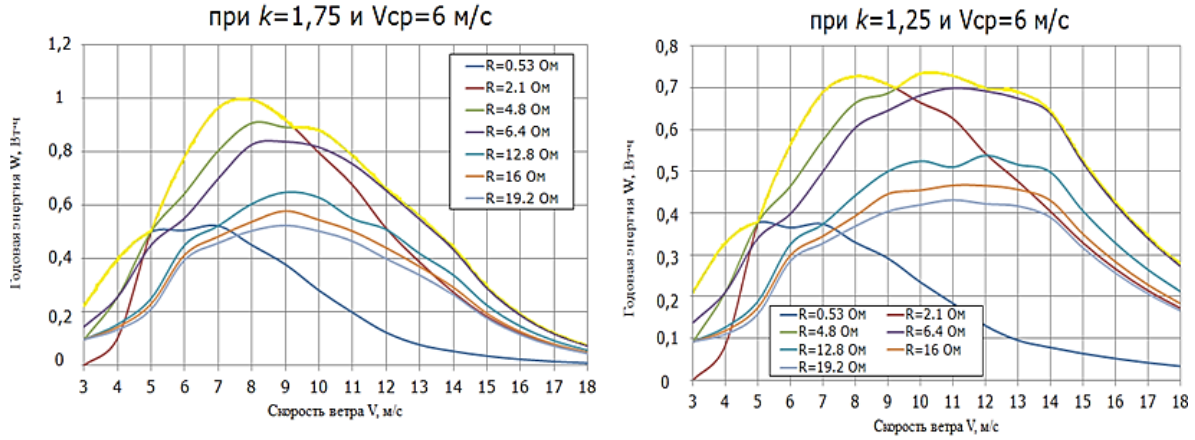


Рис.3 Зависимость вырабатываемой энергии от скорости ветра при разных значениях сопротивления и параметра формы *k*, *Vcp*=6 м/с

Желтой линией обозначена кривая энергии, полученная с помощью регулирования сопротивления.

При регулировании сопротивления в зависимости от текущей скорости ветра выделяется больше энергии, чем при постоянном сопротивлении, причем при *k*=1,25 наблюдается прирост в 5–9% в зависимости от среднегодовой скорости ветра, при *k*=1,75 прирост составляет 4–12% Значения энергий, выделенных за год, представлены на рисунке 4.

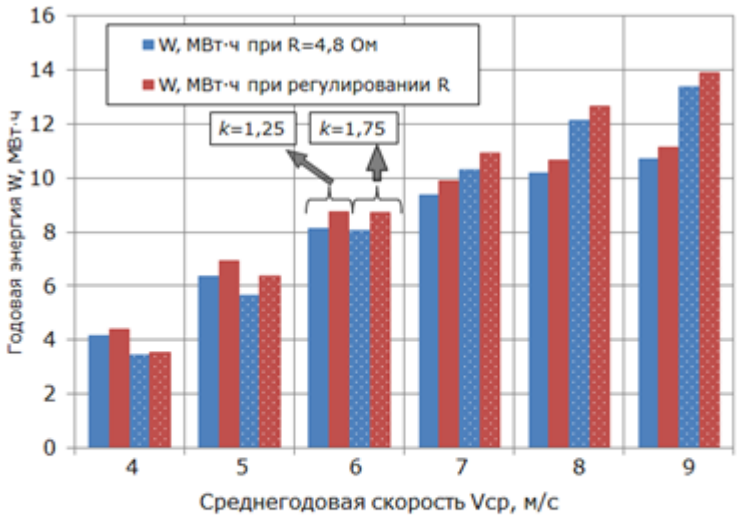


Рис.4 Количество выделенной энергии в зависимости от среднегодовой скорости, сопротивления и параметра k.

Параметр формы k сильно влияет на эффективность ВЭУ при низких и высоких среднегодовых скоростях ветра. Разница между полученными значениями энергии при разных параметрах k достигает 20%.

Вывод. Нами было проведено исследование зависимости вырабатываемой энергии ВЭУ от сопротивления греющего кабеля, а также параметра формы по градациям скоростей ветра.

В статье определено оптимальное сопротивление греющего кабеля, обеспечивающее максимальную эффективность работы ВЭУ, а также произведено сравнение количества выработанной ВЭУ электроэнергии при неизменном сопротивлении нагрузки и при его регулировании. Полученные зависимости построены с учетом вариации ветровых условий, как по среднегодовой скорости ветра, так и по параметру формы по градациям скоростей ветра.

ЛИТЕРАТУРА

1. Полищук Ю.М., Ященко И.Г. Высоковязкие нефти: анализ пространственных и временных изменений физико-химических свойств // Нефтегазовое дело [электронный ресурс] URL: http://ogbus.ru/authors/PolishukYu/PolishukYu_1.pdf (дата обращения: 02.10.2016).

2. Belsky A.A., Dobush V.S. Oil Wellbore Electrical Heating Station with Wind-Driven Power Unit // The 10th International conference: Electric Power Quality and Supply Reliability.Tallinn, Estonia, 2016.ISBN 978-1-5090-1563-4.

3. Бельский А.А., Яковлева Э.В. Обоснование возможности использования возобновляемых источников энергии для энергоснабжения объектов минерально-сырьевого комплекса // Альтернативная энергетика и экология, Саров, №2-2 (120), 2013, С. 63-67.

4. Харитонов В.П. Автономные ветроэлектрические установки // М.: ГНУ ВИЭСХ, 2006. – 275 с

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДИНАМИКИ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ В ПРОЦЕССЕ ПРОРАБОТКИ СКВАЖИНЫ (MATHEMATICAL MODEL OF THE BEHAVIOR OF THE DRILLING COLUMN IN THE WELL PROCESSING PROCESS)

Морозов В.А.
(научный руководитель: профессор Двойников М.В.)
Санкт-Петербургский горный университет

Добыча углеводородного сырья путем разработки, например месторождений, расположенных в шельфовой зоне, а так же доразработки ранее разбуренных площадей предусматривает наличие сложно построенных профилей, траектории которых могут содержать наличие искривленных участков, имеющих ограниченный (минимально возможный) радиус или наклонно прямолинейных, большой протяженности (более 3000 м).

Бурение таких траекторий с применением только винтовых забойных двигателей (ВЗД) затруднительно. Причинами этому являются большие силы сопротивлениясевому перемещению.В результате требуется как постоянное, так и периодическое вращение бурильного инструмента (БИ). Проводка протяженных тангенциальных и наклонных участков обуславливает формирование каверн и уступов ствола скважины. Также на формирование ствола скважины огромное влияние оказывают геологические условия, определяющие устойчивость стенок скважины в наклонных участках с сохранением номинального ее диаметра. Для обеспечения спуска обсадных колонн требуется подготовка ствола скважины в виде проработки, при бурении вышеупомянутых сложных траекторий ствола скважин занимает более 30% всего затрачиваемого времени.

Моделированием динамики бурильной колонны (БК) занимались более 50 лет как российские, так и зарубежные ученые. Ими решены фундаментальные задачи напряженно-деформированного состояния (НДС) БК при бурении и спуско-подъемных операциях (СПО). Однако, результатов исследований модели НДС БК, находящейся в растянутом состоянии с одновременным ее вращением отсутствует.

В связи с этим разработка математической модели, описывающей динамику БИ при ее одновременном вращательном и осевом перемещениях при проработке ствола скважины является актуальной задачей.

В качестве примера рассмотрим профиль скважины, состоящий из пяти участков: вертикального длиной l, двух криволинейных с радиусами R_2 и R_4 и углами α_2 и α_4, и двух прямолинейных наклонных длинной l_3 и L соответственно (рис.1).

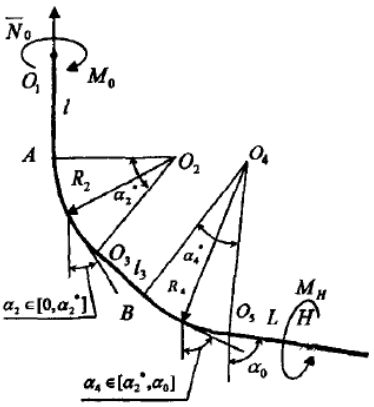


Рис.1. Расчетная схема колонны при проработке наклонно-направленной скважины

Для решения поставленной задачив качестве прототипа используются уравнения Е.К. Юнина и В.К. Хегая, описывающего состояние бурильной колонны при бурении наклонно-направленной скважины:

$$\left.\begin{aligned} \frac{\partial^2 u}{\partial t^2} + kg\frac{\sin\alpha - \dfrac{\chi^2}{gR(s)}\dfrac{\partial u}{\partial s} + \dfrac{1}{gR(s)}\left(\dfrac{\partial u}{\partial t}\right)^2}{\sqrt{\left(\dfrac{\partial u}{\partial t}\right)^2 + \left(\dfrac{D}{2}\dfrac{\partial \varphi}{\partial t}\right)^2}}\frac{\partial u}{\partial t} &= \chi^2\frac{\partial^2 u}{\partial s^2} + g\cos\alpha, \\ \frac{\partial^2 \varphi}{\partial t^2} + \frac{2D^2}{d^2+D^2}kg\frac{\sin\alpha - \dfrac{\chi^2}{gR(s)}\dfrac{\partial u}{\partial s} + \dfrac{1}{gR(s)}\left(\dfrac{\partial u}{\partial t}\right)^2}{\sqrt{\left(\dfrac{\partial u}{\partial t}\right)^2 + \left(\dfrac{D}{2}\dfrac{\partial \varphi}{\partial t}\right)^2}}\frac{\partial \varphi}{\partial t} &= \lambda^2\frac{\partial^2 \varphi}{\partial s^2} \end{aligned}\right\}, \qquad (1)$$

где $u(s,t)$ и $\varphi(s,t)$ - осевое перемещение и угол поворота текущего поперечного сечения колонны; k - коэффициент терния скольжения; g - ускорение свободного падения; d, D - внешний и внутренний диаметры колонны; χ, λ - скорости распространения продольных и крутильных возмущений вдоль колонны; R - радиус кривизны скважины; α - угол наклона оси скважины.

Решение задачи по определению крутящего момента на роторе, необходимого для вращения БК при проработке ствола наклонно-направленной скважиныпредставлено дифференциальными уравнениями, описывающими поведение БИ в процессе проработки скважины. Из уравнения (1),после несложных преобразований,с учетом $\frac{\partial \varphi}{\partial t} = n = const$, $\frac{\partial u}{\partial t} = v_s = 0$ и закона Гука

$$N = EF\frac{\partial u}{\partial s},\ M = GJ_p\frac{\partial \varphi}{\partial s},$$

получим следующую систему уравнений:

$$\left.\begin{aligned} \frac{dN}{d\alpha} &= -qR\cos\alpha, \\ \frac{dM}{ds} &= 0 \end{aligned}\right\} \qquad (2)$$

Приняв для вертикального и прямолинейных наклонных участков в уравнении (2) радиус равным бесконечности, а для криволинейных участков воспользовавшись тем же уравнением, и обозначив через $N_i, M_i (i = 1,2,...,5)$ осевые усилия и крутящие моменты на соответствующих участках, уравнение преобразуется к виду:

$$\frac{dN_1}{ds_1} = -q, \frac{dM_1}{ds_1} = 0, s_1 \in [0, l];$$

$$\frac{dN_2}{d\alpha_2} = -qR_2\cos\alpha_2, \frac{dM_2}{d\alpha_2} = 0, \alpha_2 \in [0, \alpha_2^*];$$

$$\frac{dN_3}{ds_3} = -q\cos\alpha_2^*, \frac{dM_3}{ds_3} = 0, s_3 \in [0, l_3];$$

$$\frac{dN_4}{d\alpha_4} = -qR_4\cos\alpha_4, \frac{dM_4}{d\alpha_4} = 0, \alpha_4 \in [\alpha_2^*, \alpha_0];$$

$$\frac{dN_5}{ds_5} = -q\cos\alpha_0, \frac{dM_5}{ds_5} = 0, s_5 \in [0, L];$$

Граничные условия:

1. $s_1 = 0 : N_1(0) = N_0; M_1(0) = M_0;$
2. $s_1 = l : \alpha_2 = 0, N_1(l) = N_2(0); M_1(l) = M_2(0);$
3. $\alpha_2 = \alpha_2^* : s_3 = 0 : N_3(0) = N_2(\alpha_2^*); M_3(0) = M_2(\alpha_2^*);$
4. $s_3 = l_3 : \alpha_4 = \alpha_2^* : N_3(l_3) = N_4(\alpha_2^*); M_3(l_3) = M_4(\alpha_2^*);$
5. $s_5 = 0 : \alpha_4 = \alpha_0 : N_4(\alpha_0) = N_4(0); M_4(\alpha_0) = M_5(0);$
6. $s_5 = L : N_5(L) = N_5(0); M_5(L) = -M_н(n);$

Для проведения вычислительного эксперимента были заданы следующие условия процесса проработки нижнего тангенциального участка протяженностью 500 м 5-ти интервальной скважины глубиной 2000 м после набора зенитного угла 70 град. Бурильная колонна представлена диаметром 127мм. Толщина стенки варьировалась от 9 до 16 мм, с весом 1 метра от 200 до 300 Н. Компоновка низа бурильной колонны представлена винтовым забойным двигателем ДГР 178.7/8.37 и УБТ-36 мм и весом 1 метра от 600 до 1200 Н. Момент на роторе 120кН.

Результаты расчетов показали, что осевое усилие прилагаемое к верхнему концу БК, обеспечивающее полный оборот БИ ротором, составила 95 - 107кН.

Однако для более детального изучения динамики БК в процессе проработки ствола скважины требуются дополнительные исследования,

предусматривающие определения критической частоты вращения БИ ротором с учетом действия диссипативных сил и сил вязкого трения.

Список литературы:

1. Юнин Е.К., Хегай В.К. Динамика глубокого бурения. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2004. -286с.

2. Хегай В.К. Управление динамикой бурильной колонны в направленных скважинах. Автореферат дисс. доктора тех. Наук.

3. Горшков Л.К. Основы теории механических колебаний в разведочном бурении. Уч. пособие. – Санкт-Петербургский горный ин-т. СПб., 1998. 109с.

4. Выгодский М.Я. Справочник по высшей математике. – М.: «Наука», 1975г., 872с.

5. Быков И.Ю., Заикин С.Ф., Перминов Б.А. Колонна бурильных труб в процессе углубления скважины как объект автоматического регулирования. Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море. – 2012 - №10. С.13-17

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОМАССООБМЕННОГО ОБОРУДОВАНИЯ РАДИАЛЬНО-ПЛАСТИНЧАТОГО ТИПА НА ОБЪЕКТАХ ТРАНСПОРТА ГАЗА (ANALYSIS OF THE APPLICATION OF HEAT AND MASS TRANSFER EQUIPMENT RADIAL-PLATE TYPE ON TRANSPORT OF GAS)

Николаев Б.М.
(научный руководитель: профессор, доктор наук Мастобаев Б.Н.)
ФГБОУ ВО УГНТУ

Важную роль в технологических процессах подготовки газа играют теплообменные аппараты, на сегодня представленные, в основном, трубчатыми или пластинчатыми аппаратами. К недостаткам, первого типа аппаратов относятся большое гидравлическое сопротивление и относительно маленькая площадь теплообмена, большая масса. Площадь теплообмена, а соответственно и коэффициент теплопередачи у пластинчатых теплообменников выше чем у трубчатых, однако они также обладают высоким гидравлическим сопротивление. Из-за формы пластинчатых теплообменников в них велика вероятность возникновения застойных зон, что может повлечь за собой образование осадков и уменьшение проходного сечения.

Для того чтобы избавиться от недостатков вышеуказанных теплообменных аппаратов была предложена особая конструкция теплообменников, сочетающая в себе свойства пластинчатых и трубчатых аппаратов. Такой теплообменник называется радиально-пластинчатым, трёхмерное изображение теплообменного блока которого приведено на рисунке 1.

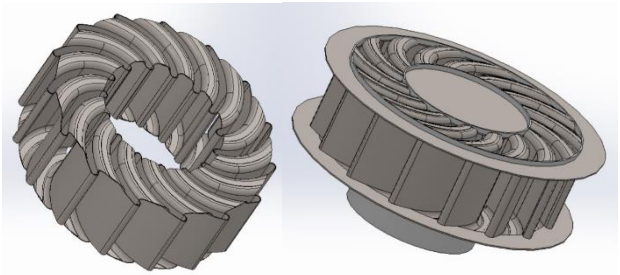


Рис.1. радиально-пластинчатый тепломассообменный аппарат

Особые геометрические характеристики радиально-пластинчатого теплообменника дают ему ряд преимуществ перед другими аппаратами: низкое гидравлическое сопротивление, высокий коэффициент теплопередачи, компактность конструкции, низкая металлоемкость и цена, универсальность использования.

Также вышеперечисленные преимущества радиально-пластинчатого аппарата, позволяют использовать его не только для осуществления теплообменных процессов, но и в качестве тепломассообменного аппарата.

Преимущества теплообменных радиально-пластинчатых аппаратов:

- Возможность проведения процессов теплообмена газовых и жидкостных потоков практически любой требуемой производительности в одном аппарате;
- Низкое гидравлическое сопротивление потоков теплоносителей;
- Возможность проведения процесса теплообмена в широком диапазоне температур (от минус 270 до плюс 1150°С) и давлений (от глубокого вакуума до 30 МПа);
- Возможность проведения процесса теплообмена практически при любых заданных перепадах давлений и температур теплообменных сред;
- Высокий коэффициент теплопередачи;
- Компактность конструкции, низкая металлоемкость и цена;
- Возможность использования в качестве аппаратов воздушного охлаждения, нагревателей, испарителей, конденсаторов, рекуператоров тепла и др;
- Возможность проведения процесса теплообмена как нейтральных, так и агрессивных средах;
- Возможность проведения процесса теплообмена сред, содержащих твердые частицы;
- Высокая удельная поверхность теплообмена в единице объема цилиндрического аппарата.

Данная конструкция может быть успешно применена в следующих областях газовой промышленности:

- теплообменные аппараты на КС;
- теплообменные аппараты на заводах по производству СПГ;
- теплообменные аппараты на ГРС;
- тепло- и массообменное оборудование на УКПГ.

Большое количество тепло- и массообменного оборудования на объектах подготовки газа позволяет использовать теплообменник с радиальным ходом среды по разным назначениям. Особенности теплообменника данного типа дают возможность заменить кожухотрубчатые и пластинчатые аппараты. В качестве примера, применения данной технологии была выбрана установка комплексной подготовки газа.

На установках комплексной подготовки газа, работающих по принципу низкотемпературной сепарации, данный аппарат можно использовать в качестве:

1. Теплообменников на технологической установке;

1.1 Рекуперативных теплообменников;

1.2 Теплообменников блока стабилизации конденсата;

1.3 Нагрев теплоносителя;

2. Теплообменники на энергетическом агрегате и компрессорной станции;

2.1 Подогрев воздуха на ГТУ;

2.2 Подогрев топливного газа;

3. Тепломассообменный аппарат в блоке подготовки сырья и блоке сепарации конденсата;

3.1 Дефлегматор;

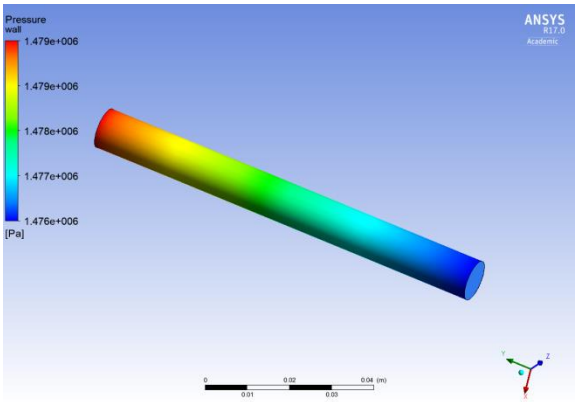
3.2 Теплообменник блока дегазации конденсата.

В рамках данного исследования был проведен сравнительный анализ гидравлических характеристик секций трубчатого и радиально-пластинчатого теплообменников. Также рассмотрены потоки, проходящие внутри пластинчатых каналов разных типов, одинаковой площади. Анализировали потери давления, и их распределение на поверхности канала.

Расчет проводили в программе ANSYS 17.0, в пакете ANSYS CFX, который является инструментом для вычислительной гидродинамики.

В качестве примера был взят поток метана с давлением 1,5 МПа и расходом 0,05 кг/с в одном канале, данный поток проходит по стенкам дефлегматора, установленного на рассматриваемом УКПГ в ходе ее реконструкции.

В первую очередь был рассмотрен внутренний канал кожухотрубчатого теплообменника (Рисунок 2). Падение давления происходило равномерно по всей длине потока, и оно составило 3 кПа.



Min	1.47591e+06 [Pa]
Max	1.47942e+06 [Pa]

Рисунок 2. Распределение давления в канале кожухотрубчатого теплообменника.

Далее был рассмотрен участок канала радиально-пластинчатого теплообменника без изгиба (Рисунок 3). Потеря давления составила 10 Па, и она происходит равномерно, за исключением участков изгиба на входе и на выходе.

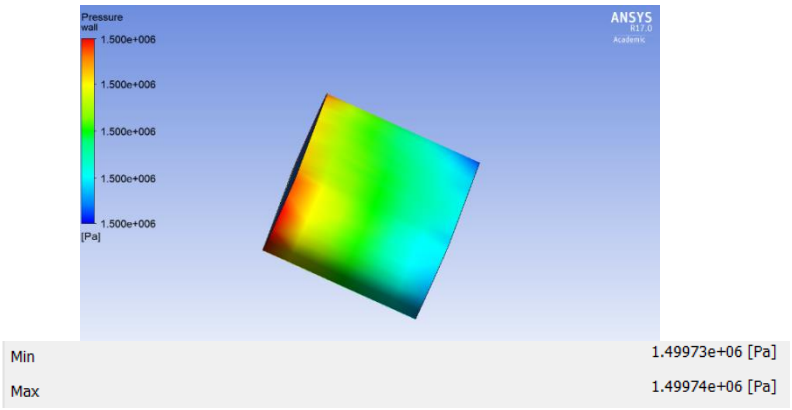


Рисунок 3. Распределение давления в не изогнтом канале радиально-пластинчатого теплообменника.

Следующий расчет, был произведен для канала с радиальным изгибом, соответствующим конструкции данного аппарата (Рисунок 4). Максимальное давление наблюдается на наружной стороне, что является положительным явлением, так как при таком распределении давления снимается нагрузка с изгибов на входе и выходе канала. Падение давление при такой конструкции составляет 60 Па.

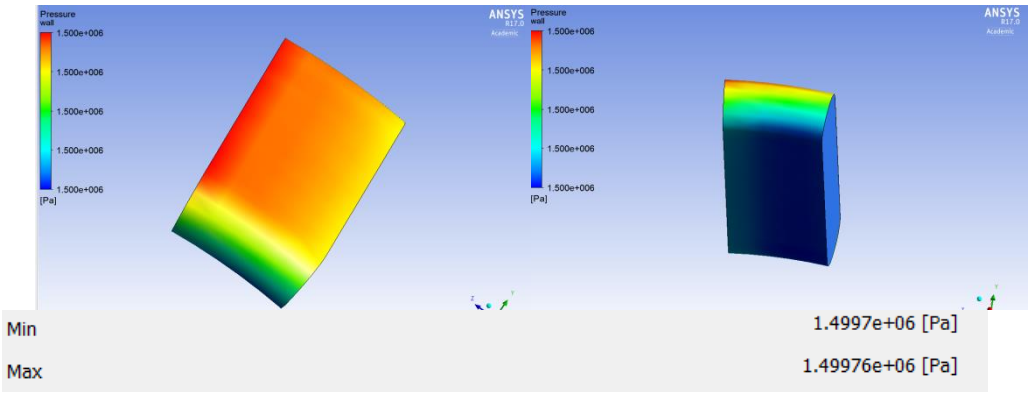


Рисунок 4. Распределение давления в изогнутом канале радиально-пластинчатого теплообменника.

Для увеличения поверхности теплообмена на каналах аппаратов выдавливают специальное оребрение, которое в свою очередь меняет гидравлическое свойства потока. На рисунке можно увидеть результат гидравлического расчета оребренного канала (Рисунок 5). Распределение давления в такой конструкции не равномерное, максимальная его величина наблюдается на поверхности ребра, а минимальная на середине поверхности выхода. Также в данной конструкции значительное давление

приходится на изгибы на выходе, которые в свою очередь являются ответственным узлом конструкции, и большие нагрузки на них не желательны. Падение давления в этой конструкции наиболее значительно среди всех теплообменников радиально-пластинчатого типа, и оно составляет 0,63 КПа.

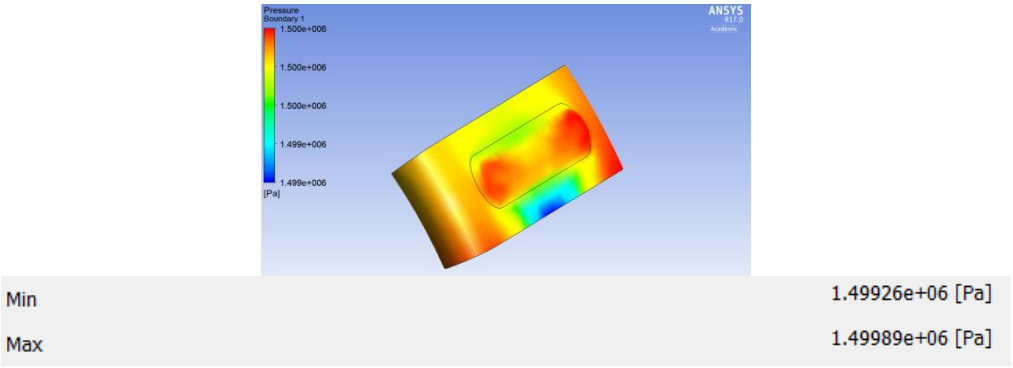


Рисунок 5. Распределение давления в оребркнном канале радиально-пластинчатого теплообменника.

Последний расчет был проведен для поверхности с круглым оребрением, которое также часто используется при производстве пластинчатых теплообменников (рисунок 6). На рисунке можно увидеть, что наибольшее давление приходится на самые высокие точки ребра. Минимальное давление приходится на входе и выходе потока внутри поверхности ребра. В остальной не оребренной поверхности теплообменника мы наблюдаем равномерное распределение давления по поверхности потока. Падение давление на участке данной конструкции составило 0,33 кПа, что меньше, чем в предыдущем случае, но больше чем у фрагмента без оребрения.

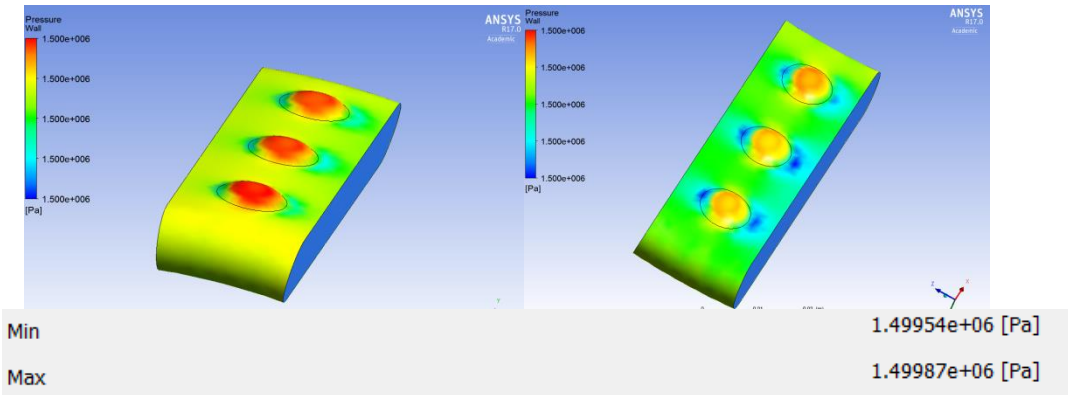


Рисунок 6. Распределение давления в изогнутом канале радиально-пластинчатого теплообменника.

Данные расчеты показали, что одна и та же площадь теплообмена при разной конструкции имеет разные гидравлические сопротивления. Из

полученных результатов можно сделать вывод, что применение теплообменников радиально пластинчатой конструкции позволяет на порядок уменьшить потери давления. Также можно сделать вывод, что оребрение и изгиб пластин увеличивает гидравлическое сопротивление конструкции, однако изгиб пластин температурной разгрузкой элемента, а оребрение, значительно меняющее гидравлику аппарата имеет смысл использовать, при ограниченных габаритах, для увеличения площади теплообмена, а также увеличения числа Рейнольдса при маленьких скоростях потока.

Также в ходе исследования аппарата, была рассмотрена способность его конструкции к компенсации нагрузок от давления и перепадов температур. В качестве компенсирующего элемента в данной конструкции работают набор теплообменных каналов, с помощью сварки прикрепленных к внутреннему коллектору теплоносителя. Наружный коллектор, через который жидкость поступает в каналы прикреплен неподвижно, в модели данному креплению соответствует жесткая заделка, которая не позволяет прикрепленному концу двигаться. Внутренний коллектор, через который жидкость перетекает в следующий блок теплообмена, прикреплен только к каналам и имеет некоторую степень свободы, что позволяет ему вращаться вокруг вертикальной оси, соответственно за счет этого перемещения и происходят компенсации нагрузок от перепада температур и давления.

Расчет проводился в программе ANSYS 17.0, в пакете ANSYS static structural, который является инструментом для механических расчетов конструкций. Для расчета математической модели (рис. 7.), была построена геометрия канала в ПО SolidWorks, и к ней были приложены нагрузки в виде гидравлического давления во внутренней полости канала, а также установлены соответствующие степени свободы. Стоит отметить что данный расчет является оценочным, и производится для визуализации поведения данной конструкции при нагрузке.

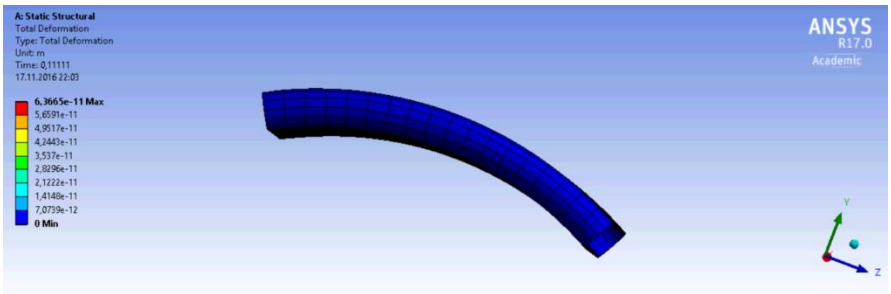


Рис. 7. Модель теплообменного канала до нагрузки

При приложении нагрузки канал теплообменного элемента дефлегматора стремиться выпрямиться, что можно наблюдать на рис 8, на нем нагрузка показана с пятикратным увеличением, при реальных

значениях деформации незначительны, а нагрузки не превышают пределов текучести стали.

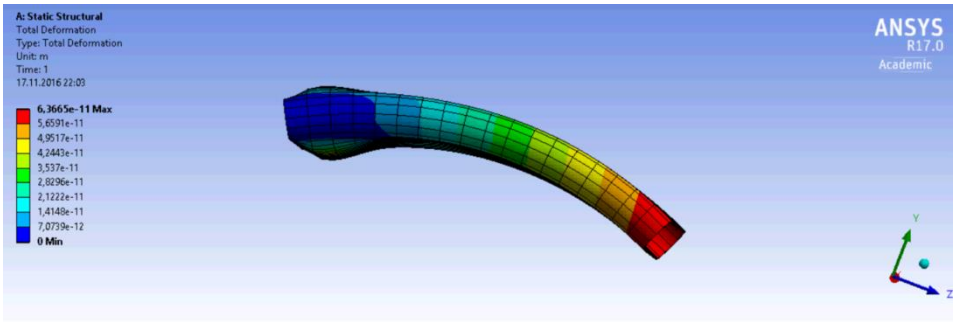


Рис. 8. Модель теплообменного канала после нагрузки

Следующим этапом анализа, было изучение компенсации нагрузки в конструкции при соединении канала с коллектором (рис. 9.). В математической модели были заданы степени свободы конструкции таким образом, чтобы при деформации коллектор мог только вращаться, что позволяет нам смоделировать фиксацию коллектора каналами со всех сторон, без лишних затрат ресурсов ПК.

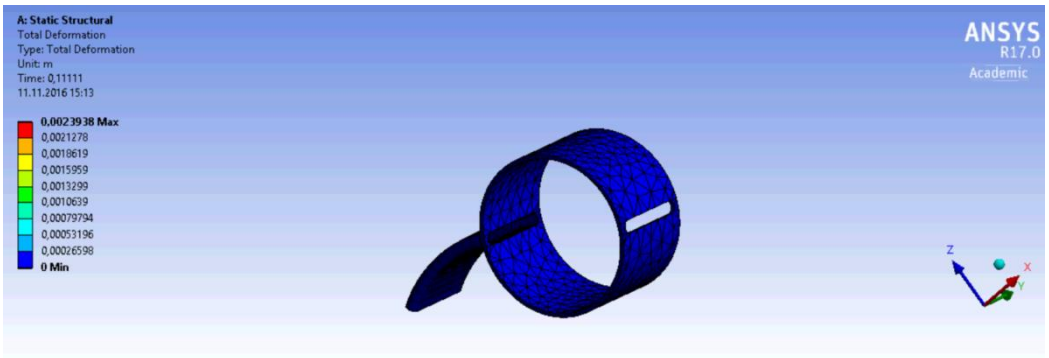


Рис. 9. Модель теплообменного канала с центральным коллектором до нагрузки

При приложении нагрузки к каналу прикрепленному к коллектору, последний поворачивается вокруг своей вертикальной оси (рис. 10.), за счет того что изогнутый канал теплообменного элемента стремится выпрямиться.

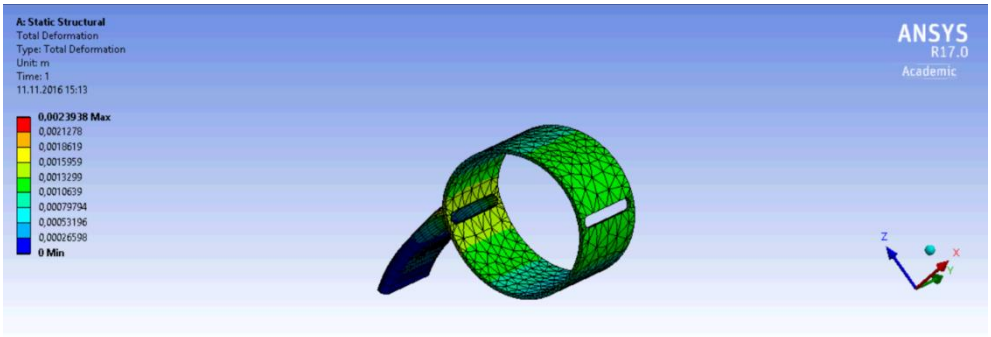


Рис. 10. Модель теплообменного канала с центральным коллектором после нагрузки

На рис. 11 изображена схема теплообменного элемента дефлегматора, стрелочкой указано направление вращения внутреннего коллектора при компенсации напряжений. Подобное явление имеет место только в том случае если, внутренний коллектор прикреплен к каналам, и больше не имеет никаких других ограничений свободы.



Рис. 11. Схема смещения внутреннего коллектора

Также немаловажную роль играет установка теплообменных блоков относительно друг друга, так как конструкция радиально-пластинчатого теплообменника подразумевает установку минимум двух блоков. На рисунках 12 стрелочками указана ориентация каналов вокруг вертикальной оси внутреннего коллектора. Если каналы в коллекторах будут ориентированы как на рис. 12а, то и компенсация нагрузок будет происходить в противоположных направлениях, так как каналы выгибаются в разные стороны, и самокомпенсация нагрузок будет сведена к нулю. Чтобы избежать данного явления решено устанавливать блоки относительно друг друга с одинаковым направлением каналов (рис. 12б), тогда самокомпенсация ннагрузог в блоках будет складываться.

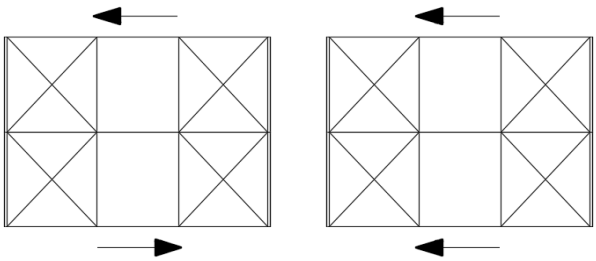


Рис. 12. Установка теплообменных элементов:
а- с разным направлением каналов; б- с одинаковым направлением каналов.

В данном расчёте мы сделали допущение, что каналы не имеют оребрения, однако в реальных аппаратах каналы имеют развитую поверхность, и она установлена таким образом, чтобы каналы упирались друг в друга. Было сделано соответствующее предположение, что при нагрузке канал будет дополнительно изгибаться по направлению радиуса его изгиба. Был произведен расчет, на рис. 13 изображен канал, находящийся в жесткой заделке с двух сторон, что соответствует условию жесткого крепления обоих коллекторов.

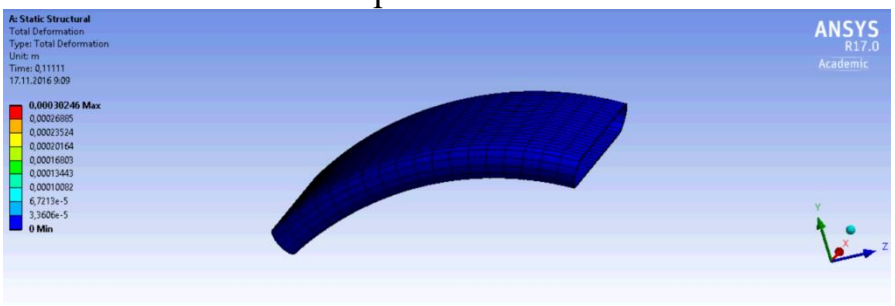


Рис. 13. Модель зафиксированного теплообменного канала до нагрузки

После приложения нагрузки модель показала (рис. 14), что деформация происходит с двух сторон канала, независимо от направления его изгиба. Предположение об изгибе в одном направлении было опровергнуто, и в случае если оба конца канала будут в жесткой заделке, то он не будет выпрямляться или выгибаться, и в нем будут возникать не компенсируемые нагрузки.

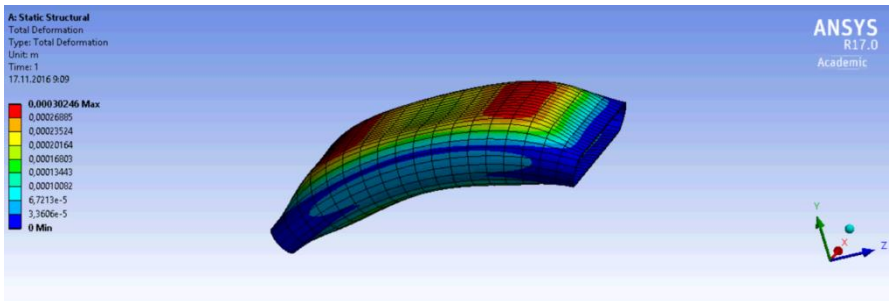


Рис. 14. Модель зафиксированного теплообменного канала после нагрузки

В заключении данного этапа исследования можно сделать вывод, что данная конструкция при определенных условиях установки способна компенсировать нагрузки от перепадов температур. Также стоит отметить, что на реальном аппарате, предусматривается набор автоматических регулировок давления, которые не позволяют возникнуть большому перепаду давлений между каналами с двумя теплоносителями.

Для определения прочностных характеристик элемента теплообмена, на нем были рассмотрены нагрузки от давления теплоносителей и от перепадов температур. Для построения полей нагрузок был использован метод конечных разностей, который дал результат, удовлетворяющий условиям прочности элемента даже в сумме с максимальными нагрузками от давления. Сумма максимальных нагрузок от давления и перепадов температур значительно меньше предела текучести металла, что позволяет сделать вывод о том, что тепло-массообменный элемент удовлетворяет условиям прочности.

Рамках исследования данной конструкции были разработаны методики, по которым были рассчитаны массообмен и теплообмен. В результате первого расчета были подобраны конструкции аппаратов, а по расчетам теплообмена, была определена площадь его поверхности.

На данном этапе исследовательской работы можно сделать вывод, что установка радиально-пластинчатых аппаратов может дать ряд преимуществ, таких как малое гидравлическое сопротивление, способность конструкции переносить большие термические и механические нагрузки за счет их самокомпенсации и особенностей конструкции.

ОПТИМИЗАЦИЯ НАДЕЖНОСТИ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СЕТЕЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДЛИННО-ИСКРОВЫХ РАЗРЯДНИКОВ.
(OPTIMIZATION OF RELIABILITY OF DISTRIBUTION NETWORKS WITH USE OF LONG-SPARK DISCHARGES)

Павлов А.А., Глухова А.А. Казакова Е.А.
(научный руководитель: доцент Малышева Н.Н.)
ФГБОУ ВО «Нижневартовский государственный университет»
(НвГУ)

Наиболее частым переходящим повреждением в системах электроснабжения является короткое замыкание (КЗ) на воздушных линиях, воздушных шинопроводах, на выводах электрических аппаратов, трансформаторов и кабельных разделок, на сборных шинах и т.п. Такое КЗ может быть вызвано пробоем воздушных защитных промежутков при грозовых перенапряжениях, разрядом вдоль изоляторов, попаданием случайных, сгораемых под воздействием дуги предметов на проводники (из-за занесения ветром, неправильного действия людей и т.п.), закорачиванием воздушных изоляционных или разрядных промежутков птицами и животными [1].

За последние три года на территории нефтяного предприятия произошло 1486 отключений. На долю атмосферных отключений приходится 636, из них 370 отключений произошли из-за грозовых перенапряжений, 850 отключений произошли из-за ошибки технического персонала. Статистика отключений приведена на рисунке 1.

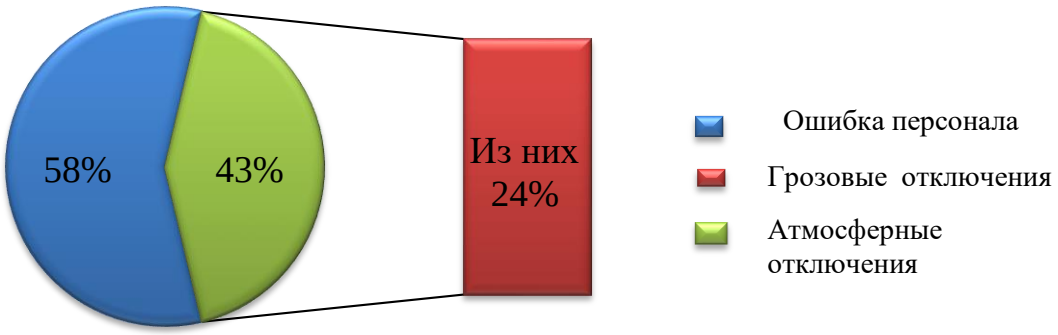


Рисунок 1 – Статистика отключений на нефтяном предприятии.

Непрерывный цикл работы электрических линий обеспечивается автоматическим повторным включением (далее АПВ) в 62% случаев АПВ успешно, что удовлетворяет требованием ПУЭ, но в 31% АПВ не успешно, что приводит к значительным потерям электрической энергии.

На рисунке 2 представлен график срабатывания АПВ за последние три года.

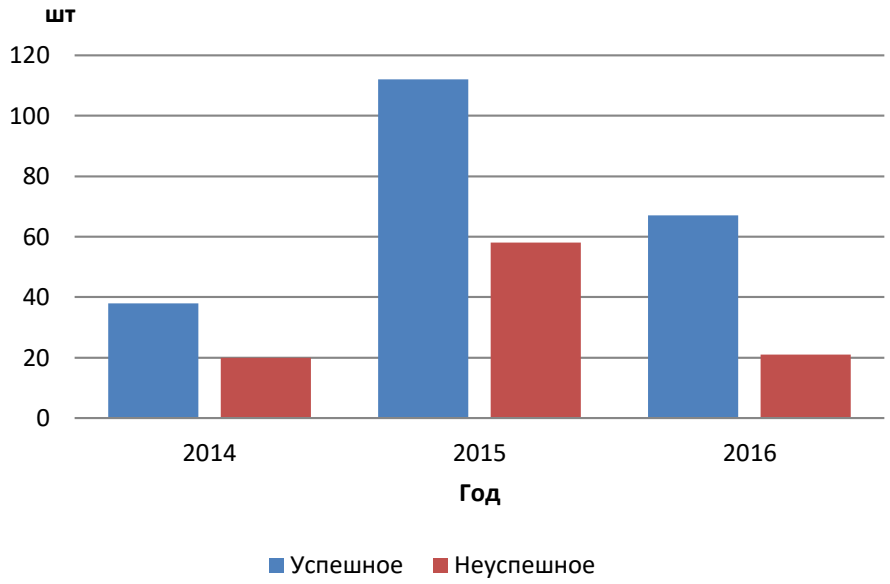


Рисунок 2 – Статистика срабатываний АПВ.

Главным фактором отключений является повышенное напряжение, которое и приводит к выходу из строя оборудования, пробоя изоляторов, воздействию на микропроцессорную технику, термическому и динамическому воздействию на проводники.

Для снижения перенапряжения применяют устройства для ограничения перенапряжений. Широкое распространение в распределительных сетях получил разрядник типа РВО (разрядник вентильный облегченный). Данные разрядники состоят из двух основных компонентов: многократного искового промежутка (состоящих из некоторых однократных) и рабочего резистора (состоящего из набора вилитовых дисков).

Благодаря свойству пропускать большой ток при меньшем падении напряжения, они и получили свое название. Основным их недостатком является низкая нелинейность вольтамперной характеристики (коэффициент нелинейности а = 0,25 - 0,45), что снижает коэффициент перенапряжения [2]. РВО не способны обеспечить бесперебойную работу системы во всех необходимых случаях.

Также широкое применение получили ограничители перенапряжения нелинейные (далее ОПН), которые в большей степени способны сглаживать грозовые перенапряжения, благодаря своей конструкции, не имеющей искрового промежутка. ОПН состоит из колонки высоко-нелинейных сопротивлений (варисторов), находящихся в герметичном корпусе [3]. ОПН обладают достаточно высокой стоимостью, поэтому их установка рекомендуется в местах с повышенной изоляцией и это экономически оправдано.

Относительно недавно на рынке появились разрядники длинно-искровые (далее РДИ), которые уже успели себя зарекомендовать,

благодаря возможности визуального контроля работоспособности, а также долгосрочности работы.

Принципом действия всех видов РДИ является ограничение грозовых перенапряжений на воздушной линии (ВЛ) за счет искрового перекрытия по поверхности изоляционного тела разрядника с длиной канала разряда в несколько раз превосходящей строительную высоту защищаемой изоляции. Основным преимуществом является протекание грозовых и дуговых токов вне аппарата, вдоль их поверхности, что защищает его от разрушения при работе.

Предполагается разработать систему ограничения перенапряжений на совместном применении ОПН и РДИ, что позволяет в большей степени обеспечить бесперебойную работу.

В настоящее время для защиты линии используется разрядник типа РВО, который не обеспечивает бесперебойность работы системы и потребителей. Для обеспечения защиты ЛЭП длиной 3,4км требуется 21 шт. РДИ и 3 шт. ОПН (рисунок 3).

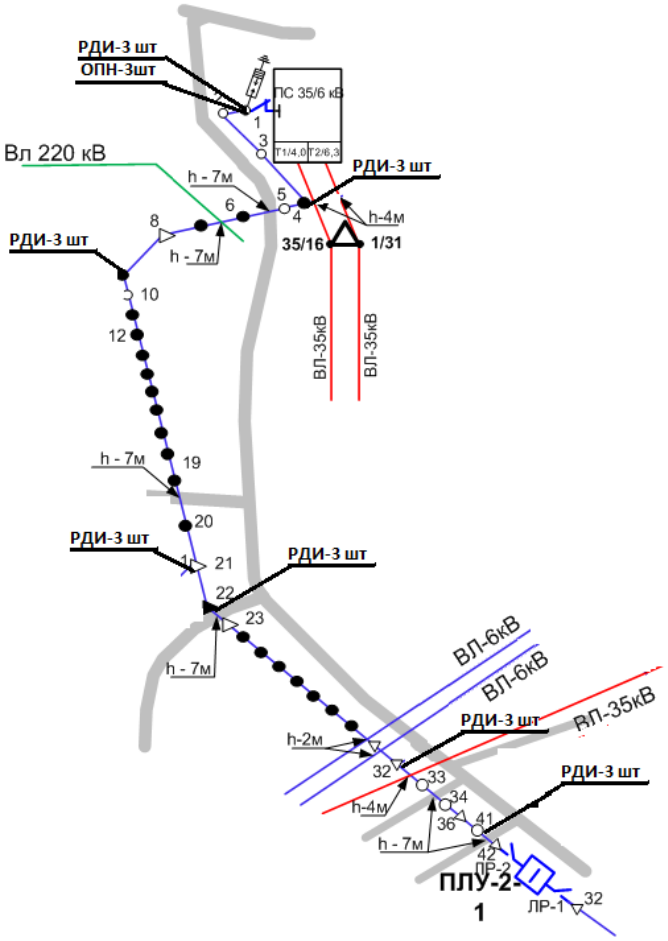


Рисунок 3 – Поопорная схема ВЛ с местами предполагаемой установки средств повышенного напряжения и текущей системой защиты от повышенного напряжения.

Опыт применения разрядников типа РДИ показывает позитивный эффект от применения разрядников данного типа в распределительных сетях в г. Муравленко, что показано на рисунке 4.

Год	Число отключений ВЛ		
	6 кВ	35 кВ	Сумма
2006	6	6	12
2007	2	13	15
2008	6	11	17
2009	1	20	21
2010	4	18	22
2011	6	12	18
2012	7	25	32
2013	1	2	3

(9 шт. ВЛ 6 кВ, 19 шт. ВЛ 35 кВ)

Рисунок 4 - Показатели отключений ЛЭП до и после применения длинно-искровых разрядников.

Перебои в электроснабжении связанные с грозовыми перенапряжениями приводят к недоотпуску продукции, необходимости дополнительных затрат для восстановления нормального режима работы, а также дополнительному фактору опасности поражения электрическим током персонала. На рисунке 5 приведены затраты в электрической энергии по годам, вызванные некачественной работой защиты от грозовых перенапряжений.

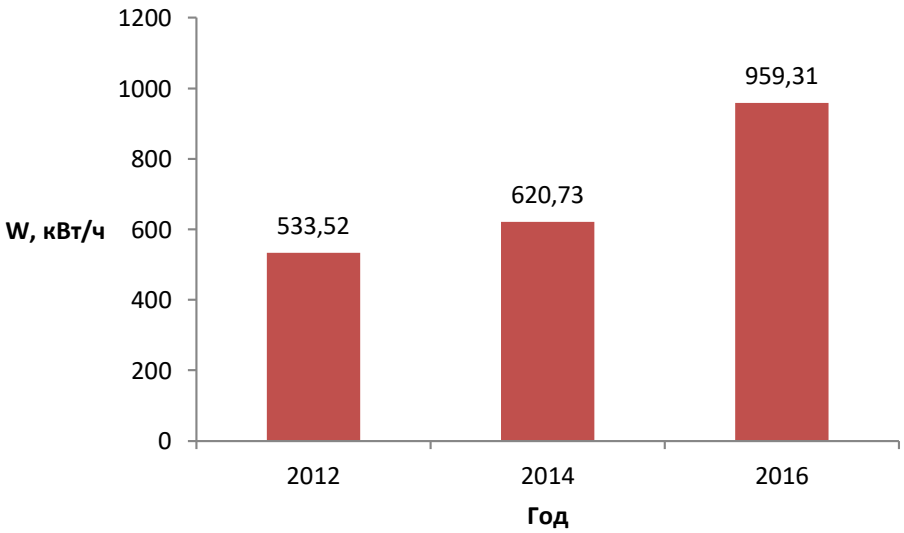


Рисунок 5 - Затраты в электрической энергии.

Модернизация системы защиты от повышенного напряжения, приводит к снижению количества отключений и эффекта от второстепенных факторов, вызываемых данными отключениями. Сложные технологические процессы, например, химическое производство, нефтеперерабатывающая и нефтедобывающая промышленность, не допускают перерывов в электроснабжении на длительные сроки и несут за собой как значительные потери за счет недоотпуска продукции, так и значительные сложности в восстановлении работоспособности технологической части. Кроме того, ненормированные отключения требуют использование персонала, которые можно исключить при согласованной работе защиты от повышенного напряжения и релейной защиты и автоматики.

Список литературы:

1. Правила устройства воздушных линий электропередачи напряжением 6 – 20 кВ с защищенными проводами (ПУ ВЛЗ 6-20 кВ). — М.: ОАО «РОСЭП»; ОАО «ОРГРЭС», 1998. 4.
2. «Методические указания по защите распределительных электрических сетей напряжением 0,4-10 кВ от грозовых пере- напряжений». — М.: ОАО «РОСЭП», АО «ФСК ЕЭС», 2004.
3. Подпоркин Г.В. Молниезащита и электромагнитная совместимость электротехнического и электронного оборудования. Грозозащита линий электропередачи 6-10кВ длинно-искровыми разрядниками (РДИ): Учеб. пособие. Спб.: Изд-во СПбГТУ, 2001, 58 с.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЭЛЕМЕНТОВ ГАЗОНЕФТЯНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ (IMPROVEMENT OF QUALITY MANAGEMENT METHODS FOR DESIGNING THE ELEMENTS OF OIL AND GAS PIPELINES)

Ожигов Я.А.
(научный руководитель: д.т.н., профессор Карелин И.Н.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Согласно результатам исследований, проведенным в области изучения надежности и эффективности нефтегазовых элементов трубопроводного транспорта [1,2], можно говорить, что потеря энергии транспортируемого потока, происходящая в трубопроводе, в особенности на элементах, предназначенных для изменения расходно-напорных характеристик потока, может являться энергетическим источником происхождения отказа.

Тщательное изучение данного вопроса показывает, что отказы могут быть вызваны несовершенством геометрии проточной части. Именно этот фактор обуславливает увеличение турбулентности потока и может приводить к возникновению вибраций и интенсификации разрушительных эрозионных процессов.

В связи с этим представляется целесообразным при проектировании элементов газонефтяных трубопроводов (арматуры и соединительных деталей трубопроводов), т.е. на проектном этапе управления качеством, выполнять оценку совершенства проточной части. Положительным эффектом такой оценки в результате станет обоснование направления повышения качества всей трубопроводной системы.

Для решения задачи предлагается использовать ряд косвенных показателей, которые фактически являются индикаторами, указывающими на существенный недостаток конструкции проточной части. Наиболее подходящими для этого считаются показатели, связанные, например, с такими гидравлическими характеристиками как коэффициент гидравлического сопротивления, условная пропускная способность и перепад давления [2].

Определение значений показателей возможно выполнить с помощью методов имитационного моделирования (МИМ), что с учетом достижений в этом направлении позволяет смоделировать гидродинамические процессы в исследуемом объекте и провести необходимые испытания без значительных финансовых вложений и временных затрат. В рассматриваемой работе исследования проводились в программной среде SolidWorks с пакетом Flow Simulation.

В качестве примера для демонстрации оценки геометрического совершенства проточной части рассмотрены два типа регулирующих

клапанов, которые имеют значительные отличия в геометрии регулирующего элемента и принципах регулирования. Первый тип - это антипомпажный клапан (рис. 1), применяемый на большинстве компрессорных станций ПАО «Газпром».



Рис. 1 Антипомпажный клапан

Как видно из рисунка 2, в процессе эксплуатации клапан претерпел значительные изменения геометрической формы - произошло эрозионное изнашивание клеточного затвора. Фактически это означает невозможность клапана выполнять свои функции в соответствии с установленными нормативной документацией требованиями с известными негативными последствиями.



Рис. 2 Эрозионное разрушение клеточного затвора

Анализируя конструкцию упомянутого клапана можно заметить, что поток при прохождении клетки претерпевает изменение своего направления, дважды поворачиваясь на 90^{o} (рис. 3). Данный факт позволяет говорить о причине возникновения больших энергетических потерь на клапане, что и лежит в основе указанных разрушений клетки клапана.

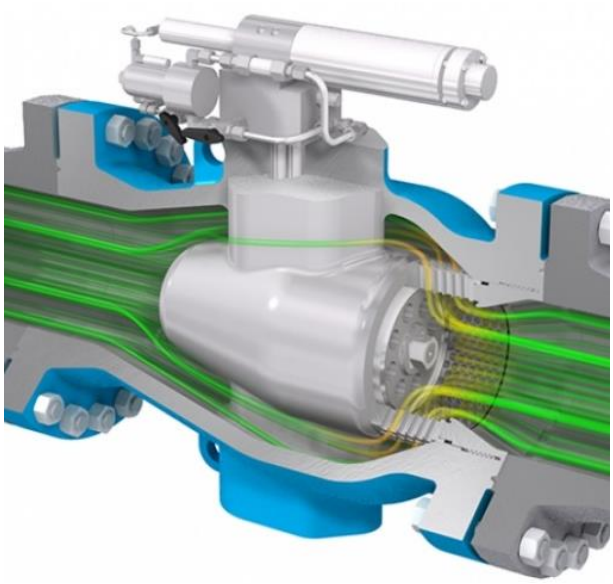


Рис. 3 Траектория потока в антипомпажном клапане

Второй тип - это регулирующий клапан мод. «ИГР» [3], который также обеспечивает осесимметричную траекторию потока (рис. 4, 5). Конструкция данного клапана лишена главного недостатка клапана первого типа - двойного поворота потока на 90°, что позволяет минимизировать изменения траектории осевого потока в проточной части.

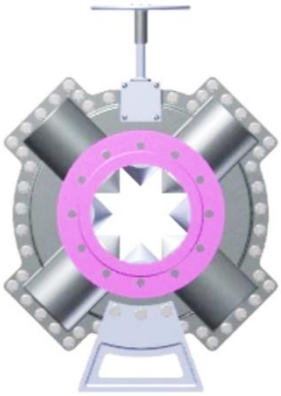


Рис. 4 Открытое положение клапана мод. «ИГР»

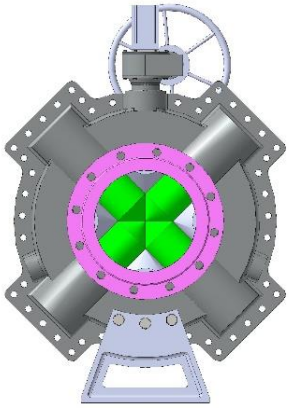
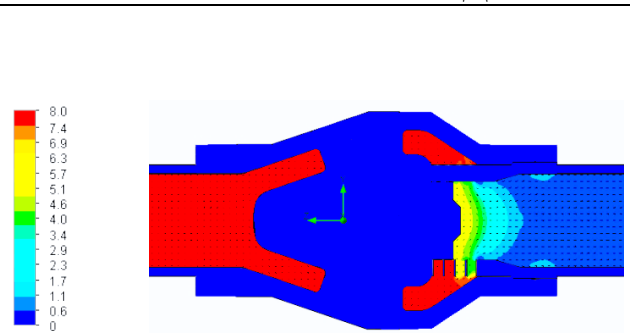
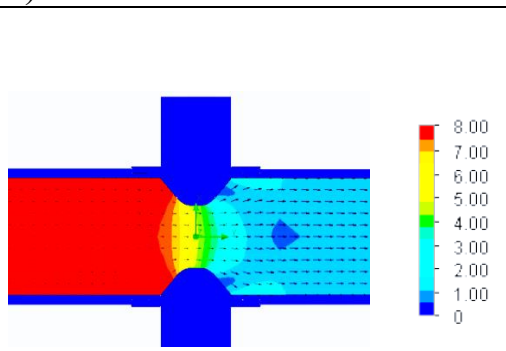
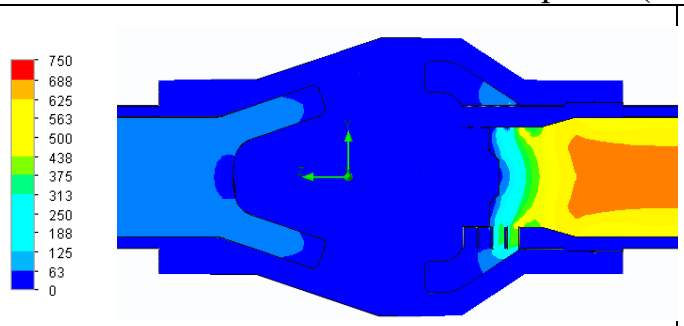
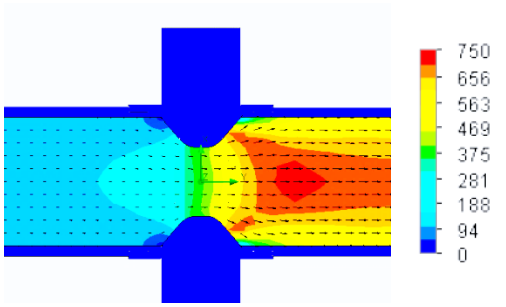


Рис. 5 Закрытое положение клапана мод. «ИГР»

В результате имитационного моделирования течения при граничных условиях: давление на входе 8 МПа, расход на выходе 50 кг/с и перекрытии проходного сечения трубы на 48%, было получено значение массового расхода на выходе 56 кг/с для клапана «ИГР» и 36 кг/с для антипомпажного клапана. Такие результаты свидетельствуют о неоправданно высоких потерях энергии на антипомпажном клапане, что наглядно продемонстрировано на графических моделях в таблице 1, и как следствие, подтверждают предположение о геометрическом несовершенстве проточной части клапана клеточного типа.

Таблица 1

Графические модели в сечении

Антипомпажный клапан	Клапан мод. «ИГР»
Давление (МПа)	
	
Скорость (м/с)	
	

В свою очередь клапан мод. «ИГР» продемонстрировал меньшее падение давления на клапане при этом выполнив свою регулирующую функцию с лучшим показателем расхода по отношению к заданному граничному значению.

Благодаря проведению ряда исследований при различных положениях регулирующих элементов (зубцов) клапана мод. «ИГР» была получена зависимость изменения массового расхода от площади проходного сечения (рис. 6), которая с хорошей степенью аппроксимации описывается линейной зависимостью (коэффициент корреляции r=0,9964). Этот факт убедительно свидетельствует об удовлетворении одного из принципиальных требований СТО Газпром к регулирующим клапанам [4].

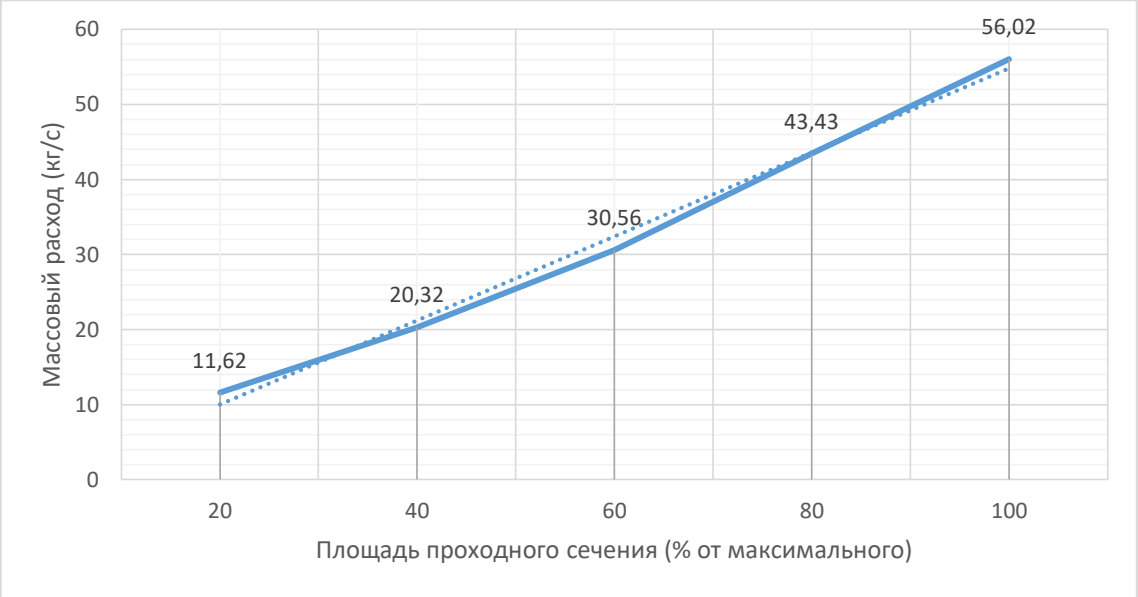


Рис. 6 Рабочая характеристика клапана мод. «ИГР»

Очередное подтверждение данным исследованием целесообразности МИМ в арматуростроении не устраняет ряд проблем, связанных с отсутствием единых норм к порядку проведения имитационного моделирования. Это приводит к невозможности проведения такого важного сравнительного анализа как «товарный бенчмаркинг» без специального моделирования. Отсутствие единых подходов к оценке результатов моделирования приводит к невозможности их полноценного использования, что повышает значимость вопроса верификации и валидации итогов имитационного моделирования.

Решение проблемы видится в разработке документов по стандартизации, которые бы зафиксировали основные положения в области методов компьютерного моделирования, включающих и методы имитационного моделирования. Так в 2014 году в РФ было решено создать проектный технический комитет № 700 «Математическое моделирование и высокопроизводительные вычислительные технологии» [5,6]. В декабре 2014 года принята окончательная редакция программы разработки стандартов в области математического моделирования на 2015–2018 годы, которая включала интересные, с точки зрения этой и подобных работ, документы:

- Численное моделирование ламинарных течений вязких жидкостей и газов. Валидация программного обеспечения. (Проект ГОСТ Р);
- Численное моделирование дозвуковых течений вязких жидкостей и газов. Валидация программного обеспечения. (Проект ГОСТ Р);
- Численное моделирование ламинарных течений вязких жидкостей и газов. Верификация решения. (Проект ГОСТ Р);
- Численное моделирование дозвуковых течений вязких жидкостей и газов. Верификация решения. (Проект ГОСТ Р).

Однако на данный момент нет возможности оценить текст этих стандартов, ввиду отсутствия даже их проектов. Этот факт не дает оснований судить о их полезности и пригодности для различных сфер промышленности, что оставляет вопрос открытым.

Таким образом, проведенное исследование подтвердило полезность применения МИМ для моделирования гидродинамических процессов в проектируемом элементе трубопровода и проведения сравнительной оценки совершенства геометрии проточной части. Определение адекватности результатов применения МИМ к рассмотренным объектам предполагается на саратовском полигоне ПАО «Газпром». В конечном итоге данная работа представляется серьезным аргументом в пользу реализации указанных проектов ГОСТ Р.

Список использованных литературных источников

1) Карелин И. Техническая керамика в нефтегазовых трубопроводных устройствах. Опыт применения в России. Germany, Saarbrűcken:Palmarium Academic Publishing. 2012. — 284 с.

2) Гуревич Д.Ф. Расчет и конструирование трубопроводной арматуры: Изд. 5-е — М.: Издательство ЛКИ, 2008. — 896 с.

3) Патент RU 2 537 081 Регулирующий клапан «ИГР» / Карелин И.Н.; опубл. в 2014.

4) Общие технические требования к трубопроводной арматуре, поставляемой на объекты ОАО «Газпром». Стандарт организации СТО Газпром 2-4.1-212-2008 // ОАО «Газпром», Ассоциация «Высоконадежный трубопроводный транспорт». М.: 2008. 59 с.

5) Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 августа 2014 года №1284 «О создании Проектного технического комитета по стандартизации «Математическое моделирование и высокопроизводительные вычислительные технологии».

6) Приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 23 декабря 2014 года N 2075 «О внесении изменений в приказ Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии от 18 августа 2014 года N 1284 «О создании Проектного технического комитета по стандартизации «Математическое моделирование и высокопроизводительные вычислительные технологии».

РАЗРАБОТКА ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ БАЛАНСОВ Г. МОСКВЫ: РЕЗУЛЬТАТЫ, ПРОБЛЕМЫ, ПРЕДЛОЖЕНИЯ (THE DEVELOPMENT OF FUEL AND ENERGY BALANCES OF MOSCOW: RESULTS, PROBLEMS, OFFERS)

Полина А.А.
(научный руководитель:
член-корр. РАН, д.т.н., профессор Карасевич А.М.)
ООО «ЛОРЕС», РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Топливно-энергетические балансы – инструмент мониторинга эффективности топливно-энергетического комплекса (ТЭК)

Устойчивое развитие экономики Москвы, одного из крупнейших мегаполисов мира, во многом зависит от эффективности и надежности работы его топливно-энергетического комплекса. Для своевременного принятия решений по развитию и реконструкции систем топливо- и энергоснабжения города необходим постоянный мониторинг их показателей. Эффективным инструментом такого мониторинга является построение и анализ топливно-энергетических балансов (ТЭБ) города [1].

Топливно-энергетический баланс страны (региона) представляет собой интегральный инструмент, отражающий количественные характеристики добычи, производства и потребления топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), с учетом объемов их ввоза-вывоза, изменения запасов, а также потерь, связанных с добычей, переработкой и распределением топлива, тепловой и электрической энергии.

Данные региональных топливно-энергетического балансов позволяют оценивать [2,3]:

— эффективность использования энергетических ресурсов в отраслях ТЭК и различных сферах экономики;

— реальный для данного региона потенциал энергосбережения;

— энергоемкость валового регионального продукта и отдельных видов экономической деятельности;

— долю потерь в объеме потребления ТЭР;

— долю вторичных энергоресурсов (ВЭР) и нетрадиционных возобновляемых источников энергии (НВИЭ) в объеме первичного потребления ТЭР.

Именно формирование фактических и прогнозных топливно-энергетических балансов на основе конкретных планов по сооружению объектов экономики обеспечивает взаимосогласованное развитие систем топливо и энергоснабжения, которое требуется для удовлетворения потребностей региона в топливе и энергии.

В соответствии с Федеральным законом от 27 июля 2010 г. N 190-ФЗ «О теплоснабжении» (гл. 2, ст. 5, п.7) Департамент топливно-энергетического хозяйства города Москвы организует проведение

ежегодных работ по формированию топливно-энергетических балансов города: отчетного за прошедший год, оперативного за текущий год и, условно, прогнозного (фактически планового) за следующий год.

Ежегодный мониторинг отчетного, оперативного и прогнозного балансов, «скользящий» во временном разрезе, позволяет оценивать текущее состояние и перспективы развития энергетического комплекса города, отслеживать положительные и отрицательные тенденции развития отраслей ТЭК, выявлять имеющиеся проблемы и оперативно принимать меры по их решению, оценивать изменения, происходящие в энергетическом секторе, связанные с динамикой параметров социально-экономического развития.

В процессе мониторинга создается качественная информационная основа для разработки программных и схемных документов, определяющих перспективу развития ТЭК и других отраслей экономики Москвы.

Разработка топливно-энергетических балансов Москвы и полученные результаты

На основе методики [4], утвержденной Министерством энергетики РФ, в рамках мониторинга были разработаны однопродуктовые и сводные топливно-энергетические балансы Москвы за 2015 г. (отчетный), 2016 г. (оперативный) и 2017 г. (прогнозный).

Информационная база однопродуктовых балансов за 2015 г.:

— формы федерального статистического наблюдения – 6-ТП, 11-ТЭР, 4-ТЭР, 1-ТЕП, 23-Н;

— данные энергетических компаний г. Москвы: электро- и теплогенерирующих, теплоснабжащих, электросбытовых, газоснабжающих;

— предприятия транспортной сферы и другие промышленные объекты.

В результате верификации статистической информации и данных энергетических компаний и промышленных потребителей за 2015 г. был сформирован массив данных, на основе которого по каждому энергетическому ресурсу были разработаны отчетные ТЭБ (рисунок 1).

В верхней части рисунка отражается информация по приходной части ТЭБ: производство энергоресурсов, сальдо-переток, изменение запасов. В нижней части (со знаком минус) представлено непосредственное потребление, потери при передаче, расход первичных энергоресурсов на преобразование во вторичные, собственные нужды.

Полное потребление энергии в г. Москве в 2015 г. составило 37809,3 тыс. т у. т., конечное – 28182,3 тыс. т у. т., остальное – потери при преобразовании и транспортировке.

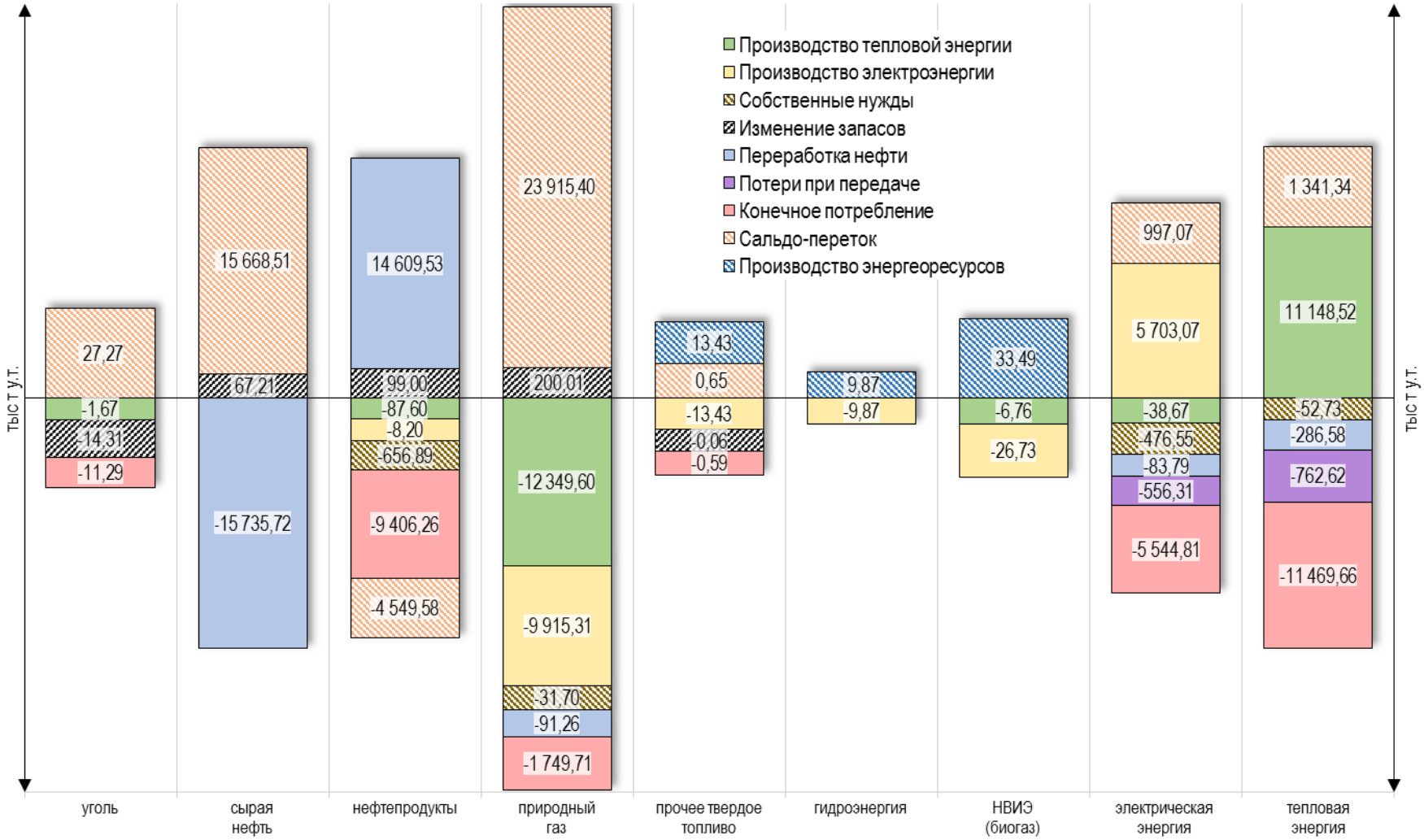


Рисунок 1. Топливно-энергетический баланс г. Москвы за 2015 г.

В структуре валового энергопотребления за 2015 г. более 93,6% составляют природный газ (63,8%) и нефтепродукты (29,8%). Роль угля, гидроэнергии и прочих видов топлива в ТЭБ Москвы незначительна.

Высокая доля природного газа в структуре энергопотребления города предъявляет повышенные требования к надежности поставок газа для обеспечения энергетической безопасности города.

Более 92% газа используется для производства тепловой и электрической энергии электростанциями и котельными г. Москвы. Примерно 30 % нефтепродуктов, получаемых из привозной нефти на Московском нефтеперерабатывающем заводе, вывозится за пределы города.

Основными энергоресурсами конечного потребления являются нефтепродукты, электроэнергия и тепло. Структура конечного потребления: тепловая энергия – 40%, электроэнергия – почти 20%, нефтепродукты – более 33%, природный газ – около 6%, потребление угля незначительно.

Доминирующим потребителем является население, доля которого составляет – 48%. Почти 23% приходится на сферу услуг, около 20% – на транспорт и связь, около 7% – на промышленность.

Несмотря на то, что в 2015 г. произошло снижение объема валового регионального продукта (ВРП) города, удельная энергоемкость ВРП по валовому потреблению также снизилась (на 3,4% к 2014 г.). Это объясняется более резким (по сравнению со снижением объема ВРП) уменьшением полного энергопотребления (на 8% к показателю 2014 г.).

Оперативный ТЭБ за 2016 г. и прогнозный за 2017 г. были сформированы на основе фактических за три квартала 2016 г. и плановых данных, представленных энергетическими компаниями, и основных программных документов, регламентирующих развитие систем энергоснабжения города (Энергетическая стратегия Москвы, Схема и программа развития электроэнергетики, Схема теплоснабжения, Генеральная схема газоснабжения и др.).

На рисунке 2 дано графическое сопоставление балансов за 2015 - 2017 гг. по их интегральным характеристикам.

Оперативный ТЭБ Москвы на 2016 г. показывает, что по сравнению с 2015 г. полное потребление энергии в городе растет на 3,4%, что обусловлено, в основном, ростом потребления природного газа на 5,8%. Конечное потребление энергоресурсов увеличивается на 3,2% до 29097,0 млн. т у. т. Основные статьи роста – секторы «Транспорт и связь» (4,6%), «Население» (3,6%), «Сфера услуг» (2,4%).

Структура конечного потребления энергоресурсов по основным направлениям их использования в 2016 г. близка к структуре 2015 г.

Удельная энергоемкость ВРП по валовому потреблению в 2016 г. по сравнению с 2015 г. повысилась примерно на 5,4% (до 3,9 т у. т./млн. руб.)

вследствие снижения объема ВРП на 3% при росте потребления энергоресурсов на 3,4%.

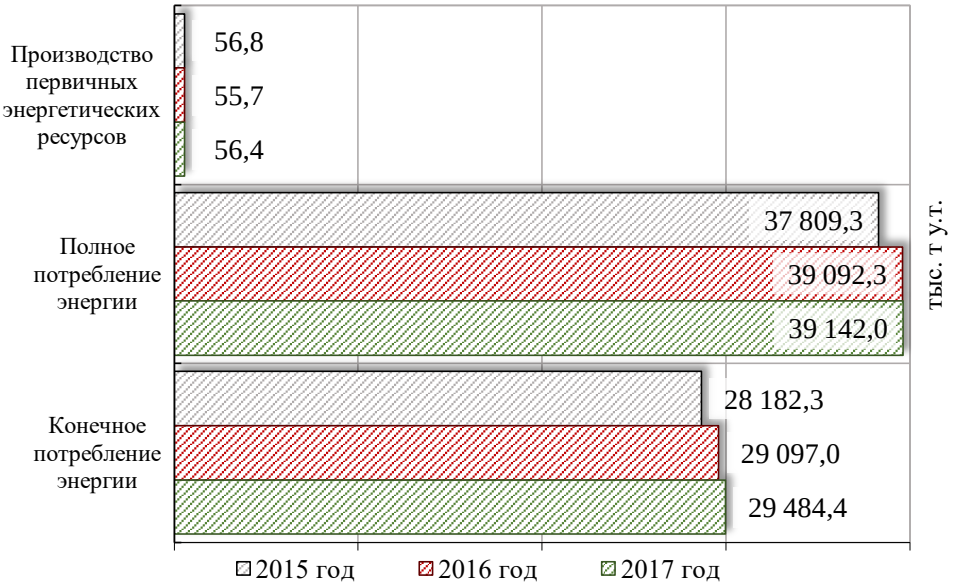


Рисунок 2. Потребление энергии и производство первичных энергоресурсов за 2015-2017 гг. в г. Москве

Ожидается, что в 2017 г. влияние негативных тенденций в социально-экономическом развитии города будет преодолеваться. Некоторое снижение такого влияния началось уже в 2016 г. – индекс физического объема ВРП 2016 г. к 2015 г. (в сопоставимых ценах) составил 97%, в то время как индекс физического объема ВРП 2015 г. к 2014 г. составлял 95,1%.

Ожидается, что в 2017 г. снижения объема ВРП не произойдет, и он останется примерно на уровне 2016 г.

Топливно-энергетический баланс 2017 г. показывает, что полное потребление энергии городом в 2017 г. останется примерно на уровне 2016 г. При этом, конечное потребление энергии немного увеличится (на 1,3%), а расход энергоресурсов на переработку нефти и собственные нужды снизится на 12,6% и 8,8%.

Удельная энергоемкость ВРП по валовому и конечному потреблению энергоресурсов в 2017 г. останется примерно на уровне 2016 г. (3,9 и 2,9 т у. т./ млн. руб.).

Анализ разработанных топливно-энергетических балансов Москвы показывает:

1. В рассматриваемый период 2015-2017 гг. ТЭК Москвы достаточно успешно выполнял свои функции по обеспечению потребителей топливно-энергетическими ресурсами. Небольшое снижение потребления в 2015 г. обусловлено не ограниченными возможностями отраслей ТЭК, а снижением потребности в энергоресурсах в результате замедления развития экономики города и более теплой зимой.

2. Следует отметить устойчивую динамику повышения эффективности использования топлива при производстве тепла и электроэнергии, достигаемую вводами на московских ТЭЦ экономичных парогазовых блоков, переключением нагрузок котельных на ТЭЦ, заменой неэффективных котельных современными. Так, в 2015 г. КПД котельных вырос по сравнению с 2014 г. на 3% и составил 93%.

3. Основной задачей по развитию отраслей ТЭК Москвы является дальнейшее повышение эффективности производства и транспорта ТЭР, повышение доли комбинированного производства тепла и электроэнергии и снижение конденсационной выработки электроэнергии.

Анализ недостатков форм статистической отчетности

Основной проблемой при разработке отчетного топливно-энергетического баланса является качество информации, предоставляемой Федеральной службой государственной статистики (Росстат). Формирование балансов затрудняется неполнотой предоставляемой информации, нелогичным форматом предоставления данных, отсутствием ряда важных показателей, несогласованностью форм между собой, неоправданным наличием грифа КТ (коммерческая тайна). С каждым годом качество информации ухудшается.

Рассмотрим более подробно достоинства и недостатки конкретных форм статистической отчетности.

Форма № 6-ТП «Сведения о работе тепловой электростанции» утверждена приказом Федеральной службы государственной статистики № 232 от 26.06.2013 «Об утверждении статистического инструментария для организации федерального статистического наблюдения за деятельностью предприятий». В эту форму предоставляют данные юридические лица (кроме субъектов малого предпринимательства), имеющие в собственности или эксплуатирующие на другом законном основании объекты генерации (электростанции), работающие на органическом и ядерном топливе, с зарегистрированной установленной электрической мощностью 500 кВт и выше.

По существу, это единственный источник статистической информации о мощности электростанций, выработке тепловой и электрической энергии, суммарному расходу топлива, удельным расходам топлива по всем видам электростанций в разрезе субъектов РФ.

К недостаткам формы относится, во-первых, то, что в ней не отражены, электростанции мощностью ниже 500 кВт. Во-вторых, если на балансе у электростанции есть котельные, то информация по объему топлива на производство тепловой энергии дается суммарно без выделения котельной, что приводит к двойному счету при составлении топливно-энергетического баланса. И в-третьих, в данной форме при распределении затрат топлива на производство тепловой и электрической энергии не

используется физический метод, который необходим при формировании балансов.

Форма № 11-ТЭР «Сведения об использовании топлива, теплоэнергии и электроэнергии на производство отдельных видов продукции, работ (услуг)» утверждена приказом Федеральной службы государственной статистики № 320 от 15.07.2015 г. В форме приводятся данные: об объеме произведенной электроэнергии с учетом собственных производственных нужд электростанций, отпуске электро- и теплоэнергии электростанциями, работающими на котельно-печном топливе, о расходе топливно-энергетических ресурсов на производство электро- и теплоэнергии; об объеме тепловой энергии, произведенной котельными и электробойлерными установками, о фактическом объеме топлива на производство тепла.

Данная форма является единственным корректным источником статистических данных об отпуске тепловой энергии котельными и расходу топлива на ее отпуск. Она охватывает около 95% котельных, работающих в субъектах РФ.

В форме также представлены объемы выпуска промышленной продукции и затраты энергоресурсов на ее производство. При рассмотрении данной формы в разрезе ОКВЭД можно легко выделить топливо, которое идет непосредственно на технологию и которое используется объектами энергетики для каждого вида экономической деятельности.

Однако, начиная с 2006 г., форма №11-ТЭР стала охватывать не полный круг продуктов, исчезла строка «прочие виды продукции», а с 2013 г. больше половины информации стало конфиденциальной. Важно отметить, что из формы исключена информация по потреблению энергоресурсов населением.

Форма № 1-ТЕП «Сведения о снабжении теплоэнергией» утверждена приказом Федеральной службы по государственной статистике № 327 от 17.07.2015 г. В форме указывается: количество произведенной тепловой энергии за год, в том числе источниками теплоснабжения (котельными) мощностью до 3 Гкал/ч, от 3 до 20 Гкал/ч и от 20 до 100 Гкал/ч и полученной (покупной) тепловой энергии со стороны; количество фактически отпущенной тепловой энергии за отчетный период всем категориям потребителей (абонентов), в том числе населению, бюджетным организациям, прочим организациям, а также другим предприятиям (перепродавцам).

В этой форме представлены данные по объемам отпуска тепловой энергии населению. При этом данные по отпуску тепла котельными сильно занижены, что говорит о предоставлении данных далеко не всеми организациями. Нет четкого объяснения показателя «получено тепловой энергии со стороны за год». Представленная структура отпуска тепла не

соответствует ОКВЭД, из нее сложно выбрать данные, необходимые для формирования ТЭБ. В существующем виде форма практически бесполезна. Требуется ее доработка, чтобы она стала надежным источником информации об отпуске тепловой энергии в структуре ОКВЭД.

Форма № 4-ТЭР «Сведения об остатках, поступлении и расходе топливно-энергетических ресурсов, сборе и использовании отработанных нефтепродуктов» утверждена приказом Федеральной службы государственной статистики № 320 от 15.07.2015 г. В форме содержатся данные о поступлении топлива за отчетный год, его остатках на начало и конец года, приводится весь фактический расход топлива и тепловой энергии на предприятии с выделением данных о его использовании в качестве котельно-печного топлива, моторного, сырья и на нетопливные нужды. Кроме того, показано топливо, отпущенное населению, другим организациям и предприятиям. Топливо дифференцировано по видам, а уголь по бассейнам. Приводится также расход тепловой энергии с выделением расхода на технологические нужды, отопление и горячее водоснабжение (без населения). Эти данные представляются как в целом по региону, так и по видам его экономической деятельности.

Главным достоинством формы является наличие информации по потреблению топлива населением, а также остатки топлива на начало и конец года. Это позволяет оценить изменение запасов, что необходимо для формирования топливно-энергетического баланса.

К недостаткам формы относится неполный охват предприятий и организаций, а также отсутствие четкого определения для данных по столбцу «отпущено другим предприятиям и организациям».

Стоит отметить, что информацию, представляемую компаниями газовой отрасли достаточно сложно верифицировать и с отчетными данными, и с данными других компаний, так как она имеет специфическое отраслевое представление, не соответствующее ОКВЭД.

Выводы и предложения

Выполненная работа позволяет сделать следующие выводы и предложения.

1. Систематическое выполнение работ по формированию отчетного, оперативного и прогнозного ТЭБ субъектов РФ обеспечивает мониторинг состояния отраслей ТЭК, динамики их развития, степени выполнения функций по обеспечению потребителей топливно-энергетическими ресурсами. В процессе мониторинга выявляются возникающие проблемы, что позволяет своевременно принимать меры по их решению, и создается качественная информационная основа для разработки программных документов, определяющих перспективу развития ТЭК и других отраслей экономики.

2. Прогнозные ТЭБ субъектов РФ целесообразно разрабатывать на более длительный период (3-5 лет).

3. Для получения качественных топливно-энергетических балансов, в первую очередь, требуется корректная и доступная информация Росстат. Анализ статистической информации по отраслям энергетики, имеющейся в Росстат, показал необходимость доработки и совершенствования форм статистической отчетности в связи с выявлением следующих моментов:

— государственной статикой охвачены не все производители электроэнергии и тепла, функционирующие на территории региона;

— все большие объемы информации относятся к материалам с грифом КТ, что может привести к потере прозрачности в отношении использования ТЭР и утрате управляемости процессами функционирования и развития отраслей ТЭК;

— принятая в газовой отрасли структура потребителей не корреспондируется с ОКВЭД, что мешает соотносить получаемую из отрасли информацию с данными Росстат;

— в формах статистической отчетности отсутствует информация об отпуске тепловой энергии в структуре ОКВЭД, форма № 1-ТЕП «Сведения о снабжении теплоэнергией» в существующем виде для формирования ТЭБ практически бесполезна.

4. Необходимо уточнение конкретного перечня производителей электроэнергии и тепла, отчитывающихся в Росстате. При этом для них целесообразно установить нижнюю границу годового производства энергии, чтобы объем работы Росстата неоправданно не увеличивался.

5. Требуется коренная переработка формы № 1-ТЕП с целью получения надежного источника информации об отпуске тепловой энергии в структуре ОКВЭД и возможности использования этих данных для формирования баланса тепловой энергии.

6. Целесообразно пересмотреть правила отнесения статистической информации к материалам, содержащим коммерческую тайну.

Список использованных литературных источников

1. Замерград В.Э., Марфутов Л.А., Охорзин Ю.А., Сеннова Е.В. Прогнозирование спроса на газ в субъектах РФ на основе формирования региональных ТЭБ /Газовая промышленность. - 2009. - №10. – с. 45-49.

2. Карасевич А.М., Замерград В.Э., Сеннова Е.В., Федяев А.В. и др. Комплексное развитие энергоснабжения регионов. /Энергетическая политика. - 2011. - №4. - с. 22-29.

3. Полина А.А. Определение перспективного спроса на топливно-энергетические ресурсы с учетом повышения эффективности их использования /Нефть, газ и бизнес. – 2016. - спецвыпуск №1. - с. 67-70.

4. Порядок составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований. / Приказ

Министерства энергетики РФ от 14 декабря 2011 г. № 600 «Об утверждении Порядка составления топливно-энергетических балансов субъектов Российской Федерации, муниципальных образований» в редакции Приказа Минэнерго России от 19.11.2015 № 870.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛИЧЕСТВА ПРИМЕСЕЙ В ПОТОКЕ ПРОДУКЦИИ ГАЗОВЫХ И ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН

Попова Я.Д.
(научный руководитель: профессор Ермолкин О.В.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Статья посвящена решению проблемы оперативного контроля режимов работы газовых и газоконденсатных скважин, характеризующихся высокоскоростными потоками с большими газовыми факторами, а также наличием примесей различной природы, например, капельной жидкости (воды) или песка. Присутствие большого количества примесей в многофазном потоке продукции осложняет процесс измерения расхода контролируемого потока, а также может спровоцировать осложнение работы скважинного оборудования вплоть до наступления аварийных ситуаций. С целью управления и оптимизации режимов эксплуатации скважин, а также для предотвращения возникновения таких нештатных ситуаций, необходимо вовремя получать достоверную информацию о количестве примесей.

В качестве средств оперативного контроля количества примесей в потоке и измерения дебита продукции в данной статье рассматриваются системы серии «Поток», в основе измерения которых лежит спектрометрический метод [4]. Данные средства измерения были разработаны учеными факультета автоматики и вычислительной техники РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина и в настоящее время остаются актуальными и перспективными для проведения измерений расхода фаз высокоскоростных потоков с высокими газовыми факторами, в т.ч. и на скважинах, эксплуатирующихся в сложных климатических условиях.

Главным элементом системы «Поток» является скважинный измерительный модуль, состоящий из измерительного преобразователя (ИП) с пьезокерамическим чувствительным элементом (ПЧЭ), и электронного блока. ПЧЭ устанавливается в ИП, представляющий собой полый цилиндр из нержавеющей стали, и фиксируется заливкой из специального компаунда. Особое внимание при разработке систем было уделено конструкции ИП, а также выбору самого пьезокерамического чувствительного элемента, рецептуре изготавливаемого компаунда и улучшению таких технико-эксплуатационных показателей, как повышенная температурная стабильность характеристик при изменении температур измеряемой среды и окружающего воздуха в широком диапазоне [3]. Разработанный ИП помимо турбулентных флуктуаций давления, возникающих при движении многофазного потока через сужающее устройство специальной формы (формирователь потока

регулярной структуры), позволяет регистрировать ударные воздействия частиц примесей, содержащихся в многофазном потоке продукции.

Характерный спектр выходного сигнала ИП представлен на рис. 1. В таком спектре можно выделить частотные области, в которых влияние газовой и жидкой фаз различно. Так, можно выделить частотную область, в которой мощность спектральных составляющих, в основном, зависит от расхода жидкости (Ж) в смеси и в меньшей степени от расхода газа и твёрдой фазы (песка). Аналогично можно выделить область наибольшего влияния газа (Г), а также области преобладающего влияния примесей песка и капельной жидкости (П). По мощности спектральных составляющих в таких частотных областях на основе информационных моделей можно вычислить соответствующие расходы фаз.

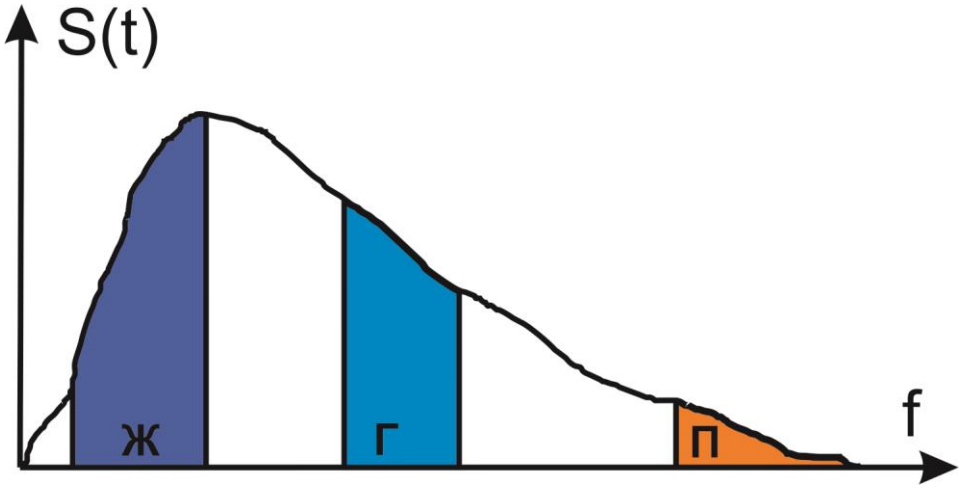


Рисунок 1 – Характерный частотный спектр выходного сигнала ИП
Ж, Г, П – области, в которых мощность спектральных составляющих в большей степени зависит, соответственно, от расхода жидкости, расхода газа, количества примесей в смеси (песка и капельной жидкости);
S(t) – спектральная плотность мощности сигнала;
f – частота сигнала

Следует отметить, что спектры соударений твердых частиц песка и капельной жидкости (область П оранжевого цвета на рис.1), регистрируемые ИП, в свою очередь, существенно отличаются и поэтому регистрируемые ударные воздействия могут быть надежно дифференцированы.

Так, примеси жидкости в газовом потоке содержатся в очень малых количествах (не более десятой доли от общего объёма смеси) в виде мелкодисперсных капель, и реакция пьезокерамического чувствительного элемента на удары капелек жидкости представляет собой короткие ударные импульсы, имеющие широкополосный спектр в ультразвуковом диапазоне частот (рис.2).

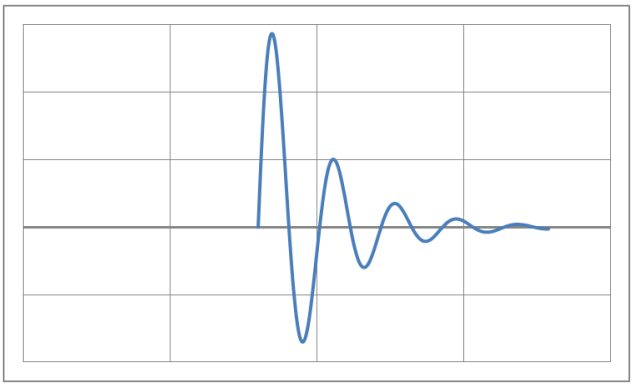


Рисунок 2 – Реакция чувствительного элемента на удар капели жидкости

При этом амплитуда и длительность такого импульса зависят от размера капли и скорости многофазного потока. Заметим, что приведенный на рис.2 затухающий сигнал представляет собой реакцию чувствительного элемента на удар одной капли жидкости, т.е. идеальный случай. В реальности же жидкость проходит через сужение неравномерно, может скапливаться перед сужающим устройством и инжектироваться порциями. В таком случае удары капель жидкости накладываются друг на друга, и суммарный сигнал при воздействии капель жидкости на чувствительный элемент будет иметь вид, подобный представленному на рис.3.

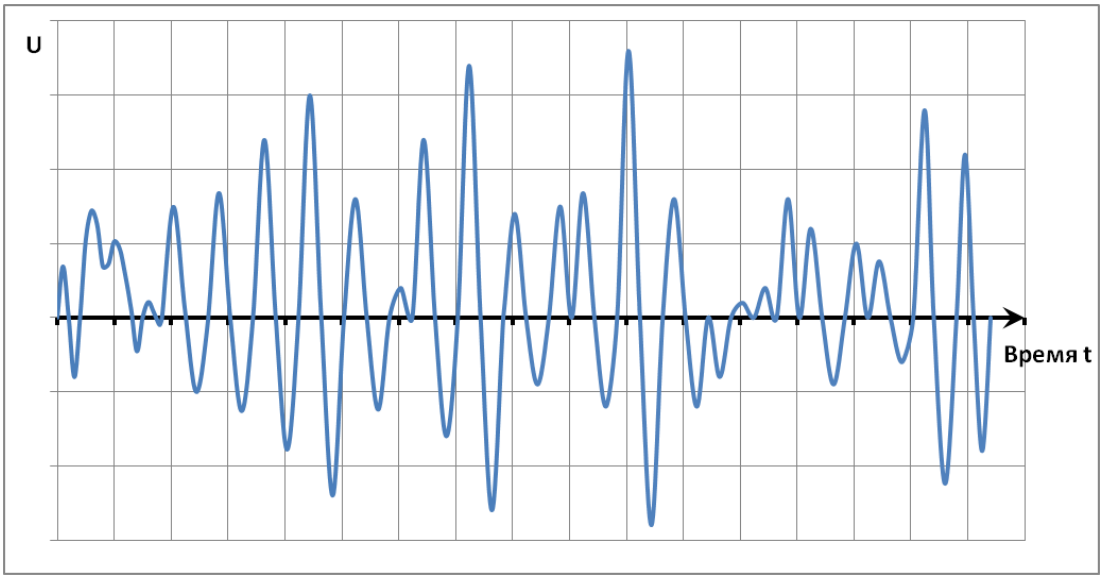


Рисунок 3 – Суммарный сигнала реакции чувствительного элемента на удары капель жидкости

В таком сигнале, содержащем и информативную составляющую, и шумы, невозможно выделить затухающие импульсы, соответствующие отдельным ударам капель о чувствительный элемент, поэтому при регистрации количества жидкой фазы целесообразно построить

огибающую сигнала (рис.4) и по ней судить об интенсивности сигнала флуктуаций, вызванных ударами капель жидкости.

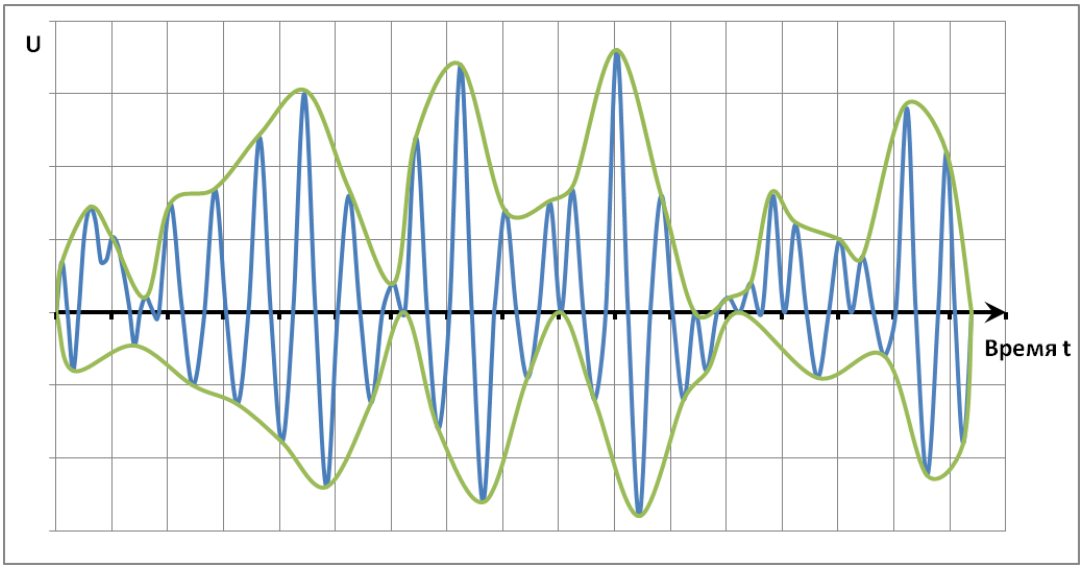


Рисунок 4 – Огибающая сигнала реакции чувствительного элемента на удары капель жидкости

Если рассматривать ударное воздействие песчинок о корпус ИП, то ввиду их невысокой концентрации в потоке по сравнению с жидкостью, а также с учетом остроты кромок частиц песка следует ожидать более высокочастотные короткие ударные импульсы с большой скважностью. Спектр таких импульсов будет ещё более широкополосным, поэтому воздействие частиц песка может быть выделено на фоне других ударных воздействий в более высокочастотном ультразвуковом диапазоне (рис. 5).

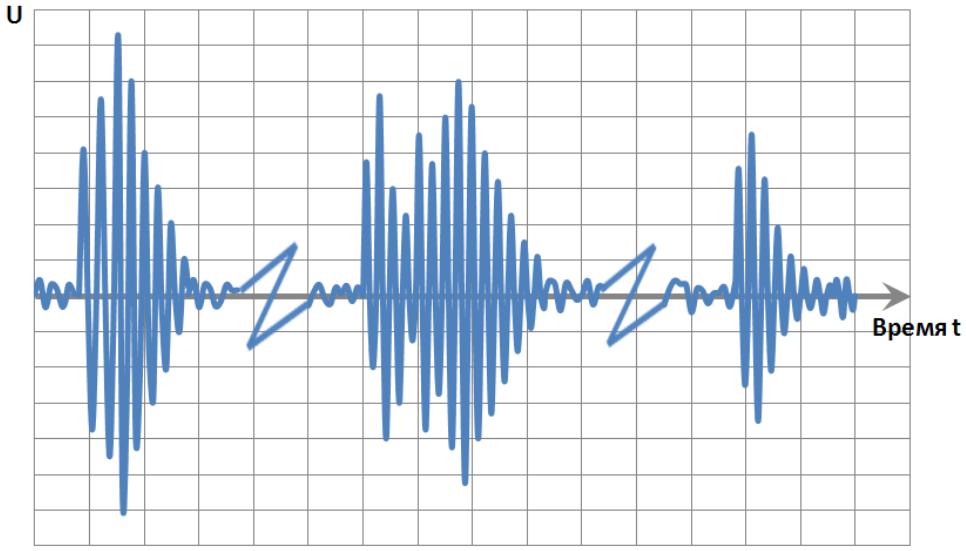


Рисунок 5 – Реакция чувствительного элемента на удары песчинок

Ввиду большой скважности импульсов ударного воздействия песчинок, судить о количестве примесей песка в потоке по огибающей сигнала бессмысленно, так как площадь под огибающей полезного сигнала будет сопоставима с площадью под огибающей шумового сигнала. В результате будет невозможно выделить полезный сигнал. Поэтому в данной ситуации целесообразно формировать прямоугольные импульсы определенной амплитуды и длительности, количество которых будет соответствовать интенсивности ударов песчинок о чувствительный элемент. В результате можно будет судить о количестве песка в потоке.

Именно эти принципы были положены в основу схемы специального электронного блока, подключаемого к выходу пьезокерамического чувствительного элемента и предназначенного для преобразования этих пульсаций в электрический сигнал. В электронном блоке было предложено использовать различные схемы преобразования сигналов для канала регистрации примесей воды и канала регистрации удельного содержания примесей песка (УСПП). Так, расход примесей воды предлагается связать со среднеквадратическим значением сигнала ударного воздействия капель жидкости в соответствующей информативной полосе частот в ультразвуковом диапазоне. А информацию о количестве примесей песка можно получить из амплитудных значений сигнала ударного воздействия частиц примесей песка, сформировав на выходе схемы преобразования канала регистрации УСПП количество импульсов, пропорциональное интенсивности сигнала ударного воздействия. Функциональная схема электронного преобразователя приведена на рисунке 6.

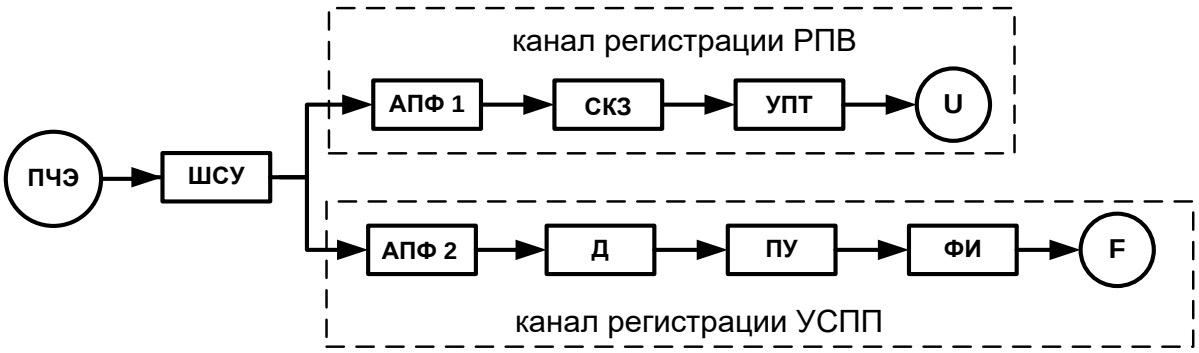


Рисунок 6 – Функциональная схема электронного преобразователя сигналов ударного частиц примесей

ПЧЭ – пьезокерамический чувствительный элемент; ШСУ – широкополосный согласующий усилитель; АПФ1, АПФ2 – активные полосовые фильтры;

РПВ – расход примесей воды; СКЗ – вычислитель среднеквадратического значения сигнала; УПТ – усилитель постоянного тока;

УСПП – удельное содержание примесей песка; Д – детектор; ПУ – пороговое устройство; ФИ – формирователь импульсов; F – частотомер.

Принцип работы электронного преобразователя заключается в следующем: сигнал, регистрируемый пьезокерамикой, поступает на широкополосный согласующий усилитель, предназначенный для согласования высокоомного сопротивления ПЧЭ с входным сопротивлением активных полосовых фильтров АПФ1 и АПФ2. Далее происходит разделение на два измерительных канала: канал регистрации РПВ и канал регистрации УСПП. В первом случае сигнал с выхода ШСУ поступает на АПФ1, который выделяет информативную полосу в диапазоне ультразвуковых частот, интенсивность сигнала в которой связана с расходом примесей воды. Далее выделенный сигнал поступает на вычислитель среднеквадратического значения, осуществляющий его преобразование и интегрирование. Полученное среднеквадратическое значение напряжения поступает на вход УПТ, а затем индицируется на вольтметре.

Во втором случае сигнал после ШСУ поступает на АПФ2, который выделяет и усиливает сигнал в информативной полосе частот ультразвукового диапазона, интенсивность сигнала в которой связана с удельным содержанием примесей песка. Далее отфильтрованный и усиленный сигнал поступает на детектор, а затем на пороговое устройство, порог срабатывания которого настроен выше пиковых значений шумовых сигналов. При превышении на входе порогового устройства амплитуды полезного сигнала заданного уровня, запускается формирователь импульсов, который генерирует импульсы прямоугольной формы заданных амплитуды, длительности и скважности. Частота импульсов, полученных на выходе формирователя, фиксируется частотомером. Общее количество полученных импульсов пропорционально интенсивности сигнала ударного воздействия частиц примесей песка.

Разработанные электронные преобразователи каналов регистрации примесей песка и воды были исследованы на специализированных экспериментальных установках, создающих воздушные потоки с примесями [1]. Экспериментальная установка состоит из двух частей: первая позволяет имитировать песко-воздушные потоки, а вторая – водо-воздушные, которые по скорости потока и количеству примесей в нём соответствуют реальным высокоскоростным потокам эксплуатационных скважин, взаимодействующим с датчиком.

В результате проведения эксперимента были получены зависимости выходных сигналов каналов регистрации примесей от количества примесей при различных постоянных расходах воздуха. На основании полученных зависимостей было предложено составить обобщенные информационные модели каналов регистрации РПВ (модель 1) и УСПП (модель 2), которые в обобщенном представлении имеют следующий вид:

$$F = \varphi_1(Q_г, Q_п, p, T, d) + \varepsilon \quad (1)$$

и $$U = \varphi_2(Q_г, Q_в, p, T, d) + \varepsilon, \quad (2)$$

где $Q_г$ – дебит газа; $Q_в$ – расход примесей воды; $Q_п$ – расход примесей песка; p – давление в трубопроводе; T – температура исследуемой смеси; d – диаметр трубопровода;

F – частота на выходе канала регистрации УСПП;

U – напряжение на выходе канала регистрации РПВ;

ε – аддитивная помеха, то есть величина, учитывающая случайные ошибки измерений, случайные шумы, влияние неучтенных факторов (её называют также ошибкой измерения).

$Q_г$, $Q_в$ и $Q_п$ представляют собой независимые переменные (факторы), которые в ходе эксперимента задавались на экспериментальной установке с достаточно большой точностью, а F и U – зависимые наблюдаемые переменные.

Для установления характера зависимости F и U от группы факторов $Q_г$, $Q_в$, $Q_п$, p, T и d было предложено использовать приемы регрессионного анализа, что предполагает проверку выполнения следующих основных требований:

- результаты наблюдений должны представлять собой независимые нормально распределённые случайные величины;
- величина дисперсии σ^2 зависимой переменной при изменении независимых переменных должна оставаться неизменной;
- независимые переменные должны быть неслучайными величинами, либо их измерение должно производиться с пренебрежимо малой ошибкой по сравнению с ошибкой в определении зависимой переменной.

При проверке первого условия важно оценить «случайность» процесса получения выходных сигналов каналов регистрации примесей и «нормальность» закона распределения, так как именно для случайных процессов с нормальным законом распределения разработаны основные статистические методы анализа. Для этого необходимо провести достаточно большое количество опытов с фиксированными значениями факторов $Q_г$, $Q_в$, $Q_п$, p, T и d, измеряя при этом получаемые значения частоты F или напряжения U.

В рамках данного исследования в качестве уровней факторов были выбраны значения расхода песка $Q_{песка}$ = 3,96 г/мин и расхода газа (воздуха) $Q_г$ = 17,896 м^3/час, для которых было проведено 50 опытов с измерением полученных на выходе канала регистрации УСПП значений частоты F. Результаты проведенного эксперимента отражены в табл.1.

Таблица 1. Значения измеренных частот на выходе канала регистрации УСПП

Номер опыта	F, Гц	№	F, Гц	№	F, Гц	№	F, Гц	№	F, Гц
1	3033,0	11	3027,0	21	3064,0	31	3057,0	41	3056,0
2	3013,0	12	3023,0	22	3063,0	32	3046,0	42	3053,0
3	3017,0	13	3049,0	23	3052,0	33	3040,0	43	3051,0
4	3016,0	14	3040,0	24	3060,0	34	3054,0	44	3061,0
5	3035,0	15	3053,0	25	3055,0	35	3046,0	45	3065,0
6	3031,0	16	3041,0	26	3065,0	36	3067,0	46	3052,0
7	3032,0	17	3047,0	27	3074,0	37	3041,0	47	3065,0
8	3045,0	18	3041,0	28	3075,0	38	3046,0	48	3050,0
9	3021,0	19	3059,0	29	3031,0	39	3048,0	49	3050,0
10	3031,0	20	3043,0	30	3027,0	40	3053,0	50	3074,0

Полученные значения представлены в виде гистограммы относительных частот на рис.7.

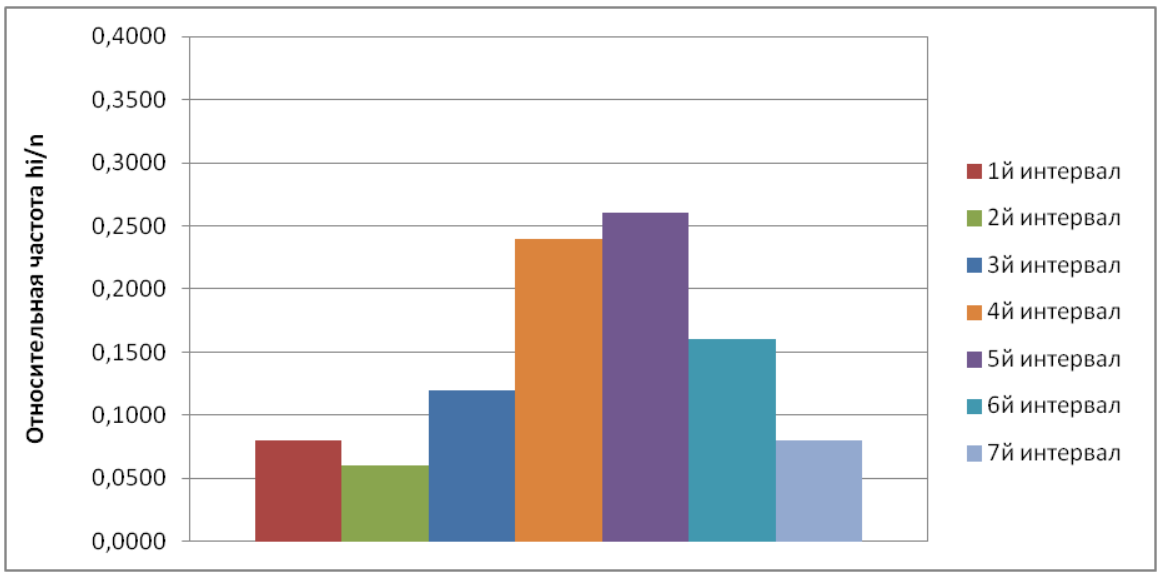


Рисунок 7 – Гистограмма относительных частот

По виду гистограммы можно выдвинуть гипотезу о нормальном законе распределения значений частоты *F* на выходе канала регистрации УСПП, полученных в ходе эксперимента. Для проверки гипотезы использовался критерий согласия χ^2 Пирсона, который позволяет установить, для принятого уровня значимости, согласие или несогласие с выдвигаемой гипотезой. При этом нужно вычислить так называемую величину χ^2 («хи-квадрат»), равную:

$$\chi^2 = \sum_{i=1}^{k} \frac{(h_i - n * p_i)^2}{n * p_i},$$

где h_i – абсолютная эмпирическая частота;
$n*p_i$ – абсолютная теоретическая частота;
k – число интервалов группировки.

В таблице 2 отражены полученные в ходе проверки гипотезы значения теоретических и эмпирических частот, а также вычисленное значение $\chi^2_{\text{набл}}$ [2].

Таблица 2. Расчетная таблица для критерия χ^2 Пирсона.

Границы интервалов группировки		Значение нормированных границ интервалов		Значение теор. ф-ции распред. в концах интервалов		Теор. частота	Абс. теоретическая частота $n*p_i$	Абс. эмпирическая частота h_i	$h_i - n*p_i$	$(h_i - n*p_i)^2 / n*p_i$
3013,00	3021,86	-2,18	-1,61	0,0146	0,0537	0,0391	1,955	4	2,045	2,139143
3021,86	3030,71	-1,61	-1,03	0,0537	0,1515	0,0978	4,89	3	-1,89	0,730491
3030,71	3039,57	-1,03	-0,46	0,1515	0,3228	0,1713	8,565	6	-2,565	0,768152
3039,57	3048,43	-0,46	0,11	0,3228	0,5438	0,2210	11,05	12	0,95	0,081674
3048,43	3057,29	0,11	0,68	0,5438	0,7517	0,2079	10,395	13	2,605	0,652816
3057,29	3066,14	0,68	1,25	0,7517	0,8944	0,1427	7,135	8	0,865	0,104867
3066,14	3075,01	1,25	1,82	0,8944	0,9656	0,0712	3,56	4	0,44	0,054382
									$\chi^2_{\text{набл}}$	**4,5315**

По таблице критических значений распределения χ^2 для уровня значимости $\alpha=0,05$ и числа степеней свободы $m=4$ получаем критическое значение $\chi^2_{\text{кр}(0,05;4)} = 9,49$.

Так как полученное значение $\chi^2_{\text{набл}}$ меньше критического значения ($\chi^2_{\text{набл}} < \chi^2_{\text{кр}}$), то можно сказать, что гипотеза о нормальном законе распределения значений частоты F, полученных на выходе канала регистрации УСПП, верна для принятого уровня значимости $\alpha=0,05$.

Аналогичным образом в ходе проведения 50 опытов с фиксированными значениями факторов расход газа (воздуха) $Q_г$ и расход воды $Q_в$ были получены выходные напряжения U для канала регистрации

РПВ, а также проведена проверка гипотезы о нормальном законе распределения полученных значений.

При проверке выполнения требования о том, что величина дисперсии σ^2 зависимой переменной F при изменении независимых переменных (факторов) должна оставаться неизменной, были выбраны три комбинации уровней факторов расхода песка $Q_п$ и расхода газа (воздуха) $Q_г$, для каждой из которых было проведено 5 опытов с измерением полученных на выходе канала регистрации УСПП значений частоты F. Для полученных значений F для каждой комбинации факторов были рассчитаны несмещённые выборочные дисперсии s^2, и по этим данным подтверждена гипотеза об однородности дисперсий с использованием критерия Кохрена.

Аналогичным образом была подтверждена гипотеза об однородности дисперсий при исследовании водо-воздушного потока.

Выполнение третьего условия о неслучайности независимых переменных было заложено в условия эксперимента: $Q_г$, $Q_в$ и $Q_п$ – факторы, которые в ходе эксперимента задавались на экспериментальной установке с достаточно большой точностью.

На основании проведенных исследований можно сказать, что для установления характера зависимости выходных значений F и U каналов регистрации примесей от группы факторов $Q_г$, $Q_в$, $Q_п$, p, T и d можно использовать регрессионный анализ. Полученные результаты работы легли в основу дальнейших исследований по получению информационных моделей каналов регистрации РПВ и УСПП.

Список используемой литературы

1. Браго, Е. Н. Совершенствование информационно-измерительных технологий в нефтегазодобыче / Е. Н. Браго [и др.] // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – 2012. – №3. – С. 24-42.

2. Гусейнзаде, М. А. Методы математической статистики в нефтяной и газовой промышленности / М. А. Гусейнзаде, Э. В. Калинина, М. Б. Добкина. – М. : Недра, 1979. – 340 с.

3. Ермолкин, О. В. Разработка и исследование измерительного преобразователя пульсаций давления для решения задач измерения расхода / О. В. Ермолкин [и др.] // Труды РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина – 2011. – №3. – С. 112-126.

4. Ермолкин, О. В. Разработка и исследование спектрометрического метода и информационно-вычислительных систем измерения расхода многофазных потоков : дис. … д-ра техн. наук : 05.11.16 / Ермолкин Олег Викторович. – М., 1998. – С. 295.

НЕФТЕГАЗОВЫЙ РЕСУРСНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ МИРОВОГО ШЕЛЬФА И ГЛУБОКОВОДНЫХ АКВАТОРИЙ И ЕГО РОЛЬ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА БРАЗИЛИИ (OIL AND GAS RESOURCE POTENTIAL OF GLOBAL AND SHELF DEEP WATER AREAS AND ITS ROLE FOR THE OIL AND GAS SECTOR IN BRAZIL)

Рыкова М.В.
(научный руководитель: к.э.н., доцент Полаева Г.Б.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

На сегодняшний день морской мировой шельф является одним из крупнейших источников углеводородного сырья (в частности, около трети всей нефти добывается на морском шельфе). Несмотря на то, что такая добыча требует особых, более сложных технологий, нефть, добываемая на шельфе, считается “традиционной”.

Глобальная морская добыча нефти в 2015 году была на самом высоком уровне с 2010 года, и составила почти 30% от общего объема мировой добычи нефти. Морская добыча нефти увеличивалась и в 2014, и в 2015 году, при том, что за период с 2010 по 2013 годы наблюдалось ее снижение. Кроме того, добыча трудноизвлекаемой нефти на суше увеличивалась быстрее за последние семь лет и привела к увеличению общего объема добычи нефти [1].

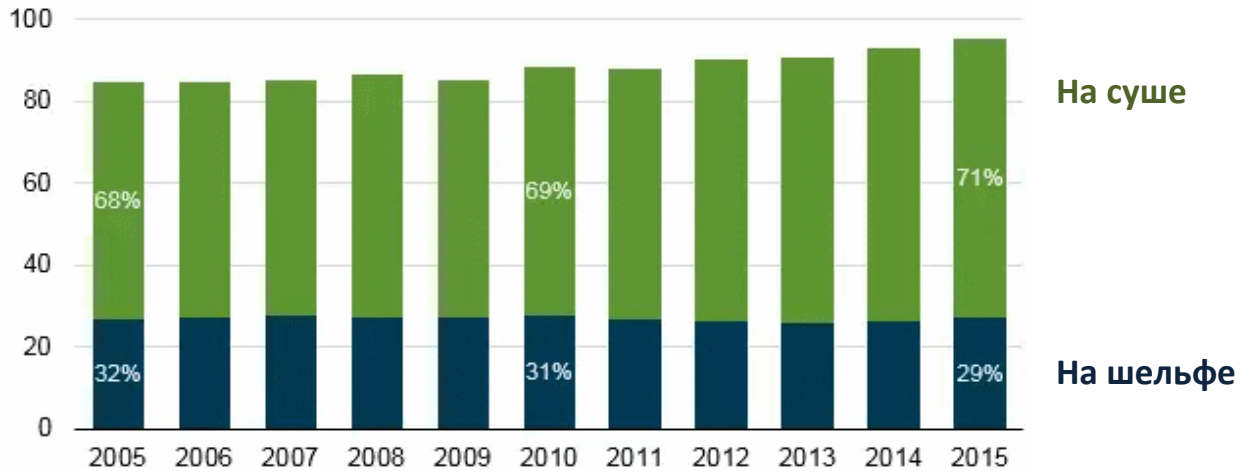
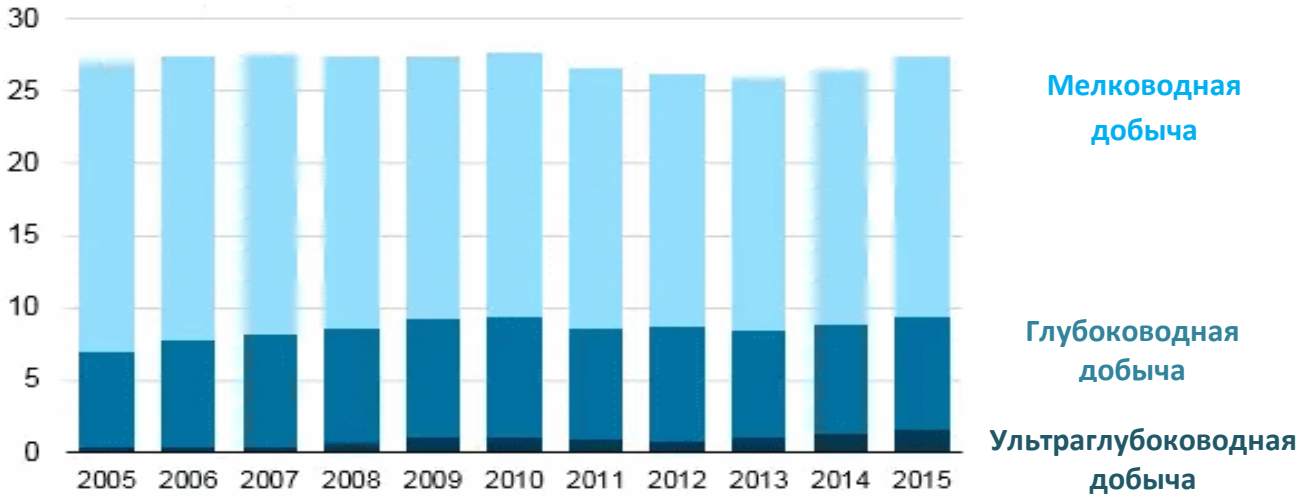


Рисунок 1 - Добыча сырой нефти за 2005 – 2015 гг., млн. барр./день
Источник: [1]

По данным энергетического информационного агентства США, мировая добыча нефти из глубоководных месторождений достигла 9,3 млн. барр. в сутки в 2015 году, демонстрируя увеличение добычи нефти на 25% по сравнению с прошлым десятилетием, когда добыча находилась на уровне почти 7 млн. барр. в сутки. Мелководье всегда считалось менее дорогим и ставило менее сложные технические задачи для исследования и бурения морских скважин, но изменения, происходящие в экономике, и истощение запасов на мелководье подтолкнули крупные нефтяные

компании к освоению глубоководных и ультраглубоководных месторождений[1] [2]. В связи с этим, доля добычи с мелководья в 2015 году составила 64%, самый низкий показатель за десятилетний период (рисунок 2).

–



2 – Добыча нефти на морских месторождениях по глубине, млн. оарр. в сутки

Источник [2]

Современные достижения в области технологий морского бурения, появления нового, более усовершенствованного оборудования, а также плавучих производственных и буровых установок сделали жизнеспособными такие перспективы, которые ранее были невозможны. Конечно, на современном этапе развития освоения морских глубин технологические достижения дают доступ к новым областям исследования, но глубоководные проекты по-прежнему требуют больших инвестиций и времени по сравнению с мелководьем или шельфовыми месторождениями.

В некоторых районах глубоководная добыча опережает даже добычу на мелководье. Большинство глубоководных или сверхглубоководных производств проводится в четырех странах: Бразилии, Соединенных Штатах Америки, Анголе и Норвегии. Каждая из этих стран с новым десятилетием все большую долю нефти извлекает именно из глубоководных или сверхглубоководных зон.

[1]По классификации EIA морские месторождения делятся на мелководные (глубиной до 125 метров), глубоководные (глубиной 125 – 1 500 метров) и ультраглубоковоные (глубиной свыше 1 500 метров)

Соединенные Штаты и Бразилия вместе дают более 90% мировой добычи из сверхглубоководных месторождений. По оценкам энергетического информационного агентства США, добыча нефти с таких глубин увеличится в 2017 году в обеих странах.

В рамках общего расширения морской добычи нефти прослеживается несколько основных тенденций. В основе долгосрочной перспективы увеличения добычи морской нефти лежит тот факт, что большая часть новых открытых нефтяных месторождений – именно морские.

И в рамках уже данной тенденции с каждым годом сдвиг наблюдается в сторону именно глубоководной добычи. Как уже отмечалось, в 2015 году добыча нефти из морских месторождений составила 9,3 млн. барр. в сутки, а к 2030 году – порядка 14 млн. барр. в сутки. Наиболее динамично развивается тенденция к освоению глубоководных месторождений. И, конечно, основным примером их освоения выступает Бразилия. Ее государственная компания “Petrobras” осуществляет принятую программу по строительству и созданию новых плавучих платформ для бурения глубоководных скважин и плавучих средств для производства и хранения углеводородов, а также для отгрузочно-транспортных работ [3]. По оценкам, от реализации данной программы рост добываемой в Бразилии нефти к 2035 г. возрастет до 5,2 млн. барр. в сутки (рисунок 3).

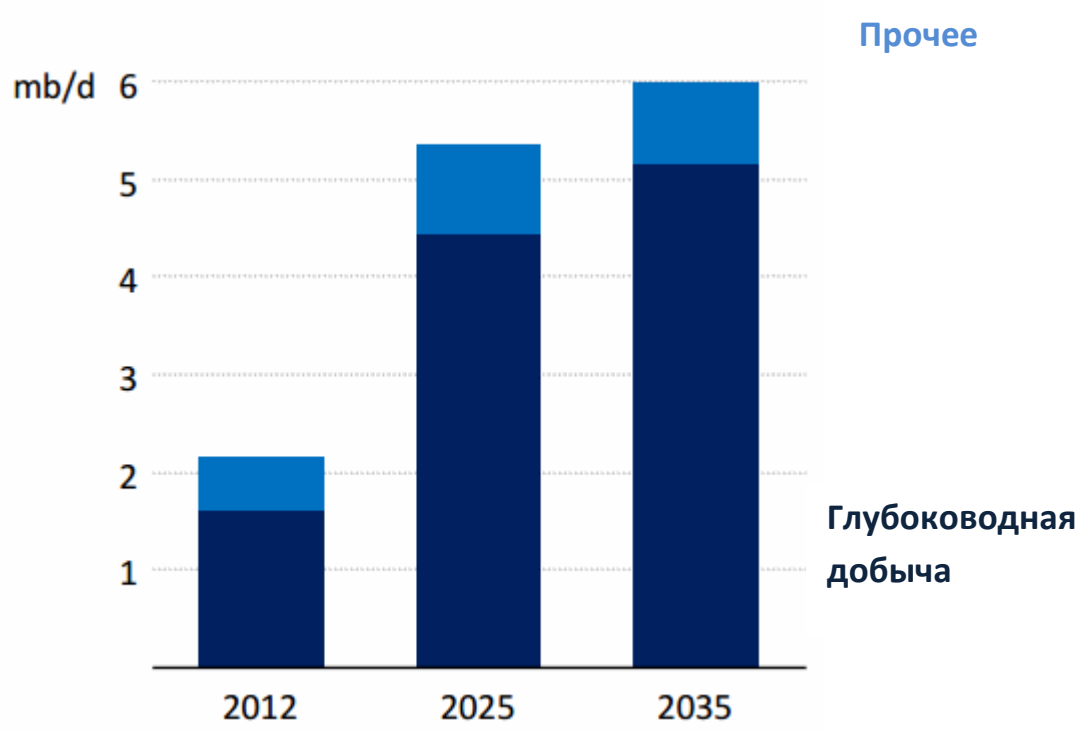


Рисунок 3 – Добыча нефти в Бразилии до 2035 года, млн. барр./сут.
Источник: World Energy Outlook 2011

По запасам на шельфе Бразилии выделяются два крупнейших бассейна: Santos и Campos. Шельфовые месторождения в бассейне Santos отличаются глубиной залегания углеводородов: под двухкилометровым слоем воды лежит мощный солевой слой, который достигает 5 000 м

толщиной. Глубина залегания, так называемого предсолевого слоя нефти и газа, может достигать 7 000 м (рисунок 4).

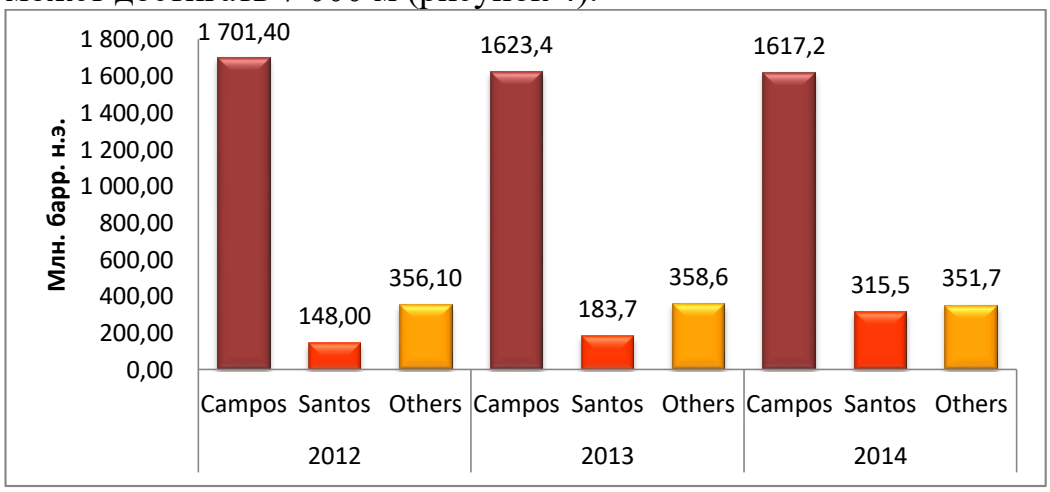


Рисунок 4 – Доказанные запасы углеводородов на основных глубоководных месторождения Бразилии 2012 – 2014, млн. барр. н.э.

Источник: составлено автором, по данным [4]

Добыча на морских месторождениях Бразилии за 10 лет с 2005 по 2015 гг. увеличилась на 58% и позволила стране выйти на второе место по добыче нефти после Саудовской Аравии. Рост обеспечивается расширением проектов освоения глубоководных месторождений, которое приурочены к подсолевым месторождениям. Добыча из таких подсолевых месторождений ведется на шельфовом месторождении Roncador в бассейне Campos (дает 14% нефти страны). Месторождение Libra, открытое в бассейне Santos в 2010 году на глубине 2 000 метров может увеличить суммарные запасы страны на 50% (рисунок 5).

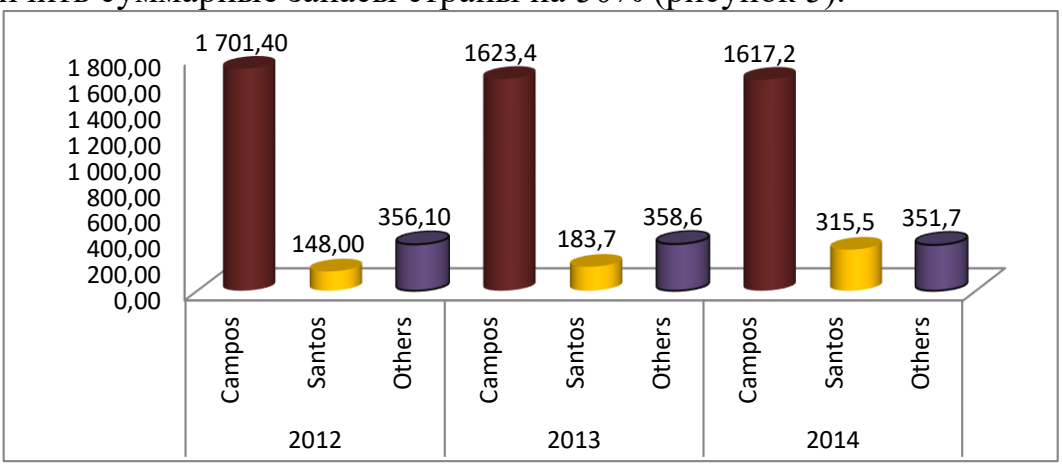


Рисунок 5 – Добыча углеводородов на морских месторождениях Бразилии в 2012 – 2014 гг., млн. барр. н.э./сут

Источник: составлено автором, по данным [4]

Таким образом, самые богатые месторождения нефти Бразилии расположены именно в шельфовых зонах, большинство из них относятся к глубоководным. Добычу нефти в таких водах Бразилия ведет с 1971 года,

когда начались разведочные работы в бассейне Кампос (Campos). С этого момента Бразилия получила признание, как новатор в разработке технологий глубоководной и сверхглубоководной добычи углеводородов. В 2014 году морская добыча составила 90% от всей добычи нефти в стране.

Свыше 94% бразильских запасов расположено на шельфе, 80% из них находится на шельфе вблизи штата Рио-де-Жанейро, 9% сосредоточено недалеко от берега штата Эспириту-Санту. Данные показатели говорят о том, что освоение глубоководных акваторий просто необходимо для данной страны, поскольку именно шельф способен обеспечить страну углеводородным сырьем и вывести бразильскую нефтегазовую промышленность в мировые лидеры. Особое место в глубоководной добыче данной страны занимают месторождения, расположенные в подсолевых слоях.

В 2005 г. национальной компанией Petrobras были пробурены разведочные скважины в месторождении Tupi, а уже в 2007 году на данном месторождении было проведено бурение на глубине 5 486 метров под слоем соли огромной толщины. Запасы нефти данного месторождения оцениваются примерно в 5 – 8 млрд. барр. н.э.

В бассейне Santos был обнаружен ряд других подсолевых месторождений. Добыча на пилотных проектах Лула (Lula) началась в 2009 году, а Сапиноя (Sapinhoa) – в 2010 году. В 2013 году Бразилия в среднем добывала с подсолевых месторождений 303 тыс. барр./сут., а в октябре 2013 года — 607 тыс. барр./сут [6].

В октябре 2013 года Бразилия провела тендер на разработку месторождения Libra (извлекаемые запасы — 8–12 млрд. барр). Победу в тендере одержал консорциум, в который вошли Petrobras (доля 40%), Shell (20%), Total (20%), CNPC (10%) и CNOOC (10%). Первая добыча запланирована уже в этом году, при том, что ожидается добычи на данном месторождении 1,3 млн. барр./сут. к 2030 году. В Бразилии ожидают, что на добычу из подсолевых залежей с 2020–2030 годов будет приходиться большая часть прогнозируемого роста.

Еще одним крупным бразильским проектом в 2013 году стало открытие подсолевого месторождения Franco, запасы которого могут даже превысить извлекаемые запасы месторождения Libra. Также, в мае 2014 года Petrobras сделала еще одно подсолевое открытие — 5 млрд. барр. на участке Entorno de lara [6].

Помимо крупнейших подсолевых запасов нефти, Бразилия обладает колоссальными запасами газа, являясь при этом второй страной по величине запасов газа в Южной Америке. Около 85% запасов природного газа Бразилии сконцентрировано на шельфе, а 66% шельфовых запасов сосредоточено у побережья штата Рио-де-Жанейро. В 2013 году страна объявила о дополнительных открытиях месторождений в бразильских

шельфовых подсолевых слоях, что даст возможность стране потенциально увеличить добычу природного газа и вывести ее на новый, глобальный уровень.

Национальная компания Petrobras ожидает увеличения внутреннего спроса до 48, 138 млрд. $м^3$ 2020 году, в значительной степени за счет роста спроса со стороны нефтепереработки и газораспределительных компаний. Компания планирует удовлетворить этот спрос путем увеличения предложения на внутреннем рынке на 110% и наращивания импорта СПГ [6].

Таким образом, освоение глубоководных акваторий для Бразилии играет главенствующую роль. Колоссальные запасы нефти и газа, сосредоточенные на больших глубинах в подсолевых зонах, способны значительно увеличить добычу углеводородного сырья, повысить спрос на энергоносители как внутри страны, так и на мировом энергетическом рынке. Месторождения, открытые как в прошлом десятилетии, так и в настоящее время в долгосрочной перспективе буду способствовать повышению суточной добычи нефти, что позволит стране наращивать объемы производства.

Именно благодаря освоению шельфовых зон, Бразилии удалось стать новатором в области развития технологий глубоководного бурения, вести добычу в морских зонах, глубиной свыше 1 500 метро, что, бесспорно, дает стране возможность занять лидирующее положение в технической области.

Список используемой литературы

1. U.S. Energy Information Administration (EIA). – Электронный ресурс. Режим доступа http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28492

2. U.S. Energy Information Administration (EIA). – Электронный ресурс. Режим доступа http://www.eia.gov/todayinenergy/detail.php?id=28552

3. Панорама: Морские проекты// Нефтегазовая Вертикаль. Национальный отраслевой журнал №21, 2016. – Электронный ресурс. Режим доступа: http://www.ngv.ru/magazines/article/panorama-morskie-proekty/

4. Petrobras Report of the Administration 2014

5. World Energy Outlook 2011

6. Бразилия: надежды на подсолевую нефть оправдываются. Никитина Анастасия // Нефтегазовая вертикаль. - Электронный ресурс. Режим доступа:http://www.ngv.ru/upload/medialibrary/Analytics/braziliya_nadezhdy_na_podsolevuyu_neft_opravdyvayutsya.pdf

ПРОБЛЕМЫ ПРАВ РОССИИ НА ОСВОЕНИЕ ШЕЛЬФА АРКТИКИ (PROBLEMS OF IMPLEMENTATION OF RUSSIA'S RIGHTS TO DEVELOPMENT OF THE ARCTIC SHELF)

Сабукевич В.С.
(научный руководитель: доцент Быкова О.Г.)
Санкт-Петербургский горный университет

В современных условиях складывается весьма непростая геополитическая ситуация вокруг шельфа Арктики. Нарастает международная конкуренция за освоение его богатого углеводородного потенциала. Идет борьба между арктическими странами за расширение зон шельфа и контроль над транспортными коридорами. В вопросы освоения арктического шельфа, находящиеся в юрисдикции арктических государств, пытаются вмешиваться глобальные международные организации.

Решение этих проблем является условием успешной реализации прав России на освоение шельфа Арктики. А для этого необходимо четко представлять, какие территории арктического шельфа принадлежат России по праву, какими суверенными правами она ни них обладает, какими законными способами эти территории могут быть расширены, какие им существуют угрозы со стороны других государств и международных организаций, и какие средства имеются в распоряжении России для защиты суверенитета над этими территориями.

Приобретение Россией прав на владение землями и островами в Арктике

Под Арктикой понимают единый географический район Земли, примыкающий к Северному полюсу и включающий в себя окраины материков Евразии и Северной Америки, а также почти весь Северный Ледовитый океан с островами, кроме прибрежных островов Норвегии.

К Северному Ледовитому океану выходят территории пяти государств: России, США, Канады, Дании и Норвегии. Каждое из них в начале 20 века в одностороннем порядке провозгласило создание собственного сектора в Арктике и сделало заявление, что все земли и острова, а также ледяные поверхности, находящиеся в пределах их полярного сектора, входят в состав их государственной территории.

Исторически так сложилось, что арктическим сектором каждого из государств является пространство, основанием которого служит побережье этого государства, а боковой линией – меридианы от Северного полюса до восточной и западной границ этого государства (рис 1).

Первым документом, определяющим статус земель и островов, расположенных в арктической зоне, прилегающей к арктическому

побережью России, явилась нота МИД Российской империи от 20 сентября 1916 года. В ней содержалось положение о включении в состав территории государства всех земель, составляющих продолжение на север Сибирского континентального плоскогорья.



Рис. 1 Полярные сектора

Советский Союз в меморандуме Народного комиссариата Иностранных дел СССР от 4 ноября 1924 года подтвердил положения ноты от 20 сентября 1916 года о принадлежности РСФСР всех земель и островов, составляющих северное продолжение Сибирского материкового плоскогорья.

17 апреля 1925 года Постановлением СНК СССР № 331-12 были объявлены территориальными водами Советского Союза проливы Карские Ворота, Югорский Шар, Маточкин Шар, Вилькицкого, Шокальского, Красной Армии, а воды проливов Лаптева и Санникова исторически принадлежащими СССР.

Исчерпывающе территория арктического сектора СССР была уточнена в постановлении Президиума ЦИК СССР от 15 апреля 1926 года «Об объявлении территорией Союза ССР земель и островов, расположенных в Северном Ледовитом океане». В Постановлении ЦИК объявлялось, что «территорией Союза ССР являются все как открытые, так и могущие быть открытыми в дальнейшем земли и острова, не составляющие к моменту опубликования настоящего Постановления признанной Правительством Союза ССР территории каких-либо иностранных государств, расположенные в Северном Ледовитом океане к северу от побережья Союза ССР до Северного полюса в пределах между меридианом 32 градуса 4 минуты 35 секунд восточной долготы,

проходящим по восточной стороне Вайда-Губы (граница с Финляндией), и меридианом 168 градусов 49 минут 30 секунд западной долготы, проходящим по середине Берингова пролива».

В 1935 году СССР официально присоединился к Парижскому договору о Шпицбергене 1920 года, установив, что западная граница полярных владений СССР в Баренцевом море проходит по меридиану 32 градуса 4 минуты 35 секунд восточной долготы, огибая с востока шпицбергенский квадрат[26]. Однако признавая суверенитет Норвегии над Шпицбергеном, СССР специальной купчей грамотой закрепил за собой право на разработку нескольких участков архипелага.

В 1979 году Советский Союз в связи с неточным определением ранее координат линии, проходящей по середине Берингова пролива и разделяющей острова Ратманова и Крузенштерна, изменил восточные границы своих полярных владений. Указ Президиума Верховного Совета СССР от 21 февраля 1979 года № 8908-IX внёс уточнение в изображение на советских картах восточной границы полярных владений СССР в Северном Ледовитом океане, объявленных Постановлением Президиума ЦИК СССР от 15 апреля 1926 года, заменив в этом Постановлении значение меридиана 168 градусов 49 минут 30 секунд западной долготы на 168 градусов 58 минут 49,4 секунды западной долготы.

Россия после распада СССР объявила себя правопреемницей СССР и в вопросах арктических территорий придерживается нормативных правовых актов, принятых в СССР, а также соглашений и договоров, подписанных СССР.[27] В частности, Россия придерживается Соглашения между СССР и США о линии разграничения морских пространств в Чукотском и Беринговом морях, подписанного 1 июня 1990 года. В соответствии с данным Соглашением линия разграничения морских пространств идет на север по меридиану 168 градусов 58 минут 37 секунд западной долготы через Берингов пролив и Чукотское море по Северному Ледовитому океану, насколько это допускается по международному праву (рис. 2).

Приобретение Россией прав на земли, прилегающие к арктическому побережью России, и острова в Северном Ледовитом океане осуществлялось на основе общепризнанных норм международного права. На открытых землях и островах Россия открыто осуществляла свою власть, организовывала хозяйственную деятельность, объявила об этом другим странам и закрепила свое право на владение в правовых актах.

---

[26] Шпицбергенский квадрат – территория, ограниченная 10° и 35° восточной долготы и 74° и 81° северной широты, то есть те пространства, в пределах которых страны-участницы Парижского договора 1920 года признали суверенитет Норвегии над расположенной в них сушей.

[27] Барциц И.Н. Российский арктический сектор: правовой статус: URL: http://observer.materik.ru/ observer /N12_00/12_15.html.

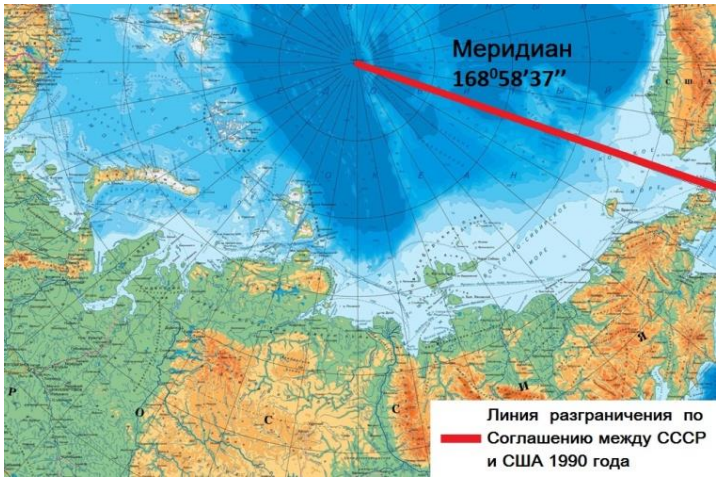


Рис. 2. Линия разграничения морских пространств между Россией и США в Чукотском море и Северном Ледовитом океане

Границы территории шельфа России в Арктике соответствии с Конвенцией ООН по морскому праву

В силу одностороннего принятия актов об определении границ полярных секторов между арктическими странами не редко возникали споры о владении отдельными территориями в Арктике. Некоторые из них, например, между США и Канадой, Данией и Канадой не разрешены по сей день.

До недавнего времени подобный спор существовал между Россией и Норвегией о владении территорией в Баренцевом море. Зона, на которую одновременно претендовали Россия и Норвегия, получила название «серой зоны». Площадь ее составляла 175 тысяч квадратных километров.

Разрешить спор помогло принятие в 1982 году Конвенции ООН по морскому праву[28]. Россия ратифицировала данную Конвенцию в 1997 году. На основе Конвенции 15 сентября 2010 года между Россией и Норвегией был подписан Договор о разграничении морских пространств и сотрудничестве в Баренцевом море и Северном Ледовитом океане. Он был основан на взаимных уступках, «серая зона» была поделена поровну между государствами. Его подписание положило конец сорокалетним спорам и дало возможность беспрепятственно осваивать прежде спорные территории (рис. 3).

Все арктические страны за исключением США ратифицировали Конвенцию ООН по морскому праву. С принятием Конвенции арктические страны сохранили суверенитет над островами в пределах их арктических секторов, и это не оспаривается другими государствами, а вот в отношении шельфа норма о секторах не нашла своего подтверждения.

[28] Далее – Конвенция.



Рис. 3. Компромиссная линия разграничения между Россией и Норвегией в Баренцевом море

Согласно Конвенции вводится исключительная экономическая зона прибрежных государств шириной 200 миль[29], находящаяся за пределами 12-мильной зоны территориального моря и прилегающая к нему. Она отсчитывается от тех же линий, от которых производится отсчет зоны территориального моря. В пределах исключительной экономической зоны устанавливается суверенитет прибрежного государства на разведку и разработку природных ресурсов. Конвенция также утверждает, что если континентальный шельф государства простирается за пределы 200-мильной исключительной экономической зоны, то государство имеет право направить в Комиссию ООН по границам континентального шельфа аргументированною заявку на расширение зоны шельфа до 350 миль. И если Комиссия с этим соглашается, то государство получит суверенные права на разведку и разработку природных ресурсов в этой зоне.[30] Далее 350 миль зона шельфа расширена быть не может.

20 декабря 2001 года Россия подала в Комиссию ООН по границам континентального шельфа первую заявку на расширение границ своего шельфа в Арктике за пределы 200-мильной исключительной экономической зоны, мотивируя это тем, что подводный хребет Ломоносова является продолжением Сибирской континентальной плиты. Заявка была отклонена с указанием на необходимость представить дополнительные доказательства принадлежности хребта Ломоносова российскому континентальному шельфу.

В феврале 2016 года Россией была подана обновленная заявка, подкрепленная результатами комплексных геолого-геофизических исследований, проведённых в арктической акватории в течение 10 лет. Заявка была представлена российской делегацией на заседании 41 сессии

[29] 1 морская миля = 1862 метра.

[30] Конвенция ООН по морскому праву от 10 декабря 1982 года, статьи 76-85.

Комиссии ООН по границам континентального шельфа в период с 8 по 11 августа 2016 года. Рассмотрение заявки будет длительным (рис. 4).

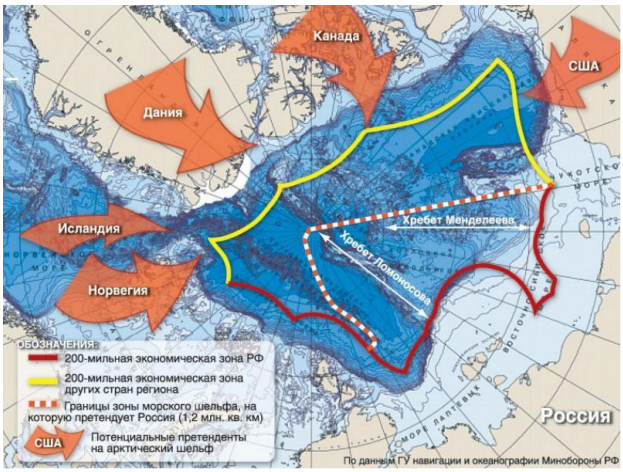


Рис. 4 Заявка России на расширение зоны шельфа в Арктике

Если заявка будет рассмотрена положительно, то под юрисдикцию России в Северном Ледовитом океане дополнительно перейдет территория в 1 миллион 200 двести тысяч квадратных километров, которая включает в себя такие географические объекты как: хребет Ломоносова, котловина Подводников, котловина Макарова, поднятие Менделеева, часть Чукотского плато и часть Чукотской котловины.

С заявкой России не согласны Дания и Канада. Они претендуют на часть территорий, на которые подала заявку Россия, и направили в Комиссию ООН по границам континентального шельфа свои заявки. Против расширения границ континентального шельфа России выступают также США, которые видят в этом усиление политических позиций России в Арктике.

Таким образом, в настоящее время под юрисдикцией России в пределах ее исключительной экономической зоны в Северном Ледовитом океане находится территория шельфа в 5 миллионов квадратных километров. Границы этой зоны четко определены и признаются мировым сообществам. У России нет споров с соседними государствами – США и Норвегией по вопросам определения границ шельфа. А если в Комиссии ООН по границам континентального шельфа будет положительно рассмотрена заявка России, то территория ее арктического шельфа увеличится и составит 6 миллионов 200 тысяч квадратных километров.

Интернационализация Арктики и попытки изменения статуса Северного морского пути

Несмотря на законность получения Россией прав на владение территорией шельфа в пределах ее исключительной экономической зоны в Северном Ледовитом океане отдельные страны считают, что Россия не справедливо получила в пользование такую огромную территорию, и выступают категорически против ее расширения. Для ограничения прав России и других арктических стран на расширение зоны шельфа за пределы их исключительных экономических зон используется механизм интернационализации.

Понятие «интернационализация» подразумевает признание режима общего международного пользования. Инициатором интернационализации Арктики выступают США. Суть их предложений состоит в том, чтобы объявить обширную околополюсную область, находящуюся в данный момент за пределами исключительных экономических зон арктических государств, свободной ото всех, где бы максимально реализовывались принципы свободы экономической деятельности и судоходства. Прогнозируется, что территория эта богата углеводородами (рис. 5). В настоящее время из-за суровых условий Арктики они недоступны, но со временем в развитых странах появятся технологии, которые позволят их добыть. Поэтому для США важно не допустить распространение суверенитета других стран на эту территорию. Кроме того, США до сих пор не ратифицировали Конвенцию ООН по морскому праву, что лишает их права претендовать каким-либо образом на участки арктической акватории.



Рис. 5. Предложение США по интернационализации Арктики

Тенденции интернационализации заметны также и со стороны глобальных международных организаций – ООН, Европейского союза. Так, Европейский союз, разрабатывая свою арктическую политику, выступает за интернациональный статус Арктики и предлагает сообща решить вопросы разработки энергоресурсов, регулирования арктической

рыбной ловли, защиты экологи, развития новых технологий для этой зоны. Предполагается также вести диалог о проблемах национальной принадлежности богатых ресурсами арктических зон.[31]

С проблемой добычи углеводородов на арктическом шельфе тесно связана проблема Северного морского пути, являющегося основной транспортной артерией, по которой осуществляется перевозка добываемых на российском арктическом шельфе углеводородов, и кратчайшим морским путем между Европой и Восточной Азией. Предпринимаются попытки изменения его статуса и преобразования в международную транзитную магистраль, не подконтрольную России. С такими предложениями выступают США, Канада, Норвегия, Дания и другие страны. В США свобода мореплавания применительно ко всей Арктике, включая Северный морской путь, включена в перечень высших национальных приоритетов. Поэтому они самым негативным образом относятся к позиции России о необходимости всем иностранным судам получать разрешение на проход по Северному морскому пути и платить за использование маршрута. Россия же апеллирует к тому, что этот путь исторически был освоен русскими и никогда не использовался для проводки иностранных судов. На этом основании северные моря, омывающие Западную и Восточную Сибирь, можно приравнять по статусу к внутренним морями России.[32] Вместе с тем, в настоящее время у России есть законное основание для установления особых правил судоходства по Северному морскому пути. Согласно статье 234 Конвенции ООН по морскому праву в акваториях, покрытых льдами большую часть года, прибрежные государства в пределах их исключительных экономических зон в интересах предотвращения загрязнения морской среды имеют право принимать и обеспечивать исполнение недискриминационных законов и правил, регулирующих судоходство. То есть Конвенция ставит природоохранную юрисдикцию прибрежных государств в покрытых льдами районах Северного Ледовитого океана выше принципа свободы мореплавания.[33] Правила плавания по Северному морскому пути утверждены приказом Министерства транспорта Российской Федерации от 17 января 2013 года № 7. И важно отметить, что право России на применение положений статьи 234 Конвенции в арктических водах в данный момент не оспаривается другими странами. Но всё может измениться, когда Северный морской путь большую часть года будет свободен ото льдов.

---

[31] Никулина И.В. Геоэкономические тенденции в Арктике: причины, проблемы, факторы, стр. 5-6: URL: http://www.rusnauka.com/9_NND_2012/ Economics/ 16_104931.doc.htm.

[32] Конышев В.Н., Сергунин А.А. Арктика в международной политике: сотрудничество или соперничество?; под ред. канд. геол.-минер. наук Прокофьева И.В., зам. директора РИСИ; Рос. ин-т стратег. исслед. – М. : РИСИ, 2011, стр. 66-67.

[33] Загорский А. Битва за Арктику еще не началась, но уже закончилась: URL: http://www.ng.ru/ideas/2014-01-29/10_arctic.html.

Нарастающие тенденции интернационализации Арктики не соответствуют национальным интересам России. К тому же вовлечение международных организаций в арктические проблемы может быть использовано как прецедент для применения универсальных международных механизмов по регулированию освоения ресурсов и разрешения спорных вопросов без учета позиции и национальных интересов России.[34]

Средства защиты суверенитета России над территориями шельфа Арктики

Конвенция ООН по морскому праву вводит обязанность государств, присоединившихся к Конвенции, урегулировать все споры, в том числе касающиеся прав на арктические шельфовые территории, мирными средствами[35] таким образом, чтобы не подвергать угрозе международный мир и безопасность и справедливость[36]. Споры должны разрешаться путем переговоров, посредничества, примирения, арбитража, судебного разбирательства, обращения к региональным органам или соглашениям или иными мирными средствами по выбору сторон спора.[37] Однако полностью надеяться на нормы Конвенции в деле защиты суверенитета России над принадлежащими ей арктическими шельфовыми территориями нельзя, так как эти нормы не являются обязательными для государств, не ратифицировавших Конвенцию, и международных организаций, действующих на основе своих уставов. Во взаимоотношениях с такими субъектами Россия должна строить защиту своего суверенитета над территориями шельфа в Арктике на основе принципа международного права о территориальной целостности государств, который формулируется в пункте 4 статьи 2 Устава Организации объединенных наций и Декларации принципов, которыми государства-участники будут руководствоваться во взаимных отношениях, Заключительного акта совещания по безопасности и сотрудничеству в Европе 1975 года. И делать это, используя исключительно мирные средства. Так же Россия должна в полной мере использовать возможности Совета Безопасности ООН, где она является постоянным членом, который в соответствии с Уставом ООН наделен правом принятия мер для поддержания или восстановления международного мира и безопасности.[38] А в крайних случаях, когда мирным путем разрешить конфликт не представляется возможным, то, руководствуясь уже упомянутым принципом о территориальной

[34] Никулина И.В. Геоэкономические тенденции в Арктике: причины, проблемы, факторы, стр. 6:
URL: http://www.rusnauka.com/9_NND_2012/ Economics/ 16_104931.doc.htm.
[35] Конвенция ООН по морскому праву, ст. 279.
[36] Устав Организации Объединенных Наций, п. 3, ст. 2.
[37] Устав Организации Объединенных Наций, п. 1, ст. 33.
[38] Устав Организации Объединенных наций, ст. 39.

целостности государств, Россия вправе использовать для защиты своей территориальной целостности, законных прав и интересов военный потенциал, который должен быть достаточным для отражения любого внешнего посягательства.

Заключение

Учитывая усиление процессов глобализации в мире, ужесточение борьбы за природные ресурсы и увеличивающуюся политическую конкуренцию, можно прогнозировать, что клубок проблем и противоречий в Арктике будет возрастать. В этой связи России нужно быть готовой к отстаиванию своих законных прав, интересов и ведению правового диалога с заинтересованными государствами и международными организациями при решении вопросов территориальной принадлежности арктического шельфа, разведки и добычи на нем углеводородов, мореплаванию по Северному морскому пути и другим. Все решения, которые принимаются Россией в этой сфере, должны быть основаны на принципах и нормах международного права, чтобы не давать повода другим государствам и международным организациям для признания их не легитимными и на этом основании навязывать нам свои решения. Необходимо также жестко и адекватно реагировать на попытки умаления прав России на шельф в Арктике. А в крайних случаях мы должны быть сильными, чтобы военным путем сохранить суверенитет России над приобретенными на законных основаниях арктическими шельфовыми территориями.

Список литературы

1. Устав Организации Объединенных Наций от 26 июня 1945 года.
2. Конвенция Организаций Объединенных Наций по морскому праву от 10 декабря 1982 года.
3. Барциц И.Н. Российский арктический сектор: правовой статус. URL: http://observer.materik.ru/ observer /N12_00/12_15.html.
4. Никулина И.В. Геоэкономические тенденции в Арктике: причины, проблемы, факторы: URL: http://www.rusnauka.com/9_NND_2012/ Economics/16_104931.doc.htm.
5. Конышев В.Н., Сергунин А.А. Арктика в международной политике: сотрудничество или соперничество?; под ред. канд. геол.-минер. наук Прокофьева И.В., зам. директора РИСИ ; Рос. ин-т стратег. исслед. – М. : РИСИ, 2011. - 194с.
6. Загорский А. Битва за Арктику еще не началась, но уже закончилась: URL: http://www.ng.ru/ideas/2014-01-29/10_arctic.html.

ТЕХНОГЕННОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ ПРИ ОСВОЕНИИ ПОДЗЕМНОГО ПРОСТРАНСТВА – ГЕОКОСМОСА (HUMAN IMPACT ON THE UNDERGROUND SPACE DEVELOPMENT - GEOSPACE)

Селезнев Д.С.
(научные руководителе: доцент Балычева М.Б., профессор Кульчицкий В.В.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

XXI век можно с полным правом считать окном в новое тысячелетие, открывающий собой эпоху свершений и открытий, наверно, гораздо более масштабных, чем в XX веке. Уже первые годы этого столетия показали, что XXI век будет веком больших перемен.

Старые стереотипы рушатся, стираются социальные барьеры, размываются и расширяются границы. Человеческий разум, который вышел за земные рамки еще во второй половине XX века, теперь стремится еще дальше. Происходит исследование планет Солнечной системы, информация о планете Земля и её жителях уже отправлена за пределы солнечной системы. Появляется необходимость общетеоретического и философского осмысления результатов и достижений деятельности человечества в космических масштабах, становится жизненно важно и необходимо наметить пути дальнейшего развития человеческой цивилизации.

Космизм связан с представлениями о Космосе, о человеке как "гражданине Мира", а также о микрокосмосе, подобном Макрокосмосу. Под космосом следует понимать не только пространство, окружающее Землю, но также и саму Землю, весь живой и неживой мир и человечество. Как отмечает один из исследователей этого направления в философии Г.В. Железняк: "Понятие "космизм" включает в себя все направления мировоззренческого порядка: это и восприятие, и размышление, и умение строить логические цепочки, и предвидение".[39] Космизм, по словам Г.В. Железняк, можно рассматривать как проявление разумности и интеллектуального роста, проявление единства и универсальности общечеловеческого мышления, а также как связь категории космизма с поэтико-культурными, историческими и научными достижениями.

Многие современные физики рассматривают познание мира через призму космического восприятия. Сейчас наряду с узконаправленными или узкоспециализированными исследованиями всё больше говорят об интеграции науки. Следует отметить, что очень ярко проявил себя принцип космизма в искусстве. Многие композиторы, поэты и художники несли в своих произведениях идею единства мира. Формирование

[39] Железняк Г. В. Философия космизма: от древности до наших дней, 2006

современного культурного, высокодуховного человека невозможно без его знакомства с философско-поэтическими работами таких писателей и художественных деятелей как: Гёте Г, Шиллер Ф., Бах И.С., Брюсов В.Я., Блок А.А., Платонов А.П., Заболоцкий Н.А., и др. В некоторых отдельных работах философов можно заметить, что данная тема носит даже весьма актуальный современный оттенок (Рассел Б., Урсул А.Д., Спиркин А.Т., Казютинский В.В. и др.).

В философии понятие Космизма связано с древнегреческим учением о мире как об упорядоченном и структурно-организованном целом. Применялись идеи космизма в философско-научной школе Пифагора (ок.580-500 г. до н.э.). Платон, ученик Сократа, в своей объективно-идеалистической философии ввел идею "духовных сущностей". В средневековой науке большим вкладом в идею космизма можно считать учение Коперника, который создал гелиоцентрическую систему мира, в противоположность геоцентрической системе. Немалый вклад в космизм внесли теории о рождении и эволюции Вселенной; концепции об образовании солнечной системы конденсацией пылеобразных масс (Кант-Лаплас (XVIII в.); теории А. Фридмана о расширяющейся Вселенной и разлетающихся галактик Э. Хаббла (XX в), теория относительности А. Эйнштейна и др.

Особое место в развитии учения космизма занимает русский космизм. Русский космизм появился в России в конце XIX - начала XX века. По мнению А.И. Новикова русский космизм "…есть идея глубокой, неразрывной связи человека с Космосом, Земли со Вселенной". Интересный факт, что русское слово Вселенная не имеет точных аналогов ни в одном из иностранных языков. Дальше А.И. Новиков замечает "Русский космизм представляет собой сложный комплекс идей – художественных, философских и научных"[40].

Хорошо известны труды по космизму Вернадского В.И., Чижевского А.Л., Циолковского К.Э. Концепция движения по спирали сегодня заставляет нас по-другому взглянуть на основы мировоззрения ученых прошлого. Без космического и всеохватного мышления человечество не сможет преодолеть нынешнее кризисное состояние.

Космизм мышления привлекал людей в эпохи великих изменений и переломов. Нынешнее состояние нашего современного мира поставило перед человечеством комплекс очень важных философских проблем: проблему субъекта и объекта познания, философское осмысление времени, пространства и развития мира. Во время освоения космоса особое место в философской проблематике занимает вопрос развития общества во времени (И.С. Шкловский, Ю.К. Мельвиль, А.Е. Фурман и др.). XXI век выносит на повестку дня не только такие важные проблемы как единство

[40] Новиков А. И. " История русской философии X – XX веков, Санкт - Петербург, 1998.С.146.

мира, расширение границ воздействия человеческой цивилизации, познание и научно-технический прогресс, но и сохранение цивилизации.

Опираясь на философские идеи представителей космизма и проанализировав развитие идей космизма, можно дать следующее определение современного космизма. Космизм — философское направление, использующее физические и биологические закономерности, относящиеся к космосу, в творческой и научно-производственной деятельности человечества. Затрагивая идею космизма, как долгосрочный прогнозный сценарий будущего человечества, в большинстве случаев имеют в виду деятельность человека за пределами планеты Земля. Но бесспорно, что Земля с ее недрами является частью космоса и рассматривается как неотъемлемый объект активного приложения человеческой деятельности в ближайшем и далеком будущем. В общечеловеческом научно-техническом прогрессе homo sapiens преуспевает не в освоении ближнего космоса, а в покорении недр, чем занимается последние 100 лет с нарастающей активностью: лавинообразный рост добычи жидких и твердых полезных ископаемых, строительство подземных коммуникаций, подземное градостроительство.

Большой вклад в развитие идей космизма сделан профессором РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина В.В. Кульчицким. Благодаря его идеям, геокосмизм получил право на существование, как новый аспект философии космизма, а также как научное направление в нефтегазовой отрасли. В.В. Кульчицкий предложил рассматривать недра как четвертый вид пространства — подземный наряду с подводным, воздушным и безвоздушным пространством. В четвертом пространстве все активнее проявляется человеческая деятельность, несомненно, изменяющая структуру производства и потребления. Такие факторы как сопротивление буровых пород передвижению машин и механизмов, наличие больших давлений и температур предъявляют специфические требования к техническим средствам и технологиям, способным обеспечить активную деятельность человека в подземном пространстве.

Возникла необходимость решать проблемы ориентации в пространстве при перемещении бурового снаряда в толще буровых пород, создания автономных аппаратов, способных перемещаться в подземном пространстве с достаточной скоростью по сложной траектории, надежной крепи ствола скважины, выноса и утилизации выбуренной горной породы. Требовались координация усилий гидродинамиков, механиков, кибернетиков и геологов с целью создания научно-практических основ новой области знаний — геонавтики. Совокупность отраслей науки и техники, обеспечивающих освоение подземных объектов для нужд человечества с использованием автоматических и пилотируемых аппаратов было предложено называть геонавтикой.

Геонавигация как составная и определяющая часть геонавтики является научным направлением, в рамках которого ставятся и решаются технологические, аппаратные и программные задачи управления траекторией ствола скважины во взаимосвязи с исследованием околоскважинного пространства и воздействием на него в процессе бурения. С ее развитием открываются новые горизонты в познании окружающей природной среды[41]. Геонавигация становится инструментом для исследований и освоения недр в пространстве значительной протяженности.[42]

Предложена пирамида уровней познания нефтегазового дела из следующих элементов:

1-й уровень. Космизм − философское направление, использующее физические и биологические закономерности, относящиеся к космосу, в творческой и научно-производственной деятельности человечества;

2-й уровень. Геокосмос наряду с подводным, воздушным и безвоздушным являются подземным пространством, где человеческая деятельность, несомненно, изменяет структуру производства и потребления. Значительное сопротивление буровых пород передвижению буровых машин и механизмов, наличие больших давлений и температур предъявляют специфические требования к техническим средствам и технологиям в подземном пространстве;

3-й уровень. Геосистема (природно-техническая) - совокупность взаимодействующих природных и искусственных объектов. Формируется в результате строительства и эксплуатации инженерных и иных сооружений, комплексов и технических средств, взаимодействующих с природной средой;

4-й уровень. Геомеханика – наука о деформациях буровых пород, движениях в них жидкости и газа и силах, вызывающих эти деформации и движения;

5-й уровень. Киберскважина – самонастраивающаяся скважинная система, обладающая способностью к устойчивому сохранению или достижению некоторых состояний в условиях взаимодействия внешних факторов, нарушающих эти состояния или мешающих их достижению.

6-й уровень. Залежь углеводородов – естественное скопление углеводородов (нефти и/или газа) в ловушке, целостная флюидодинамическая система. [43]

---

[41] Кульчицкий В. В. Основы геонавигации // Сб. материалов семинара-дискуссии, г. Актюба. 2-3 декабря 1999 г. — Казань. 2000. — С. 93-106.

[42] Кульчицкий В. В. Геонавигационные технологии проводки наклонно направленных и горизонтальных скважин. — М. ВНИИОЭНГ. 2000. Академический вестник РАЕН. С.350

[43] Кульчицкий В.В. Геонавигация киберскважин. Oil&gas Journal. Russia. № 1- 2011. С. 64-67.

В геокосмизме деятельность по освоению нефтегазовых месторождений рассматривается как геосистема. Структура геосистемы включает подсистему природных объектов (геологические тела, почва, растительные покровы, водные источники), составляющих природную основу геосистемы (окружающую природную, в т.ч. геологическую среду) и подсистему искусственных объектов (наземные и подземные сооружения, водохранилища и т.п.). Обычно геосистемы представляют собой сложные образования искусственных объектов и выделяют совокупность объектов, определяющих назначение геосистемы. Например, в геосистеме по добыче полезных ископаемых – скважина и околоскважинное пространство; совокупность вспомогательных объектов, обеспечивающих бурение и добычу, подведение энергии, транспортировку сырья, материалов и др.

Геосистема имеет свой универсальный метод познания горно-геологического комплекса – моделирование процессов, происходящих в недрах и воздействующих на горно-технологическую систему, основанные на геомеханических исследованиях. Геомеханика зародилась как раздел геофизики на рубеже 19 и XX веков на стыке геологии и механики, особенно тесно связана с инженерной геологией, механикой сплошной среды, гидро- и газомеханикой, термодинамикой.[44] Методы этих наук широко используются в геомеханических исследованиях. Объектами геомеханики являются горные геосистемы со всеми элементами геологического строения и нарушенности в недрах Земли на различных масштабных уровнях и собственно горные породы, составляющие эти геосистемы. Горная порода рассматривается как геологическое образование твердой деформируемой среды минерального состава с присущей ей плотностью, трещиноватостью и прочностью. Горный геосистема – участок земной коры в границах, устанавливаемых исходя из постановки научной (технологической) задачи или изучаемого процесса. Деформационные, прочностные, волновые и фильтрационные свойства горного геосистемы изучаются в совокупности с физико-механическими свойствами слагающих буровых пород.

Геомеханика устанавливает законы формирования напряженно-деформированного состояния и разрушения горных пород как природных, естественных образований и крепи скважины, как техногенного, искусственного образования, развития в них деформационных процессов, движения жидкостей и газов, образования трещин, каверн и пустот, сохранения устойчивости ствола скважины и крепи – совокупности обсадной колонны с тампонажным материалом – цементом.

Основной задачей геомеханики является изучение геомеханических процессов, в геологической среде под влиянием процесса строительства

[44] Емельянов Б.И., Макишин В.Н. Геомеханика . Учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007. – 111 с.

скважины и в техногенной среде под влиянием горно-геологических факторов, и создание методов оценки, прогноза и контроля геосистемы в различные периоды эксплуатации скважины.

Цель геомеханики состоит в познании законов согласования техногенных объектов – нефтяных и газовых скважин и их элементов с геологической средой подземного пространства (геокосмоса) при изменяющихся условиях в процессе строительства и эксплуатации скважин.

Теоретические методы базируются преимущественно на уравнениях, используемых в механике сплошной среды. При этом геосистема буровых пород принимается как упругая, пластичная, вязкая, сыпучая или другая идеализированная среда, отличающаяся от реальной. Теоретические методы для инженерных расчетов применяются редко. В практике горного дела используются в основном эмпирические и полуэмпирические методы расчета. Эмпирические методы базируются на зависимостях, полученных непосредственно из результатов инструментальных наблюдений в натурных условиях, полуэмпирические – на зависимостях, установленных на основании обобщений, теоретических соображений, физических и математических аналогий. Численные значения коэффициентов в расчетных формулах полуэмпирических методов определяются по данным натурных наблюдений. Четкую грань между упомянутыми методами провести очень сложно, особенно для полуэмпирических методов, которые примыкают, с одной стороны, к эмпирическим, а с другой стороны, к теоретическим методам расчета. Одни полуэмпирические методы базируются преимущественно на логических соображениях, другие – на относительно строгих теоретических обоснованиях.

За рубежом получили распространение способы расчета, построенные главным образом на различных предположениях и аналогиях. Общим недостатком методов, применяемых за рубежом, является то, что они основаны на условных предположениях, не вытекают непосредственно из физической сущности процессов. Такими недостатками обладали долгое время и методы, применяемые в отечественной практике. Лишь в последние годы благодаря фундаментальным исследованиям ряда научно-исследовательских институтов нефтегазового профиля удалось выявить новые важные закономерности развития деформационных процессов в толще пород и установить четкие зависимости параметров этих процессов от основных влияющих факторов, которые делятся на заданные природные и регулируемые. Целенаправленное изменение регулируемых факторов позволяет управлять развитием деформационных процессов как в пространстве, т.е. в толще буровых пород и на земной поверхности, так и во времени. На этом принципе строятся способы управления геомеханическим состоянием геосистемы.

Управление деформационными и фильтрационными процессами заключается в приведении к взаимному соответствию параметров и порядка ведения буровых работ с геомеханическим и газодинамическим состоянием геосистемы. Оно может осуществляться путем целенаправленного изменения факторов, оказывающих влияние на развитие деформационных и фильтрационных процессов, в том числе технологическими средствами: путем тампонажа трещин, создания в геосистеме разгрузочных щелей, компенсационных траншей и других специальных способов воздействия на толщу пород и земную поверхность

Что касается непосредственно немало важной части геосистемы, а именно скважины. Здесь вопросы, связанные со скважиной, рассматриваются с точки зрения философии геокосмизма, строительства скважины и ведения нефтегазового дела, или, другими словами, какая на сегодняшний момент стоит задача, и какая существует тенденция дальнейшего развития в рамках геокосмизма. До недавнего времени «концепция» бурения сводилась к тому, чтобы как можно быстрее пробурить скважину до продуктивного пласта и начинать ее эксплуатацию. Скорость – все. Не обращалось внимание на состояние ствола скважины во время и после бурения. Скважину могут бурить быстро или медленно, в процессе бурения могут случаться осложнения или их может не быть, но во всех случаях крепь скважины должна быть герметичной. По мнению А.И. Булатова это и есть качество пробуренной скважины.[45]

Главный вопрос: качество пробуренной скважины – герметичность зацементированного участка заколонного пространства, т.е. это вопрос предупреждения каналообразований.

На сегодняшней день большая часть месторождений Западной Сибири осваивается по методике вторичного вскрытия продуктивного пласта. Особенностью методики являются перфорация или прострелочно-взрывные работы (ПВР) и необходимая, максимально качественная, непроницаемая крепь скважины. Во время ПВР создаются большие ударные нагрузки, отчего появляется в цементе трещины и нарушается герметичность заколонного пространства, что приводит к образованию перетоков, падению дебита и аварии на скважине. Чтобы этого избежать, необходимо использовать цемент, способный выдерживать такие ударные нагрузки, т.е. материал с улучшенными упругими свойствами цементного камня.

[45] Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1983.С.17-20.

Автором проведены исследования по данному вопросу и рассмотрен один из вариантов возможного улучшения качества крепи скважины по технологии Резина-цемент (Plastic Mark 10).[46]

Проведена серия из 20-и опытов, где объектом является композиционный материал резина-цемент. Исследованы его упругие и прочностные характеристики, рассмотрены различные варианты затворения цементного раствора, проведен полный факторный анализ, построены графики зависимостей основных параметров материала от различных факторов. Основной целью эксперимента является определение таких основных параметров, при которых будет достигаться необходимые упругие и прочностные характеристики цементного камня для его эффективного применения в заданных условиях скважины.

Результаты эксперимента показали, что при использовании Plastic Mark 10 свойства цементного камня меняются, он становится более упругим и устойчивым к вибрациям и ударным нагрузкам. Вероятность образования трещины значительно уменьшается, показатели прочности цементного камня больше или соответствует показателям стандартных цементов. Результаты получены с использованием зарубежного оборудования и подтверждены на базе российского оборудования.

Plastic Mark 10 повышает качество цементного камня, делает его прочным и устойчивым к ударным нагрузкам, который, в сочетании с новыми технологиями интенсификации нефти, может повысить технологический уровень производства нефтяных компаний.

Недра являются частью земной коры, расположенной ниже почвенного слоя, а при его отсутствии – ниже земной поверхности и дна водоемов и водотоков, простирающейся до глубин, доступных для геологического изучения и освоения. Под охраной недр понимаются научно обоснованное рациональное и бережное использование полезных ископаемых, максимально полное, технически доступное и экономически целесообразное их извлечение, утилизация отходов, ликвидация урона, нанесенного естественным природным ландшафтам. Основные мероприятия по охране недр базируются на ресурсосбережении: предотвращение потерь при добыче, транспортировке полезных ископаемых, при их обогащении и переработке, использовании

Некачественное цементирование скважин может быть причиной неправильной оценки перспектив разведываемых площадей, появления «новых» залежей нефти и, особенно, газа в коллекторах, перетоков

[46] Селезнев Д.С. Plastic Mark 10 – материал с улучшенными упругими свойствами цементного камня/ Селезнев Д.С.//сборник трудов СНО «70-Международная молодежная научная конференция НЕФТЬ И ГАЗ – 2016».-2016.-С.140-146.

флюидов, грифонообразований, газонефтеводопроявлений. Это один из наиболее опасных видов осложнений, часто переходящий в аварии.[47]

Чтобы этого не допустить, для этого необходимо использовать цементный камень, который будет способен предотвратить и строго выполнять все правила цементирования скважин. Скважина вскрывает горно-геологический комплекс, включающий десятки пластов-коллекторов, содержащих жидкие и газообразные флюиды, в т.ч. опасные для жизнедеятельности человека. Не всё известно о богатствах этих отложений, с появлением новых методов исследований они будут изучены и востребованы. Необходимо их сохранить, сберечь от вторжения флюидов других пластов. Герметичность ствола скважины является залогом охраны недр. Сохранить недра можно только качественным перекрытием вскрытых горизонтов – на первых порах, хотя бы проницаемых.

На основе проведенных аналитических исследований с позиции философии в общем и геокосмизма в частности применительно к предмету исследований магистранта – повышение качества крепи скважины на основе композиционного материала резина-цемент следует заключить:

1. Рассмотрение процесса крепи, как геосистемы позволил автору лучше понять взаимосвязь, т.е. какое влияние оказывает друг на друга горно-геологический массив и цементный камень.

2. Использование геомеханики, как инновационный инструмент познания процессов взаимодействия природных и техногенных, навела на мысль, что необходимо рассмотреть новые методы расчетов цементирования скважин с учетом свойств буровых пород с их деформациями и движения в них жидкости и газа, а также силах, вызывающих эти деформации и движения;

3. Рассмотрение научной работы с позиции философии геокосмоса позволило рассмотреть предмет моих исследований в единстве и борьбе противоположностей природного и техногенного, т.е., разбуривая и разрабатывая горно-геологические массивы, мы причиняем вред природе и окружающей среде, но при этом происходит позитивное развитие человеческой цивилизации. Необходимо найти баланс и уменьшить пагубное воздействие техногенного на природную составляющую нашего.

Для того чтобы правильно организовать инженерную деятельность в области нефтегазового дела, необходима расширить границы понимания, что такое горно-геологическое пространство (геокосмос), и как совокупность искусственных объектов (геосистема) взаимодействуют с этим природным пространство.

---

[47] Селезнев Д.С. Повышение качества крепления скважин на основе композиционного материала Резина-Цемента / Селезнев Д.С.// Управление качеством в нефтегазовом комплексе.-2016.-№3.-С.16-21.

Аналитические исследования с позиций космизма и геокосмизма позволяют лучше понять взаимовлияние горно-геологического массива на геосистему и ее элементы, как геокосмическое пространство в целом влияет на строительство и эксплуатацию нашего горно-геологического сооружения при различных условиях, факторах и с течением времени. Использование геомеханики как инновационный инструмент познания природных и техногенных процессов взаимодействия позволяет рассмотреть новые методики расчетов для каждого элемента геосистемы на разных этапах при бурении и разработки месторождений с учетом свойств буровых пород и их деформаций, движением в них жидкости и газа, а также с учетом сил, вызывающих эти деформации и движения, учитывая их двухсторонее влияние.

Согласно В.И. Вернадскому, «в биосфере существует великая геологическая, быть может, космическая сила, планетное действие которой обычно не принимается во внимание в представлениях о космосе… Эта сила есть разум человека, устремленная и организованная воля его как существа общественного»[48].

Наступает новый этап развития фундаментальных научных основ нефтегазовой промышленности. Он вызван прогрессом в науке, технике и технологиях как реакция на ухудшающуюся структуру запасов углеводородов, рост доли трудноизвлекаемых и труднодоступных залежей. Требуется принципиально изменить теорию и практику строительства и эксплуатации скважины — основу разработки месторождений, обеспечивающую надежное, экономически эффективное и экологически безопасное ее функционирование. Геокосмизм как отдельное полноправное направление русского космизма сейчас находится на своем начальном этапе становления. Для правильной организации инженерной деятельности по нефтегазовому делу, необходимо расширить границы понимания, что такое недра, что из себя представляет горно-геологическое пространство, как наша геосистема взаимодействует с этим пространством и какое влияние они оказывают друг на друга, а самое главное понять всеобщую диалектическую взаимосвязь мира и геокосмоса.

Список литературы

1. Железняк Г. В. Философия космизма: от древности до наших дней, 2006, интернет ресурс http://planetarium-kharkov.org/

2. Новиков А. И. " История русской философии X – XX веков, Санкт - Петербург, 1998.

3. Кульчицкий В.В. Геонавтика – непременное условие развития нефтегазовых технологий будущего. НТЖ «Технологии нефти и газа». №

[48] Семенова С.Г., Гачева А.Г. Русский космизм: Антология философской мысли. М.: Педагогика-Пресс, 1993. – С. 288-303

5-6, 2005. Академический вестник РАЕН.

4. Кульчицкий В. В. Основы геонавигации // Сб. материалов семинара-дискуссии, г. Актюба. 2-3 декабря 1999 г. — Казань. 2000.

5. Кульчицкий В.В. Геонавигация киберскважин. Oil&gas Journal. Russia. № 1- 2011.

6. Геомеханике Емельянов Б.И., Макишин В.Н. Геомеханика . Учеб. пособие. – Пермь: Изд-во Перм. гос. техн. ун-та, 2007.

7. Булатов А.И. Технология цементирования нефтяных и газовых скважин. М.: Недра, 1983.

8. Селезнев Д.С. Plastic Mark 10 – материал с улучшенными упругими свойствами цементного камня.(Plastic Mark 10: material with improved elastic properties of cement stone)/ Селезнев Д.С.//сборник трудов СНО «70-Международная молодежная научная конференция НЕФТЬ И ГАЗ – 2016».-2016.

9. Селезнев Д.С. Повышение качества крепления скважин на основе композиционного материала Резина-Цемента /Селезнев Д.С.// Управление качеством в нефтегазовом комплексе. -№3-2016

10. Семенова С.Г., Гачева А.Г. Русский космизм:Антология философской мысли. М.: Педагогика-Пресс, 1993.

АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ЗАБОЙНЫМ ДАВЛЕНИЕМ НИЖЕ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ НА ПАШИЙСКОМ ГОРИЗОНТЕ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ANALYSIS OF WELL OPERATION BELOW BUBBLE POINT PRESSURE OF THE PASHIAN FORMATION OF THE ROMASHKINSKOYE OIL FIELD)

Семанов А.С., Бадретдинова А.И., Резепов Т.К.
ПАО «Татнефть» имени В.Д. Шашина, Центр моделирования, Республика Татарстан, г. Альметьевск

Наращивание темпов добычи нефти обуславливает снижение забойного давления для увеличения депрессии. При снижении забойного давления добывающих скважин ниже давления насыщения из нефти выделяется газ, значительно повышается вязкость нефти, кроме того, в призабойной зоне пласта происходит выпадение и накопление АСПО. Это вызывает снижение продуктивности скважины. При этом снижение забойного давления ниже давления насыщения практически не уменьшает подвижности воды. В результате резко увеличивается обводненность продукции [1].

Данный анализ проведен с целью оценки снижения забойного давления ниже давления насыщения на показатели работы скважин Азнакаевской площади НГДУ «Азнакаевскнефть». Основным эксплуатационным объектом на Азнакаевской площади являются терригенные отложения пашийского горизонта франского яруса верхнего девона ($Д_1$). Начальное пластовое давление находилось на отметке 17 МПа. Давление насыщения нефти газом составляет 6,99 МПа.

За весь период эксплуатации Азнакаевской площади забойное давление опускалось ниже давления насыщения на 902 скважинах. Снижение забойного давления ниже давления насыщения чаще всего обусловлено увеличением отбора жидкости либо снижением пластового давления при постоянной депрессии.

Рассматриваемые скважины были разбиты на три группы по величине забойного давления (Рисунок 1.2):

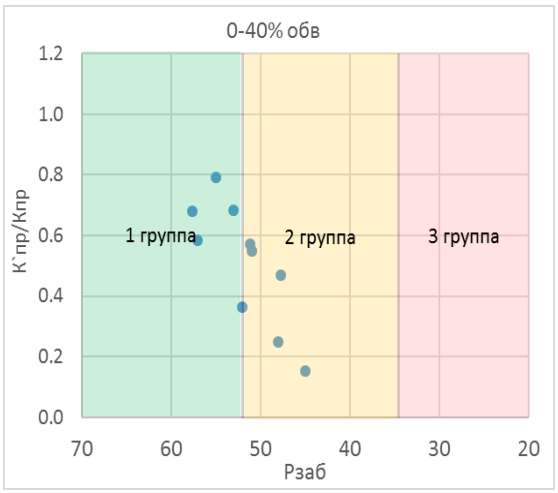
- 1 группа – Рнас > Рзаб > 0,75·Рнас;
- 2 группа – 0,75·Рнас > Рзаб > 0,5·Рнас;
- 3 группа – 0,5·Рнас > Рзаб.

В дальнейшем для определения эффекта от снижения забойного давления ниже давления насыщения в разных категориях обводненности скважины были разделены на 5 групп по обводненности (Рисунок 1.2).

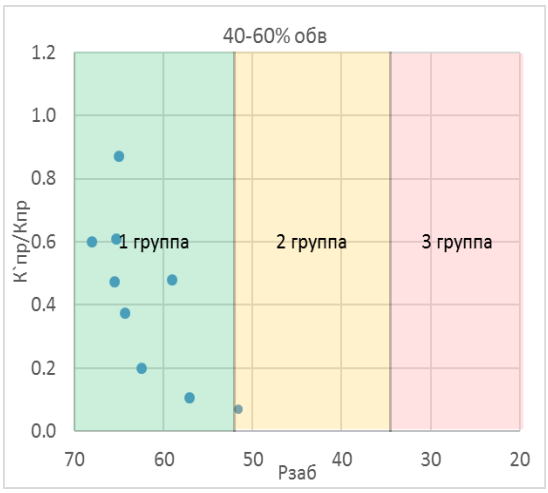
Для оценки влияния перехода на режим работы с забойным давлением ниже давления насыщения были выбраны следующие технологические параметры [2]:

- коэффициент продуктивности по нефти,
- дебит нефти;
- обводненность.

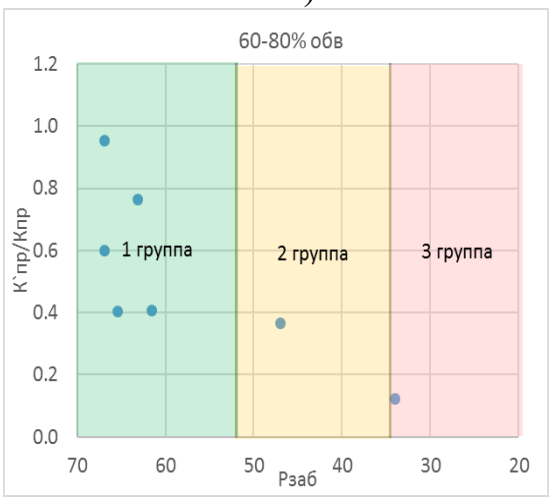
На рисунке 1.1 представлены графики зависимости кратности изменения коэффициента продуктивности по нефти от забойного давления для разных групп обводненности [3].



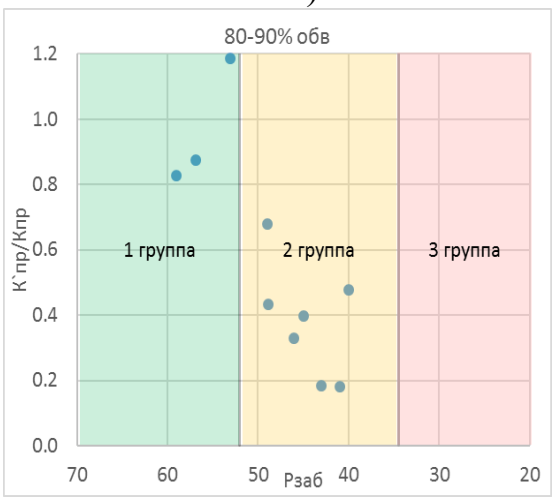
а)



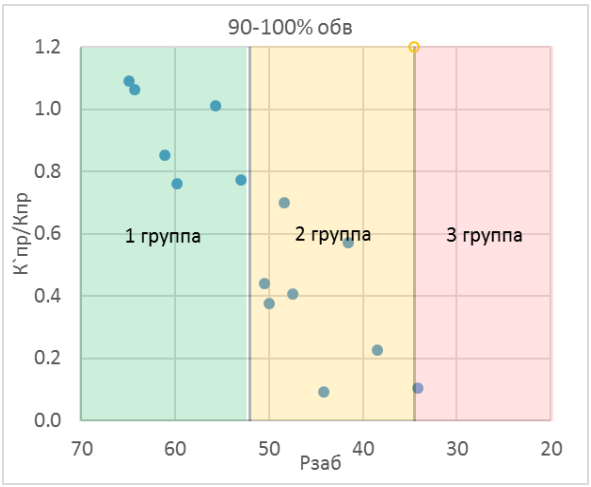
б)



в)



г)



д)

Рисунок 1.1 – Зависимость кратности изменения коэффициента продуктивности по нефти от забойного давления при обводненности: а) 0 – 40%, б) 40 – 60%, в) 60 – 80%, г) 80 – 90%, д) 90 – 100%

Как видно из графиков снижение коэффициента продуктивности по нефти происходит со снижением забойного давления, причем наиболее резкое падение отмечаются при обводненности от 40 до 80%. В этом случае снижение коэффициента продуктивности при забойном давлении ниже 65 атм составляет более 50%. Связано это, предположительно, с выпадением парафинов в ПЗП, ростом обводненности, а также снижением проницаемости призабойной зоны в связи с высокой депрессией. Менее значимое падение коэффициента наблюдается при обводненности более 80%, при этом значительное его снижение происходит при забойном давлении ниже 53 атм.

Тенденция снижения коэффициента продуктивности при забойном давлении ниже давления насыщения прослеживается для всех групп обводненности. Для более корректного определения интервала обводненности, при котором негативное влияние после проведения мероприятия по снижению забойного давления минимально, был проведен анализ изменения дебита нефти. На рисунке 1.2 показана гистограмма успешности мероприятия по снижению забойного давления. Красные столбцы отображают количество скважин, кратность изменения дебита нефти для которых составила меньше единицы, зеленым – больше единицы. Условно, скважины, на которых дебит нефти увеличился приняты за успешные.

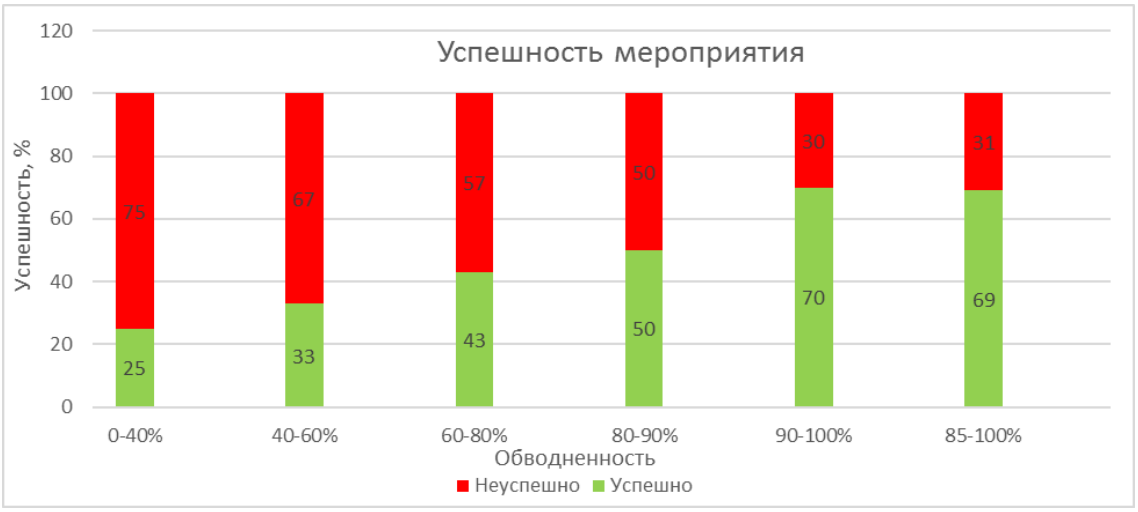


Рисунок 1.2 – Оценка влияния снижения забойного давления ниже давления насыщения на дебит нефти

Как видно с ростом обводненности растёт процент успешности мероприятия по снижению забойного давления ниже давления насыщения. Положительный эффект в большинстве случаев получен при обводненности свыше 90%. При обводненности в диапазоне от 80 до 90% дебит нефти снизился в 50% случаях. В диапазоне от 85 до 100% количество скважин, на которых после снижения забойного давления ниже давления насыщения снизился дебит нефти составляет 31% (при обводненности от 90 до 100% - таких скважин 30%).

При проведении анализа был выявлен ряд скважин, которые с момента ввода работали с забойным давлением ниже давления насыщения, затем забойные давления превышали давление насыщения. При этом в большинстве случаев (62,5%) наблюдается незначительное восстановление коэффициента продуктивности. Однако, однозначно сказать о положительном влиянии от увеличения забойного давления выше давления насыщения нельзя, так как во всех случаях восстановление коэффициента продуктивности отмечается при снижении депрессии. На рисунке 1.3 показано изменение депрессии и коэффициента продуктивности по нефти для одной из скважин Азнакаевской площади. Скважина с начала эксплуатации работала с забойным давлением ниже давления насыщения. Начиная с 1987 года наблюдается снижение депрессии, связанное с увеличением забойного давления. Также увеличивается и коэффициент продуктивности по нефти.

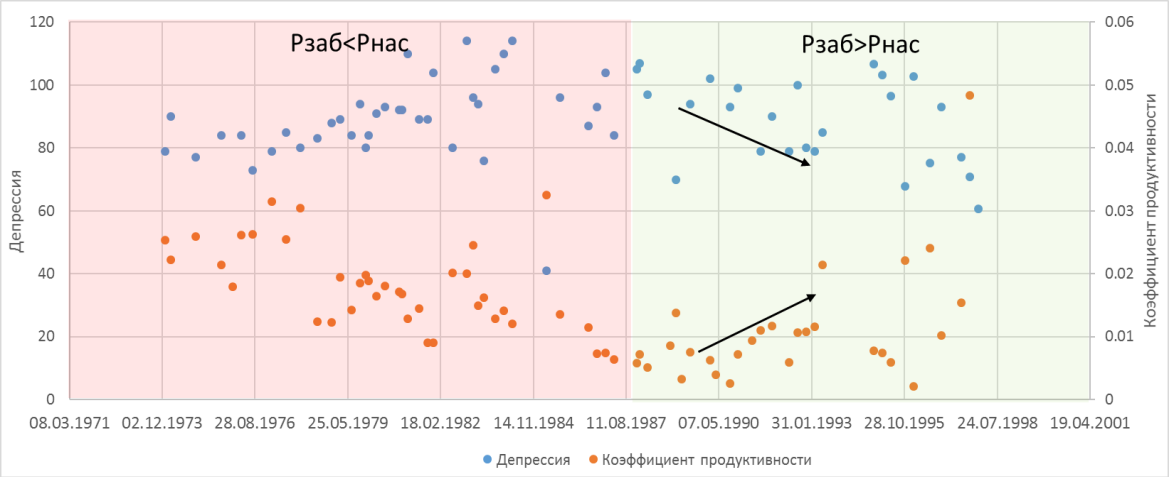


Рисунок 1.3 – Динамика депрессии и коэффициента продуктивности нефти на примере одной из скважин Азнакаевской площади

В ходе работы были сделаны следующие выводы:

1) отрицательный эффект зависит от степени снижения забойного давления. Значительное падение коэффициента продуктивности происходит при снижении забойного давления менее 53 атм;
2) с ростом обводненности растёт процент успешности мероприятия по снижению забойного давления ниже давления насыщения. При обводненности более 85% дебит нефти после проведения мероприятия по снижению забойного давления увеличился в 69% случаев;
3) при увеличении забойного давления выше давления насыщения наблюдается некоторое восстановление коэффициента продуктивности.

Несмотря на выявленные особенности, задача определения оптимальных забойных давлений актуальна и требует дальнейшего изучения.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Мищенко И.Т., Сагдиев Р.Ф. Установление режима эксплуатации добывающей скважины при забойном давлении ниже давления насыщения/ / Нефтяное хозяйство. – 2003. – №4. – С. 104-106.
2. Вахитов Г.Г., Максимов В.П., Булгаков Р.Т. Разработка месторождений при забойном давлении ниже давления насыщения. – М.: Недра, 1982. — 229 с.
3. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: учеб. пособ. для вузов. – М.: Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003. – 816 с.

СТАТИСТИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ АНАЛИЗА ПРИЧИН РАЗБАЛАНСА ПРИРОДНОГО ГАЗА И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЕГО ВЕЛИЧИНЫ В СИСТЕМЕ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ (STATISTICAL METHODS FOR THE ANALYSIS OF THE CAUSES OF THE IMBALANCE OF NATURAL GAS AND ITS VALUE IN PREDICTING THE TIMING SYSTEM)

Семейченков Д.С.
(научный руководитель: профессор, д.т.н. Тухбатуллин Ф.Г.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина
ООО «Газпром межрегионгаз Москва»

При распределении энергетических ресурсов, в том числе природного газа всегда возникает ситуация, когда объемы поставленного $V_{пост}$ и потребленного газа $V_{потр}$ не равны друг другу. Расхождение в величинах $V_{пост}$ и $V_{потр}$, называется разбалансом:

$$V_р = V_{потр} - V_{пост} \quad (1)$$

Величина разбаланса природного газа оказывает прямое влияние на качество системы газоснабжения в целом, поскольку при отрицательных значениях разбаланса поставщик будет нести значительные материальные потери, а потребитель будет иметь незаслуженную прибыль; в случае положительного значения разбаланса поставщик будет иметь незаслуженную прибыль, а конечный потребитель терпеть убытки.

В процессе поставок природного газа достоверность коммерческого учета газа определяется товарным балансом газа. Баланс газа определяется суммарным объемом поставленного газа в газотранспортную (ГТС) или газораспределительную систему (ГРС), и объемов потребления конечными потребителями, а также объемом на собственные, технологические нужды и технологические потери. Разбаланс газа является основным критерием достоверного коммерческого учета: чем меньше разбаланс, тем более достоверный учет.

Для анализа причинно-следственной связи возникновения разбаланса применяется диаграмма Каору Исикавы, которая позволяет выявить причины разбаланса и сосредоточиться на их устранении [2]. Диаграмма позволяет определить главные факторы, оказывающие влияние на рассматриваемую проблему. Проблема обозначается главной стрелкой. Факторы, усугубляющие проблему, отражают стрелками, расположенными «внутри» скелета; нейтрализующие проблему – «снаружи».

На диаграмме, представленной на рисунке (1), демонстрируются основные причины разбаланса.

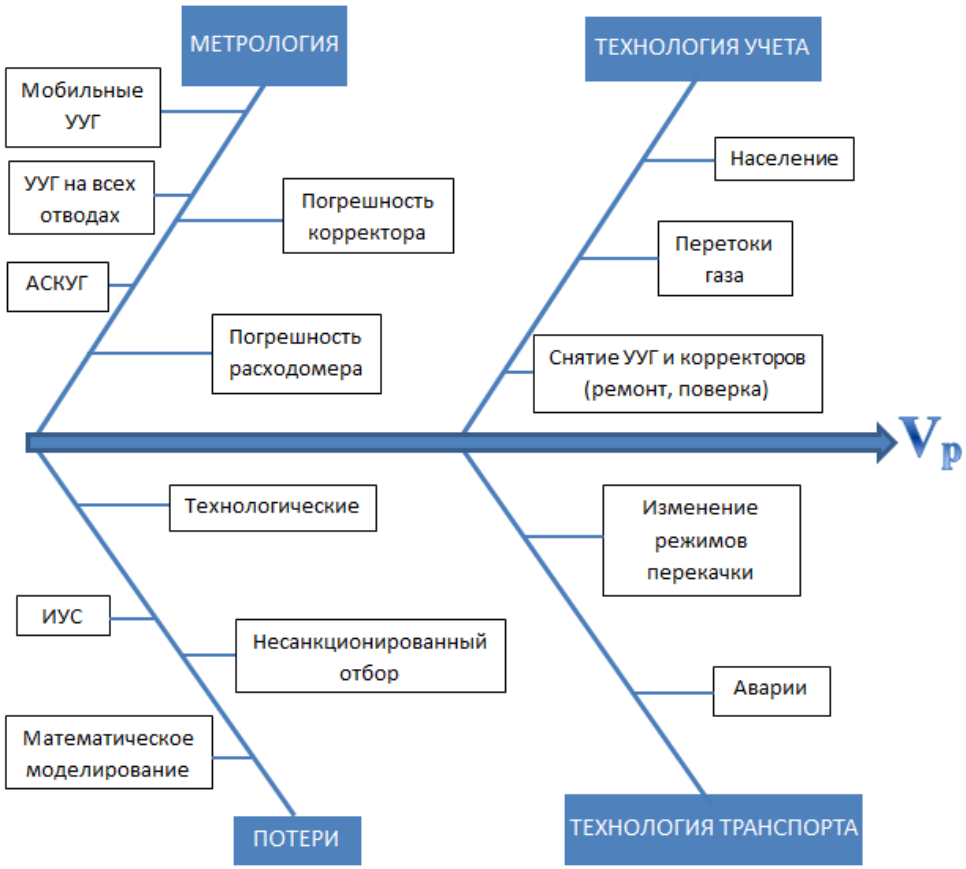


Рисунок 1 – Диаграмма Каору Исикавы

Исходя из опыта эксплуатации Единой системы газоснабжения (ЕСГ), можно с уверенностью сказать, что метрологический фактор оказывает наибольшее влияние на величину разбаланса природного газа. Так, погрешность учета газа величиной 1% при реализации 40 млрд. м^3 в год, приведет к разбалансу в 400 млн. м^3 в год. Именно поэтому данную величину необходимо постоянно контролировать и, в случае необходимости, оказывать регулирующее воздействие на определенные параметры.

Следует учесть, что погрешность узлов учета газа (УУГ) имеется не только у поставщика, но и у потребителя газа. Следовательно, необходимо провести анализ предельной относительной погрешности, полученной в результате учета газа на УУГ потребителей. Для этого вводится функция $y=F(x_1,x_2 \ldots x_i)$:

$$y = x_1 + x_2 + \cdots + x_i \ , \qquad (2)$$

где y – сумма коммерческого расхода газа потребителей;

x_1 , x_2, x_i – коммерческий расход газа i-го потребителя.

Согласно законам математической статистики абсолютная погрешность рассчитывается следующим образом:

$$\Delta y = \sqrt{\left(\frac{\partial F}{\partial x_1}\Delta x_1\right)^2 + \left(\frac{\partial F}{\partial x_2}\Delta x_2\right)^2 + \ \ldots \ + \left(\frac{\partial F}{\partial x_i}\Delta x_i\right)^2} \ , \qquad (3)$$

где Δy – суммарная абсолютная погрешность измерения расхода газа;

Δx_i – абсолютная погрешность измерения расхода газа i-го потребителя.

Относительная погрешность рассчитывается по следующей формуле:

$$\partial y = \frac{\Delta y}{y}, \quad (4)$$

Подставив выражение (2) и (3) в (4), получаем:

$$\partial y = \frac{\sqrt{\left(\frac{\partial F}{\partial x_1}\Delta x_1\right)^2 + \left(\frac{\partial F}{\partial x_2}\Delta x_2\right)^2 + \ \dots\ + \left(\frac{\partial F}{\partial x_i}\Delta x_i\right)^2}}{x_1 + x_2 + \cdots + x_i}, \quad (5)$$

Учитывая, что y=F(x_i), частная производная будет вычисляться следующим образом:

$$\frac{\partial F}{\partial x_1} = \frac{\partial F}{\partial x_2} = \frac{\partial F}{\partial x_i} = 1,$$

Тогда выражение (5) примет вид:

$$\partial y = \frac{\sqrt{(\Delta x_1)^2 + (\Delta x_2)^2 + \ \dots\ + (\Delta x_i)^2}}{x_1 + x_2 + \cdots + x_i}, \quad (6)$$

Для количественной оценки величин абсолютной и относительных погрешностей УУГ, проведем анализ ГРС №1, к которой привязаны 9 потребителей, считая, что они получают газ только с этой ГРС.

Таблица 1 – Данные газопотребления с ГРС №1, м^3

№ п/п	Объем потребления x_i, м^3	Относительная погрешность ∂x_i, %	Абсолютная погрешность Δx_i, м^3
1	115568	1,2	1387
2	89569	1,15	1030
3	35268	1,6	564
4	254987	1,05	2677
5	97652	1,25	1221
6	45688	1,45	662
7	78100	1,4	1093
8	7568	1,85	140
9	14598	1,75	255

По данным таблицы рассчитывается ∂y:

$$\partial y = \frac{\sqrt{1387^2 + 1030^2 + \ \dots\ + 255^2}}{115568 + 89569 + \cdots + 14598} = 0{,}5\%$$

Получившаяся величина ∂y=0,5% значительно меньше каждой из величин относительных погрешностей i-го потребителя, что вызывает

сомнения по поводу применения формулы (3) и, соответственно, (6). Полученное значение свидетельствует о недопустимости применения данных расчетных зависимостей к исследуемой модели.

Поскольку величина разбаланса природного газа является случайной величиной, то одним из способов ее оценки может оказаться вычисление среднего значения квадрата отклонения, которое называют дисперсией. На первый взгляд может показаться, что проще вычислить все возможные отклонения случайной величины, а затем определить среднее значение, однако стоит помнить о том, что разбаланс может быть как положительный, так и отрицательный.

Дисперсия рассчитывается как разность между математическим ожиданием квадрата случайной величины X_i и квадратом ее математического ожидания:

$$D(x_i) = M\left(x_i^2\right) - [M(x_i)]^2, \quad (7)$$

где D_i – дисперсия i-го потребителя;

$M(x_i)$ – математическое ожидание случайной величины;

$$M(x_i) = x_i \cdot p_i, \quad (8)$$

где x_i – значение случайной величины;

p_i – вероятность выпадения случайной величины.

Все УУГ имеют калибровочные кривые, представляющие собой зависимость предельной относительной погрешности от расхода газа. Типичная калибровочная кривая представлена на рисунке (2)

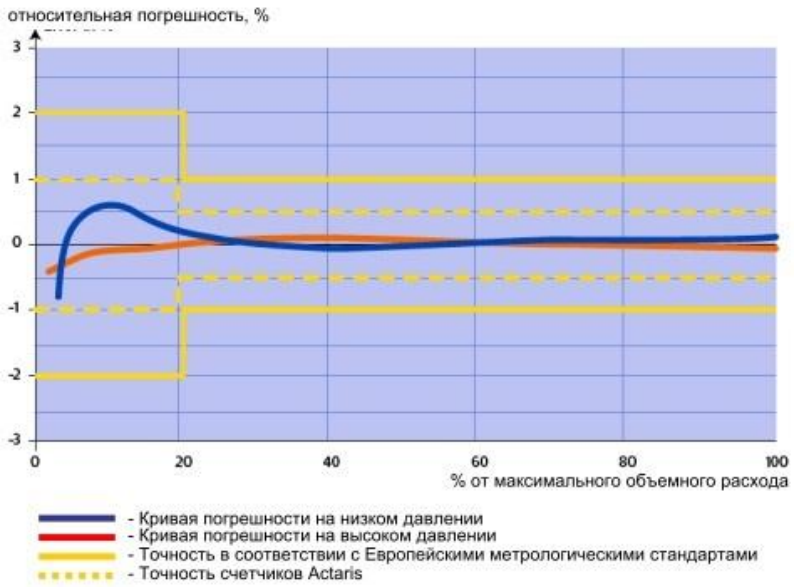


Рисунок 2 – Калибровочная кривая счетчиков

На основании данных метрологических характеристик УУГ строится таблица относительных погрешностей 9 УУГ потребителей, для которых единственным поставщиком газа является ГРС №1, и относительные погрешности УУГ поставщика.

Таблица 2 – Относительные погрешности УУГ потребителей и УУГ поставщика, %

№ п/п	0,1Qmax	0,2Qmax	0,4Qmax	0,6Qmax	0,8Qmax
1	1,17	1,15	1,11	1,05	1,1
2	1,13	1,12	1,07	0,95	1,05
3	1,55	1,48	1,35	1,3	1,42
4	1,02	1,01	0,97	0,93	0,98
5	1,21	1,18	1,15	1,12	1,17
6	1,41	1,37	1,34	1,28	1,39
7	1,38	1,34	1,27	1,25	1,33
8	1,8	1,75	1,71	1,59	1,7
9	1,71	1,67	1,63	1,58	1,61
10	0,58	0,51	0,47	0,43	0,45

Считая, что объем потребления x_i, представленный в таблице 1 – максимальный, строится таблица абсолютных погрешностей для каждого из 9 УУГ потребителей и 1-го УУГ поставщика в следующем виде:

Таблица 3 – Абсолютные погрешности УУГ потребителей и УУГ поставщика, м^3

№ п/п	0,1Qmax	0,2Qmax	0,4Qmax	0,6Qmax	0,8Qmax
1	135	266	513	728	1017
2	101	201	383	511	752
3	55	104	190	275	401
4	260	515	989	1423	1999
5	118	230	449	656	914
6	64	125	245	351	508
7	108	209	397	586	831
8	14	26	52	72	103
9	25	49	95	138	188
10	429	754	1389	1907	2660

Учитывая, что УУГ потребителей и поставщика работают в области допустимых режимов, можно предположить, что величина расхода будет находиться в пределах $0{,}1Q_{max}$ – $0{,}8Q_{max}$ с одинаковой вероятностью. То есть p=1/5=20%.

Рассчитывается математическое ожидание $M(x_i)$, $M(x_i^2)$ и дисперсия $D(x_i)$ абсолютных погрешностей всех потребителей газа:

$$M(x_1) = 0{,}2 \cdot 135 + 0{,}2 \cdot 266 + 0{,}2 \cdot 513 + 0{,}2 \cdot 728 + 0{,}2 \cdot 1017 = 532$$

$$M\left(x_i^2\right) = 0{,}2 \cdot 135^2 + 0{,}2 \cdot 266^2 + 0{,}2 \cdot 513^2 + 0{,}2 \cdot 728^2 + 0{,}2 \cdot 1017^2 = 383285$$

$$D(x_1) = 383285 - 282811 = 100474$$

Результаты расчетов представлены в таблице 4.

Таблица 4 – Математическое ожидание $M(x_i)$, $M(x_i^2)$ и дисперсия $D(x_i)$ i-х потребителей газа

№ п/п	$M(x_i)$	$[M(x_i)]^2$	$M(x_i^2)$	$D(x_i)$
1	532	282811	383285	100473
2	390	151788	204783	52995
3	205	42025	57273	15248
4	1037	1075784	1466375	390591
5	473	224108	306831	82724
6	259	66874	92202	25328
7	426	181646	249382	67736
8	53	2852	3874	1022
9	99	9801	13288	3487

Аналогичным образом рассчитывается математическое ожидание M(y), $M(y^2)$ и дисперсия D(y) абсолютной погрешности поставщика газа:

$$M(y) = 0{,}2 \cdot 429 + 0{,}2 \cdot 754 + 0{,}2 \cdot 1389 + 0{,}2 \cdot 1907 + 0{,}2 \cdot 2660 = 1428$$

$$M(y^2) = 0{,}2 \cdot 429^2 + 0{,}2 \cdot 754^2 + 0{,}2 \cdot 1389^2 + 0{,}2 \cdot 1907^2 + 0{,}2 \cdot 2660^2 = \\ = 2678993$$

$$D(y) = 2678993 - 1428^2 = 640540$$

Учитывая то, что дисперсия суммы независимых величин равна сумме дисперсий этих величин, получаем:

$$D(x) = 100473 + 52995 + \cdots + 3487 = 739605$$

Дисперсия абсолютных погрешностей потребителей D(x) значительно превышает дисперсию поставщика D(y): 739605>640540, что говорит о разных величинах разброса абсолютных погрешностей УУГ. Именно данные разбросы и приводят к постоянному наличию разбаланса в системе газораспределения.

Проведя анализ, можно сделать следующие выводы:

- разбаланс газа неизбежен и величина его может быть значительной;
- увеличение числа потребителей ведет к увеличению разбаланса газа в системе;
- наибольший вклад в суммарную величину разбаланса вносят как потребители, так и поставщики газа, приборы учета которых имеют наибольшую погрешность измерений;
- имеется необходимость постоянного мониторинга величины разбаланса и поддержания его на допустимом уровне;
- требуется разработать методику, позволяющую улаживать разногласия между поставщиком и потребителем газа при постоянном наличии разбаланса газа.

Величина разбаланса природного газа оказывает существенное влияние на диспетчерское управление ЕСГ.

Диспетчерское управление - функциональный бизнес-процесс управления (регулирования) запасами и потоками природного газа в системах газоснабжения, а также поставками газа потребителям с целью выполнения договорных (контрактных) обязательств с максимально возможной надежностью и эффективностью.

Учитывая огромный поток информации, получаемой диспетчерской службой, а также ограниченность во времени для принятия управленческих решений, имеется острая необходимость внедрения специальных программных комплексов системы поддержки принятия диспетчерских решений (СППДР). В дочерних обществах ПАО «Газпром» уже внедрены такие программные комплексы, как «Астра», «ГазЭксперт», «ИУС-транспорт», «ИУС-ГАЗ», «Веста» и другие. Данные программные комплексы позволяют выполнить широкий спектр задач, таких как: прогнозирование поставок и потребления природного газа, расчет оптимальных режимов работы магистральных и распределительных газопроводов, расчет режимов работы ГПА, сведение баланса газа по субъектам РФ и т.д. Однако ни один из данных программных комплексов не охватывает важность анализа величины разбаланса природного газа. Величина разбаланса имеет довольно существенное значение для диспетчерского управления, особенно в зимнее время, в наиболее холодные сутки, когда некоторые потребители могут быть переведены на резервное топливо в связи с вводом ограничения на поставку газа. Учитывая, что главной задачей ПАО «Газпром» является бесперебойная подача газа потребителям и выполнение контрактных обязательств, вводимые ограничения должны быть минимальными.

Диспетчерская служба ведет постоянный мониторинг ЕСГ, а также постоянно прогнозирует поставку и потребление природного газа по всей территории РФ.

Прогнозированию поставки и потребления природного газа посвящено множество научных трудов, написано множество различных пособий. Данные вопросы в настоящей работе рассматриваться не будут. Однако особое внимание будет обращено на прогнозирование величины разбаланса природного газа для наиболее эффективного принятия управленческих решений.

Существует множество методик прогнозирования, каждая из которых применяется в той или иной сфере деятельности. Классификация методов прогнозирования представлена на рисунке (3).

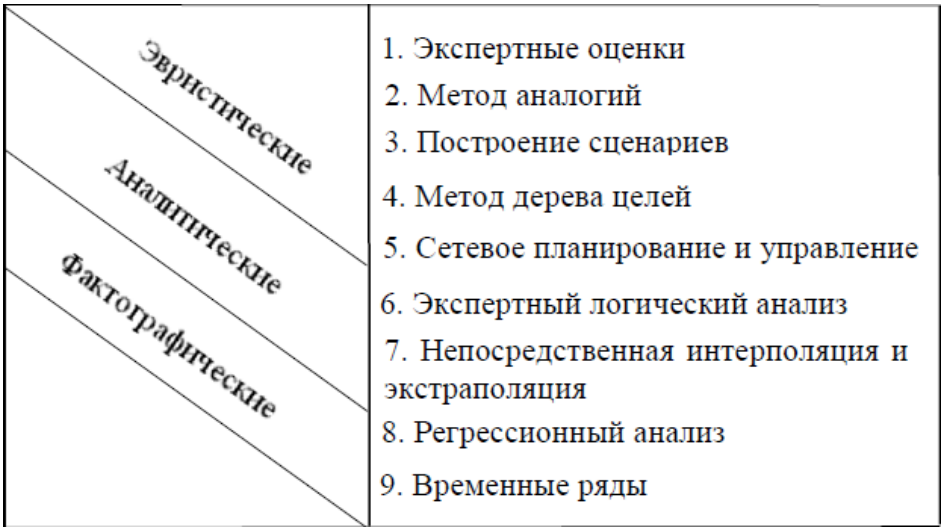


Рисунок 3 – Классификация методов прогнозирования

Применение понятия «классификация» к методам прогнозирования требует разъяснения. Рисунок выделяет три группы методов: эвристические, аналитические и фактографические. Но резкой границы между ними провести нельзя. Предложенную классификацию следует считать нечеткой, размытой, то есть методы 4, 5, например, следует считать не только эвристическими, но и аналитическими. При прогнозировании реальных процессов трудно оставаться только на формальной основе, эвристические оценки так или иначе будут приняты во внимание. Аналитическими методами названы те, для которых предложены четко определенные процедуры, алгоритмы действий. Под фактографическими понимаются те методы, которые основаны на числовом материале (ретроспективной статистике).

Аппарат регрессионного анализа и временных рядов во многом основан на одних и тех же идеях. Принципиальное различие состоит в том, что временной ряд является случайным процессом, и в роли аргумента X выступает время t = 1,2,…, а обрабатываемая выборка оказывается упорядоченной. В регрессионном же анализе порядок следования членов выборки (x_i, y_i) не имеет значения.

Метод регрессивного анализа позволят провести интерполяцию и экстраполяцию статистически накопленной информации, и, опираясь на законы математической статистки и теорию случайных процессов (разбаланс газа – случайная величина), построить математическую модель, наиболее адекватно описывающую возможные (прогнозируемые) значения величины разбаланса природного газа.

Для построения математической модели берется статистически накопленная информация по ежемесячному сведению баланса газа на ГРС №2 за 2015 и 2016 гг., а также среднемесячные значения температуры окружающей среды за указанные периоды.

Таблица 5 – Баланс газа на ГРС №2

Период	$V_{пост}$	$V_{потр}$	$V_р$, м³	t, °C	Период	$V_{пост}$	$V_{потр}$	$V_р$, м³	t, °C
янв.15	3513580	3492682	-20898	-4,5	**ноя.15**	2758962	2736412	-22550	0,7
фев.15	2956533	2955147	-1386	-2,4	**дек.15**	2998501	2980094	-18407	0,1
мар.15	2687644	2688179	535	2	**янв.16**	3818754	3793754	-25000	-10
апр.15	2341955	2353643	11688	6	**фев.16**	2848532	2830339	-18193	-0,7
май.15	1267524	1282113	14589	14,4	**мар.16**	2903714	2889186	-14528	0,3
июн.15	1120628	1144839	24211	18,2	**апр.16**	2164215	2172795	8580	8,2
июл.15	1184632	1204649	20017	18,1	**май.16**	1336825	1355949	19124	15,3
авг.15	1172986	1205690	32704	17,8	**июн.16**	1211945	1229661	17716	18,3
сен.15	1270015	1282597	12582	14,1	**июл.16**	1279238	1307250	28012	21,1
окт.15	2345152	2355174	10022	4,4	**авг.16**	1387763	1404235	16472	19,5

За основу модели берется зависимость величины разбаланса природного газа только от температуры окружающей среды. Другими факторами, такими как влажность, скорость и направление ветра, ориентация потребителя на определенную отрасль и другими пренебрегаем.

По данным таблицы строится точечный график зависимости величины разбаланса от температуры, проводится аппроксимация данных с учетом того, что полученная модель должна быть адекватной.

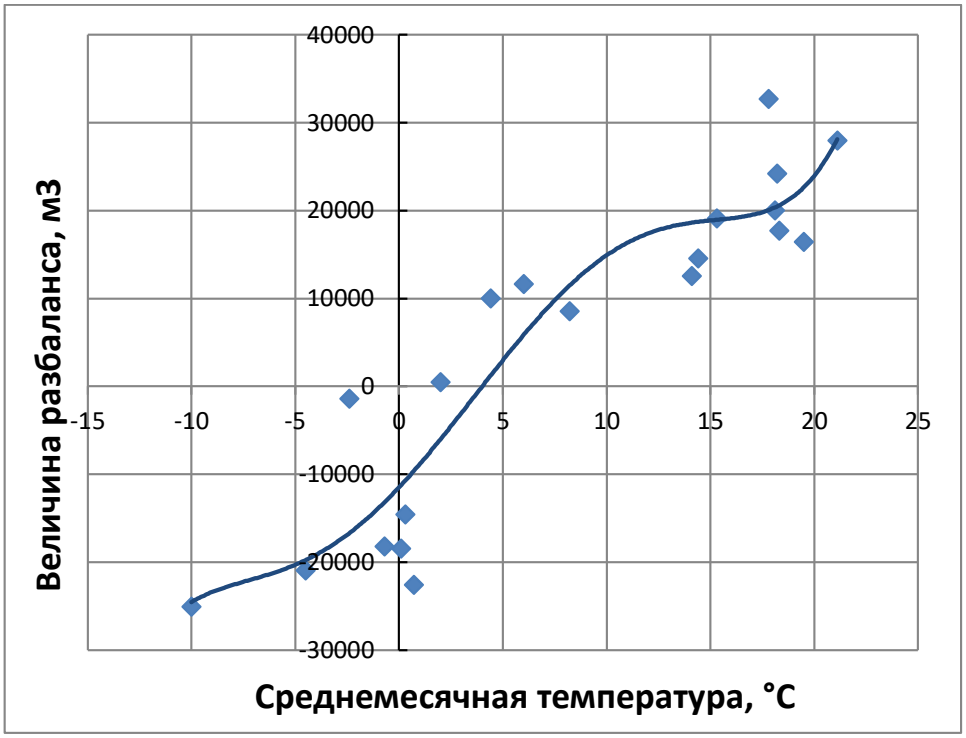


Рисунок 4 – Зависимость величины разбаланса от среднемесячной температуры

По результатам аппроксимации получено следующее выражение:

$$y = 0{,}0317x^5 - 0{,}6136x^4 - 8{,}6842x^3 + 128{,}01x^2 + 2523{,}2x - 11469, \quad (9)$$

где y – величина разбаланса, м^3, x – среднемесячная температура окружающей среды, ^{o}C.

Достоверность модели характеризуется коэффициентом детерминации R^2. Если все точки исследуемого массива (x_i, y_i) лежат на прямой y(x), то R^2=1. В нашем случае R^2 = 0,8562, что говорит о достаточно высокой степени точности.

Выполняя аналогичный анализ данных по всем ГРС региона, появляется возможность прогнозирования величины разбаланса газа в зависимости от погодных условий. Очевидно, что появляется два пути анализа:

1) Проводить анализ каждой ГРС в отдельности и потом суммировать полученные значения;

2) Проводить анализ баланса газа региона в целом, учитывая при этом перетоки и транзит газа в другие субъекты РФ.

Для реализации предложенных методов анализа, требуется создание специальных программно-вычислительных комплексов (ПВК), базирующихся на накопленной статистической информации и позволяющих вносить актуальные данные в систему в режиме on-line для повышения эффективности принятия управленческих решений при диспетчерском управлении ЕСГ.

ЛИТЕРАТУРА

1. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика / Учебное пособие для вузов – М.: Высшая школа, 2003, 479 с.
2. Исикава К. Японские методы управления качеством / Сокр.пер. с англ. / Под ред. А. В. Гличева. – М.: Экономика, 1988, 214 с.
3. Сухарев М.Г. Методы прогнозирования / Учебное пособие – М.: РГУ нефти и газа, 2009, 208 с.
4. СТО Газпром 5.37-2011 Единые технические требования на оборудование узлов измерения расхода и количества природного газа, применяемых в ОАО «Газпром».
5. СТО Газпром 5.32-2009 Организация измерений природного газа.
6. СТО Газпром 2-3.5-454-2010 Правила эксплуатации магистральных газопроводов.
7. РД 153-39.4-079-01 Методика определения расхода газа на технологические нужды предприятий газового хозяйства и потерь в системах распределения газа.
8. Хворов Г.А., Козлов С.И., Акопова Г.С., Евстифеев А.А. Сокращение потерь природного газа при транспортировке по магистральным газопроводам ОАО «Газпром»//Газовая промышленность. – 2013. - №12. - С. 66-69.
9. Павловский М.А. Применение методов математической статистики для анализа причин дисбаланса транспорта природного газа в трубопроводной газотранспортной системе//Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – 2012. - №1. – С. 69-74.
10. Андриишин М.П., Игуменцев Е.А., Прокопенко Е.А. Линейные тренды в диагностике баланса газа»//Авиационно-космическая техника и технология. – 2008. - №10(57). - С. 213-217.
11. Игнатьев А.А. Оценка причина разбаланса объемов газа в системе «поставщик-потребитель»//Газовая промышленность. – 2010. - №6. - С. 20-22.
12. Андриишин М.П., Игуменцев Е.А. Динамика показателей статистической отчетности дисбаланса газа//Метрологія. – 2014. - С. 427-430.
13. Белов Д.Б., Игнатьев А.А., Соловьев С.И. Проблема погрешности измерений при коммерческом учете ресурса (на примере поставки природного газа)//Методы оценки соответствия. – 2012. - №9. - С. 20-24.
14. Саликов А.Р. Разбаланс в сетях газораспределения//Газ России. – 2015. - №4. - С. 36-41.
15. Информационное письмо Федеральной службы по тарифам (ФСТ) от 28.06.2005 г. исх. № СН-3923/9 «Об учете потерь газа».

РАЗРАБОТКА БЕСКОНТАКТНОГО СПОСОБА ИЗМЕРЕНИЯ ТОЛЩИНЫ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В ТРУБОПРОВОДЕ
DEVELOPMENT NON-CONTACT METHOD OF MEASURING THICKNESS OF PARAFFIN DEPOSITS IN THE PIPELINE

Семенюк А.В., Коптева А.В.
(Научный руководитель: ассистент Коптева А.В.)
Санкт-Петербургский горный университет

В работе описана методика бесконтактного измерения АСПО при транспортировке нефти магистральными трубопроводами. В основе системы измерения предлагается использование радиоизотопного излучения, позволяющего без внедрения в поток осуществлять измерение толщины АСПО на внутренней поверхности трубопровода. Представлен основной алгоритм измерения и расчетные формулы.

На сегодняшний день трубопроводный транспорт занимает ключевое место в транспортировке нефти и газа. Это объясняется тем, что трубопроводный транспорт является наиболее дешевым и высоконадежным видом транспортирования сырья, обеспечивающим ритмичность работы поставщиков и потребителей, автоматизацию технологических процессов, а также снижение издержек и повышение прибыльности добычи нефти, что в свою очередь отвечает стратегическим и экономическим интересам России. Соответственно роль трубопроводного транспорта в нефтегазовой отрасли чрезвычайно высока. Однако этот способ транспортировки сырья имеет ряд недостатков, которые вызывают осложнения в работе трубопроводных коммуникаций, и как следствие, приводит к снижению производительности системы в целом, повышая энергозатраты. К основным недостаткам относятся: сложности в процессе транспортировки высоковязкой и высокозастывающей нефти; наличие турбулентности в потоке; нарушение экологической обстановки в местах аварий на трубопроводе (по информации НП «Центр экологии ТЭК» потери нефтяного сырья при добыче и транспортировке в России составляют 3,5-4,5%, соответственно потери при текущем уровне добычи 535 млн. т в год составляют от 18 до 23 млн. т ежегодно); образование асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) на внутренней поверхности трубопровода (почти каждая пятая авария возникает вследствие осаждения парафиновых отложений на внутреннюю поверхность трубопровода (19%), по данным аналитических исследований ОАО «Лукойл-Коми» на 2016 год).

Существующие недостатки использования трубопроводов устраняются путем повышения их качества и других элементов трубопровода, так и комплексом мер по их обслуживанию и профилактике,

в частности таким комплексом мер является систематический мониторинг местонахождения и контроль толщины АСПО.

Для эффективной борьбы с АСПО необходимо знание их состава, свойств и принципов образования. Механизм образования АСПО до сих пор остается недостаточно изученным. Большинство данных, относящихся к процессу парафинизации внутренней поверхности трубопроводов, основано на исследовании систем добычи, сбора и транспорта нефти, а также изучении компонентного состава и физико-химических свойств АСПО. Под механизмом парафинизации понимают комплекс процессов, обуславливающих накопление твердой фазы на поверхности оборудования при добыче нефти.

В настоящий момент имеются несколько теорий, объясняющих общий механизм образования АСПО [1]. Образование отложений может происходить либо за счет возникновения и роста кристаллов непосредственно на поверхности оборудования или в результате сцепления с поверхностью уже готовых, образовавшихся в потоке частиц, твердой фазы. Как показали экспериментальные и практические исследования, прежде чем парафин выделяется на поверхности трубопровода или скважинного оборудования, его кристаллы производят преобразование своих структур так, что, соединяясь между собой, организуют сплошную решётку подобно широкой ленте. В такой форме адгезионные свойства парафина усиливаются во много раз, и его способность «прилипать» к твёрдым поверхностям значительно интенсифицируется. Однако если нефть содержит достаточно большое количество асфальтенов (4-5% и выше), сказывается их депрессорное действие. Асфальтены могут сами выступать зародышевыми центрами.

Детальный анализ процессов добычи, перекачки и транспортирования нефти позволяет определить некоторые факторы, оказывающие влияние на механизм образования АСПО [2]. При транспортировании нефти по трубопроводу протекают следующие процессы: нефть поступает в трубопровод и контактирует с охлажденной металлической поверхностью, при этом возникает *градиент температур,* направленный перпендикулярно охлажденной поверхности к центру потока. За счет турбулизации потока температура нефти в объеме снижается, при этом параллельно протекают два процесса: выделение кристаллов н-алканов на холодной поверхности; кристаллизация н-алканов в объеме нефти. Таким образом факторами, оказывающими влияние на образование АСПО являются: наличие в нефти высокомолекулярных углеводородов, в первую очередь метанового ряда; снижение температуры потока до значений, при которых происходит выпадение твердой фазы; снижение давления до давления насыщения; наличия подложки с пониженной температурой, на которой кристаллизуются углеводороды; обводненность; шероховатость стенок труб и наличие в системе твердых

примесей, способствующих выделению парафина; значение скорости потока.

В настоящее время методы борьбы с АСПО ведутся по двум направлениям: профилактика отложений; удаление уже сформировавшихся отложений. Они включают в себя физические, химические, механические, тепловые методы. Выбор оптимальных способов борьбы с АСПО и эффективность различных методов зависит от многих факторов, в частности, от способа добычи нефти, термобарического режима течения, состава и свойств добываемой продукции, что часто требует индивидуального подхода и даже разработки новых технологий.

Исследования показали, что существующие системы мониторинга парафиновых отложений внутри трубопровода при транспортировке нефти не обеспечивают требуемой точности и эффективности (так, например, наиболее распространенные ультразвуковые методы, где различные включения в потоке нефти создают дополнительную погрешность измерений). В Санкт-Петербургском горном университете и ООО «Комплекс-Ресурс» разработана принципиально новая, не имеющая аналогов в РФ и за рубежом измерительная система на основе волнового излучения, позволяющая с высокой точностью обнаруживать местонахождение и измерять толщину отложений без внедрения в поток, не нарушая процесс транспортировки и целостность трубопровода [2].

Принцип действия предлагаемой измерительной системы основан на регистрации ослабления гамма-излучения при прохождении через контролируемую среду. При взаимодействии гамма-излучения с потоком возникают два вида излучений: прямое и рассеянное. Вследствие относительно равномерного распределения парафиновых отложений на стенках трубопровода [3], достаточно контролировать вещество одним узким пучком прямого излучения, при этом вторичное излучение вследствие комптоновского рассеяния нами не применяется. Прямое гамма-излучение при прохождении через контролируемое вещество претерпевает фотоэлектронное поглощение, и механизм определения его интенсивности является более простой задачей, по сравнению с рассеянным излучением [4].

Основой системы является блок многоканальный (БМК) – радиоизотопный измерительный преобразователь плотности. Мерой плотности контролируемой среды служит степень ослабления узкого пучка прямого гамма-излучения радионуклида Cs-137. Блок гамма-излучения многоканальный (БГИ МК) входит в комплект блока многоканального БМК и предназначен для формирования пучков излучения от закрытого радионуклидного источника гамма-излучения в нужных направлениях и защиты обслуживающего персонала от воздействия ионизирующего излучения при его работе. Блок БГИ-МК в рабочем (открытом) состоянии

формирует пять узких пучков гамма-излучения. Узкие пучки гамма-излучения «просвечивают» измерительные участки трубопровода по диаметру поперечного сечения. При прохождении гамма-излучения через измерительные участки трубопровода оно ослабляется. Ослабленные пучки гамма-излучения попадают в блоки детектирования (БД), установленные на держателях с противоположной стороны измерительного участка трубопровода напротив коллимационных отверстий БГИ МК, как представлено на рисунке 1.

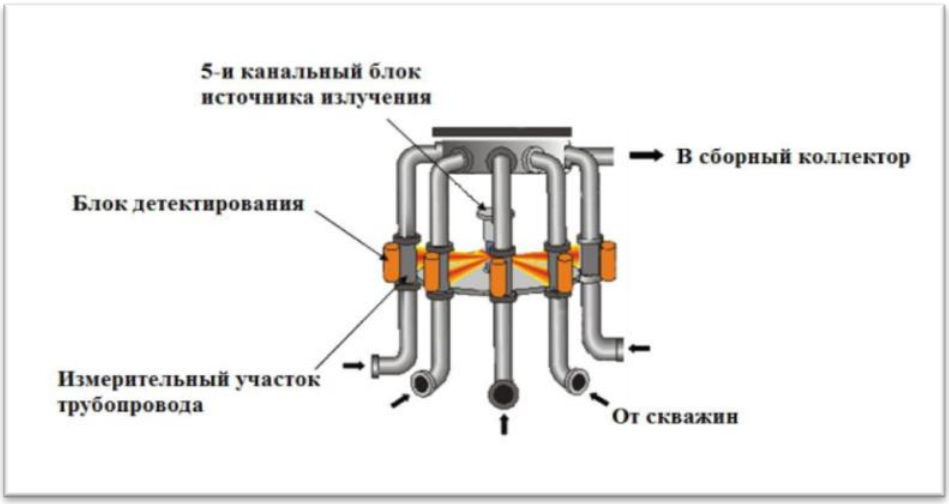


Рисунок 1 - Идея конструкции измерительного первичного преобразователя.

Каждый из БД представляет собой электронное устройство, предназначенное для регистрации гамма-излучения радионуклида Cs-137. БД состоит из сцинтилляционного счетчика, микропроцессора, стабилизированного источника питания, терморегулятора. В блоках детектирования ослабленный поток гамма-излучения преобразуется в электрические сигналы измерительной информации, которые затем по специальной программе обрабатываются во встроенных в БД микропроцессорах. Полученные результаты измерений передаются по информационным кабелям в блок управления и обработки информации (БУОИ), смонтированный в отсеке местной автоматики. БУОИ состоит из преобразователя интерфейса, модулей аналогового ввода, дискретного вывода, модуля питания и двух источников стабилизированного питания.

Таким образом, способ измерения толщины слоя парафина в трубопроводном транспорте нефти включает облучение потока сырья узким пучком ионизирующего излучения, регистрацию прошедшего через контролируемую среду излучения в различных точках сечения трубопровода и формирование соответствующих информационных сигналов в виде дискретных отсчетов. Затем происходит определение толщины слоя парафина путем обработки результатов измерения

прошедшего излучения, которое будет отличаться своей интенсивностью и флуктуационным характером изменения для различных сред – материала трубопровода, слоя парафина, движущейся нефти [5].

Интенсивность первичного радиоизотопного излучения связана с плотностью ρ вещества и его толщиной δ следующей зависимостью:

$$I = I_0 \cdot \exp(-\mu\rho\delta). \qquad (1)$$

В нашем случае контролируемую среду можно разделить на 3 участка: стенка трубопровода 3 (1 участок), стенка трубопровода с осажденным на ней парафином 2 (2 участок) и стенка трубопровода с парафином и транспортируемым нефтяным потоком 1 (3 участок). Тогда, интенсивность гамма-излучения для 1 участка:

$$I_1 = I_0 \cdot \exp(-\mu_{cm}\rho_{cm}\delta_{1cm}) \qquad (2)$$

Интенсивность гамма-излучения для 2 участка:

$$I_2 = I_0 \cdot \exp[(-\mu_{cm}\rho_{cm}\delta_{2cm} + \mu_n\rho_n\delta_{2n})]. \qquad (3)$$

Интенсивность гамма-излучения для 3 участка:

$$I_3 = I_0 \cdot \exp[(-\mu_{cm}\rho_{cm}\delta_{3cm} + \mu_n\rho_n\delta_{3n} + \mu_н\rho_н\delta_{3н})]; \qquad (4)$$

$$\delta_{1cm} = 2R\sin(\arccos\frac{R-\Delta}{R});\ \delta_{2cm} = \delta_{1cm} - 2R\sin(\arccos\frac{R-\Delta}{r});$$

$$\delta_{2n} = 2r\sin(\arccos\frac{r-\Delta}{r});\ \delta_{3cm} = \delta_{2cm};\ \delta_{3n} = \delta_{2n} - D\sin(\arccos 2\frac{R-\Delta}{D}).$$

Где I1, I2, I3 – интенсивность первичного излучения, регистрируемого детектором в данном объеме в присутствии абсорбирующего материала соответственно на 1, 2 и 3 участках поперечного сечения трубопровода; ρст, ρп, ρн – плотность стали стенки трубопровода, парафина, и нефти; δст, δп, δн – эквивалентная толщина стальной стенки трубопровода, парафина и нефтяной фазы соответственно; μст, μп, μн – массовый коэффициент ослабления первичного излучения стальной стенкой трубопровода, парафином и нефтяным потоком соответственно; Δ – расстояние от края трубопровода до точки сканирования в данный момент по направлению перемещения всей измерительной системы; R, r – наружный и внутренний радиусы трубопровода в данном сечении; D – диаметр трубопровода.

На рисунке 2 представлена зависимость интенсивности излучения от глубины проникновения гамма-излучения в контролируемый поток, состоящей из нефтяного потока 1, парафинового слоя 2, стенки трубопровода 3; рисунок 2.а – излом кривой при переходе от парафина к нефти, рисунок 2.б – излом кривой при переходе от стальной стенки к парафину [6]. При этом измеряемая толщина парафиновых отложений определяется по изломам кривой.

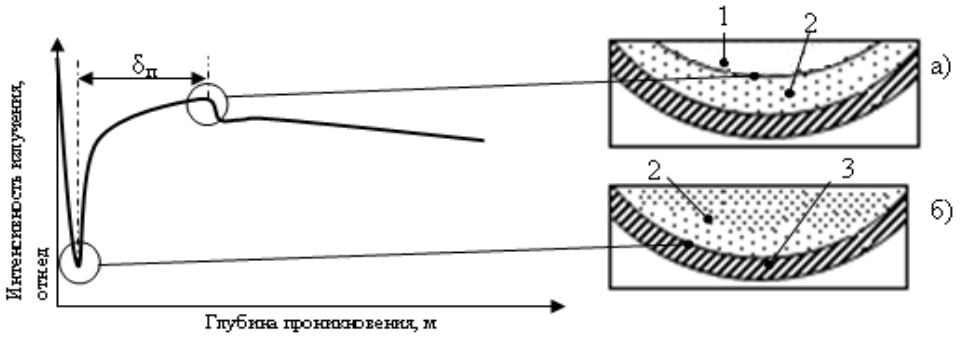


Рисунок 2 - Зависимость интенсивности гамма излучения от толщины парафинового слоя на внутренней стенке трубопровода; а - излом кривой при переходе от парафинового слоя к нефти; б - излом кривой при переходе от стальной стенки к парафиновому слою.

Принцип действия БД основан на регистрации потока гамма-квантов сцинтилляционным детектором с фотоэлектронным умножителем (ФЭУ), формировании спектрометрических сигналов, амплитуда которых пропорциональна энергии зарегистрированных квантов, выделении из общего потока зарегистрированных квантов двух его компонентов, соответствующих энергиям квантов, лежащих в двух непересекающихся энергетических диапазонах, обработке информации микроконтроллером по установленному алгоритму. После включения электропитания БД готов к работе при достижении теплового равновесия внутри корпуса, которое достигается за время не более одного часа.

Поток гамма-излучения от источника, прошедший через контролируемую среду, преобразуется в сцинтилляторе в электрический сигнал в виде потока прямоугольных импульсов положительной полярности с переменной амплитудой и длительностью. С выхода сцинтиллятора сигнал поступает в микроконтроллер, где обрабатывается по специальной программе и передается по интерфейсу RS-485. БД выдает в систему сбора информации усредненные значения отсчетов, пропорционально зарегистрированному количеству гамма-квантов.

Разработанная методика бесконтактного автоматического измерения толщины осажденного слоя на внутренней поверхности трубопровода позволит обеспечить своевременное обнаружение АСПО и предотвращение аварийных ситуаций, надежную и эффективную работу всей транспортной системы, а также позволит провести более тщательный анализ механизма образования парафиновых отложений на внутренней стенке трубопровода. При этом неоспоримым достоинством системы является то, что данная измерительная система может быть использована как на стадии проектирования и прокладки трубопроводов, так и на действующих трубопроводах нефтяных предприятий [7]. В краткосрочной перспективе, радиоизотопные методы могут найти применение также и для

автоматического контроля качества углеводородов, определяя с большой точностью содержание различных примесей, таких как воду и свободный газ. С помощью измерительной системы, основанной на радиоизотопном излучении с использованием только фотоэлектронного эффекта можно измерять толщину парафиновых отложений с абсолютной погрешностью ±5мм, что является достаточным условием для обеспечения надежной работы трубопроводной системы.

Список используемой литературы:

1. Тронов В.П. Механизм образования смоло-парафиновых отложений и борьба с ними. – М.: Недра, 1969. – 192 с.

2. Ибрагимов Г. З. Техника и технология добычи и подготовки нефти и газа. / Г. З. Ибрагимов, В. Н. Артемьев, А. И. Иванов, В. М. Кононов. - М.: Изд-во МГОУ, 2005 – 243 с.

3. Черникин В.И. Перекачка вязких и застывающих нефтей. – М.: Гостоптехиздат, 1958. – 160 с.

4. Bieberle, A., Härting H., Rabha S., Schubert M., Hampel U. Gamma-ray computed tomography for imaging of multiphase flows // Chemie Ingenieur Technik. 2013. Issue 7. pp. 1002–1011.

5. Коптева А. В., Семенюк А. В. Разработка систем мониторинга парафиновых отложений при транспортировке нефтяных потоков // Современная наука и практика. №9 (14), 2016 г. 27-30 с.

6. Коптева А. В. Многопараметрический мониторинг магистральных нефтепроводов на основе радиоизотопного излучения.: Автореферат диссертации кандидата технических наук: 05.11.13. / минерально-сырьевой ун-т «Горный». Санкт-Петербург, 2013. 20 с.

7. Семенюк А.В. Разработка системы мониторинга и математической модели процесса формирования АСПО при транспортировке нефтяных потоков // Двадцать первая Санкт-Петербургская Ассамблея молодых ученых и специалистов: Сборник тезисов – СПб.: Изд-во СПбГУПТД, 2016 г. 164-165 с.

РАСЧЁТ ПАРАМЕТРОВ ТЕХНОЛОГИИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ СТРУЙНЫМ НАСОСОМ (THE CALCULATION OF PARAMETERS OF THE OIL WELL OPERATION TECHNOLOGY WITH HIGH GAS FACTOR BY A JET PUMP)

Сергеева Е.А.
(научный руководитель Тютяев А.В.)
СамГТУ

Один из главных показателей, характеризующих процесс эксплуатации скважин, оборудованных погружными электроцентробежными насосами - это межремонтный период (МРП) работы погружного оборудования. Большая часть нефтяных скважин эксплуатируется в настоящее время с помощью установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Преждевременные ремонты УЭЦН происходят как по эксплуатационным причинам, так и по причинам отказа оборудования. Причиной подобных отказов может быть не только качество самого оборудования, но и условия его эксплуатации. Среди прочих факторов, определяющих величину МРП, важное значение имеет повышенное содержание газа на приёме УЭЦН. УЭЦН в скважинах с большим газосодержанием работает в неустойчивом режиме и не выходит на стационарный режим работы.

Одним из перспективных способов эксплуатации скважин в осложненных условиях является добыча нефти установками струйных насосов [1]. Благодаря своим конструктивным особенностям струйные аппараты отличаются отсутствием движущихся деталей, высокой надежностью и эффективностью. К преимуществам струйных насосов относят их малые габариты, большую пропускную способность и возможность стабильно отбирать пластовую жидкость с высоким содержанием свободного газа и механических примесей. Недостатками гидроструйных насосов являются низкий КПД и необходимость монтажа во многих случаях силовой наземной насосной станции. Однако эти недостатки отходят на второй план в тех случаях, когда скважины не удаётся эксплуатировать другими способами. Кроме того, уже существуют технические решения, позволяющие устранить или в значительной степени смягчить указанные недостатки.

В работе была поставлена следующая задача: провести расчет параметров технологии эксплуатации скважины струйным насосом с двухрядным лифтом. К решению данной проблемы был применен комплексный подход.

Проведенный анализ российского и иностранного опыта эффективного применения технологий эксплуатации струйными насосами показал, что в Российской Федерации разработкой и

применением струйных устройств для эксплуатации нефтяных скважин занимается очень малое количество производственных и научных организации. Среди них "Гипротюменнефтегаз", ОАО «Самотлорнефтегаз», ООО «Газпромнефть-Хантос» и др. И.Т. Мищенко была предложена схема установки, работающая по тандемной технологии «УЭЦН - струйный насос».

Однако на нефтяных месторождениях отечественных компаний эта технология не получила распространения, несмотря на явные преимущества добычи с помощью тандемной технологии (снижение удельного веса столба жидкости в насосно-компрессорных трубах за счет инжекции газа, относительная дешевизна, возможность стабилизации динамического уровня). Основная причина такой ситуации заключается в сложности подбора оптимальных параметров погружного и струйного насоса.

Основной проблемой, возникающей при эксплуатации скважин установками струйных насосов с пакерами является невозможность получения оперативной информации о давлении на забое скважины. Кроме того, продукция скважины поднимается на поверхность по эксплуатационной колонне, что недопустимо при наличии коррозионно-активной воды в добываемой смеси. Указанных недостатков лишена беспакерная компоновка струйного насоса с двухрядным лифтом [2]. При работе установки рабочая жидкость нагнетается (например) по НКТ 60 мм в сопло струйного аппарата, который эжектирует продукцию пласта на поверхность по кольцевому пространству между НКТ 60 мм и НКТ 102 мм. В отличие от известных в России установок с пакерами эта технология позволяет избежать подъёма жидкости по эксплуатационной колонне и связанных с этим осложнений. Кроме того, появляется возможность контроля динамического уровня в процессе эксплуатации и статического уровня для контроля за пластовым давлением.

Использование двухрядного лифта для глубоких скважин связано с большими нагрузками на НКТ. Для НКТ 60 мм и 102 мм выполнен расчёт на прочность. Расчеты колонны НКТ разделяют на технологические и прочностные. Технологическим расчетом определяют внутренние диаметры труб одной или многосекционных колонн и глубину их спуска. Расчеты на прочность производят с целью проверки: НКТ под воздействием нагрузки, вызывающей страгивание резьбового соединения; эквивалентного напряжения, возникающего в опасном сечении трубы с учетом давления среды и осевой нагрузки; усилий, вызывающих продольный изгиб труб, циклической переменной нагрузки. Учет всех или части вышеперечисленных факторов производится в зависимости от условий работы колонны НКТ в скважине. Все расчеты были произведены в Microsoft Excel.

Расчет НКТ диаметром 102мм показал:

Приложение 1					
1.1 Расчет НКТ на страгивающую нагрузку					
Исходные данные	Значение	Ед. Изм.	Расчетные параметры	Значение	Ед. Изм.
Условный диаметр трубы, D	0,102	м	Предельная нагрузка Рпр1	1544070	Н
Толщина стенки,δ	0,009	м	Предельная нагрузка Рпр2	1338194	Н
Масса 1м гладкой трубы, q	154,998	н	Длина секции L1	3747	м
Внутренний диаметр трубы d	0,863	м	Длина секции L2	571	м
Страгивающая нагрузка Р1	755000	н	принимаем L2	253	м
Страгивающая нагрузка Р2	870000	н	Осевая нагрузка Q1	580769	Н
Макс.избыточное давление Р1	71400000	Па	Осевая нагрузка Q2	39223	Н
Макс.избыточное давление Р2	82400000	Па	Q1>P1	Выполнено	
σ1	750000000	Па	Q2>P2	Выполнено	
σ2	650000000	Па	Обоснование выбора типоразмера труб L1+L2>L	Да	
поправочный коэффициент n	1,3				
Глубина спуска L	4000	м			

Приложение 2					
1.2 Расчет НКТ при избыточном внутреннем давлении					
Исходные данные	Значение	Ед. Изм.	Расчетные параметры	Значение	Ед. Изм.
Условный диаметр трубы, D	0,102	м	Предельное внутренне давление, Рвн	91764705,88	Па
Толщина стенки,δ	0,009	м	Фактическое избыточное давление Рф	31352760	Па
Предел текучести материала труб,σ	650000000	кг	Отношение Рвн>Рф для нижней секции	выполняется	
Длина нижней секции, l1	3747	м			
Длина верхней секции,l2	253	м			
Плотность нефти, ρн	799	кг/м3			
Давление на буфере	0	Па			
Предел текучести материала труб верхней секции,σ	750000000	Па	Предельное внутренне давление, Рвн	105882352,9	Па
			Фактическое избыточное давление Рф	31352760	Па
			Отношение Рвн>Рф для верхней секции	выполняется	

Приложение 3					
1.3 Расчет НКТ при совместном действии осевого усилия и внутреннего давления					
Исходные данные	Значение	Ед. Изм.	Расчетные параметры	Значение	Ед. Изм.
Внутренний диаметр трубы, d	0,0836	м	Осевое напряжение,σZ1	105857440,2	Па
Осевая нагрузка, Q1	580769	Н	Тангенциальное напряжение,σt1	155457435	Па
Толщина стенки,δ	0,009	м	Радиальное напряжение,σr1	-31352760,0	Па
Условный диаметр трубы, D	0,102	м	Эквивалентное напряжение,σэкв1	167607947	Па
Предельное внутренне давление, Р1	31352760	Па	Условие прочности σэкв< σТ/n	выполняется	
Предельное внутренне давление, Р2	31352760	Па			
σ1	750000000	Па	Осевое напряжение,σZ2	7149176,862	Па
			Тангенциальное напряжение,σt2	155457435	Па
			Радиальное напряжение,σr2	-31352760,0	Па
			Эквивалентное напряжение,σэкв2	170844648,0	Па
σ2	650000000	Па	Условие прочности σэкв< σТ/n	выполняется	
Осевая нагрузка, Q2	39222,76923	м			

Так как колонна состоит из труб одного диаметра, то для верхней секции назначают более высокую группу прочности материала. Поэтому для НКТ 102мм рекомендуемая длина верхней секции 253м из стали группы прочности М, с пределом текучести $\sigma_T = 750$Мпа, для нижней секции рекомендуемая длина 3747м из стали группы прочности Л, с пределом текучести $\sigma_T = 650$Мпа. Проведённый расчёт показал возможность использования двухрядного лифта в скважинах глубиной более 4000м.

Расчёт параметров струйного насоса проводился с учётом изменения давления по стволу скважины при подъёме пластовой жидкости и выделения растворённого в нефти газа при давлениях ниже давления насыщения нефти газом по методикам, приведённым в [1] для фиксированных значений геометрических параметров сопла и камеры смешения для выбранных эксплуатационных скважинных параметрах. В качестве рабочей жидкости предполагается использование воды из системы ППД с дожимным насосом для подачи рабочей жидкости в сопло струйного аппарата. Такие расчёты позволяют провести обоснованное сравнение эксплуатации скважины струйным насосом и ЭЦН.

Расчет струйного насоса для нефтяных скважин по параметрам

Исходные данные

по скважине:				по пласту:			
Дебит нефти	$Q_н$=	9	т/сут	Пластовое давление	$P_{пл}$=	24,9	МПа
Дебит жидкости	$Q_ж$=	25	$м^3$/сут	Пластовая температура	$T_{пл}$=	362	К
Обводненность	β=	38	%	Давление насыщения	$P_{нас}$=	28,8	МПа
Забойной давление	$P_{заб.}$=	21,93	МПа	Газовый фактор	ГФ=	2452,2	$м^3/м^3$
Давление в затрубе	$P_{затр.}$=	2,8	МПа	Объемный коэффициент нефти	$b_н$=	2,4	
Глубина перфорации	$H_{пр.}$=	4621	м	Вязкость воды	$\mu_в$=	0,43	мПа/с
Глубина подвески насоса	$H_н$=	4032	м	Вязкоть жидкости	$\mu_ж$=	0,18	мПа/с
Диаметр эксплуатационной колонны	$D_{эк}$=	0,15	м	Вязкоть нефти в пластовых условиях	$\mu_н$=	0,16	мПа/с
Внутренний диаметр НКТ	$D_{нкт}^{(внутр.)}$=	0,064	м	Плотность нефти	$\rho_н$=	805	$кг/м^3$
Внешний диаметр НКТ	$D_{нкт}^{(внеш.)}$=	0,073	м	Плотность газа	$\rho_г$=	1,2	$кг/м^3$
Длина хвостовика	$L_{хв}$=	350	м	Плотность воды	$\rho_в$=	1190	$кг/м^3$
Коэффициент сепарации	$k_{сеп.}$	0,7		Молярная доля азота	$y_а$=	0,0624	
Содержание мех. примесей	КВЧ=	155	мг/л	Молярная доля метана	$y_м$=	0,475	

РАСЧЕТНЫЕ ЗНАЧЕНИЯ

Дебит	Q=	13,3	$м^3$/сут
Давление закачки	$P_{зак}$=	31,2	МПа
Расход рабочей жидкости	$G_{раб.ж}$=	202	м3/сут
Мощность струйного насоса	η=	110	кВ
Давление на приеме насоса	$P_{пр}$=	15,7	МПа
Давление нагнетания	$P_{нагн}$=	32	МПа
Кавитационный расход	$G_{кав}$=	29,5	$м^3$/сут

Таким образом, проведены расчёты основных параметров струйной технологии эксплуатации скважин с высоким газовым фактором

1. И.Т. Мищенко, Х.Х. Гумерский, В.П. Марьенко. Струйные насосы для добычи нефти/ М.: Нефть и газ, 1996.

2. Промысловые испытания экспериментальных образцов беспакерной компоновки гидроструйного насоса с двухрядным лифтом на Самотлорском месторождении/Д.Г. Орлов, В.А. Териков, А.Н. Дроздов, В.В. Монахов, А.В. Фастовец//Нефтепромысловое дело. — 2003. — № 11. — С. 45- 47.

СОВРЕМЕННЫЕ МОДЕЛИ ОРГАНИЗАЦИИ ТРУДА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ
(MODERN MODEL OF LABOUR OIL AND GAS COMPANIES)

Симонова И.Ф., Исламгалиева Е.Р., Арушанян Н.С.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина

Деятельность современных промышленных предприятий характеризуется не только применением сложной техники и разнообразных технологий, но и формированием множества внутрипроизводственных связей и информационных потоков, что обусловливает использование совместного труда большого количества людей на основе соответствующей его организации.

Среди факторов эффективности существенное место занимает организация труда, под которой понимается, с одной стороны, система производственных взаимосвязей работников со средствами производства и друг другом, образующая определенный порядок трудового процесса, который складывается из разделения труда и его кооперации между работниками, организации рабочих мест и организации их обслуживания, рациональных приемов и методов труда, обоснованных норм труда, его оплаты и материального стимулирования, планирования и учета труда и который обеспечивается подбором, подготовкой, переподготовкой и повышением квалификации кадров, созданием безопасных и здоровых условий труда, а также воспитанием дисциплины труда.

Организация труда на предприятии - это с другой стороны, действия по установлению, упорядочению или изменению порядка осуществления трудового процесса и связанных с ним производственных взаимодействий работников со средствами производства и друг с другом.

Одна из проблем организации и нормирования труда связана с недостаточным нормативно-методическим обеспечением работы предприятия, то есть применением устаревших норм труда. А также в эпоху всеобщей компьютеризации остро стоит вопрос об обновлении методики расчета численности управленческого персонала. Внедрение передовых технологий делает актуальным разработку новых норм выработки, обслуживания и численности основных и вспомогательных работников. А дополнительные функции, связанные с развитием рыночных отношений, требуют совершенствования общероссийского классификатора профессий.

Нормы труда с одной стороны, должны являться средством получения прибыли, а с другой – способствовать решению социальных задач, в первую очередь таких, как обеспечение для наемного работника нормальной интенсивности труда. Его материальной заинтересованности при работе по обоснованным нормам. Поэтому нормы затрат труда должны устанавливаться с учетом технических характеристик имеющегося

оборудования и инструмента, применяемой технологии, рациональной организации и обслуживания рабочих мест, уменьшения влияния на организм человека неблагоприятных факторов, введения рациональных режимов труда и отдыха и т.д.

Норма труда выступает не только как величина необходимых затрат рабочего времени, но и как выражение трудовых обязанностей каждого участника производства.

Научно обоснованные нормы труда позволяют оценить результаты трудовой деятельности каждого работника, каждой бригады, а затем сравнить их.

Обоснованные нормы труда, правильно отражая конкретные условия, обеспечивают повышение производительности труда. Если же нормы труда занижены, это может способствовать снижению мотивации и отрицательно сказываться на результатах производительности, если же норма завышены, они невыполнимы. В обоих случаях будет тормозиться рост производительности труда. Таким образом, все изменения в организации труда и производства, технике и технологии работ отражаются, прежде всего, в нормах труда. И уровень норм труда является показателем уровня организации производства и труда на предприятии.

В рыночных условиях нормирование труда приобретает все большее значение с позиций его применения в качестве инструмента измерения, оценки и регулирования хозяйственной деятельности, нежели использование как инструмента принуждения к труду, средства, предназначенного исключительно для установления напряженных норм и их неукоснительного выполнения.

Зарубежный опыт нормирования труда также свидетельствует о тесной взаимосвязи нормирования труда со всеми сторонами деятельности предприятий и организаций: экономической, социальной, организационной, технико-технологической, финансовой. Особенностью зарубежной практики организации нормирования труда является централизация нормирования, то есть усиление координирующей роли центральной службы нормирования труда в рамках всего предприятия, что позволяет сопоставляя результаты исследований в области труда, установить равно напряженные нормы времени на одни и те же виды работ, создать единую нормативно- информационную базу.

В последнее время активно развивающиеся организации все чаще внедряют различные инновационные модели оплаты труда и материального стимулирования среди которых, наиболее актуальными, на мой взгляд, являются система грейдов и система премирования сотрудников с использованием ключевых показателей эффективности (KPI). Грейды формируют базовую часть заработной платы, а использование KPI, гарантированно позволяет сформировать стимулирующую часть оплаты труда. Можно выделить такие

положительные стороны применения KPI, как предоставление работникам обратной связи; создание четких и ясных критериев оценки результатов труда; достижение взаимосвязи интересов работников с целями организации; построение эффективной системы мотивации; оптимизация фонда оплаты труда; систематизация кадровых процессов; повышение эффективности деятельности предприятия.

Оптимизация численности персонала является самой популярной мерой снижения затрат на многих предприятиях страны. При этом под оптимизацией понимается сокращение персонала, а одним из основных методов, позволяющих обосновать необходимость уменьшения численности, является изучение затрат рабочего времени и выявление прямых потерь. Следует обратить внимание на то, чтобы сокращение численности персонала, не привело к снижению объемов производства.

Прибегая к данному способу минимизации затрат на персонал, руководители предприятий не всегда до конца осознают особенности и возможные противоречия.

Во-первых, не всегда выявленные резервы роста производительности труда и возможное улучшение использования рабочего времени повлекут за собой уменьшение численности персонала.

Во-вторых, цели проведения оптимизации, с точки зрения высшего руководства и линейных руководителей, зачастую не совпадают, а иногда и прямо противоположны.

В-третьих, при выявлении в ходе исследования «лишнего» персонала возникает вопрос о его дальнейшем использовании на предприятии, а не увольнении определенной части персонала.

В-четвертых, несвоевременное и недостоверное информирование работников о целях исследования провоцирует опасность потери высококвалифицированного персонала, так как из-за неточности информации возникают всевозможные домыслы, слухи.

В условиях антикризисного управления особенно заслуживает внимания подход к оценке рентабельности кадрового ресурса состоящий в том, что с одной стороны, существуют задачи, стоящие перед сотрудником, занимающим определенную должность, которыми и определяется необходимость ее возникновения и существования в штатном расписании. С другой стороны, есть реальные знания, умения и навыки, которые сотрудник использует в процессе выполнения работы. Рентабельность кадрового ресурса высока, когда структуре работы соответствует структура компетенций, которые применяются для ее выполнения. При этом стоит отметить, что компания оплачивает именно структуру работы, выполнение тех или иных модулей работы, решение задач; сотрудник получает заработную плату за структуру навыков, которые он применяет для решения этих задач.

Общими задачами проведения оценки рентабельности кадрового ресурса являются:

1. Оптимизация количества сотрудников, выполняющих определенную работу;
2. Оптимизация организационной структуры;
3. Повышение мотивации персонала;
4. Приведение квалификации сотрудников в соответствие с той работой, которую они выполняют.

Метод, основанный на рентабельности кадрового ресурса, базируется на определении структуры работ по каждой должности в соответствии с четырьмя видами работ: технические виды работ, административные виды работ, аналитические виды работ, управленческие виды работ.

Результатами оценки кадрового ресурса являются: рекомендации по изменению организационной структуры, структуры работы на отдельных должностях, повышению компетентности отдельных сотрудников, позволяющие оптимизировать затраты на персонал и повысить качество выполняемой работы.

Антикризисное управление персоналом заключается в следовании определенным правилам, положениям и нормам, отражающим объективные тенденции и учитывающие социальные и экономические закономерности, научно обоснованные рекомендации общественной социологии и психологии, кадрового менеджмента. Соблюдение этих принципов позволит сохранить мотивированность работников, и будет способствовать повышению их лояльности даже во время кризиса. К общим принципам, на которых основывается антикризисное управление персоналом организации, следует отнести принципы: справедливости, основанные на равных возможностях для всех работников; системности; уважительного отношения; командного единства; сотрудничества по горизонтали; социальной и правовой защищенности.

Современное нормирование труда в России представляет собой систему. Советская экономическая система разделилась на отдельные слабо связанные между собой блоки: отрасли (например, газовая), корпорации (например, нефтяные, информационные), отдельные предприятия. Соответственно разделилась и система нормирования труда.

В целом информация в области нормирования труда резко сократилась. Популярная литература по нормированию труда сейчас издается, но это, как правило, слегка осовремененные советские справочники по научной организации труда. В них рассказывается, каким должно быть нормирование труда в идеале. Другой литературы практически нет.

Предоставляя организациям практически полную самостоятельность в вопросах управления нормированием труда, государство должно создать

систему управления, предусматривающую организационное, правовое и экономическое воздействие на эффективность работы организаций по совершенствованию нормирования труда. Государство должно помочь в восстановлении сети научно-исследовательских структур по труду, нормативно-исследовательских, проектных и других организаций, способных заниматься решением рассматриваемой проблемы.

Отказ от административного вмешательства в управление процессами нормирования труда в организациях не должен повлечь за собой отказ от централизованной разработки межотраслевых и отраслевых норм и нормативов затрат труда. Централизация разработки позволит не только оказывать существенную помощь организациям, особенно малым, но и исключит дублирование разработки аналогичных нормативов, повысит их качество и ориентирует организации на достижение прогрессивных организационно-технических условий и максимальное снижение издержек производства.

Государство должно заняться кадровым обеспечением служб предприятий специалистами в области нормирования труда. В этой связи необходимо принять меры по подготовке кадров по труду и повышению квалификации специалистов, занятых организацией и нормированием труда.

На сегодняшний день тенденции таковы, что на смену государственной системе организации труда приходит система, которую можно назвать корпоративной.

Старые информационные связи уступают место новым. Вопросами организации труда занимаются корпоративные органы управления. Самостоятельные предприятия активно включаются в систему повышения квалификации, а финансово успешные компании привлекают консалтинговые фирмы. Плюс новой системы – ее построение во многих случаях на автоматизированной основе с привлечением новых информационных технологий.

Во многих корпорациях организация нормирования труда находится на стадии становления. Серьезное внимание нормированию численности персонала уделяют крупные предприятия газовой и нефтяной отраслей.

В целях повышения эффективности производства в ПАО «Газпром» ведется работа по снижению производственных затрат за счет оптимизации организационных структур управления, разработки и внедрения прогрессивных норм и нормативов труда, рационального использования трудовых ресурсов, рационализации рабочих мест.

Начиная с 1997 года на предприятиях Газпрома воссоздана сеть нормативно-исследовательских подразделений, создана единая система управления нормированием труда, проведена огромная работа по разработке и пересмотру отраслевых нормативных материалов для нормирования труда.

В целях организации единой политики в области управления нормированием труда в структуре администрации ПАО «Газпром», в составе департамента по управлению персоналом, было создано управление нормирования и оплаты труда. Кроме того, была воссоздана Центральная нормативно-исследовательская станция (ЦНИС), а также нормативно-исследовательские станции и лаборатории в различных регионах.

Состав ЦНИС ПАО «Газпром» представляют следующие подразделения:

– отдел организации и нормирования труда, занимающийся разработкой нормативов численности рабочих и норм трудоемкости на выполнение различных видов работ в газовой промышленности;

– отдел совершенствования управления производством, в задачи которого входят анализ и разработка типовых организационных структур управления газодобывающих и газотранспортных предприятий, разработка отраслевых нормативов численности служащих;

– отдел совершенствования условий оплаты труда, проводящий анализ практики применения методов, форм и систем оплаты труда, социального обеспечения в ПАО «Газпром», анализ динамики доходов работников газовой промышленности.

Свою работу в области нормирования труда управление начало с укомплектования кадрами нормативных станций и лабораторий. Для углубления их знаний в области нормирования труда была организована учеба в г. Калининграде в Отраслевом научно-исследовательском учебно-тренажерном центре, а также в Учебном центре ПАО «Газпром».

Параллельно с этой работой были подготовлены и утверждены следующие документы, регулирующие взаимодействие структурных подразделений, их основные функции по управлению нормированием труда на уровне администрации ПАО «Газпром», предприятий и организаций, порядок разработки и утверждения нормативных материалов:

– положение по организации и планированию нормативно-исследовательских работ по труду ПАО «Газпром»;

– типовое положение о нормативно-исследовательской станции (лаборатории) организации ПАО «Газпром»;

– единая система управления нормированием труда в ПАО «Газпром»;

– положение о порядке разработки нормативных материалов для нормирования труда в ПАО «Газпром»;

– методические рекомендации по разработке типовых организационных структур управления и нормативов численности служащих организаций ПАО «Газпром» и др.

Кроме того, была подготовлена форма внутренней статистической отчетности по нормированию труда, проведен анализ состояния нормирования труда.

В результате проведенная работа по созданию системы управления нормированием труда, единого порядка по организации и проведению нормирования труда позволила рассчитать оптимальную численность работников предприятий ПАО «Газпром», приостановить необоснованный рост численности работников и, как следствие, добиться существенной экономии финансовых ресурсов. Успех реализации принятой системы нормирования труда на любом предприятии зависит от организационной структуры управления и форм ее построения.

В современных условиях снижения стоимости энергоресурсов и прибыльности предприятий остро стоит задача экономии на издержках производства, в том числе и экономия на персонале. Поэтому для всех без исключения предприятий сегодня актуально, чтобы численность персонала была оптимальной и достаточной для осуществления производственной деятельности.

Если в советское время велась обширная серьезная работа по разработке нормативов численности в достаточном количестве, то в 1990-е гг. эта работа фактически была свернута. И в настоящее время нормативная база, разработанная ранее, просто не соответствует сегодняшним организационно-техническим условиям производства.

В связи с этим все большее внимание предприятий привлекает подход к расчету численности персонала не по нормативам, а по фактическим затратам времени, которые могут быть получены в результате проведения фотографии рабочего времени.

Данный подход по-прежнему остается одним из самых удобных и эффективных методов изучения затрат и потерь рабочего времени, а также позволяет рассчитать действительно необходимую численность работников. По результатам расчетов возникает возможность скорректировать фактическую численность персонала для приведения ее к оптимальному значению. Освоение метода фотографии рабочего времени позволяет получать уникальные результаты в области управления персоналом и его производительностью даже в условиях неполного охвата нормированием выполняемых на предприятии работ.

На любом предприятии, независимо от формы собственности, большое значение имеет эффективность производственного процесса, то есть, его осуществление с наименьшими затратами рабочего времени и оборудования. Главное условие рационализации производственного процесса – систематическое изучение затрат рабочего времени и использование материалов наблюдения. На их основе делают выводы о наличии «узких мест» на предприятии, о причинах и размерах потерь

рабочего времени, намечают мероприятия по совершенствованию труда и производства.

Совершенствование трудового процесса предполагает рациональное сочетание во времени всех элементов труда.

Список использованной литературы:

1. Долгов Д. И. Предложения по улучшению нормирования труда на предприятиях станкостроения, влияющие на конкурентоспособность оборудования // Общество: политика, экономика и право. -2012.- №1. –С. 86-92

2. Матушкина А. И. Состояние и проблемы совершенствования организации нормирования труда в промышленности России // Вестник ОГУ. - 2011.- № 8(127). –С. 68-74.

СНИЖЕНИЕ РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ АВАРИЙ НА НЕФТЕПРОВОДАХ С ПОМОЩЬЮ РАДИОИЗОТОПНОЙ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЯНЫХ ПОТОКОВ (REDUCE THE RISK OF ACCIDENTS ON THE PIPELINE BY RADIOISOTOPE MEASURING SYSTEM FOR OIL STREAM PARAMETERS)

Старшая В.В., Коптева А.В.
(научный руководитель: к.т.н. Коптева А.В)
Санкт-Петербургский горный университет

Целью работы является создание комплексной автоматизированной системы мониторинга состава и расхода многофазных нефтяных потоков с целью повышения эффективности трубопроводного транспорта и обнаружения незаконных врезок в нефтепроводы, ведущих к экономическим потерям и аварийным ситуациям на трубопроводе. Это обеспечивается за счет применения единой централизованной системы измерения на основе радиоизотопного излучения. В работе приведены основные расчетные формулы и методика измерений. Обоснована безопасность при работе с измерительной системой.

С развитием технической вооруженности трубопроводной системы к процессам транспортирования и контроля предъявляются все более жесткие требования, в рамках которых возникает необходимость изобретения принципиально новых автоматических систем управления.

Анализ риска аварий на 2016 год на объектах транспортировки нефти показал, что на сегодняшний день одной из наиболее частых причин их возникновения является проблема обнаружения несанкционированных врезок и утечек нефти из магистральных трубопроводов. Последствиями этого является загрязнение окружающей среды, экономические потери (штрафы за загрязнение природной среды, затраты на ликвидацию повреждений труб, упущенная выгода) и увеличение сроков доставки топлива потребителям [1]. Врезки, которые давно стали настоящим бедствием, выявляют сотнями в разных регионах страны. По данным экологического объединения «Беллона» только в Самарской области за последние пять лет зарегистрировано 142 врезки в нефтепроводы. Кроме того, что с их помощью происходят хищения крупных объемов нефтепродуктов, использование низко технологичного оборудования ведет к прорыву трубопровода и утечке нефти. Кроме пагубного влияния на экологическую ситуацию, утечки углеводородов уменьшают производительность всей нефтетранспортной системы, снижают эффективность транзита нефти через другие государства, приводят к уменьшению межремонтного периода магистральных трубопроводов и остановке процесса перекачки, повышают издержки на экспорт углеводородов и требует больших финансовых затрат.

Кроме врезок, нарушающих целостность потока и увеличивающих расход нефти, причиной несоответствия показаний расхода при приемосдаточных операциях является наличие газовой составляющей [2]. Этот показатель контролируется в среднем с частотой один раз в месяц, поскольку на действующих узлах учета качества нефти российских предприятий состав и количество транспортируемого сырья контролируется преимущественно лабораторными исследованиями, частота которых составляет в зависимости от исследуемого параметра, от одного часа до нескольких недель. Это вызывает так называемый фактор «дисбаланса количества нефти», который возникает при проведении товарно-транспортных операций [2].

Все это приводит к необходимости применять высокоточные системы технологического контроля, т.е. создавать приборы и методы мониторинга состояния труб и качественных и количественных характеристик транспортируемого потока. В Национальном минерально-сырьевом университете «Горный» и ООО «Комплекс-Ресурс» разработана измерительная система, обеспечивающая решение всех поставленных выше задач с высокой точностью и без контакта с измерительной средой.

Схематическое изображение установки приведено на рисунке 1.

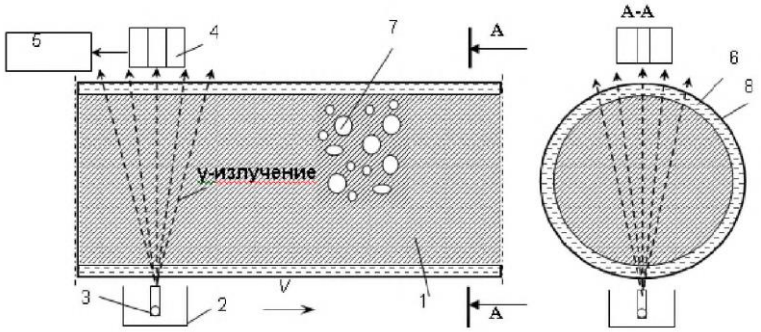


Рисунок 1. Схема радиоизотопной измерительной системы.

1 - нефтяной поток, движущийся со скоростью V; 2 - блок источника излучения; 3 - радионуклид Csl37; 4 - блок детектирования излучения, состоящий из сцинтилляционного счетчика и фотоэлектронного умножителя; 5 - блок обработки (ЭВМ); 6 - парафиновые отложения; 7 - свободный газ; 8 - стенка трубопровода.

Принцип измерения предлагаемым способом основан на законе Ламберта-Бера, характеризующего зависимость частоты гамма-излучения от плотности и линейного коэффициента ослабления вещества:

$$Ih = Ih0 \cdot \exp(-\mu h0 \cdot d) = Ih0 \cdot \exp(-\mu h \cdot \rho \cdot d), \qquad (1)$$

где Ih0, Ih – интенсивности излучения начального и прошедшего через контролируемое вещество; μh0, μh – линейный и массовый коэффициенты ослабления излучения средой.

Применительно для разрабатываемой системы, интенсивность прямого излучения рассчитывается по формуле:

$$I_{прям} = I_0 \cdot \exp[-(\mu_{ст}\rho_{ст}d_{ст} + \mu_н\rho_н d_н + \mu_п\rho_п d_п + \mu_г\rho_г d_г)], \quad (2)$$

где $\mu_{ст}$, $\mu_н$, $\mu_п$, $\mu_г$ – массовый коэффициент ослабления излучения материалом трубопровода, нефтью, парафиновыми отложениями и пузырьками свободного газа в потоке (являющихся основной причиной недостоверности результатов при использовании ультразвуковых измерительных систем); $\rho_{ст}$, $\rho_н$, $\rho_п$, $\rho_г$ – плотность материала трубопровода, нефти, парафиновых отложений и пузырей свободного газа в потоке; $d_{ст}$, $d_н$, $d_п$, $d_г$ - толщина материала трубопровода, нефти, парафиновых отложений и пузырей свободного газа в потоке.

Главной характеристикой гидротранспорта является его гидравлическая характеристика Нтр=f(Q). При отсутствии врезок (или парафиновых отложений на внутренней поверхности трубы), характеристика представляет собой зависимость 1, представленную на рисунке 2, где минимальные потери соответствуют нулевому расходу. При наличии врезок, расход нефти начинает увеличиваться (при наличии отложений наоборот, снижаться), потери напора увеличиваются пропорционально квадрату скорости движения нефти. При наличии отложений на некотором участке трубопровода в процессе транспортирования нефти (кривая 2 рисунок 2), потери напора будут снижаться до некоторой точки расхода Qм, а после достижения этой точки, потери напора будут увеличиваться вследствие увеличения скорости течения потока. Поэтому наличие врезок и снижение пропускной способности трубопровода, вызванное отложениями, возможно контролировать отмечая изменения расхода и напорной характеристики нефти на любом участке трубопровода.

При рассмотрении описанных характеристик относительно напорной характеристики центробежного насоса (кривая 3 рисунок 2), можно найти рабочий диапазон системы, характеризующийся точками А и В. Согласно определению П.А.Богословского, точке А характерен критический режим работы, т.к. состояние равновесия неустойчиво [3]. Точка В характерна устойчивой рабочей точкой системы. Переход из точки теплового и гидравлического равновесия В в точку А может произойти под влиянием начальных условий работы системы. Тогда, потери напора на трение в общем случае выражаются формулой Дарси-Вейсбаха [6]:

$$H_{тр} = \nu \cdot \frac{LV^2}{d2g}, \quad (3)$$

где ν – коэффициент гидравлического сопротивления; L – длина рассматриваемого участка; V – скорость потока; d – внутренний диаметр трубы; g – ускорение свободного падения.

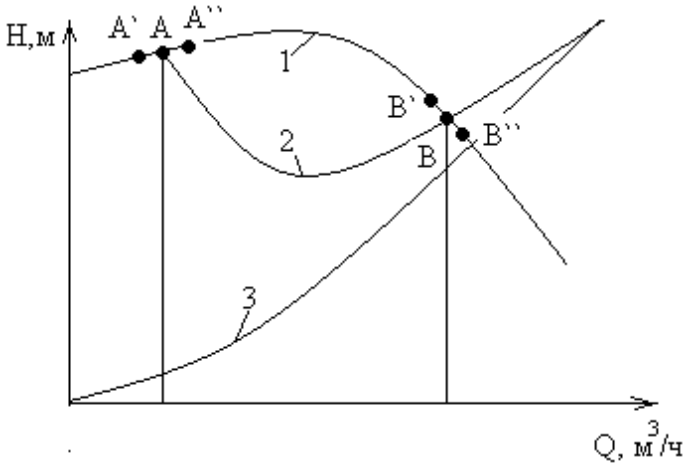


Рисунок 2. Графическое определение режима работы насоса в зависимости от отложений парафинов на внутренней стенке трубопровода и наличия врезок.

Учитывая (1) можно определить отношение потерь напора на трение при наличии отложений к «чистому» трубопроводу:

$$\Delta H_{тр} = \frac{H_2}{H_1} = \frac{\nu_2}{\nu_1} \cdot \frac{V_2^2}{V_1^2} \cdot \frac{d_1}{(d_1 - 2\delta)} = \frac{\nu_2}{\nu_1} \cdot \frac{d_1^5}{(d_1 - 2\delta)^5}; \quad (4)$$

$$d_2 = d_1 - 2\delta; \quad (5)$$

$$V_{1,2} = \frac{Q}{\rho S_{1,2}} = \frac{4Q}{\rho \pi d_{1,2}^2}; \quad (6)$$

где H1,2 – потери напора на трение трубопровода с парафином и без парафина соответственно; ν1,2 – коэффициент гидравлического сопротивления при наличии и отсутствии парафиновых отложений соответственно; V1,2 – скорость нефтяного потока при наличии и отсутствии парафина; d1,2 – диаметр проходного сечения трубопровода с парафином и без парафина соответственно; δ – толщина парафиновых отложений; ρ – плотность нефтяного потока.

Выявляя зависимость изменения характеристик напора от наличия несанкционированных врезок в трубопровод в процессе транспортирования нефти было определено, что местные потери напора рассчитываются по формуле Вейсбаха [4]:

$$H_м = \xi \cdot \frac{V^2}{2g}, \quad (5)$$

где ξ - коэффициент местного сопротивления (определяется экспериментально и зависит от вида местного сопротивления); V - скорость после препятствия.

Тогда, полная потеря напора выражается следующей зависимостью:

$$H_{\sum} = H_1 \cdot \frac{\nu_2}{\nu_1} \cdot \frac{d_1^5}{(d_1 - 2\delta)^5} + \xi \cdot \frac{V^2}{2g}.$$

На основе данной методики нами были получены экспериментальные результаты, доказавшие эффективность обнаружения врезок и снижение проходного диаметра системы, вызванное парафиновыми отложениями. Устанавливая радиоизотопную измерительную систему на разные участки трубопровода, можно осуществлять контроль расхода нефти и, как следствие, осуществлять выполнение поставленных выше задач. Скорость течения жидкости и расход потока определялись меточным способом за счет детектирования свободного газа в движущемся потоке. В момент времени, когда в потоке нефти через измерительную систему проходит пузырь свободного газа, регистрируются выходные сигналы РИП 1 и РИП 2. Измерив разницу времени возникновения импульса n2 и n1, определяется скорость движения газовой составляющей потока, по величине которого можно оценивать скорость движения потока нефти в области газовой составляющей. При этом, плотность всего нефтяного потока вычислялась по следующей формуле [6]:

$$\rho_{см} = \frac{\ln(\frac{n_{0\,расс}}{n_{расс}}) - b \cdot \ln(\frac{n_{0\,пр}}{n_{пр}})}{a},$$

где n0пр, n0расс, a, b – градуировочные коэффициенты.

Объемная доля свободного газа в сырой нефти вычислялась по следующей формуле [13]:

$$\varphi = 1 - \frac{\rho_{см}}{\rho_н + W(\rho_в - \rho_н)},$$

где ρв, ρн, - плотность воды и нефти соответственно.

При анализе прямого и рассеянного излучений в лабораторных условиях использовалась программа графического программирования LABWIEV для создания виртуальной блок-схемы обработки выходного сигнала первичного преобразователя радиоизотопной измерительной системы. Наличие большого числа градуировочных характеристик в памяти прибора рождало дополнительную статистическую погрешность, когда при одних и тех же значениях N, происходило несколько разных событий. Для повышения точности измерений была введена адаптивная система обработки результатов выходного сигнала с БД во вторичном преобразователе радиоизотопной измерительной системы. По расчетам МОАО «Нефтеавтоматика» доказано, что совокупность погрешностей устройств, измеряющих количество (массу) и состав многокомпонентных нефтяных потоков, должны обеспечивать определение массы чистой нефти с погрешностью не ниже 1,5 %.

Проанализировав погрешности расчетов основных показателей режимов работы трубопроводной сети с учетом и без учета влияния основных факторов: температуры, криволинейности участка, материала труб, параметров транспортируемого потока и осажденного слоя, мы выявили самые оптимальные условия для использования радиоизотопной комплексной системы контроля:

1. Диаметр трубопровода: 250 – 400 мм;
2. Диапазон измерений:
   - плотности: 3 700 -1100 кг/м^3;
   - содержания свободного газа: 0-5%;
3. Скорость контролируемых потоков: 0-5 м/с;
4. Температура окружающей среды: -40 - +50 °С.

Создание лабораторной установки на базе «Комплекс-ресурс» позволило определить конструктивные особенности измерительной системы с возможностью получения максимального КПД. Смещая блок детектирования на 1 градус, фиксировалось значение прямого и рассеянного излучения, и увеличивали расстояние между источником гамма излучения и нефтью. По полученным данным мы сделали вывод о том, что: инструментальная погрешность от установки детектора на 30 см будет минимальной и удовлетворительной, а максимальное значение полезного сигнала прямого излучения регистрируется при соосном расположении блоков детектирования и излучения по разные стороны трубопроводов.

Экспериментальные исследования разработанной системы измерения проводились на базе ООО «Лукойл–Коми». На рисунке 3 представлена общая характеристика измеряемого потока на узле учета нефти Нефтемер.

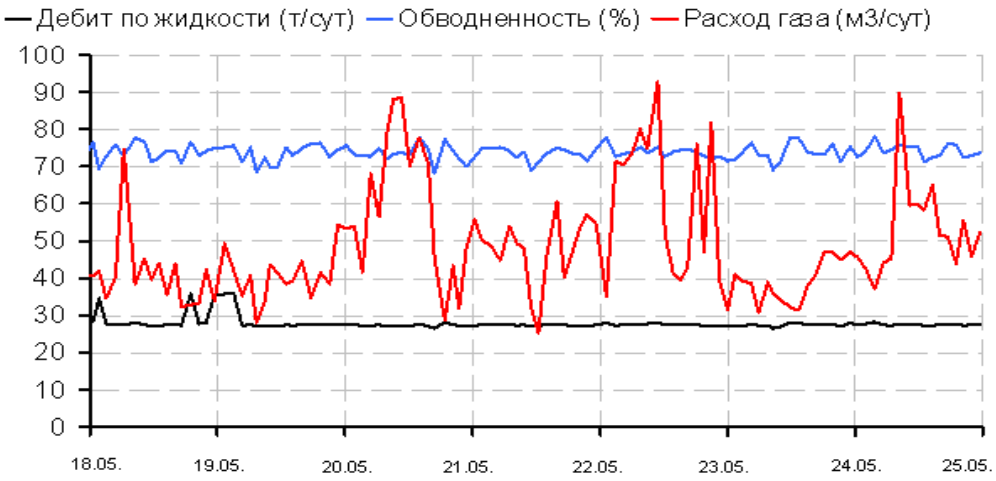


Рисунок 3. Производительность исследуемой скважины

Интервал одного испытания: 360 с, 9·104 измерений БД, общее время проведения эксперимента 21600 с. После обработки полученных данных сделан вывод, что относительная погрешность измерений величины свободного газа составляет 0,2%, что полностью удовлетворяет требованиям государственного стандарта для нефтепроизводителей,

поэтому разработанная система измерения рекомендуется к использованию при контроле параметров и характеристик движущихся многофазных потоков на основе радиоизотопного излучения на узлах учета нефтепродуктов.

Система измерений не имеет абсолютно никакого контакта со средой, все компоненты измерительной системы монтируются с наружной стороны резервуара, а измерения производятся через его стенку. Эта технология «непроникающего измерения» гарантирует высокую степень безопасности и надежности вне зависимости от измеряемой среды и ее свойств. На сегодняшний день это единственный прибор, позволяющий с высокой точностью (± 0,2%) бесконтактным методом контролировать потоки и отложения, измеряя их количество и состав. Радиоизотопный источник установлен в контейнере, который защищает его от механических и химических воздействий. Конструкция контейнера обеспечивает максимальное экранирование при минимальном весе. Контейнер изготавливается из свинца (который имеет высокую плотность и хорошо ослабляет излучение) в оболочке из нержавеющей стали. Кроме защиты помещений, выбора необходимой толщины стен, перекрытий и защитных дверей, главное внимание уделяется радиационной безопасности персонала. Зарядка источников в контейнеры осуществляется в специальной камере [7]. Все операции осуществляет оператор, находясь снаружи камеры, с помощью двух манипуляторов. Оператор наблюдает за процессом через специальное окно, выполненное из свинцового стекла толщиной 30 см. Видеокамера, установленная внутри рабочей камеры, позволяет наблюдать на мониторе рабочую зону в увеличенном масштабе. Рабочая камера обеспечивает полную защиту от вредного излучения. Единственная возможность подвергнуться опасному излучению при использовании настоящего оборудования - это поверхностное облучение при пребывании вблизи источника. Выброс продуктов, которые могли бы проникнуть внутрь организма, исключен. Также, не стоит забывать, что ведется постоянный радиационный контроль с помощью многочисленных счетчиков. Кроме сотрудников, уровень радиации контролируют специалисты СЭС, Госатомнадзора, Москомприроды и УВД. И самое главное: облучение при радиоизотопном исследовании даже меньше, чем при рентгенологическом [5].

При внедрении автоматического контроля под опломбированный мониторинг количества воды, нефти и газа в промысловых скважинах резко снижается риск незаконных разграблений углеводородов. Кроме этого, полученные научные выводы могут применяться в научных исследованиях, проводимых в интересах нефтяной, газовой и угольной промышленностей, геологии, ядерной энергетики, химической и горной отраслей промышленности. Такая широкая область применения еще раз доказывает ценность предлагаемого нами метода.

Создание системы автоматизированного контроля количества и качества газа и нефти (находящихся в любой момент в трубопроводах или резервных хранилищах) обеспечит производственный контроль над промышленной безопасностью и экологический мониторинг нефтетранспортной системы. При повышении эффективности обнаружения незаконных врезок уменьшится число аварийных разливов нефти, ставших настоящим бедствием для многих регионов РФ.

Список используемой литературы

1. Латышев Л.Н., Насырова З.Р. Система обнаружения несанкционированных врезок в магистральный нефтепровод. Нефтегазовое дело, 2006.

2. Коптева А.В. Многопараметрический мониторинг магистральных нефтепроводов на основе радиоизотопного излучения. Автореферат дис. кандидата технических наук: 05.11.13 / минерально-сырьевой ун-т "Горный". Санкт-Петербург, 2013.

3. Кутателадзе, С.С. Гидродинамика газожидкостных систем / С.С, Кутателадзе, М.А. Стырикович. - М., Энергия, 1976 – 296 с.

4. Гумеров, А.Г. Аварийно-восстановительный ремонт магистральных нефтепроводов. – М.:ООО "Недра-Бизнесцентр", 1998 – 268 с.

5. А.Б. Федорцов. Радиационная безопасность: Учеб. пособие. – СПб.:СЗПИ, 1996, -23с.

6. Левашов, Д.С. Особенности градуировки приборов для измерения количества компонентов в многофазных потоках. // Записки Горного института, т.182. СПб: РИЦ СПГГИ, 2009. –С 50-58

7. Коптева А.В. Старшая В.В. Radioisotope Measuring System for Oil Stream Asphaltene-Resin-Paraffin Deposits (ARPD) Parameters. SPE-182104182104-MS. Москва, 2016.

МЕХАНИЗМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЦЕН НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ: ИСТОРИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ И СОВРЕМЕННЫЕ ТЕНДЕНЦИИ (TOOLS OF FORMING NATURAL GAS PRICES: HISTORICAL ASPECTS AND TRENDS)

Степанов И. А.
(научный руководитель: профессор Рейшахрит Е. И.)
Санкт-Петербургский горный университет

Ценообразование на рынке природного газа является одной из самых актуальных тем в последние десятилетия. Цена представляет собой сигнал с рынка, отражает ограниченность сырьевого товара на нем, а также содержит прогноз предложения и спроса, с учетом закладываемых ожиданий. Кроме того, цена является одним из главных сигналов для эффективного распределения капитала и дальнейшего развития отрасли. Если она гораздо выше стоимости затрат, то растут инвестиции в производственные мощности, поскольку цена даёт сигнал о потенциальной выгоде для производителей и инвесторов. Следует отметить, что газовая отрасль имеет свою специфику и постоянно конкурирует за капитал с инвестиционными возможностями других секторов [1]. Газовую отрасль характеризует:

- высокая неопределённость, связанная с разработкой;
- специфичность инвестиций на протяжении всей энергетической цепочки от добычи до конечного потребления;
- конечность ресурсов, усугубляемая высокой концентрацией запасов приблизительно в 15 странах;
- наличие двух субъектов, принимающих решения со стороны добычи: добывающей компании и собственника ресурсов;
- весьма неэластичный спрос на энергоносители, взаимосвязь концентрации рынка и мощностных ограничений со стороны предложения;
- неизбежные внешние факторы.

Поэтому для привлечения капитала требуется определённый уровень прибыли, заложенный в цену [1].

Существует два основных подхода к ценообразованию на невозобновляемые ресурсы. Рикардианский подход слабо учитывает фактор ограниченности, но признаёт, что с ростом трудоемкости разработки и сложности извлечения ресурсов, требуются существенные капитальные затраты и новые технологии [1]. Согласно данному подходу ресурсная рента является результатом только различий в издержках энергоресурсов с разных месторождений. Этот подход часто используется для обоснования системы формирования цен на энергоносители, основанной на издержках.

Рикардианскому подходу противостоит подход Гарольда Хотеллинга, который исходил из конечности ресурсов и исследовал последствия динамической оптимизации их разработки. Этот подход служит концептуальной основой для системы формирования цен на энергоносители, основанной на стоимости их замещения [1]. Согласно теореме Хотеллинга, траектория исчерпания конечных ресурсов должна быть такой, чтобы кривая годовых доходов следовала за процентной ставкой. В результате цена на энергоресурс будет такова, что альтернативные виды сырья окажутся экономическим субститутом конечного ресурса после исчерпания искомого. Первый элемент теоремы получил применение в рамках процесса принятия решений об инвестициях и темпах разработки газовых месторождений, где могут использоваться разновидности расчётов окупаемости капиталовложений по дисконтированным потокам денежных средств. Вторая часть приводит к понятию ренты Хотеллинга, отражающую выгоду владельца ресурсов за их истощение. Данная рента определяется конкуренцией между потребителями за ограниченное предложение. На рисунке 1 проиллюстрировано различие между рентой Рикардо и рентой Хотеллинга.

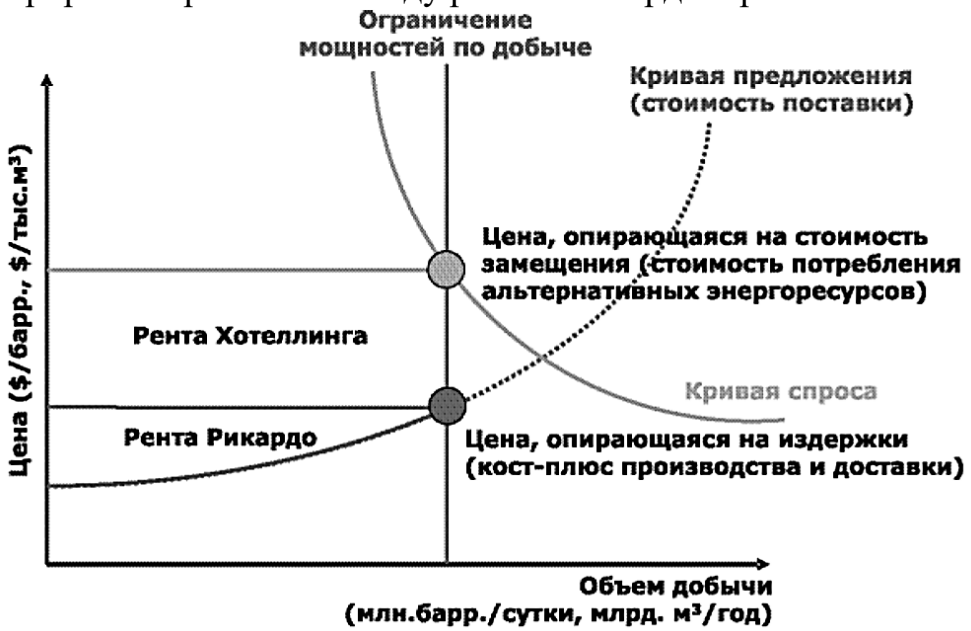


Рисунок 1. Рента Рикардо и рента Хотеллинга в структуре цены [2].

Если спрос на газ не превышает уровень производственных мощностей по его добыче, то равновесная цена располагается в точке пересечения кривых спроса и предложения. В этом случае производитель извлекает лишь ренту Рикардо. Если же в той или иной стране уровень спроса превышает возможности собственной добычи газа, то производитель стремится извлекать максимальную экономическую ренту и формировать цену на основе межотраслевой конкуренции. Цена газа в этом случае образуется на базе стоимости его замещения и у производителя появляется возможность извлекать ренту Рикардо и ренту

Хотеллинга. Сумма этих двух рент составляет экономическую (ресурсную) ренту собственника природных ресурсов.

Таким образом, равновесные цены могут быть двух видов в зависимости от того, какая система ценообразования применяется: цена, опирающаяся на издержки производства и доставки к потребителю (кост-плюс), или цена, опирающаяся на стоимость замещения альтернативным энергоресурсом. Обе системы ценообразования являются экономически обоснованными и применимы как для внутреннего рынка, так и для экспортных поставок [2].

Исторически для потребителей газа из Европы была важна бесперебойность поставок и надежность производителя. Их более чем удовлетворял гронингенский принцип ценообразования в долгосрочных газовых контрактах, привязывавший цену (с отставанием в 6-9 месяцев) к ценам на замещающие виды энергоносителей, чаще всего к сырой нефти, газойлю, мазуту и в некоторых случаях углю [1]. Это позволяло извлекать «Газпрому» максимальную ресурсную ренту (Рикардо и Хотеллинга).

Помимо привязки цены на природный газ к цене конкурентного вида сырья, гронингенской концепции свойственен пункт «бери или плати», присутствующий в большинстве долгосрочных контрактов. Согласно этому пункту покупатель обязуется в любом случае оплатить по контрактной цене определённую, фиксированную часть (чаще всего 80-85%) от прописанных в договоре объёмов, вне зависимости от того, сколько он забрал на самом деле в рассматриваемый период [3]. Благодаря принципу «бери или плати» минимизируются риски поставщика по сбыту, на фоне высоких капиталовложений, связанных с затратами на разведку, добычу и транспортировку газа, которые необходимо осуществить для обеспечения непрерывных поставок. Данные риски в альтернативном случае сырьевые компании были бы вынуждены включить в цену. Существует две наиболее часто используемые формулы, по которым рассчитывается цена долгосрочного контракта на природный газ:

- Аддитивная формула

$$P = P_0 + \alpha x(go - go_0) + y(1 - \alpha)(fo - fo_0), \text{ где}$$

P_0 — базовая цена, согласованная «справедливая цена» газа (на момент заключения контракта);

α — коэффициент привязки цены к продукту;

go — цена газойля в текущий момент времени;

go_0 — цена газойля на момент заключения контракта;

fo — цена мазута в текущий момент времени;

fo_0 — цена мазута на момент заключения контракта;

x и y — отражают разницу в теплотворной способности продуктов и коэффициент полезного использования энергии.

- Мультипликативная формула

$$P = P_0 (\alpha * go/go_0 + (1 - \alpha) * fo/fo_0)$$

Стоит отметить, что на сегодняшний день ПАО «Газпром» осуществляет экспорт природного газа европейским и китайским потребителям на основе долгосрочных контрактов, большинство из которых заключено на срок до 25 лет на базе межправительственных соглашений, с использованием мультипликативной формулы расчета цены [3].

Тем не менее, начиная с 2000-х годов, традиционные методы ценообразования все больше подвергаются сомнению. Первый удар по традиционной модели пришелся на положение о пункте назначения. Еврокомиссия расценила его как нарушение свободы перемещения товаров внутри Европейского союза, что повлекло первую волну пересмотра газовых контрактов. Очевидно, что этот пересмотр был продиктован политической волей ЕС, стремящегося к либерализации газового рынка [2].

С 2008 года под ударом оказался и принцип ценообразования с привязкой к ценам на нефть. К этому подтолкнул не только принятый Третий энергетический пакет ЕС, направленный на дальнейшую либерализацию, но и множество экономических факторов, в числе которых рецессия в Европе, падение спроса на энергию, увеличение поставок СПГ. Активное распространение идей спотового ценообразования в европейском регионе по примеру самого развитого американского рынка привело к созданию хабов NBP в Великобритании, TTF в Нидерландах, ZEE в Бельгии, Gaspool и NCG в Германии, CEGH в Австрии, PEG во Франции, PSV в Италии (рисунок 2).



Рисунок 2. Основные газовые хабы в Европе [1]

Кроме того, в тесной связке с некоторыми газовыми хабами работают и биржи, что увеличивает ликвидность. Это в первую очередь

лондонская ICE, парижская Powernext, APX-ENDEX в Амстердаме, EEX в Лейпциге и другие.

В результате образовавшегося избытка предложения газа на европейском рынке и высоким ценам на нефть, к которым привязаны долгосрочные газовые контракты, биржевые (спотовые) цены TTF Hub в 2008–2014 годах были ниже контрактных цен на российский газ [6]. Тогда «Газпрому» удалось, не меняя механизм ценообразования, договориться о предоставлении ценовых скидок, чтобы не потерять долю рынка. Но исторический баланс интересов был смещен в пользу потребителей. К примеру, главный конкурент норвежский Statoil решился изменить политику газовых контрактов в пользу отказа от привязки к цене на нефть и по итогам 2015 года реализовал 75% газа по спотовым ценам.

Но дальнейшая перестройка системы ценообразования на газ в ЕС может привести к увеличению колебаний цен, росту неопределенности для экспорта и капиталовложений. Основная проблема хабов, которая не дает полностью отказаться от долгосрочных контрактов, это маленькие объёмы торгов реальным газом [1]. В результате такой модели ценообразования могут вырасти различного рода спекуляции на бирже и манипуляции со стороны аффилированных лиц. Объемов СПГ также недостаточно, чтобы удовлетворить весь спрос, так как основные производители больше нацелены на азиатские рынки, где цена выше.

Поэтому спрос на российский газ сохраняется. Так, в ноябре 2016 года удалось нарастить экспорт трубопроводного газа из России на 19,3% относительно ноября 2015 года, а добыча за 2016 год увеличилась на 5,5%, чем годом ранее (рисунок 3) [4]. Поставки в дальнее зарубежье увеличились на 30,2% (рисунок 4) [4].

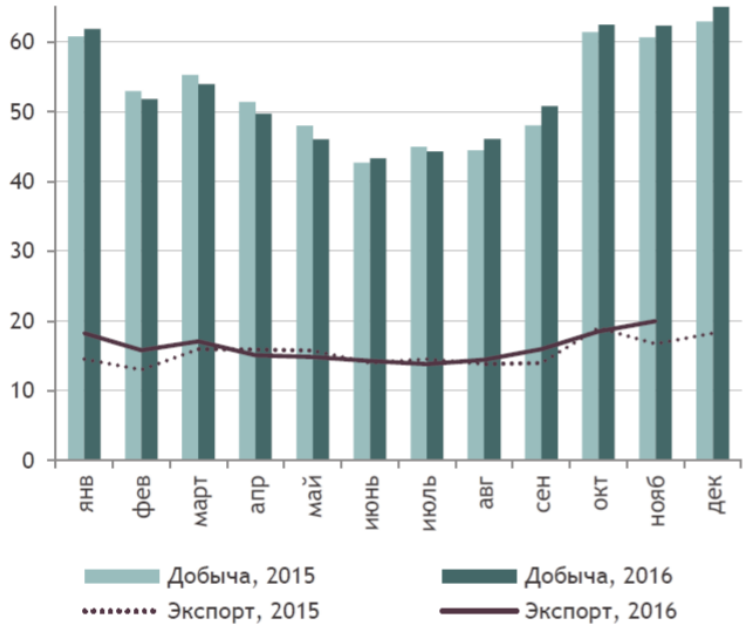


Рисунок 3. Добыча природного газа в России и его трубопроводный экспорт (млрд куб. м) [4]

	ноябрь 2016	% к аналог. месяцу 2015	с начала года	% к аналог. периоду 2015
Всего	19,9	+19,3%	178,0	+6,5%
Дальнее зарубежье	16,3	+30,2%	148,0	+13,5%
Германия	5,0	+24,6%	43,5	+13,0%
Турция	2,6	+7,1%	21,9	-9,4%
Великобритания	1,6	+111,1%	15,9	+55,7%
Италия	1,2	-23,4%	18,9	-13,6%
Франция	1,1	+23,7%	10,6	+22,1%
СНГ	3,6	-13,3%	30,1	-18,4%
Беларусь	2,2	+9,1%	16,7	-1,9%
Казахстан	0,9	-12,6%	9,2	+14,4%

Рисунок 4. Основные направления экспорта трубопроводного газа из России (млрд куб. м) [4]

Повышение спроса на российский газ в Европе обусловлено его относительно низкой ценой, которая в ноябре 2016 г. на границе с Германией составила 162 $/тыс. куб. м, оказавшись на 19,8% ниже спотовой цены газа на хабе TTF (рисунок 5) [4].

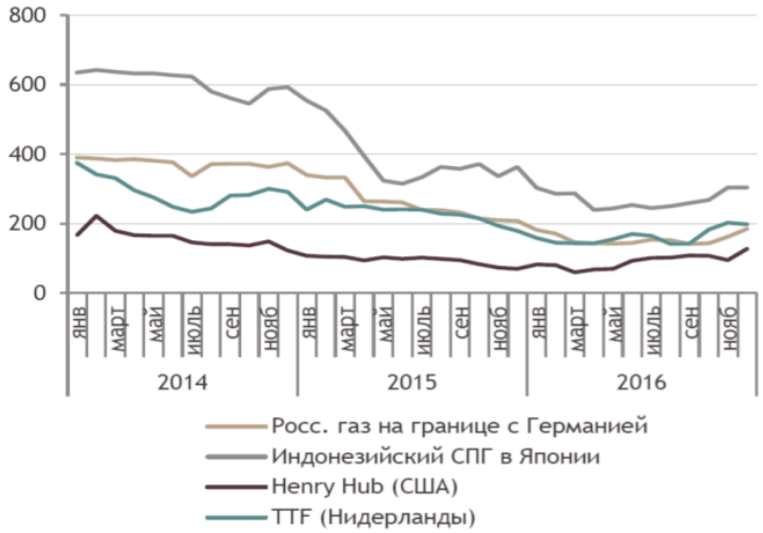


Рисунок 5. Цены на природный газ (долл./тыс. куб. м) [4]

Низкие цены на российский газ объясняются их индексацией по ценам на нефть с лагом в 6-9 месяцев, которые в марте 2016 г. были на относительно низком уровне (в среднем 39 $/баррель). Это позволило «Газпрому» рекордно увеличить долю рынка и удовлетворить почти треть европейского спроса [3].

По мнению автора статьи, на данный момент рынок газа в Европе носит гибридный характер. Европейские страны пока не готовы отказаться от российского газа, но определенно будут все больше настаивать на пересмотре механизмов ценообразования, чтобы уменьшить ресурсную ренту в структуре цены, а в качестве «аргументов» уже сейчас ведется увеличение мощности газовых хабов и приемных СПГ-терминалов для снижения влияния от российского экспорта, угрожающего энергетической безопасности. Все это бросает новые вызовы для российского экспорта природного газа. Поэтому выбор модели ценообразования — критическая задача, которую необходимо решить «Газпрому» для сохранения доли

рынка и появления новых стимулов к экспорту природного газа в Европу. Мечта компании о равной прибыльности всех продаж, к которой она стремится, пока далека от реализации.

Поиск альтернативной модели ценообразования важен для всей российской экономики, которая оказалась не готова к низким ценам на нефть и привязанным к ним ценам на газ, что нанесло ей двойной удар. Из-за роста числа буровых установок в США и развития сланцевой добычи сохраняется неопределенность на рынке нефти, поэтому не стоит ждать возвращения к ценам, при которых целесообразны долгосрочные газовые контракты с привязкой. Так как федеральный бюджет во многом зависит от нефтегазовых поступлений, то привязка одного экспортируемого сырьевого ресурса к другому наносит удар по бюджетной обеспеченности и влечет за собой страшные последствия.

Список использованной литературы

1. Цена энергии: международные механизмы формирования цен на нефть и газ // Секретариат Энергетической Хартии, Брюссель, 2007, 277 с.
2. Конопляник А. А. Ценообразование на газ в континентальной Европе: формулы привязки в рамках долгосрочных контрактов и (или?) конкуренция «газ-газ» на рынке разовых сделок. – «Нефть и газ», № 9, декабрь 2008, 17 с.
3. «Газпром» на внешних рынках //«Газпром» в вопросах и ответах [Электронный ресурс]: [сайт] URL: http://www.gazpromquestions.ru/foreign-markets/#c157
4. Развитие солнечной энергетики / Энергетический бюллетень. - 2017. - № 44 // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. [Электронный ресурс]: [сайт] URL: http://ac.gov.ru/files/publication/a/11725.pdf (дата обращения 09.03.2017).
5. Углеродное ценообразование: обзор возможностей / Энергетический бюллетень. - 2016. - №39 // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. [Электронный ресурс]: [сайт] URL: http://ac.gov.ru/files/publication/a/10034.pdf (дата обращения 09.03.2017).
6. Ценообразование на рынках газа / Энергетический бюллетень. - 2015. - № 21 // Аналитический центр при Правительстве Российской Федерации. [Электронный ресурс]: [сайт] URL: http://ac.gov.ru/files/publication/a/4857.pdf (дата обращения 09.03.2017).

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД, МЕСТОРОЖДЕНИЯ НОВЫЙ АЛАН (THE PETROPHYSICAL PARAMETERS OF CARBONATE ROCKS, DEPOSIT - NEW ALAN)

Токарева К. М.
(Научные руководители: к.ф.-м.н., доц. Муминов А. С., асс. Испахев Д. С.)
Филиал Российского Государственного Университета нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина в городе Ташкенте

1.1. Общие сведения о месторождении Новый Алан

Месторождение Новый Алан расположено в Бухаро-Хивинском регионе, сложено карбонатными породами верхней юры, которые приурочены к XV, XV-а продуктивным горизонтам. На месторождении с отбором керна были пробурены четыре скважины, отобрано 69,8м керна, что составило 44,3% от колонковой проходки.

Коллекция образцов Месторождения Новый Алан дополнена карбонатными породами месторождения Капали имеет схожее геолого-стратиграфическое строение и наиболее близко расположено к месторождению Новый Алан, поэтому используется нами как аналог.

По минеральному составу породы продуктивного горизонта в основном сложены известняком при этом кальцит составляет до 90-93%, содержание доломита не превышает 7-9%. По структуре порового пространства коллекторы порового- трещинного типа, с преобладающей поровой составляющей.

1.2. Петрофизические характеристики карбонатных пород

Для установления петрофизических характеристик исследован 40 образцов керна. Коэффициент открытой пористости исследованных образцов изменяется от 1,86 до 9,59% и в среднем составляет 4,82%. Параметр пористости колеблется в пределах 50 до2000, среднее значения параметра – 332,9. Коэффициент остаточной водонасыщенности $k_{ов}$, определенный методом центрифугирования, колеблется в пределах 58,7% -97,1%. Средняя значение $k_{ов}$ равно 76,02%.

На рис.1. приведена зависимость $P_п=f(k_п)$ параметра пористости от коэффициента открытой пористости в атмосферных условиях, уравнение связи которой имеют следующий вид: $P_п=1/Кп^{1,72}$ с коэффициентом, характеризующим степень сцементированности зерен горной породы равным 1,72.

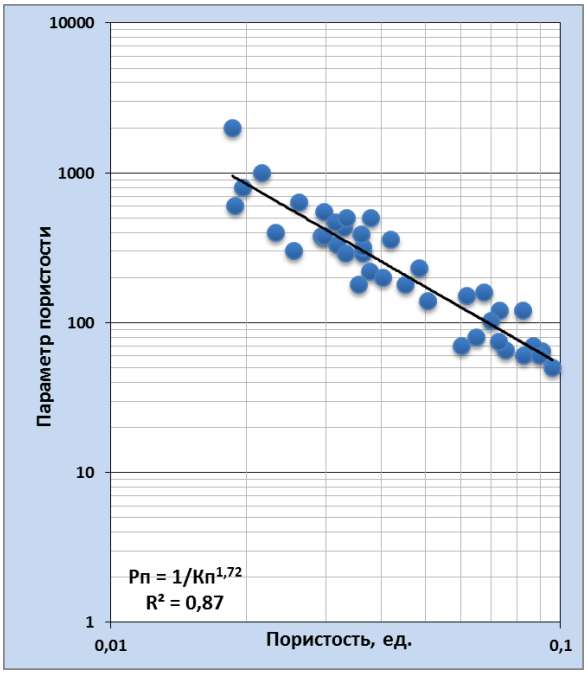


Рис. 1. Зависимость параметра пористости от коэффициента открытой пористости.

Для количественной оценки результатов электрического каротажа продуктивной части разреза скважины были проведены исследования УЭС частично водонасыщенных пород.

Результаты исследований позволили получить зависимость параметра насыщения от водонасыщенности пород, корреляционная связь которой описывается следующим уравнением: $Рн=1/Кв^{1,55}$, с коэффициентом, характеризующим структуру порового пространства равным 1,55. Что характерно для гидрофильных карбонатных пород.

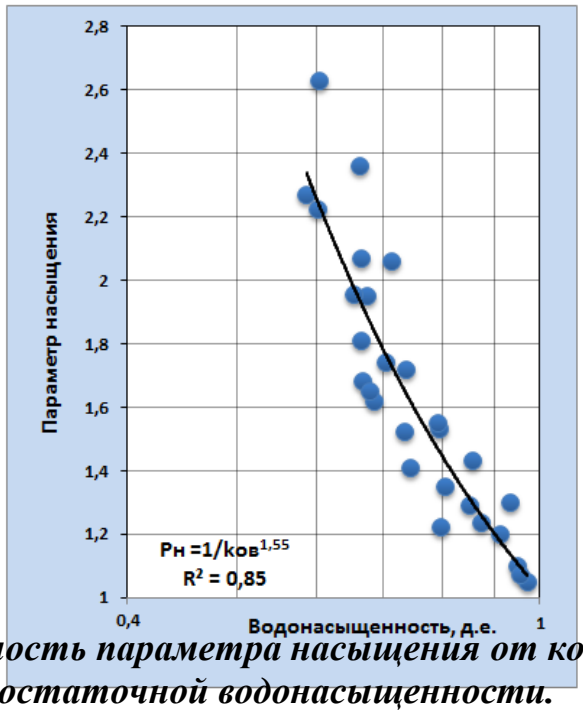


Рис. 2. Зависимость параметра насыщения от коэффициента остаточной водонасыщенности.

Скорости распространения продольных волн (Vp) в известняках

варьируют в пределах 3953-5988 м/с со средним значением 5056 м/с, а интервальное время соответственно от 167 до 253 мск со средним значением 201 мкс.

Эмпирическая зависимость $\Delta T=f(k_п)$ приведена на рис.3. и выражается формулой $\Delta T=10,6kп + 150$.

Интервальное время в твердой фазе (скелете) равно $T_{ТВ}=150$мкс.

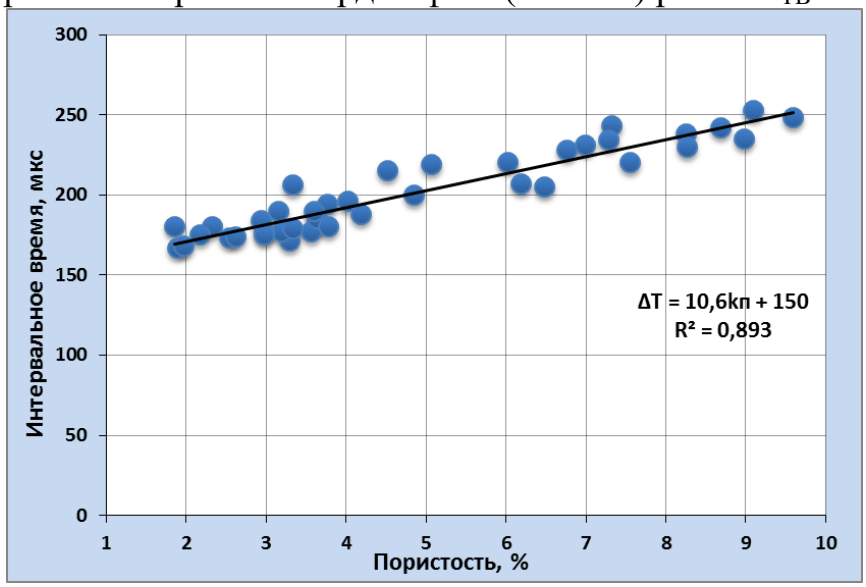


Рис. 3. Зависимость интервального времени пробега волн от коэффициента открытой пористости.

Для количественной оценки результатов ГГК-П были проведены исследования объемной плотности пород методом. Объемная плотность изменяется в пределах от 2,44 до 266 г/см3, со средним значением 2,57 г/см3.

Уравнение имеет вид $\delta = 2,71-0,03kп$.

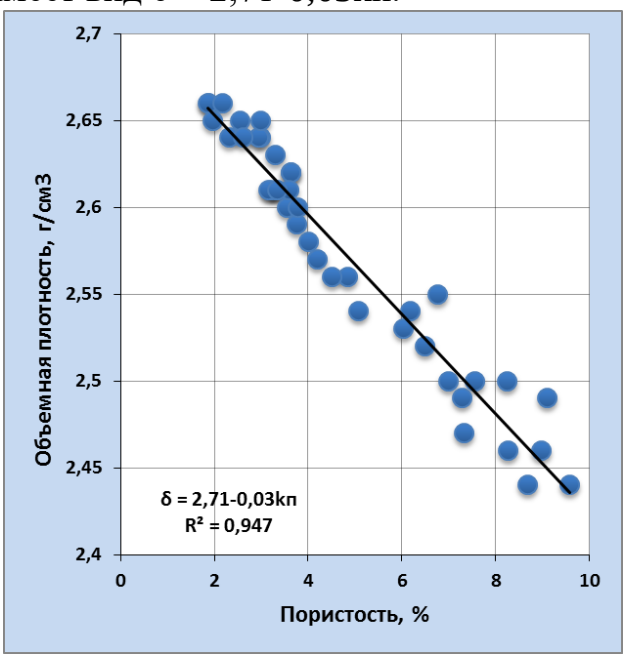


Рис. 4. Зависимость объемной плотности от коэффициента открытой пористости.

1.3. Теория Друде

В 1900 году Друде разработал теорию электро- и теплопроводности. Он рассматривал электроны в металле как электронный газ и применил к нему кинетическую теорию газов.

Также теория Друде называется теорией *свободных* электронов в рамках классической физики. Но если быть точнее, то электроны являются не совсем свободными, так как испытывают столкновения с ионами.

К основным положения теории относятся:

- В интервалах между столкновениями не учитывается взаимодействие электронов с другими электронами и ионами;
- Столкновения – это мгновенные события внезапно меняющие скорость электрона;
- За единицу времени электрон испытывает столкновение, с вероятностью равной $\frac{1}{\tau}$, где τ – время релаксации;

Далее показан вывод формулы УЭС по теории Друде.

$$R = \frac{U}{I} = \frac{E \cdot d}{q/_t} = \frac{F \cdot d}{q^2/_t} = \frac{m \cdot a \cdot d \cdot t}{q^2} = \frac{m_e \cdot N \cdot \frac{v_e}{t} \cdot d \cdot t}{N^2 \cdot e^2} = \frac{m_e \cdot v_e \cdot d}{N \cdot e^2}$$

$$= \frac{m_e \cdot v_e \cdot d}{V \cdot n_0 \cdot e^2} = \frac{m_e \cdot v_e \cdot d}{n_0 \cdot S \cdot d \cdot e^2} = \frac{m_e \cdot v_e}{n_0 \cdot S \cdot e^2} = \frac{m_e \cdot d}{n_0 \cdot S \cdot e^2 \cdot t} = \frac{m_e}{n_0 \cdot e^2 \cdot t} \cdot \frac{d}{S}$$

$= \text{или } \frac{m_e}{n_0 \cdot e^2 \cdot \tau} \cdot \frac{l}{S}$, где $\rho = \frac{m_e}{n_0 \cdot e^2 \cdot \tau}$.

Принимаем данную теорию движения электронов для образцов керна, чтобы связать с уравнением Дахнова Арчи.

$$\rho_{\text{вп}} = R_{\text{вп}} \cdot \frac{S_{\text{вп}}}{L_{\text{вп}}} = \rho_{\text{в}} \cdot \frac{L_{\text{в}}}{S_{\text{в}}} \cdot \frac{S_{\text{вп}}}{L_{\text{вп}}} = \rho_{\text{в}} \cdot \frac{L_{\text{в}}}{S_{\text{в}}} \cdot \frac{L_{\text{в}}}{L_{\text{в}}} \cdot \frac{S_{\text{вп}}}{L_{\text{вп}}} \cdot \frac{L_{\text{вп}}}{L_{\text{вп}}}; \text{следовательно}$$

$$\rho_{\text{вп}} = \rho_{\text{в}} \cdot \frac{L_{\text{в}}^2}{V_{\text{в}}} \cdot \frac{V_{\text{вп}}}{L_{\text{вп}}^2} = \rho_{\text{в}} \cdot \left(\frac{L_{\text{в}}}{L_{\text{вп}}}\right)^2 \cdot \frac{V_{\text{вп}}}{V_{\text{в}}} = \rho_{\text{в}} \cdot \left(\frac{L_{\text{в}}}{L_{\text{вп}}}\right)^2 \cdot \frac{1}{K_{\text{п}}}, \text{обозначив=}$$

$T = \frac{L_{\text{в}}}{L_{\text{вп}}}$, тогда $\rho_{\text{вп}} = \rho_{\text{в}} \cdot \frac{T^2}{K_{\text{п}}}$; Параметр пористости равен $\rightarrow$

$$P_{\text{п}} = \frac{\rho_{\text{вп}}}{\rho_{\text{в}}} = \frac{\rho_{\text{в}} \cdot T^2}{\rho_{\text{в}} \cdot K_{\text{п}}} = \frac{T^2}{K_{\text{п}}} \approx \frac{a}{K_{\text{п}}^m};$$

$$P_{\text{п}} = \frac{\rho_{\text{вп}}}{\rho_{\text{в}}} = \frac{\frac{m_e}{e^2} \cdot \frac{1}{n_{\text{вп}} \cdot \tau_{\text{вп}}}}{\frac{m_e}{e^2} \cdot \frac{1}{n_{\text{в}} \cdot \tau_{\text{в}}}} \approx \frac{a}{K_{\text{п}}^m} \Rightarrow \frac{n_{\text{в}} \cdot \tau_{\text{в}}}{n_{\text{вп}} \cdot \tau_{\text{вп}}} \approx \frac{a}{K_{\text{п}}^m} \Rightarrow$$

$$K_{\text{п}} = \sqrt[m]{a \cdot \frac{n_{\text{вп}} \cdot \tau_{\text{вп}}}{n_{\text{в}} \cdot \tau_{\text{в}}}} \text{ или } K_{\text{п}} = T^2 \cdot \frac{n_{\text{вп}} \cdot \tau_{\text{вп}}}{n_{\text{в}} \cdot \tau_{\text{в}}}$$

На следующих зависимостях красным цветом выделены точки с аномальными значениями.

Анализируя полученные зависимости можно сделать вывод о том что в породе в закрытых порах содержится флюид.

По данным литологического анализа в разрезе присутствуют битуминозные известняки.

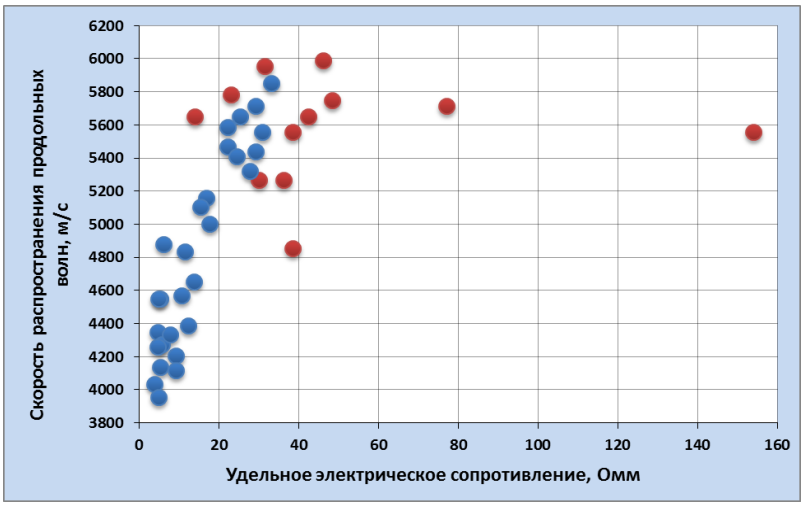


Рис. 5. Зависимость скорости распространения продольных волн от УЭС.

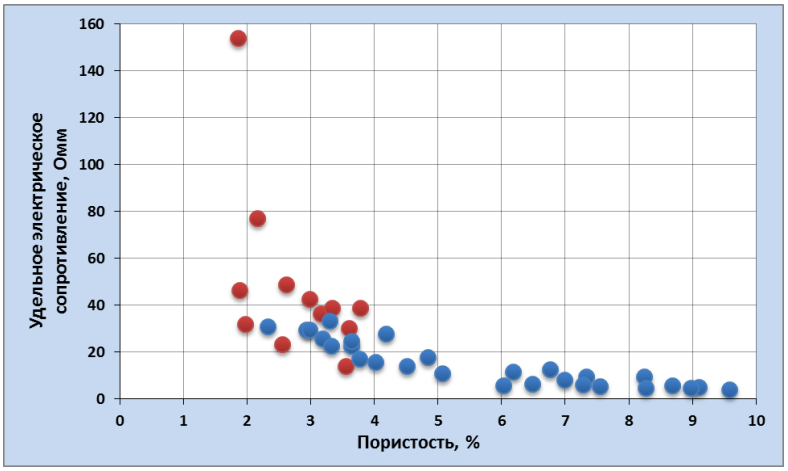


Рис. 6. Зависимость УЭС от коэффициента открытой пористости.

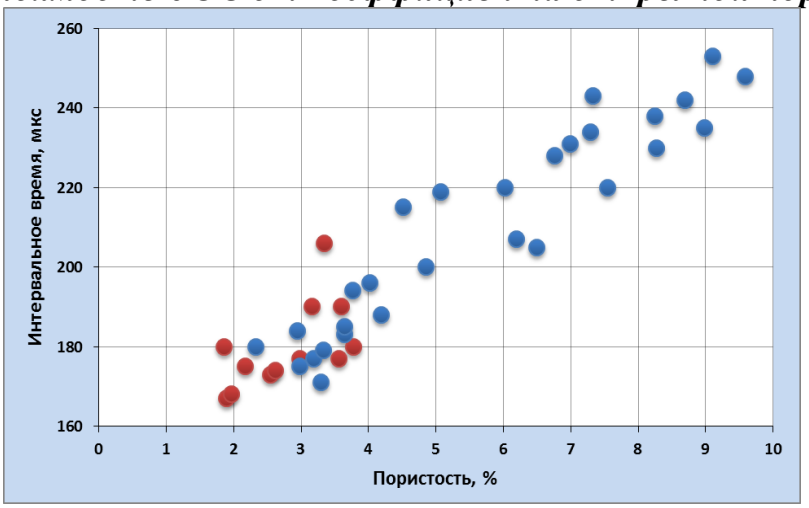


Рис. 7. Зависимость интервального времени пробега продольных волн от коэффициента открытой пористости.

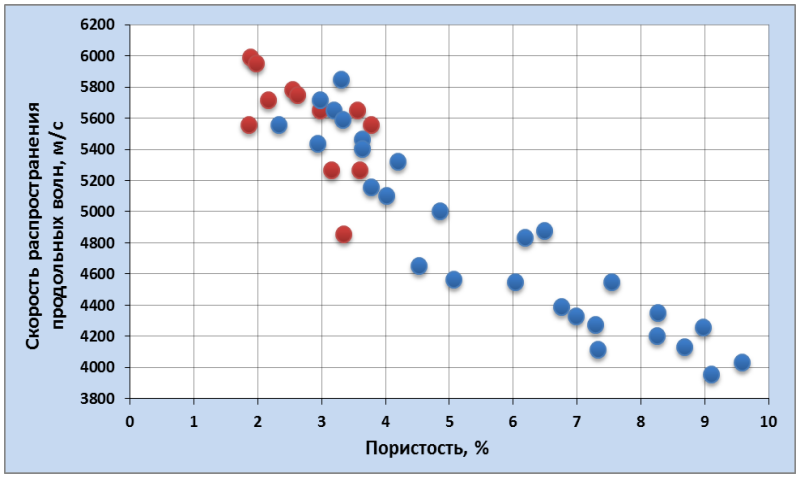


Рис. 8. Зависимость скорости распространения продольных волн от коэффициента открытой пористости.

1.4. Недостатки теории Друде

- Даная теория является упрощённой. Так как предполагается, что все электроны имеют одинаковую скорость теплового движения;
- Экспериментально установлено что в довольно большом интервале температур УЭС пропорционально абсолютной температуре ($\rho \sim T$), но теория Друде не смогла объяснить температурную зависимость УЭС металлов;
- Трудности при оценке средней длины свободного пробега электронов;

Более усовершенствованной теорией является теория Друде-Лоренца.

1.5. Заключение

Исследования проводились для количественной оценки результатов электрического, акустического каротажа и ГГК-П.

Теория Друде отличается простотой и наглядностью, хорошо поясняет удельную проводимость в постоянном и переменном токе и поэтому до сегодняшнего дня актуальна;

Для детального описания свойств керна и прослеживания зависимостей между его параметрами необходимо применение более сложных теорий и моделей.

Список использованной литературы

1. Багренцева К.И. Трещенноватость осадочных пород М. ; Недра 1982 .

2. Методические рекомендации по подсчету геологических запасов нефти и газа объемным методом . Под редакцией В.И. Петерсилье,В.И. Пороскуна, Г.Г. Яценко-Москва-Тверь: ВНИГНИ, НПЦ «Тверь геофизика» 2003.

3. Горбачев Ю.И. Геофизические исследования скважин. Учеб. для вузов / Под ред. Е. В. Каруса. - М.: Недра, 1990. - 398 с.1990.

РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАДАННОГО ГОДОВОГО ОТБОРА ПО СКВАЖИНАМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ КОНДЕНСАТООТДАЧИ (GAS FLOW RATE OPTIMIZATION TO INCREASE CONDENSATE RECOVERY)

Трубачева И.А., ЦаренкоА.В.
(научные руководители: профессор Ермолаев А.И., Dr.-Ing.Некрасов А.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

При эксплуатации газоконденсатных месторождений одной из основных проблем является неравномерное падение пластового давления по участкам эксплуатируемого объекта. Образующиеся естественные локальные депрессионные воронки приводят к перетокам газа из области повышенного давления в область пониженного **(Рисунок 1)**. Такие псевдо-стационарные воронки образуются в результате установившейся работы скважин. При этом из газа, перетекающего в область пониженного давления, происходит выпадение тяжелых углеводородных компонентов в жидкую фазу, что ведет к потере конденсата в пласте и снижению коэффициента конденсатоотдачи.

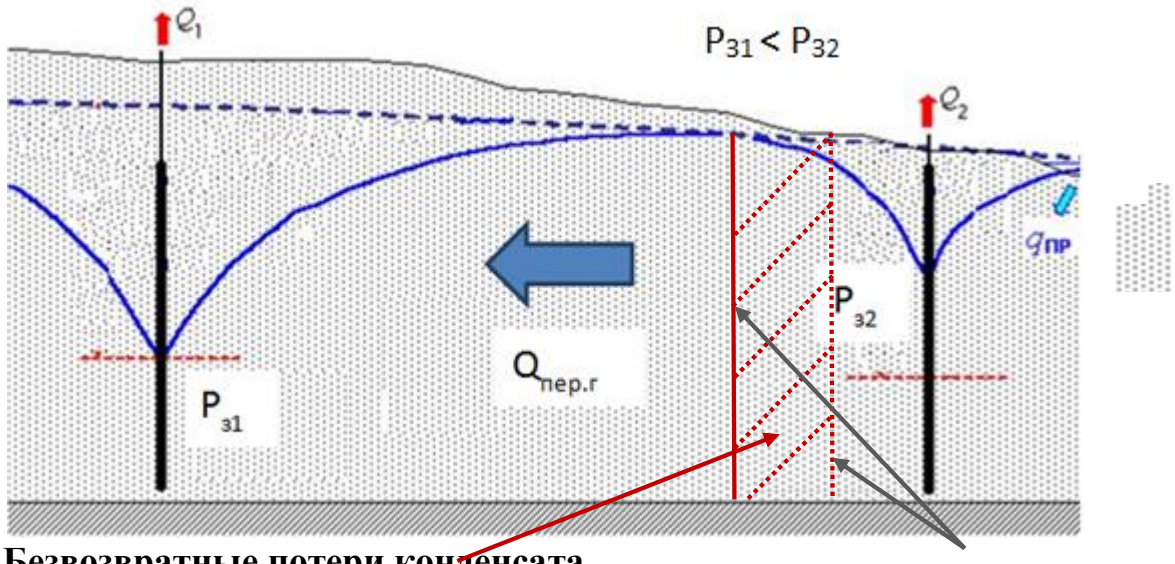


Рисунок 1 – Возникновение перетоков газа из зоны повышенного давления в зону пониженного вследствие образования различных депрессионных воронок (где $P_{З1}$, $P_{З2}$ – давление на забое скважин,Q_1, Q_2 – дебет скважин, $Q_{пер.г}$ – перетоки газа между областями)

Увеличение коэффициента конденсатоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений может быть достигнуто за счет рационального распределения заданного годового отбора газа по

скважинам. С целью минимизации перетоков газа и, соответственно, потерь конденсата имеет смысл перераспределять дебиты скважин таким образом, чтобы сбалансировать воронки депрессий, а значит и дренируемые объемы.

Псевдостационарный радиус зоны возмущенной области скважины можно оценить по формуле [1]:

$$R(t) = \sqrt{2{,}25 \cdot æ \cdot (t - t_0)} \qquad (1)$$

где R(t) – радиус зоны распространения возмущений (область дренирования скважины) к моменту времени t;

t_0 – момент начала работы скважины;

æ – коэффициент пьезопроводности, который для газового пласта определяется по формуле [2]:

$$æ = \frac{P_{пл} \cdot k}{m \cdot \mu} \ . \qquad (2)$$

В формуле(2): $P_{пл}$ – пластовое давление, k – проницаемость пласта, m – его пористость, μ – динамическая вязкость газа.

Коэффициент пьезопроводности определяет темпы изменения пластового давления при плоскорадиальном течении в пористой среде. Для учета запасов, дренируемых скважиной, учтем газонасыщенную пористость. Для этого перепишем формулу (2) в следующем виде:

$$æ^* = \frac{P_{пл} \cdot k}{m \cdot \mu \cdot \alpha} \qquad (3)$$

где α – газонасыщенность.

Тогда с учетом формул (1) и (3) получим иную формулу для расчета $R(t)$:

$$R(t) = 1{,}5 \sqrt{\frac{P_{пл} \cdot k \cdot (t - t_0)}{\mu \cdot m \cdot \alpha}}. \qquad (4)$$

Обозначим через Q дебит скважины по газу, тогда [3]:

$$Q = \frac{2\pi kh}{\beta} \frac{\Delta \mathcal{P}}{\ln\left(\frac{R(t)}{R_w}\right) + S + DQ} \ , \qquad (5)$$

где h – эффективная перфорированная газонасыщенная толщина пласта;

β – объемный коэффициент газа;

$R(t)$– радиус возмущенной зоны;

R_w – радиус скважины;

S – скин-фактор, отражающий несовершенство скважины по степени и характеру вскрытия;

D – D-фактор, учитывающий нарушение закона Дарси в призабойной зоне скважины;

$\Delta\mathcal{P}$ – разность значений функции Лейбензона [4] на «контуре питания» и на скважине, которая определяется по формуле:

$$\Delta\mathcal{P} = \int_{p_w}^{p_e} \frac{k(p)\cdot\rho(p)}{\mu(p)}\,dp$$

где p_e- «контурное давление», а p_w–давление на скважине.

Рассмотрим два варианта перераспределения дебита скважин, первый – при давлении выше давления начала конденсации, второй – ниже давления начала конденсации.

Вариант 1. Пусть i - № скважины, i=1,2,…,n, а $\Delta\mathcal{P}_i$, Q_i, k_i, h_i, R_i, S_i, D_i – значения параметров$\Delta\mathcal{P}$, Q, k, h, R, S, D, соответствующие эксплуатации i-й скважины (см. формулы (1)-(5)).Тогда для первого случая условие равномерного истощения залежи эквивалентно выполнению равенства всех $\Delta\mathcal{P}_i$: $\Delta\mathcal{P}_1 = \cdots = \Delta\mathcal{P}_n$.

Если из формулы (5) выразить $\Delta\mathcal{P}_i$, то условие равномерного истощения залежи принимает вид:

$$Q_1\frac{\beta}{k_1h_1}\left(\ln\frac{R_1}{R_w} + S_1 + D_1\,Q_1\right) = \cdots = Q_n\frac{\beta}{k_nh_n}(\ln\frac{R_n}{R_w} + S_n + D_nQ_n). \quad (6)$$

Выполнение условия (6), обеспечивая равномерное истощение залежи, ведет к минимизации перетоков газа между скважинами, и, соответственно, снижению потерь конденсата **(Рисунок 1)**.

Кроме выполнения условия (7) потребуем выполнения равенства:

$$\sum_{i=1}^{n} Q_i = Q_з, \quad (7)$$

где $Q_з$ – заданный суммарный отбор газа по всем скважинам (суммарная производительность всех скважин).

Для определения оптимального распределения заданного отбора по скважинам, т.е. поиска оптимальных значений дебитов скважин, подчиняющихся условиям (6) и (7), введем вспомогательную переменную – x:

$$x = Q_i\frac{\beta}{k_ih_i}(\ln\frac{R_i}{R_w} + S_i + D_iQ_i), \qquad i = \overline{1,n}.$$

Теперь Q_i можно выразить через x по формуле:

$$Q_i = \frac{\sqrt{A_i^2 + 4D_ix} - A_i}{2D_i}\,, \qquad i = \overline{1,n}, \quad (8)$$

где

$$A_i = \frac{\beta}{k_ih_i}(\ln\frac{R_i}{R_w} + S_i), \quad i = \overline{1,n}.$$

Используя формулы (7) и (8) получим уравнение относительно вспомогательной переменной x:

$$\sum_{i=1}^{n} \frac{\sqrt{A_i^2 + 4D_i x} - A_i}{2D_i} = Q_з. \qquad (9)$$

Применяя для решения нелинейного уравнения (9) один из известных численных методов (например, метод деления отрезка пополам [5]), получим его корень – x^*. После этого, подставляя это значение в формулу (8), определим Q_i^* - оптимальные значения дебитов скважин, подчиняющиеся условиям (6) и (7):

$$Q_i^* = \frac{\sqrt{A_i^2 + 4D_i x^*} - A_i}{2D_i}, \qquad i = \overline{1,n}. \qquad (10)$$

Вариант 2.Введем допущения и упрощения для второго случая, состоящие в следующем.

Приток газа считается установившимся (псевдо-стационарным). Зависимость конденсато-газового фактора (КГФ) от давления принимается линейной функцией КГФ=$f(P_{нк}$-$P)$. Значения z-фактора и вязкости (μ) принимаются постоянными. Элемент разработки представляет собой квадрат со сторонами равными $d/\sqrt{2}$, причем, две соседние скважины расположены в противолежащих углах на расстоянии d.

Как и в первом варианте требуется при заданном суммарном дебите перераспределить дебиты так, чтобы минимизировать выпадение конденсата в объеме элемента разработки. Критерий оптимизации для второго варианта принимает вид:

$$\iiint_{V_g} \left\{ p_{dew}^2 - p_i^2 + \frac{q_1 \bar{\rho}\mu}{\pi k_1 h_1} \ln \frac{\sqrt{x^2 + y^2}}{r_w} + \frac{q_2 \bar{\rho}\mu}{\pi k_2 h_2} \ln \frac{\sqrt{(d-x)^2 + (d-y)^2}}{r_w} \right\} dV \to \min, \qquad (11)$$

где интегрирование проводится по газонасыщенному объему.

Принимая во внимание, что $q_1 = Q - q_2$ и $dh = S_g dz$, где z–координата по вертикали, выражение (11) сводится к виду:

$$F(q_1) = \int_0^{d/\sqrt{2}} \int_0^{d/\sqrt{2}} \left\{ A + \frac{q_1 \bar{\rho}\mu S_1}{\pi k_1} \ln \frac{\sqrt{x^2 + y^2}}{r_w} + \frac{(Q - q_1)\bar{\rho}\mu S_2}{\pi k_2} \ln \frac{\sqrt{(d-x)^2 + (d-y)^2}}{r_w} \right\} dxdy \to \min \qquad (12)$$

Для минимизации функции цели $F(q_1)$ (12) вычислим ее производную по переменной q_1. Тогда условием минимума этой функции является выполнение следующего условия:

$$\int_0^{d/\sqrt{2}}\int_0^{d/\sqrt{2}} \frac{\bar{\rho}\mu S_1}{\pi k_1}\ln\frac{\sqrt{x^2+y^2}}{r_w}dxdy - \int_0^{d/\sqrt{2}}\int_0^{d/\sqrt{2}} \frac{\bar{\rho}\mu S_2}{\pi k_2}\ln\frac{\sqrt{(d-x)^2+(d-y)^2}}{r_w}dxdy = 0 \quad (13)$$

При решении уравнения (13) вместо прямоугольной системы координат будем использовать цилиндрическую систему:

$$\int_0^d\int_0^d dxdy \approx \frac{\pi}{2}\int_{r_w}^{R_э} rdr, \quad (14)$$

где $R_э$– «эквивалентный» радиус депрессионной воронки, отсчитываемый от скважины.

С учетом (14), уравнение (13) преобразуется к виду:

$$\frac{S_1}{k_1}\int_{r_w}^{R_1}\ln\frac{r}{r_w}rdr = \frac{S_2}{k_2}\int_{r_w}^{R_2}\ln\frac{r}{r_w}rdr \quad (15)$$

Далее, т.к. $R_2 = d - R_1$, уравнение (15) сводится к трансцендентному уравнению:

$$\frac{S_1}{k_1}R^2\left(2\ln\frac{R}{r_w}-1\right) = \frac{S_2}{k_2}(d-R)^2\left(2\ln\frac{d-R}{r_w}-1\right), \quad (16)$$

где R – радиус контура питания скважины 1**(Рисунок 2)**.

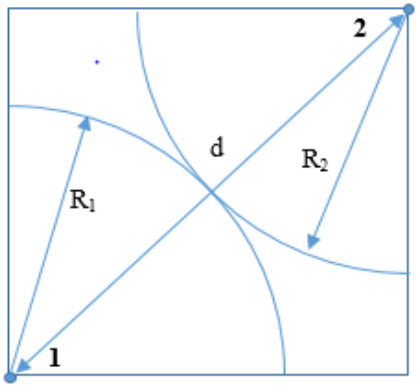


Рисунок 2 – Схема расположения скважин

Для определения дебитов q_1 и q_2 воспользуемся концепцией укрупненной скважины [3] и вычислим приток к скважине радиуса R, при условии, что радиус зоны возмущения (где давление равно начальному) можно определить из нестационарного решения.

$$q_1 \sim \frac{k_1 h_1}{\ln\frac{\sqrt{2.25\kappa_1 t_1}}{R_1}};\ q_2 \sim \frac{k_2 h_2}{\ln\frac{\sqrt{2.25\kappa_2 t_2}}{R_2}},$$

где по условию задачи: $q_1 + q_2 = Q_з$

Для проверки работоспособности предложенной методики распределения заданного годового отбора по скважинам были проверены тестовые расчеты на элементарной секторной модели, которая

представляла собой фрагмент, содержащий симметрично расположенные вертикальные скважины. Расчеты выполнялись с использованием гидродинамического симулятора Eclipse.

В этой модели заданными параметрами являлись расстояние между скважинами - 500 м, значение пористости - 20%, проницаемость по оси X и Y – 30 мД, по оси Z – 3 мД. Для определения перетоков при различном распределении суммарного дебита между скважинами фрагмент залежи был разделен на две области (FIPNUM в терминах пакета Eclipse) **(Рисунок 3)**.

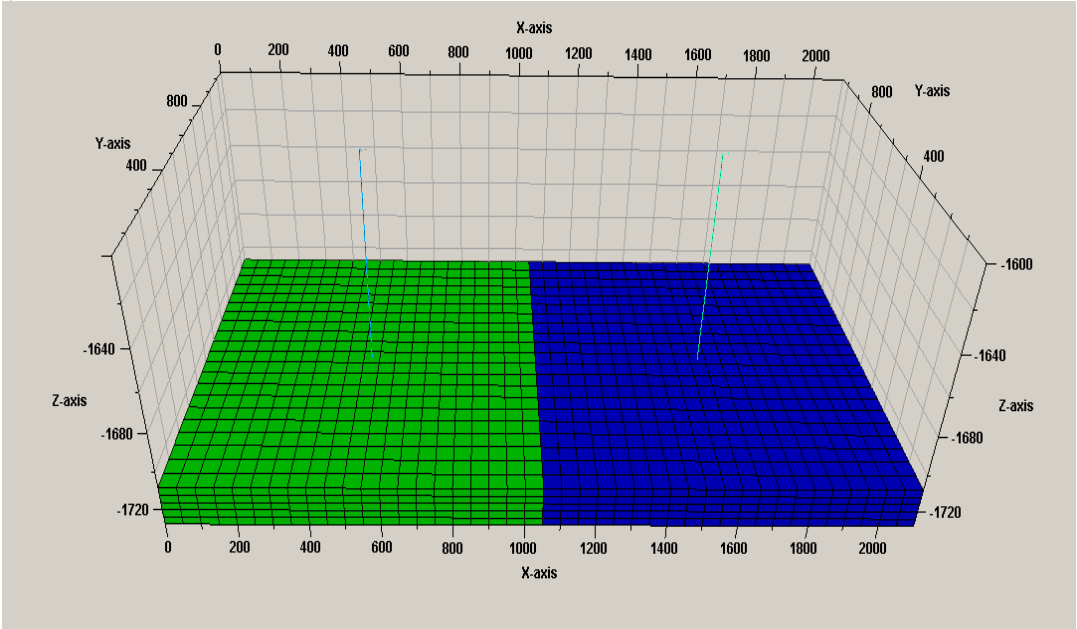


Рисунок 3 –Секторная модель, разделенная на две области

В качестве суммарного суточного отбора был задан уровень в 200 тыс.м^3/сут. Расчеты заключались в построении зависимости конденсатоотдачи от $Q_{отн}$ - относительного дебита газа, под которым подразумевалось отношение дебита скважины к суммарному отбору.

Результаты расчетов представлены на **Рисунках 4, 5.** Область, выделенная красным цветом, соответствует зоне максимального выпадения конденсата. В случае неравномерных отборов **(Рисунок 4б)**, конденсатонасыщенность вблизи скважины с большим дебитом значительно выше и занимает большую площадь (т.е. выше пластовые потери конденсата) по сравнению с равномерным дренированием **(Рисунок 4а)**.

а)

б)

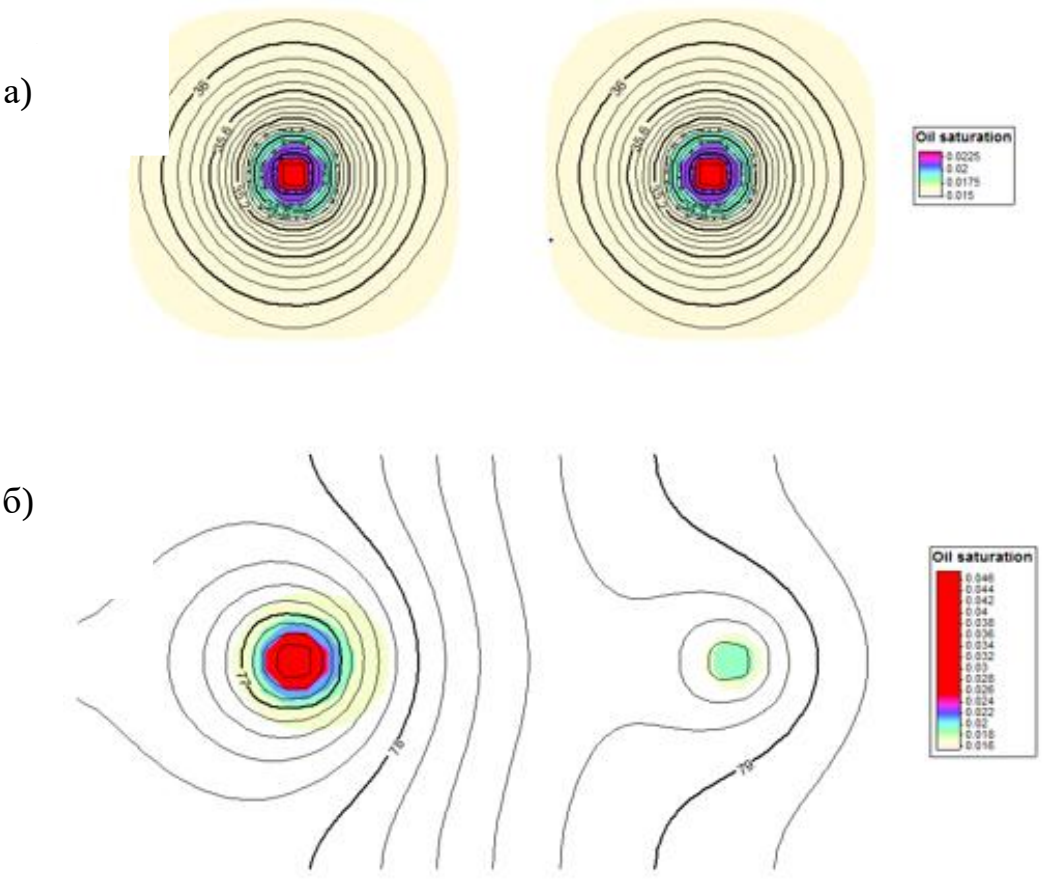


Рисунок 4 – Совмещенная карта давлений и конденсатонасыщенности а) для $Q_{отн}$ = 50% б) для $Q_{отн}$ = 85%

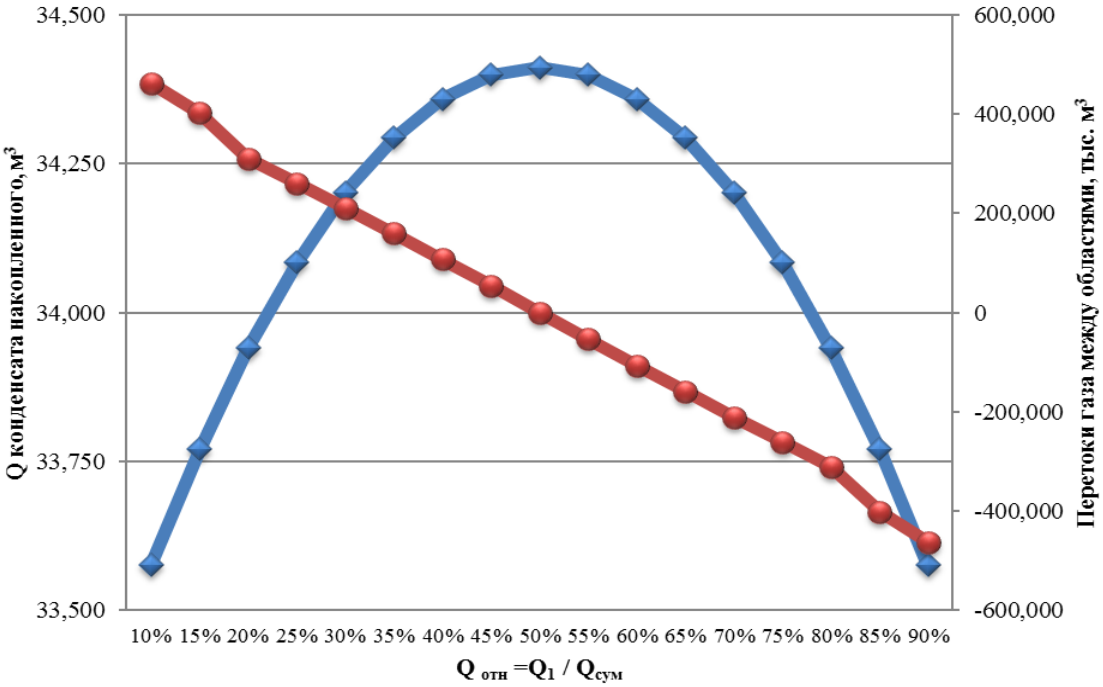


Рисунок 5 – Зависимость накопленной добычи конденсата от относительного дебита газа

Из полученных результатов следует, что максимальное значение накопленной добычи конденсата достигается в точке, где перетоки газа между областями равны нулю.

Предлагаемая методика перераспределения заданного отбора по скважинам была использована для расчета одного из вариантов разработки реального месторождения. В качестве базового варианта рассматривались показатели, принятые в утвержденном проекте разработки. Расчеты производились на гидродинамическом симуляторе Е300. В базовом варианте под заданным отбором подразумевался годовой отбор.

Для оценки средних параметров околоскваженных зон выбиралась область радиусом R_i, где i–номер скважины. Этот радиус был принят равным 500 м **(Рисунок 6)**, как среднее расстояние между скважинами.

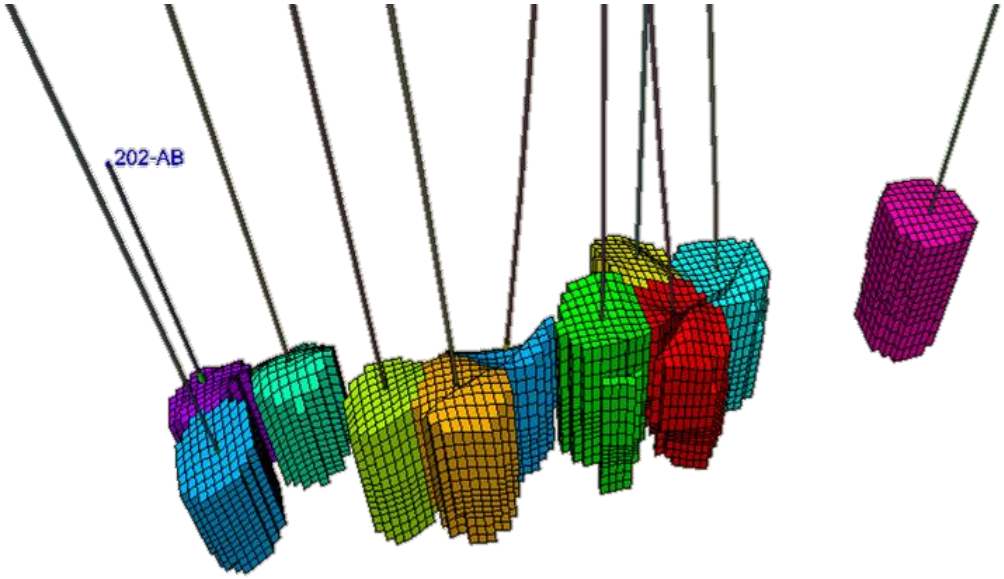


Рисунок 6 – Регионы скважин модели исследуемого месторождения

Основные показатели разработки для рассматриваемых вариантов приведены в **таблице 1**.

Таблица 1 – Конечные показатели разработки для 1-го и 2-го вариантов

№ варианта	Накопленная добыча газа, млрд.м^3	Накопленная добыча конденсата, тыс.т	КИГ, %	КИК, %
Вар_1	35,5	895,2	84,9	25,7
Вар_2	35,5	900,7	84,9	25,9
Δ	-	5,5	-	0,2

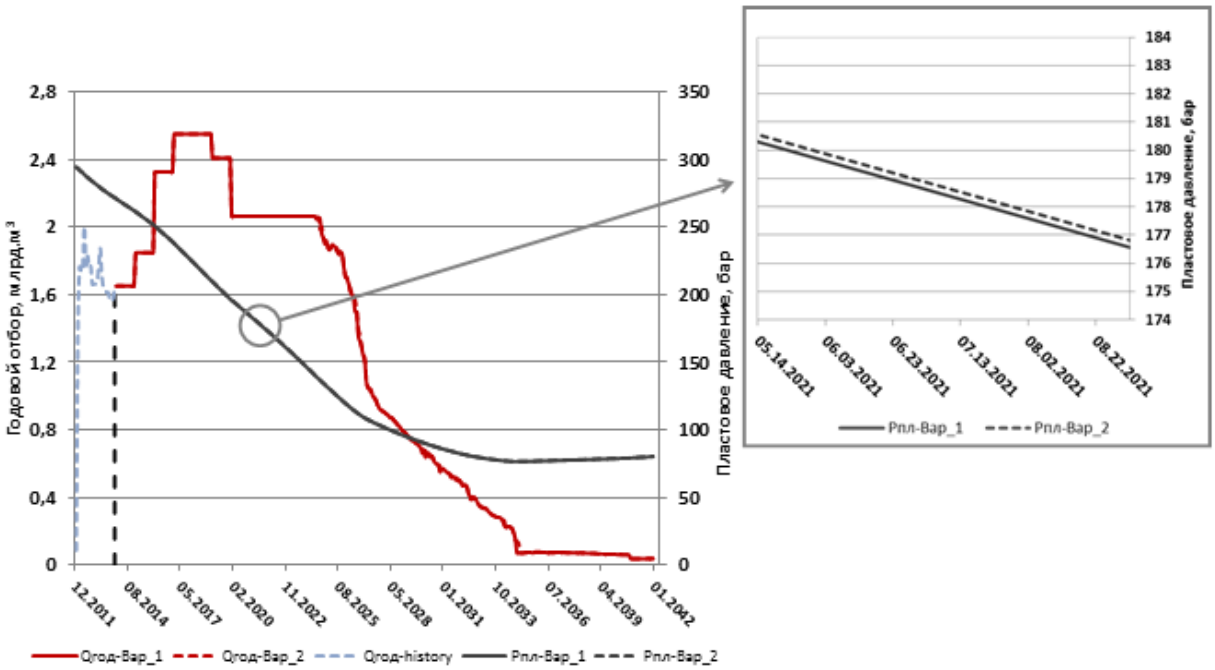


Рисунок 7 – Динамика изменения годового отбора и пластового давления для 1-го и 2-го вариантов

Таким образом, из **Рисунка 7** следует, что пластовое давление для первого варианта падает с меньшей интенсивностью, чем для второго при одной и той же добыче газа. Это указывает на целесообразность применения данной методики для перераспределения дебитов скважин по газу при заданном уровне его суммарного отбора по скважинам, что подтверждается приростом накопленной добычи конденсата на 5,5 тыс.т (и увеличением КИК на 0,2%).

Список использованной литературы

1. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Розенберг Г.Д. Нефтегазовая гидромеханика: Учебное пособие для вузов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. 544 с.

2. Чарный И.А. Подземная гидрогазодинамика. – М.: Гостоптехиздат, 1963. – 396 с.

3. Ермилов О.М., Ремизов В.В., Ширковский А.И., Чугунов Л.С. Физика пласта, добыча и подземное хранение газа. – М.: Наука, 1996. – 541 с.

4. Басниев К.С., Дмитриев Н.М., Каневская Р.Д., Максимов В.М. Подземная гидромеханика: Учебник для вузов. – М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2005. – 496 с.;

5. Демидович Б.П., Марон И.А. Основы вычислительной математики. – М.: Наука, 1966. – 664 с.

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА С УЧЕТОМ СОКРАЩЕННОГО ПЕРИОДА ОТБОРА ГАЗА (A NEW APPROACH OF DETERMINING THE BASIC PARAMETERS OF UNDERGROUND GAS STORAGES OPERATION IN DIRECTION OF REDUCING WITHDRAWAL PERIOD)

Уткина Т.А.
(научный руководитель: профессор Хан С.А.)

В период циклической эксплуатации подземного хранилища газа количество закачиваемого газа в хранилище равно количеству отбираемого газа из хранилища. Давление, расход вытеснения и расход газа при этом являются периодическими функциями. Очевидно, что невозможно из года в год строго повторить режим закачки и отбора, и изменение вышеперечисленных показателей не будет изменяться строго по закону периодических функций. Но в разрезе нескольких лет расход, давление в хранилище и изменение порового пространства, занятого газом, являются периодическими функциями времени с периодом $T = 1$ год.

Вследствие чего, расход газа, нагнетаемого в пласт, представим в виде ряда Фурье аналогично работе [1]:

$$q_{gas}(t) = \sum_{n=1}^{N} \left(A_n^0 \cos\frac{2\pi n}{T} t + B_n^0 \sin\frac{2\pi n}{T} t \right)$$

(1)

При этом обязательно выполнение условия:

$$\int_0^{\frac{T}{2}} q_{gas}(t)dt = -\int_{\frac{T}{2}}^{T} q_{gas}(t)dt = Q,$$

(1а)

$$q_{sr} = \frac{2Q}{T}$$

(1б)

Преобразуем (1) в комплексную форму:

$$q_{gas} = \sum_{n=-\infty}^{\infty} \gamma_n e^{\frac{2\pi n}{T} it},$$

(1в)

где $\gamma_n = \frac{A_n^0 - iB_n^0}{2}$, A_n^0, B_n^0 – известные постоянные.

(1г)

Расход воды, поступающий в хранилище при отборе газа и уходящей из него при нагнетании газа, описывается следующим образом [1]:

$$q_v = \frac{d\Omega}{dt} = \sum_{n=1}^{\infty} (A_n \cos\frac{2\pi n}{T} t + B_n \sin\frac{2\pi n}{T} t)$$

(2)

Преобразуем (2) в комплексную форму:

$$\frac{d\Omega}{dt} = \sum_{n=-\infty}^{\infty} \beta_n e^{\frac{2\pi n}{T} it},$$

(2а)

где $\beta_n = \frac{A_n - iB_n}{2}$, A_n, B_n – неизвестные постоянные.

(2б)

Изменение во времени давления в хранилище при изменении расхода воды определено в работе [1,2] в виде:

$$\Delta p = \frac{\mu}{2\pi khr}\sqrt{\frac{\varkappa T}{2\pi}}\sum_{n=1}^{\infty}\frac{1}{\sqrt{n}}\left\{[F_n^0 A_n - G_n^0 B_n]\cos\frac{2\pi n}{T}t + [G_n^0 A_n + F_n^0 B_n]\sin\frac{2\pi n}{T}t\right\},$$

(3)

где F_n^0, G_n^0 – функции Кельвина [1,3].

Произведем для удобства замену:

$$\xi_n = \frac{F_n^0 A_n - G_n^0 B_n}{2} + \frac{G_n^0 A_n + F_n^0 B_n}{2i} = \frac{(F_n^0 A_n - G_n^0 B_n)i + G_n^0 A_n + F_n^0 B_n}{2i} =$$

$$\frac{(iF_n^0 + G_n^0)A_n + (F_n^0 - iG_n^0)B_n}{2i}\cdot\frac{i}{i} = \frac{(F_n^0 - iG_n^0)A_n + (-iF_n^0 - G_n^0)B_n}{2} = \frac{(F_n^0 - iG_n^0)A_n - i\cdot(F_n^0 - iG_n^0)B_n}{2} =$$

$$(F_n^0 - iG_n^0)\cdot\frac{A_n - iB_n}{2} = \overline{\xi_n^{\,0}}\beta_n \qquad (3а),$$

где $\overline{\xi_n^{\,0}} = F_n^0 - iG_n^0$,

(3б)

Представление (3) в комплексном виде с учетом замены (3б):

$$\Delta p = \sum_{n=-\infty}^{\infty}\frac{\mu}{2\pi khr}\sqrt{\frac{\varkappa T}{2\pi}}\frac{1}{\sqrt{n}}\cdot\overline{\xi_n^{\,0}}\beta_n\cdot e^{\frac{2\pi n}{T}it},$$

(3в)

Возьмем производную изменения давления (3в) по времени:

$$\frac{dp}{dt} = \sum_{n=-\infty}^{\infty}\frac{\mu}{khr}\sqrt{\frac{\varkappa}{2\pi T}}\sqrt{n}\cdot\ i\cdot\overline{\xi_n^{\,0}}\beta_n\cdot e^{\frac{2\pi n}{T}it}$$

(3г)

Также расход газа, нагнетаемого в пласт, определяется как:

$$q_{gas} = \frac{1}{p_{norm}}\frac{d(p\Omega)}{dt} = \frac{p}{p_{norm}}\cdot\frac{d\Omega}{dt} + \frac{\Omega}{norm}\cdot\frac{d\mathrm{p}}{dt}$$

(4)

После линеаризации (4), получаем:

$$q_{gas} = \frac{p_{sr}}{p_{norm}}\cdot\frac{d\Omega}{dt} + \frac{\Omega_{sr}}{p_{norm}}\cdot\frac{d\mathrm{p}}{dt}$$

(4а)

Или,

$$\frac{p_{norm}}{p_{sr}}q_{gas} = \frac{d\Omega}{dt} + \frac{\Omega_{sr}}{p_{sr}}\cdot\frac{d\mathrm{p}}{dt}$$

(4б)

Подставляем полученные значения (1в, 2а, 3г) в (4б):

$$\frac{p_{norm}}{p_{sr}}\sum_{n=-\infty}^{\infty}\gamma_n e^{\frac{2\pi n}{T}it}=\sum_{n=-\infty}^{\infty}\beta_n e^{\frac{2\pi n}{T}it}+\sum_{n=-\infty}^{\infty}\frac{\Omega_{sr}}{p_{sr}}\frac{\mu}{khr}\sqrt{\frac{\varkappa}{2\pi T}}\sqrt{n}\cdot\ i\cdot\overline{\xi_n{}^0}\beta_n\cdot e^{\frac{2\pi n}{T}it}$$

(5)

Производим замену аналогичную обозначениям в работе [1]:

$$\Omega^*=\frac{\Omega_{sr}}{p_{sr}}\frac{\mu}{khr}\sqrt{\frac{\varkappa}{2\pi T}},\ \Omega_n^*=\Omega^*\sqrt{n}$$

(5а)

$$\chi=\sqrt{\frac{2\pi n}{\varkappa T}}r,\chi_n=\chi\sqrt{n}$$

(5б)

Комплексные параметры χ и Ω^* характеризуют реакцию водоносного бассейна на периодические колебания давления на контуре газовой залежи.

В таком случае (5) с учетом замены (5а), (5б):

$$\frac{p_{norm}}{p_{sr}}\sum_{n=-\infty}^{\infty}\gamma_n e^{\frac{2\pi n}{T}it}=\sum_{n=-\infty}^{\infty}\beta_n e^{\frac{2\pi n}{T}it}+\sum_{n=-\infty}^{\infty}\Omega_n^*\cdot\ i\cdot\overline{\xi_n{}^0}\beta_n\cdot e^{\frac{2\pi n}{T}it}$$

(6)

Соответственно, после преобразования (6), получаем:

$$\frac{p_{norm}}{p_{sr}}\gamma_n=\beta_n+\Omega_n^*\cdot\ i\cdot\overline{\xi_n{}^0}\beta_n$$

(6а)

$$\beta_n=\frac{p_{norm}}{p_{sr}}\gamma_n\frac{1}{(1+\Omega_n^*\cdot i\cdot\overline{\xi_n{}^0})}$$

(6б)

В итоге, подставляя значения (1г), (2б), (3б) в (6б), получаем:

$$\frac{A_n-iB_n}{2}=\frac{p_{norm}}{p_{sr}}\frac{A_n^0-iB_n^0}{2}\cdot\frac{1}{(1+\Omega_n^*\cdot i\cdot(F_n^0-iG_n^0))}$$

(7)

Производим замену аналогичную обозначениям в работе [1]:

$$A_n^*=\frac{p_{norm}}{p_{sr}}A_n^0,\quad B_n^*=\frac{p_{norm}}{p_{sr}}B_n^0$$

(7а)

С учетом замены (7а), получаем (7) в виде:

$$\frac{A_n-iB_n}{2}=\frac{A_n^*-iB_n^*}{2}\cdot\frac{1}{\left((1+\Omega_n^*G_n^0)+i\Omega_n^*F_n^0\right)}$$

(7б)

Помножаем (7б) на сопряженное:

$$A_n-iB_n=\frac{A_n^*-iB_n^*}{\left((1+\Omega_n^*G_n^0)+\Omega_n^*F_n^0 i\right)}\cdot\frac{\left((1+\Omega_n^*G_n^0)-i\Omega_n^*F_n^0\right)}{\left((1+\Omega_n^*G_n^0)-i\Omega_n^*F_n^0\right)}=$$

$$\frac{\langle A_n^*(1+\Omega_n^*G_n^0)-B_n^*\Omega_n^*F_n^0\rangle-i\langle A_n^*\Omega_n^*F_n^0+B_n^*(1+\Omega_n^*G_n^0)\rangle}{\left((1+\Omega_n^*G_n^0)^2+\Omega_n^{*\,2}F_n^{0^2}\right)}\qquad(7в)$$

В результате:

$$A_n = \frac{A_n^*(1+\Omega_n^* G_n^0) - B_n^* \Omega_n^* F_n^0}{\left((1+\Omega_n^* G_n^0)^2 + \Omega_n^{*\,2} F_n^{0\,2}\right)}$$

(8)

$$B_n = \frac{A_n^* \Omega_n^* F_n^0 + B_n^*(1+\Omega_n^* G_n^0)}{\left((1+\Omega_n^* G_n^0)^2 + \Omega_n^{*\,2} F_n^{0\,2}\right)}$$

(9)

Производим замену в (8), (9):

$$F_n^* = \frac{\Omega_n^* F_n^0}{\left(1+\Omega_n^* G_n^0\right)^2 + \Omega_n^{*\,2} F_n^{0\,2}}, \; G_n^* = \frac{1+\Omega_n^* G_n^0}{\left(1+\Omega_n^* G_n^0\right)^2 + \Omega_n^{*\,2} F_n^{0\,2}}$$

(10)

В конечном итоге, с учетом замены (10), получаем:

$$\begin{cases} A_n = A_n^* G_n^* - B_n^* F_n^* \\ B_n = B_n^* G_n^* + A_n^* F_n^* \end{cases}$$

(11)

Изменение давления (3), выраженное через известные постоянные (11), в результате:

$$\Delta p = \frac{\mu}{2\pi khr}\sqrt{\frac{\varkappa T}{2\pi}}\sum_{n=1}^{\infty}\frac{1}{\sqrt{n}}\Big\{[A_n^*(F_n^0 G_n^* - G_n^0 F_n^*) - B_n^*(F_n^0 F_n^* + G_n^0 G_n^*)]\cos\frac{2\pi n}{T}t + [A_n^*(F_n^0 F_n^* + G_n^0 G_n^*) + B_n^*(F_n^0 G_n^* - G_n^0 F_n^*)]\sin\frac{2\pi n}{T}t\Big\} \qquad (12)$$

Принятый классический подход не учитывает возможность преобладания сезонных температур выше средних многолетних значений, приводящих к сокращению периода отбора газа. В классическом подходе график расхода газа идеализирован и представляет собой синусоиду, а период закачки газа равняется периоду отбора. Данный подход был применен практически во всех технологических проектах создания отечественных подземных хранилищ газа. Анализ данных мировых ПХГ, созданных в водоносных пластах, показал, что сокращение периода отбора газа возможно [4]. И при создании хранилищ необходимо уже на стадии проектных работ определять возможность реализации требуемых объемов газа в случае пикового спроса [5]. В настоящей работе рассматривается поведение хранилища при сокращении периода отбора газа: случаи 40-60-80-100-120 суток при неизменной закачке (Рис.1.). Нами были проведены расчеты основных показателей ПХГ для случаев отбора газа 40-60-80-100-120 суток для широкого диапазона характерных параметров (5а, 5б):

χ =0,1-0,2-0,3-0,4-0,5-0,6-0,8-1,0-2,0-3,0-4,0-5,0-6,0-8,0-10,0;

Ω^* =0,5-1,0-2,0-4,0-6,0-8,0-10,0-12,0-14,0-16,0-18,0-20,0.

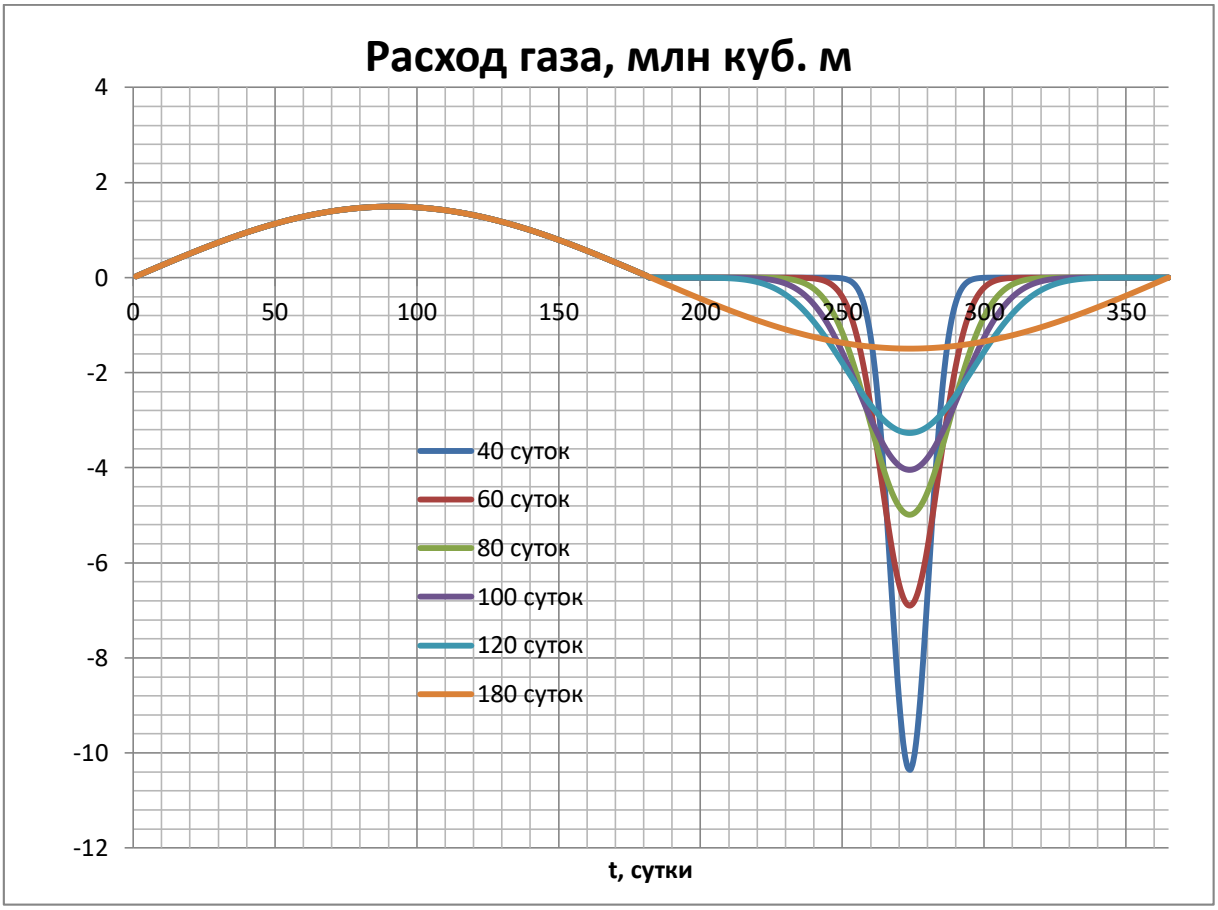


Рис.1.- Графическое представление расхода газа

В соответствии с (1) рассмотрим расход газа в виде двух случаев:

$$q_{gas} = \begin{cases} \zeta \sin\frac{2\pi n}{T} t, & 0 < t < \frac{T}{2} \\ \eta(\sin\frac{2\pi n}{T} t)^a, & \frac{T}{2} < t < T \end{cases},$$

(13)

где ζ, η – коэффициенты, получаемые из выполнения условия (1а).

Используемая степень а – нечетное число, по причине того, что четная степень при разложении дает свободный член в виде константы, а также получаемый шаг 5 дней не удобен для рассмотрения.

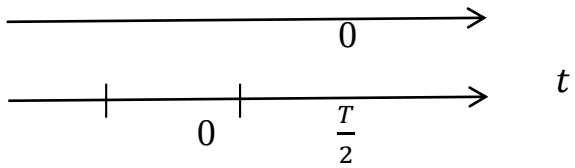
Просчитываем степень a для заданных случаев. В итоге $a = 7$ для случая 120 суток, $a = 11$ для случая 100 суток, $a = 17$ для случая 80 суток, $a = 33$ для случая 60 суток, $a = 75$ для случая 40 суток.

Также необходимо учитывать изменение начальных условий:

$$\Delta p = \begin{cases} \Delta p1, & 0 < t < \frac{T}{2} \\ \Delta p2, & \frac{T}{2} < t < T \end{cases},$$

(14)

$$t'$$



$t = \frac{T}{2} + t' \text{->} t' = t - \frac{T}{2}$

(15)

$$\cos\left(\frac{2\pi n}{T}t'\right) = \cos\frac{2\pi n}{T}\left(t - \frac{T}{2}\right) = \cos\left(\frac{2\pi n}{T}t - \frac{2\pi n}{T}\frac{T}{2}\right) = -\cos\left(\frac{2\pi n}{T}t\right)$$

(16)

$$\sin\left(\frac{2\pi n}{T}t'\right) = \sin\frac{2\pi n}{T}\left(t - \frac{T}{2}\right) = \sin\left(\frac{2\pi n}{T}t - \frac{2\pi n}{T}\frac{T}{2}\right) = -\sin\left(\frac{2\pi n}{T}t\right)$$

(17)

$$\breve{q}_{gas}(t') = q_{gas}\left(t - \frac{T}{2}\right)$$

(18)

С учетом (16), (17) выполнение условия (18):

$\breve{q}_{gas}(t') = \sum_{n=1}^{N}\left(\widetilde{A_n^0}\cos\frac{2\pi n}{T}t' + \widetilde{B_n^0}\sin\frac{2\pi n}{T}t'\right) = \sum_{n=1}^{N}\left(-A_n^0\cos\frac{2\pi n}{T}t - B_n^0\sin\frac{2\pi n}{T}t\right)$,

дает результат:

$\widetilde{A_n^0} = -A_n^0, \widetilde{B_n^0} = -B_n^0.$

(19)

Учитываем смещение времени на половину периода в изменении давления (10):

$$\frac{\mu}{2\pi khr}\cdot\sqrt{\frac{\varkappa T}{2\pi}}\cdot\frac{p_{norm}}{p_{sr}}\cdot\sum_{n=1}^{\infty}\frac{1}{\sqrt{n}}\left\{\left[\widetilde{A_n^0}(F_n^0G_n^* - G_n^0F_n^*) - \widetilde{B_n^0}(F_n^0F_n^* + G_n^0G_n^*)\right]\cos\frac{2\pi n}{T}t' + \left[\widetilde{A_n^0}(F_n^0F_n^* + G_n^0G_n^*) + \widetilde{B_n^0}(F_n^0G_n^* - G_n^0F_n^*)\right]\sin\frac{2\pi n}{T}t'\right\} =$$

$$\frac{\mu}{2\pi khr}\cdot\sqrt{\frac{\varkappa T}{2\pi}}\cdot\frac{p_{norm}}{p_{sr}}\cdot\sum_{n=1}^{\infty}\frac{1}{\sqrt{n}}\left\{[-A_n^0(F_n^0G_n^* - G_n^0F_n^*) - (-B_n^0)(F_n^0F_n^* + G_n^0G_n^*)]\cdot(-\cos\frac{2\pi n}{T}t) + [-A_n^0(F_n^0F_n^* + G_n^0G_n^*) + (-B_n^0)(F_n^0G_n^* - G_n^0F_n^*)]\cdot(-\sin\frac{2\pi n}{T}t)\right\} \quad (20)$$

Таким образом, получаем, что изменение давления (14) на каждом временном отрезке периода совпадает:

$$\Delta p = \Delta p2 = \Delta p1 = \frac{\mu}{2\pi khr}\cdot\sqrt{\frac{\varkappa T}{2\pi}}\cdot\sum_{n=1}^{\infty}\frac{1}{\sqrt{n}}\left\{[A_n^*(F_n^0G_n^* - G_n^0F_n^*) - B_n^*(F_n^0F_n^* + G_n^0G_n^*)]\cos\frac{2\pi n}{T}t + [A_n^*(F_n^0F_n^* + G_n^0G_n^*) + B_n^*(F_n^0G_n^* - G_n^0F_n^*)]\sin\frac{2\pi n}{T}t\right\} \quad (21)$$

В качестве примеров рассмотрены Щелковское ПХГ с большой активностью водоносного бассейна $\lambda = 3{,}80$ (при χ=0,5; Ω^*=0,5) и Полторацкое ПХГ с низкой активностью водоносного бассейна $\lambda = 1{,}03$ (при χ=1,0; Ω^*=9,0). Полученные результаты расчетов с учетом того, что Ω_{sr}=4,3 млн м^3 представлены в табл.1,2.

	Период отбора 40 суток	Период отбора 60 суток	Период отбора 80 суток	Период отбора 100 суток	Период отбора 120 суток	Период отбора 182,5 суток
$\Omega_{\max}$, млн м^3	4,55	4,54	4,53	4,53	4,52	4,47
Ω_{min}, млн м^3	4,05	4,06	4,07	4,07	4,08	4,13
p_{min}, атм	41,54	42,04	42,49	42,80	43,11	44,00
p_{max}, атм	76,07	76,07	76,06	76,06	76,06	76,06
Буферный объем газа, млн м^3	185	185	185	185	185	185

Табл. 1. – Полторацкое ПХГ

	Период отбора 40 суток	Период отбора 60 суток	Период отбора 80 суток	Период отбора 100 суток	Период отбора 120 суток	Период отбора 182,5 суток
$\Omega_{\max}$, млн м^3	5,46	5,45	5,44	5,44	5,43	5,36
Ω_{min}, млн м^3	3,14	3,15	3,16	3,16	3,17	3,24
p_{min}, атм	41,5	42,0	42,5	42,8	43,1	44,0
p_{max}, атм	76,1	76,1	76,1	76,1	76,1	76,1
Буферный объем газа, млн м^3	186	186	186	186	186	186

Табл. 2. – Щелковское ПХГ

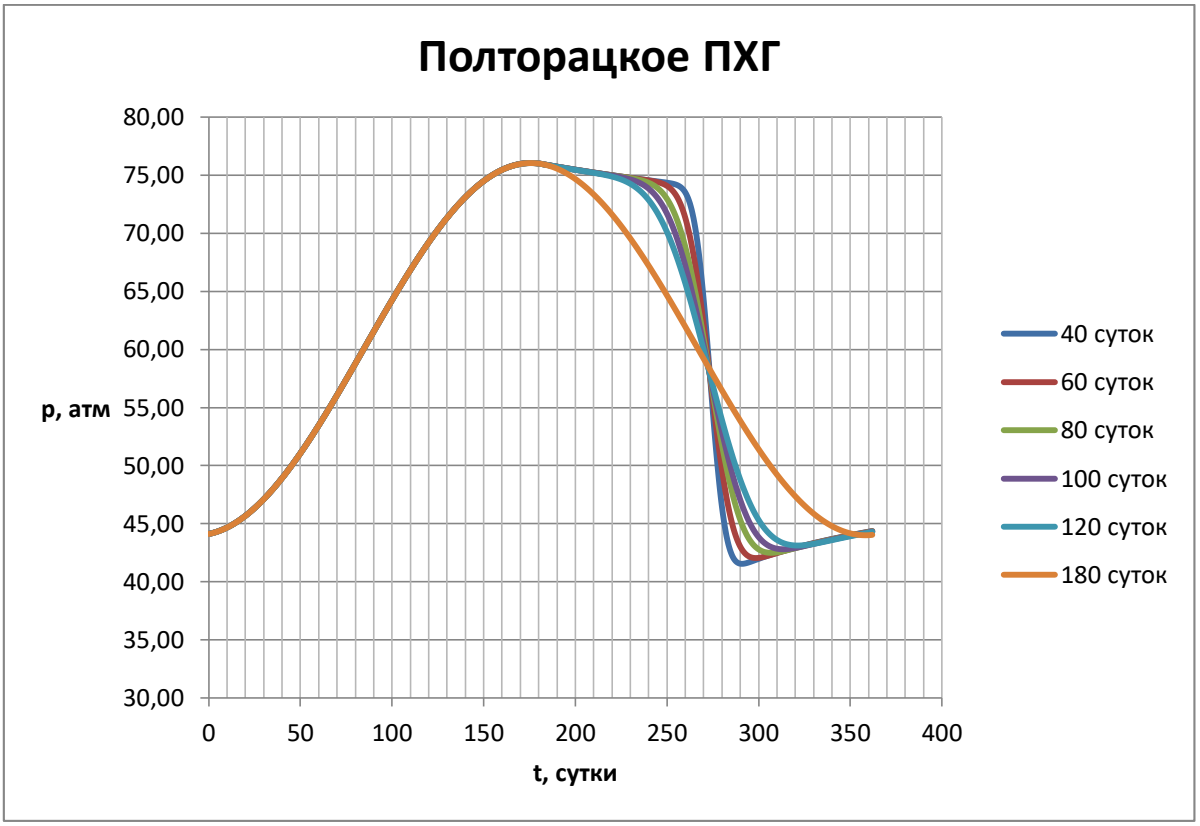


Рис.2.- Изменение давления Полторацкого ПХГ с учетом сокращенного периода отбора газа в случае синусоидальной закачки

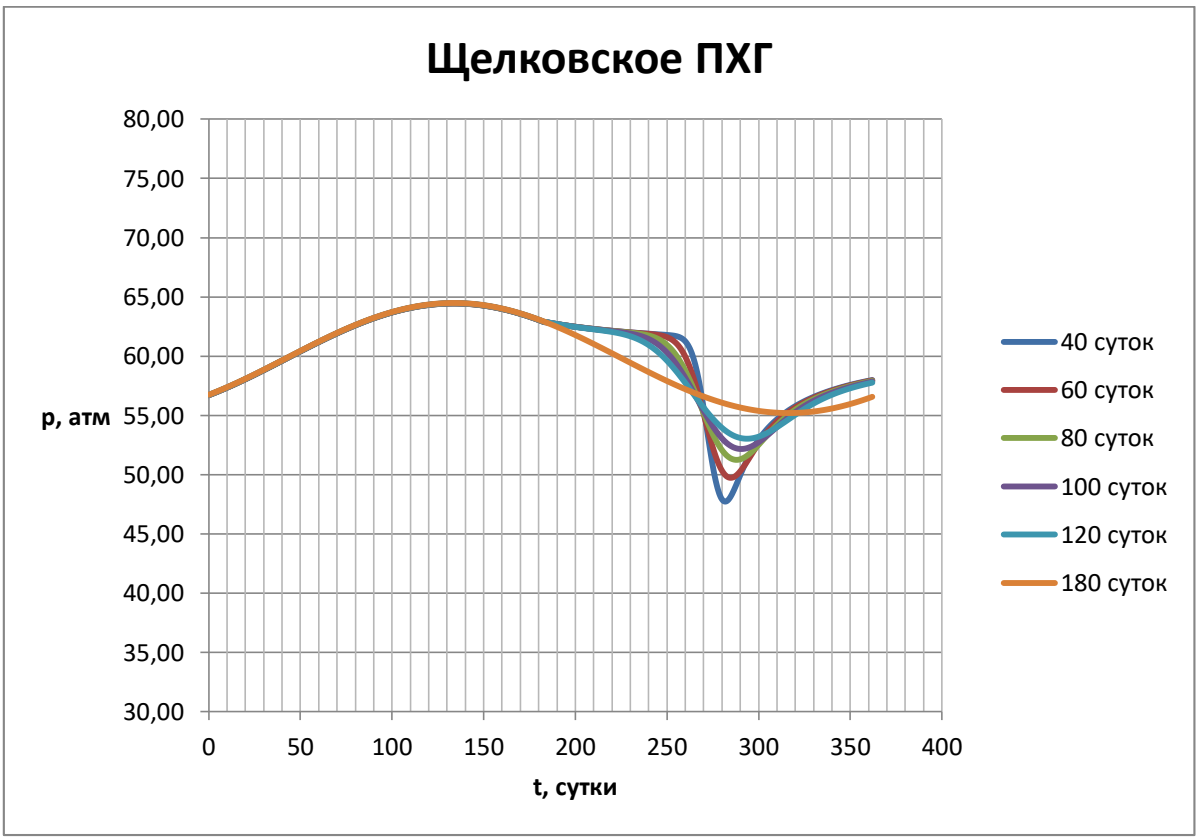


Рис.3.- Изменение давления Щелковское ПХГ с учетом сокращенного периода отбора газа в случае синусоидальной закачки

В случае, когда закачка газа в хранилище изменяется не по синусоидальному закону, а является постоянной, при больших значениях параметров χ и Ω^* отношение $R(\chi,\Omega^*)=\frac{\Delta p_{sin}}{\Delta p_{post}}$ стремится к 0,97, то есть приблизительно к единице (Рис.4). Следовательно, давление в хранилище мало зависят от закона нагнетания газа в хранилище.

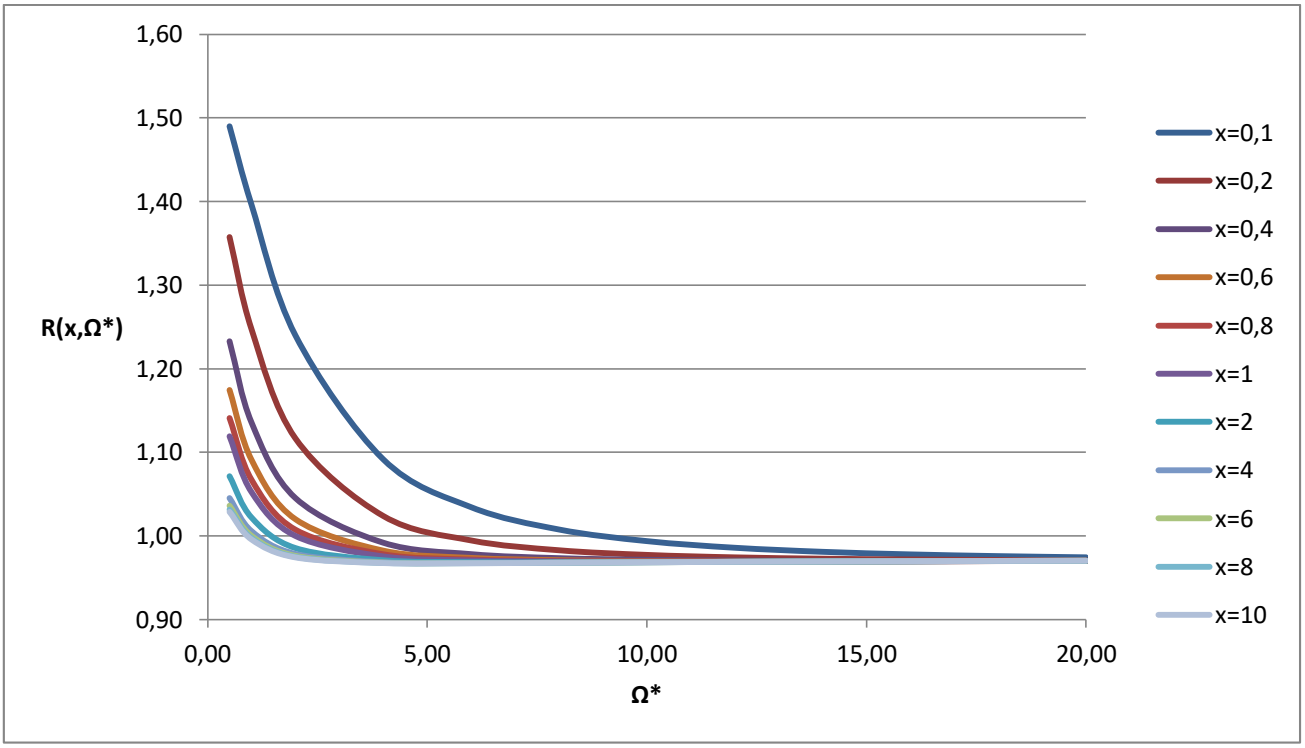


Рис.4.- График зависимости $R(\chi,\Omega^*)$

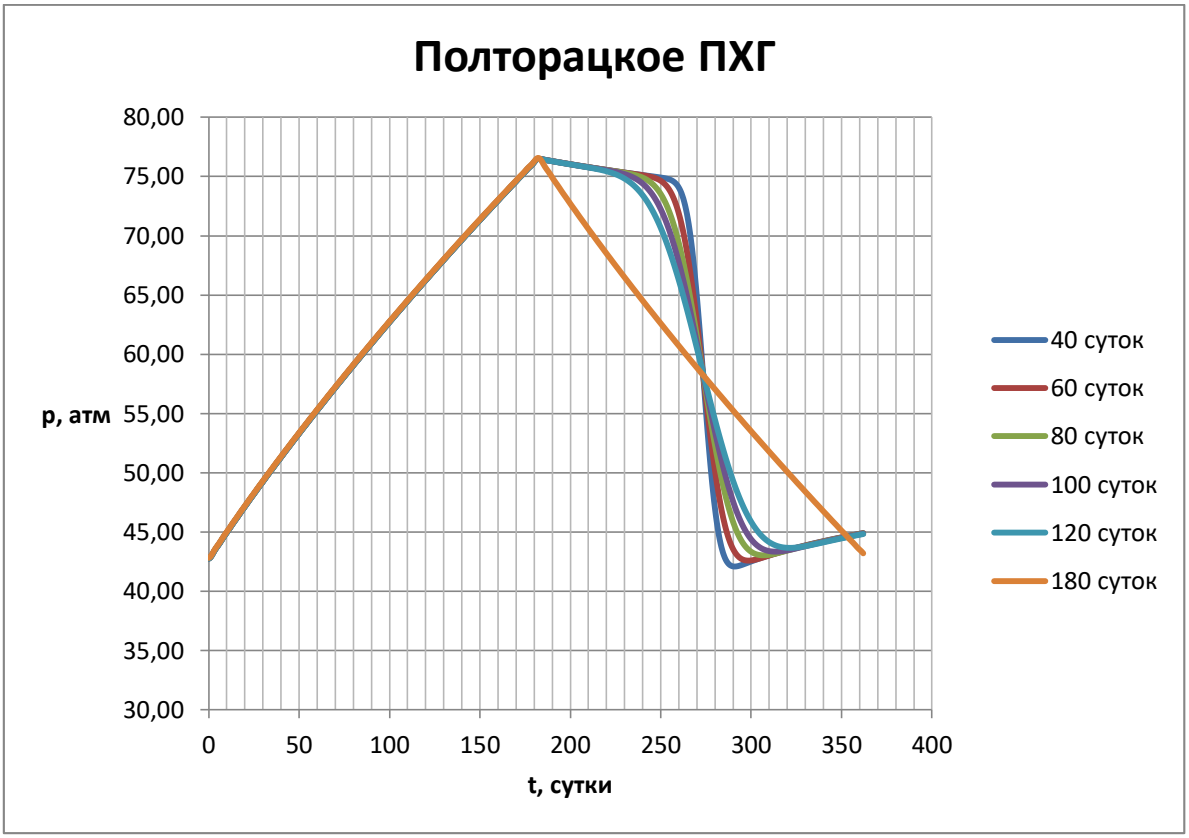


Рис.5.- Изменение давления Полторацкого ПХГ с учетом сокращенного периода отбора газа в случае постоянной закачки

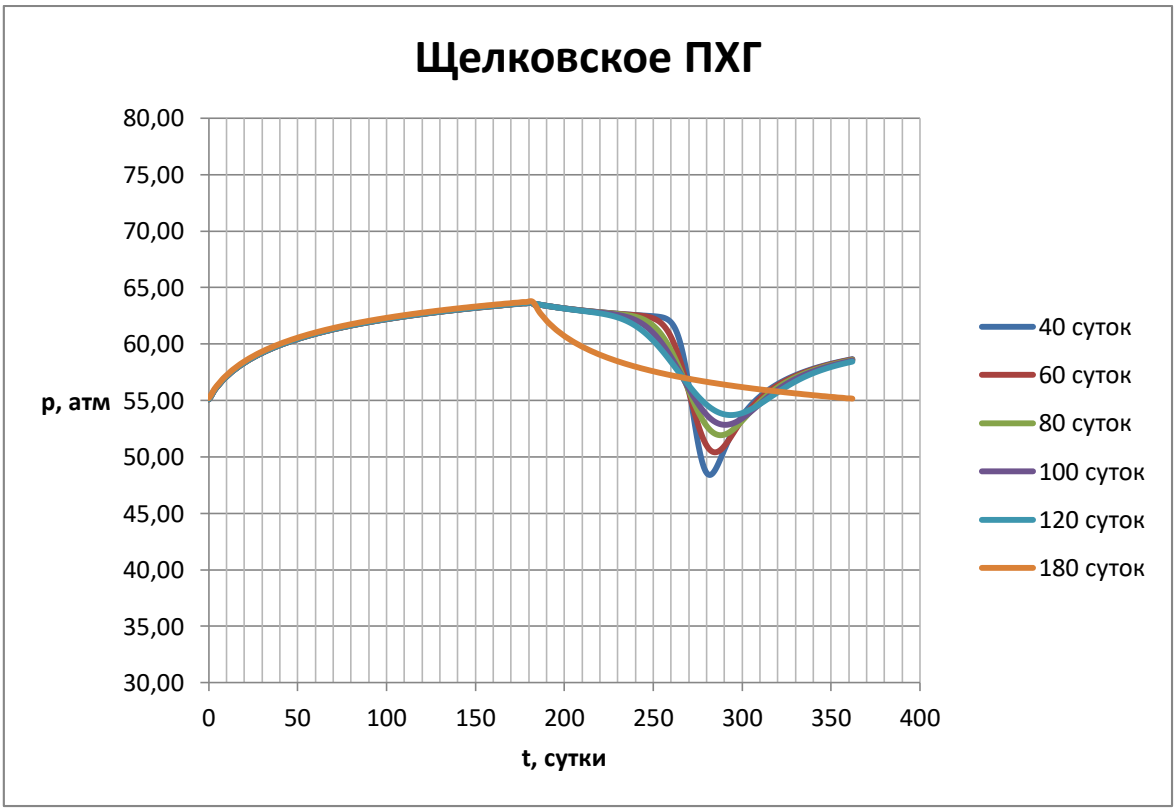


Рис.6.- Изменение давления Щелковского ПХГ с учетом сокращенного периода отбора газа в случае постоянной закачки

Список литературы:

1. Бузинов С.Н. Методика расчета основных параметров подземных хранилищ газа. //Газовая промышленность. - 1960. - № 11. С.41.

2. Бузинов С.Н., Умрихин И.Д. Исследование пластов и скважин при гармоническом законе возбуждения пласта. Известия Академии наук СССР, ОТН Механика и машиностроение, №4 1960.

3. Е.Янке, Ф. Эмде, Ф. Леш Специальные функции: формулы, графики, таблицы. Издательство «Наука», 1964, С.264.

4. Хан С.А., Уткина Т.А. К вопросу сокращения периода отбора ПХГ в РФ. //Газовая промышленность. - 2014. - № 11.- С.25.

5. Аксютин О.Е., Хан С.А. Современные требования к совершенствованию теории проектирования ПХГ в водоносных пластах. //Газовая промышленность. - 2009. - № 3.- С.48-49.

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПОСРЕДСТВОМ АКТИВАЦИИ ВЫТЕСНЯЮЩЕЙ СРЕДЫ МОДУЛИРОВАННЫМИ ВОЛНОВЫМИ ВОЗДЕЙСТВИЯМИ (DEVELOPMENT AND RESEARCH OF TECHNOLOGIES OF INCREASE OF OIL RECOVERY BY ACTIVATING THE DISPLACING MEDIUM MODULATED WAVE INFLUENCES)

Фахрутдинов И.Р., Назаров И.В., Улендеев П.И.
(научный руководитель: д.т.н. Ковальногов В.Н.)
Ульяновский государственный технический университет

В проекте рассматривается проблема повышения эффективности извлечения нефти посредством активации вытесняющей среды модулированными волновыми воздействиями с разработкой инновационных технических и технологических решений в области нефтедобычи. Проект решает описанную проблему посредством активации закачиваемой в пласт технологической среды (вытесняющего агента) модулированными волновыми воздействиями, способствующими многократной интенсификации фильтрации вытесняющей среды и нефти через поровое пространство пласта за счет предотвращения парогазовой закупорки пор и уменьшения вязкостного и инерционного гидравлического сопротивления. Инновационность подхода заключается в том, что будет применено модулированное воздействие, с изменяемой амплитудно-фазовой частотной характеристикой, адаптирующей волновое воздействие применительно к актуальным характеристикам капиллярно-пористого пространства конкретного коллектора (включая неоднородность пластов), свойствам нефти и вытесняющей среды, параметрам техники её подачи. Существенным преимуществом подхода является возможность его адаптированного совмещения с большинством других известных методов увеличения нефтеотдачи (в том числе тепловых, гидродинамических, химических) с получением увеличенного совокупного технологического эффекта.

МОДЕЛИРОВАНИЕ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА И ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ВЗАИМОРАСПОЛОЖЕНИЯ ЗАБОЕВ СКВАЖИН НА КОЭФФИЦИЕНТ КОНДЕНСАТООТДАЧИ (MODELING OF THE CYCLING PROCESS AND EVALUATION OF THE WELL LOCATIONS ON THE GAS-CONDENSATE RECOVERY)

Хусаинов Р.А.
(научный руководитель: старший преподаватель, Dr.-Ing. Некрасов А.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Актуальность проблемы

Газоконденсатные месторождения характеризуются наличием высококипящих компонентов C_{5+B} в составе добываемого газа. При этом по мере снижения пластового давления происходит ретроградная конденсация данных компонентов в пустотах коллектора. Так как объемная доля конденсата в пластовом газе как правило не велика, то критическая конденсатонасыщенность достигается только в областях с глубокой воронкой депрессии, т.е. около скважин. По этой причине большая масса конденсата при разработки газоконденсатного пласта «на истощение» остается неизвлеченной.

Сайклинг-процесс является одним из способов разработки газоконденсатных месторождений при котором добытый газ после предварительной обработки и извлечения из него высококипящих углеводородов C_{5+B} закачивается обратно в продуктивный пласт. Различают полный и частичный сайклинг-процесс.

В первом случае обратной закачке подвергается весь объем очищенного газа. При такой реализации удается значительное время поддерживать высокое пластовое давление, препятствующее выпадению конденсата в пласте. Это ведет к повышению коэффициента извлечения конденсата до 70-80%.

Во втором случае в пласт закачивается лишь некоторая доля от извлеченного газа, которая характеризуется коэффициентом возврата:

$$K_i = Q_i / Q_p \,, \qquad (1)$$

где: Q_i – объем нагнетаемого газа [ст.м^3], Q_p – объем добываемого газа [ст.м^3].

При частичном сайклинг-процессе пластовое давление постепенно снижается, хотя и не так интенсивно, как при разработке «на истощение». Повышение конденсатоотдачи при этом происходит в основном за счет обратного испарения выпавшего конденсата сухим газом. Коэффициент извлечения конденсата при частичном сайклинг-процессе достигает 60-70%.

Таким образом применение сайклинг-процесса позволяет существенно повысить конденсатоотдачу пласта. Тем не менее, по ряду причин, одной из которых является необходимость консервации запасов

газа месторождения в течение определенного времени, данная технология на данный момент не получила широкого распространения в России, несмотря на то, что газ многих месторождений Западной Сибири обладает значительным газоконденсатным фактором. В то же время, сейчас наблюдается тенденция к истощению открытых ранее крупных газоконденсатных месторождений и постепенному переходу к новым, освоение которых в силу геологических или географических причин требует больших капитальных вложений и в силу этого может оказаться нерентабельным. С другой стороны, применение сайклинг-процесса, при увеличении срока окупаемости месторождения из-за частичного или полного резервирования запасов газа, может положительно сказаться на экономических показателях проектов за счет повышенной конденсатоотдачи. Исходя из этого, следует думать, что существует необходимость в изучении сайклинг-процесса и поиска наиболее эффективных путей его реализации.

Постановка задачи и описание модели

Автором было рассмотрено два варианта осуществления частичного сайклинг-процесса. Принципиальное различие в рассмотренных вариантах заключалось в расположении забоев нагнетательной и добывающих горизонтальных скважин (см. *рисунок 1*). В первом варианте (I) забои скважин располагались на одной глубинной отметке. Во втором варианте (II) забой нагнетающей скважины был расположен у подошвы пласта, а забои добывающих – у кровли. Цель работы заключалась в оценке влияния взаиморасположения забоев скважин на коэффициент конденсатоотдачи.

Расчеты проводились для участка месторождения на секторных моделях однородного пласта мощностью 100, 200 и 400 метров. Латеральное расстояние между забоями нагнетательной и добывающими скважин во всех случаях составляло 1000 метров. Для каждой из моделей были рассмотрены случаи с коэффициентом анизотропии (отношение величины горизонтальной проницаемости к вертикальной) равным 1, 5, 10 и 100. Горизонтальная проницаемость во всех случаях была принята равной 50 мД, а вертикальная – 50, 10, 5 и 0.5 мД соответственно. Для обеспечения эквивалентности моделей в каждом из случаев были установлены одни и те же запасы газа и конденсата. Начальное пластовое давление принималось равным 264 атм, а разработка фрагмента пласта велась до пластового давления в 100 атм. Пластовая температура была принята равной 71^0C.

Целевой дебит добывающих скважин выбирался из условия обеспечения годовой добычи в 5% от запасов фрагмента. Максимальная депрессия на скважинах была принята равной 30 атм. Для соблюдения условия выноса жидкости с забоя скважины были использованы VFP таблицы. Коэффициент возврата сухого газа принимался равным 0.5.

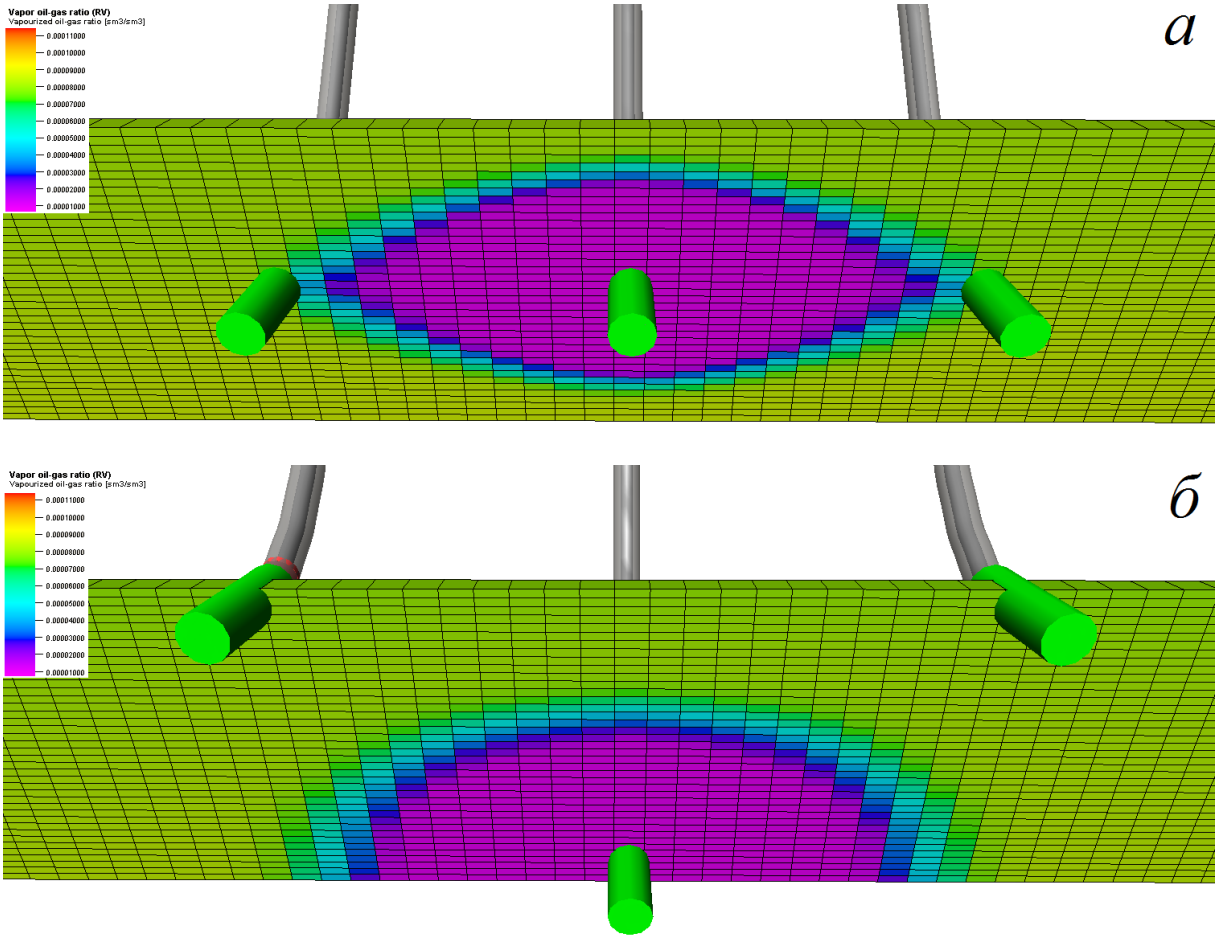


Рисунок 1 – Взаиморасположение забоев нагнетательной и добывающих скважин для I (а) и II (б) вариантов

Для создания флюидной модели использовался состав газа Валанжинских отложений Ямбургского газоконденсатного месторождения, основные свойства которого указаны в *таблице 1*. Кривые ОФП также были взяты с Ямбургского месторождения. Для расчетов использовались программные пакеты Schlumberger Petrel, ECLIPSE 300 и PVTi.

Таблица 1.1 – Основные термодинамические свойства газа

Параметр	Значение
Давление начала конденсации, атм	264
Потенциальное конденсатосодержание, г/м^3	97
Плотность конденсата, кг/м^3	709
Молекулярная масса конденсата, г/моль	119

Таблица 1.2 – Компонентный состав газа использованной флюидной модели

Компонент	C_1	C_2	C_3	iC_4	nC_4	CO_2	N_2
Мольная доля, %	88.24	4.24	2.12	0.60	0.52	0.38	1.25
Молекулярная масса, г/моль	16.04	30.07	44.1	58.12	58.12	44.01	28.01
Компонент	F_1	F_2	F_3	F_4	F_5	F_6	
Мольная доля, %	0.21	0.83	0.95	0.35	0.19	0.11	
Молекулярная масса, г/моль	70	81	103.6	129	158	268.5	

Анализ результатов расчетов по 7-и точечной схеме дискретизации

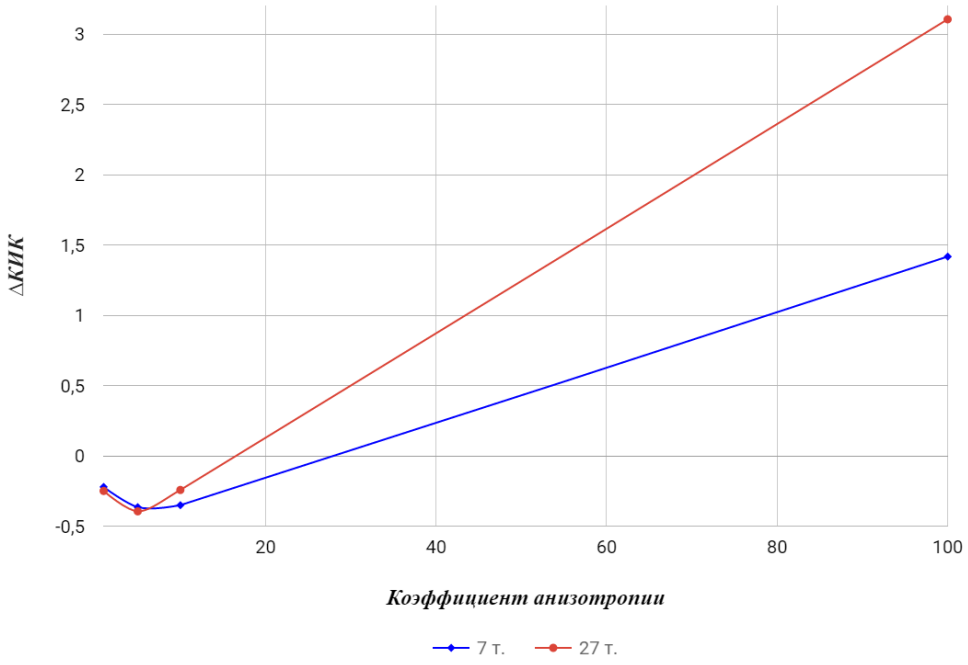
Результаты расчетов показали, что прирост конденсатоотдачи во II варианте по сравнению с I вариантом зависит от величины анизотропии и от мощности пласта. С увеличением анизотропии вертикальной проницаемости независимо от толщины пласта накопленная добыча конденсата для I варианта уменьшается, а для II - сначала уменьшается, а затем возрастает. Поэтому в ряде случаев I вариант обеспечивает большую конденсатоотдачу, несмотря на то, что расстояние между скважинами в этом случае меньше, чем во II варианте.

На *рисунках 2* показаны зависимости функции (2) от анизотропии для различных мощностей пласта.

$$\Delta КИК = КИК(II) - КИК(I)\,, \qquad (2)$$

где: КИК(I) и КИК(II) – коэффициенты извлечения конденсата для вариантов I и II соответственно.

(а)



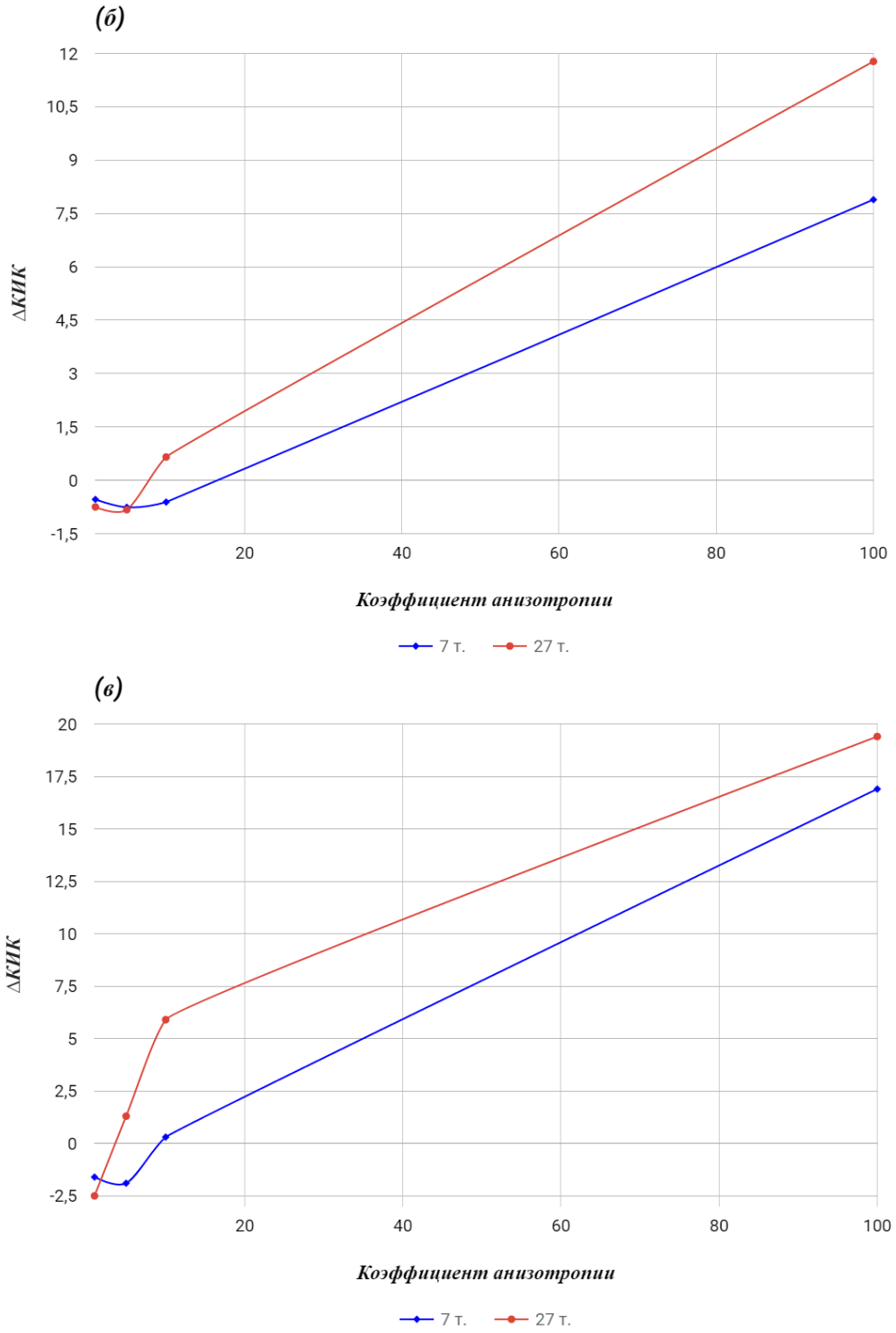


Рисунок 2 – Зависимость ΔКИК от коэффициента анизотропии для моделей пластов с мощность в 100 (а), 200 (б) и 400 (в) метров

По приведенным зависимостям видно, что положительный эффект на коэффициент конденсатоотдачи вариант II оказывает для всех из рассмотренных мощностей только в случае, когда коэффициент анизотропии равен 100, а также когда он равен 10 в случае пласта мощностью 400 метров. Также следует отметить, что конденсатоотдача пластов с коэффициентом анизотропии в 100 значительно зависит от их

мощности, при чем если для II варианта эта зависимость имеет положительный характер, то для I варианта – отрицательный (см. *таблицу 2*).

Таблица 2 – Результаты расчета по 7 и 27 точечной системе дискретизации

Н, м	$К_г/К_в$	КИК, %				ΔКИК, %	
		Вариант I		Вариант II			
		7 т.	27 т.	7 т.	27 т.	7 т.	27 т.
100	1	62,5	62,7	62,3	62,4	-0,2	-0,3
	5	62,4	62,4	62,0	62,0	-0,4	-0,4
	10	62,2	62,2	61,9	62,0	-0,4	-0,2
	100	61,3	60,8	62,7	63,9	1,4	3,1
200	1	62,7	62,9	62,1	62,1	-0,5	-0,7
	5	62,5	62,5	61,7	61,7	-0,8	-0,8
	10	62,3	62,2	61,7	62,9	-0,6	0,7
	100	59,2	57,2	67,1	69,0	7,9	11,8
400	1	63,1	63,2	61,5	60,8	-1,6	-2,5
	5	62,4	61,5	60,5	62,8	-1,9	1,3
	10	61,6	59,9	61,9	65,8	0,3	5,9
	100	53,3	51,0	70,3	70,4	16,9	19,4

Эффект ориентации сетки

Как известно, эффект ориентации сетки чаще всего проявляется в преимущественном течении моделируемого флюида вдоль линий сетки [2]. В рассматриваемой задаче во II варианте поток нагнетающей скважины не совпадает с линиями сетки, а в I, напротив – совпадает. Поэтому можно предположить, что возможно на результаты полученных выше расчетов повлиял ориентационный эффект. Для того чтобы повысить точность решения и минимизировать данный эффект, дополнительно были проведены расчеты с использованием 27 точечной схемой дискретизации.

27-и точечная схема дискретизации, обеспечивающая более высокий порядок аппроксимации уравнений фильтрации (а значит и точность решения), осуществлялась по стандартной методике, реализованной в симуляторе ECLIPSE, путем добавления к базовой 7-и точечной схеме так называемых «несоседних связей» (NNC) и множителей стандартных коэффициентов сообщаемости ячеек (MULTX, MULTY, MULTZ). С учетом неоднородности и анизотропии коэффициенты сообщаемости ячеек i и j, которые граничат через ребро или угол (т.е. не являются соседними в стандартной 7-и точечной схеме), рассчитывались по формулам эквивалентным арифметико-гармоническому осреднению:

$$T_{ij} = M\gamma \frac{2T_i' T_j'}{T_i' + T_j'}\ , \qquad (3)$$

где: *T'* - получается как соответствующая компонента тензора коэффициентов сообщаемости стандартной 7-и точечной схемы, приведенного к направлению на угол или середину соответствующего ребра; γ - геометрический коэффициент ($\gamma = {}^{1}/_{2}$ - для рёбер, $\gamma = {}^{1}/_{3}$ - для углов).

M – множитель (нормировочный коэффициент) сообщаемости. Он рассчитывается по подобластям путем деления числа "соседних" связей на общее число связей и, таким образом, также учитывает непроницаемые границы, связанные с геометрией и неоднородностью моделируемого пласта. Эти множители применялись как для «несоседних» связей, так и напрямую к стандартным связям 7-и точечной схемы.

Такой подход обеспечивает симметрию даже в неоднородном случае, а в однородном изотропном 2D случае с одинаковыми ячейками множители оказываются $M = {}^{2}/_{3}$ - для грани и $M = {}^{1}/_{3}$ - для ребра, что, с учетом геометрического коэффициента ребра $\gamma = {}^{1}/_{2}$, дает классическую 9-и точечную схему дискретной аппроксимации лапласиана.

Анализ результатов расчетов по 27-и точечной схеме дискретизации

В результате расчетов по 27 точечной системе выяснилось, что эффект ориентации сетки оказывает влияние на расчеты не только для II варианта, но и для I. В частности, расчеты по 27-и точечной схеме показывают, что в случае изотропного пласта конденсатоотдача для I варианта повышается (по сравнению с аналогичным вариантом расчета по 7-и точечной сехеме), а для II – уменьшается. В случаях с анизотропными пластами наблюдается прямо противоположная ситуация: КИК(II) – растет, а КИК(I) - падает. Причем влияние ориентационного эффекта тем больше, чем больше анизотропия пласта и его мощность (см. *таблицу 2*).

Зависимость ΔКИК для 27-и точечной схемы также отображена на *рисунках 2*. Из представленных зависимостей видно, что эффект ориентации сетки оказывает значительное влияние на решение задач подобного типа. К примеру, очевидно, что 7-и точечная схема занижает положительный эффект от применения II варианта реализации сайклинг-процесса. Так, где результаты расчета по 7-и точечной схеме показывали неэффективность использования II варианта, уточненный расчет по 27-и точечной схеме показывает, что его использование ведет к повышенной по сравнению с I вариантом конденсатоотдаче.

Выводы

На основании вышеизложенного по результатам работы можно сделать следующие выводы:

- При решении подобных задач возможно проявление эффекта ориентации сетки. Величина его влияния главным образом зависит от анизотропии вертикальной проницаемости пласта. Поэтому для

повышения точности расчета необходимо использование 27-и точечной схемы дискретизации.

- Влияние взаиморасположения забоев варианта II на коэффициент конденсатоотдачи значителен только в случае сильно анизотропных пластов или пластов с большой мощностью.
- Данная задача является многопараметрической и поэтому полученные результаты соответствуют только рассмотренному случаю и могут оказаться иными при других параметрах (в частности, при других значениях проницаемости, латерального расстояния между скважинами, а также другого состава пластового газа).

Список использованной литературы

1. Закиров С. Н. Разработка газовых, газоконденсатных и нефтегазоконденсатных месторождений. – М.: Струна, 1988.
2. Азиз Х., Сеттари Э. Математическое моделирование пластовых систем. – М.:Институт компьютерных исследований, 2004
3. Randall C. O’Reilly. A Family of Large-Stencil Discrete Laplacian Approximations in Three Dimensions. - University of Colorado Boulder, 2006

НАЦИОНАЛЬНЫЙ СТАНДАРТ ПЕРЕДАЧИ ДАННЫХ ДЛЯ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ (NATIONAL STANDARD OF DATA TRANSMISSION FOR OIL AND GAS INDUSTRY OF RUSSIA)

Черкашин А.Ю., Клюшов П.Д, Ворожейкин В.А.
(Научный руководитель – заведующей лабораторией сетей ЭВМ и телекоммуникаций ИК ТПУ Марчуков А.В.)
Томский политехнический университет

Колоссальные изменения, происходящие в сфере управления процессами бурения и добычи нефти, во многом связывают с переходом к так называемому «цифровому месторождению» или «интеллектуальному месторождению», важнейшими признаками которого являются:

а) Получение данных о производственном процессе большого объёма (термин «большие данные», «BigData»), с высокой скоростью и большой номенклатурой. Оперативной обработкой полученных данных в приложениях и моделях. Принятие оперативных решений на основе обработки полученных данных с обратной связью влияния на производственный процесс в автоматическом режиме;

б) Доминирующая технология процесса бурения и добычи – постоянный мониторинг с импортом данных в геологическую, гидродинамическую и экономическую модели месторождения;

в) Стандартизация информационного обмена между производственными процессами различного рода, несущая глобальный характер.

Компании данной отрасли приступили к внедрению новейших технологий добычи и извлечения полезных ископаемых, реализуют различные программы, направленные на увеличение коэффициента извлечения нефти из пластов. Цель — управление разработкой месторождений с максимальной эффективностью, минимальными потерями добычи и минимальными затратами, что достигается за счет работы только с актуальной информацией (организация передачи данных в режиме реального времени). Из анализа современной литературы, по данным вопросам можно предположить, что процессы мониторинга бурения добычных скважин будут развиваться по сценарию:

1) контроль, за ходом бурения традиционными методами (вес на крюке, скорость проходки, газовый каротаж и т.д.);

2) контроль, за ходом бурения с помощью оптоволоконных и других интеллектуальных датчиков, получение данных с первых метров проходки и передача их в геологическую модель промысла практически в реальном масштабе времени, реализация обратной связи «модель - буровая установка» с формированием моделью управляющих команд, если в результате построения модели потребуется изменить траекторию бурения;

3) построение геологических моделей месторождений на порядки точнее существующих (в процессе построения будет широко использоваться суперкомпьютерная техника);

4) контроль, за состоянием скважин и месторождений при добыче (порядка ста измерений в секунду, включая состав флюида, температуру, давление, координаты заборных устройств и т. д);

5) построение точных гидродинамических моделей месторождений, управление нагнетающими скважинами со стороны гидродинамической модели.

Реализация всех вышеперечисленных задач потребует создания специализированных стандартов передачи данных от скважин, систем подготовки нефти и пунктов сдачи до геологической, гидродинамической и экономической моделей месторождений. Некоторые из стандартов уже сертифицированы и используются в производстве, некоторые находятся в стадии сертификации. Стандарты для обмена информацией в нефтяной промышленности существовали в течение многих лет, но во многих случаях они были недостаточными, чтобы передать детали, необходимые для автоматизации сложных процессов, таких как контроль бурения в режиме реального времени. В силу данных обстоятельств в мировой ИТ-индустрии, обслуживающей нефтяную промышленность, появился координирующий орган по разработке стандартов передачи данных - консорциум Energistics [7]. Собственно создание данного консорциума в 1990 году спонсорскими нефтяными компаниями: BP, Total, Mobil и Chevron (под названием Petrotechnica) – было обусловлено несовместимостью множества фирменных стандартов. Миссия новой организации была определена как разработка, поддержка, развитие и содействие открытым стандартам для научных, инженерных и операционных аспектов разведки и добычи нефти и газа. В настоящее время Energistics является признанным лидером в разработке стандартов передачи данных для нефтяной промышленности. Консорциум Energistics разрабатывает три основных направления промышленных стандартов в области обмена данных:

•WITSML - для бурения, закачивания и ремонта скважин [7];

•PRODML-для работ по добыче и передачи отчетов [8];

•RESQML - для моделей геологической среды и пласта [1].

Многие холдинговые, независимые и национальные нефтяные компании уже приняли стандарт WITSML для обмена скважинными данными в режиме реального времени или планируют использовать его в ближайшем будущем. Число совместимого программного обеспечения со стандартом WITSML быстро растёт, и на данном этапе стандарт включен в более чем 40 программных продуктов по всему миру. Совместимость со стандартом WITSML становится договорным обязательством, в частности в отношении буровых работ, связанных с высокой стоимостью, высокой

степенью риска или высокой степенью уплотнения скважин на единицу площади [3]. В настоящее время к утверждению готовится интегрированный стандарт WITSML V2.0. Начиная с версии 2.0, WITSML использует Energistics Common техническую архитектуру (CTA), которая обеспечивает общую технологическую основу для стандартов (WITSML, PRODML и RESQML). Эта общая архитектура облегчает компаниям внедрять стандарты. Это также облегчает совместное использование данных "через" стандарты для интегрированных операций рабочих процессов. Например, RESQML и PRODML могут использовать скважинные данные в WITSML. Для связи серверов WITSML V2.0 с агентами WITSML на скважинах и приложениями, использующими данные хранимые на серверах WITSML, используют протокол Energistics Transport protocol v1.1, в отличие от прежних реализаций WITSML 1.3.1 и 1.4.1, использующих для связи веб-службы API. Все варианты и разновидности стандартов используют расширяемый язык разметки XML для того, чтобы использовать полученные данные практически во всех приложениях. Создаётся так называемое единое информационное пространство.

Краткое описание стандарта WITSML

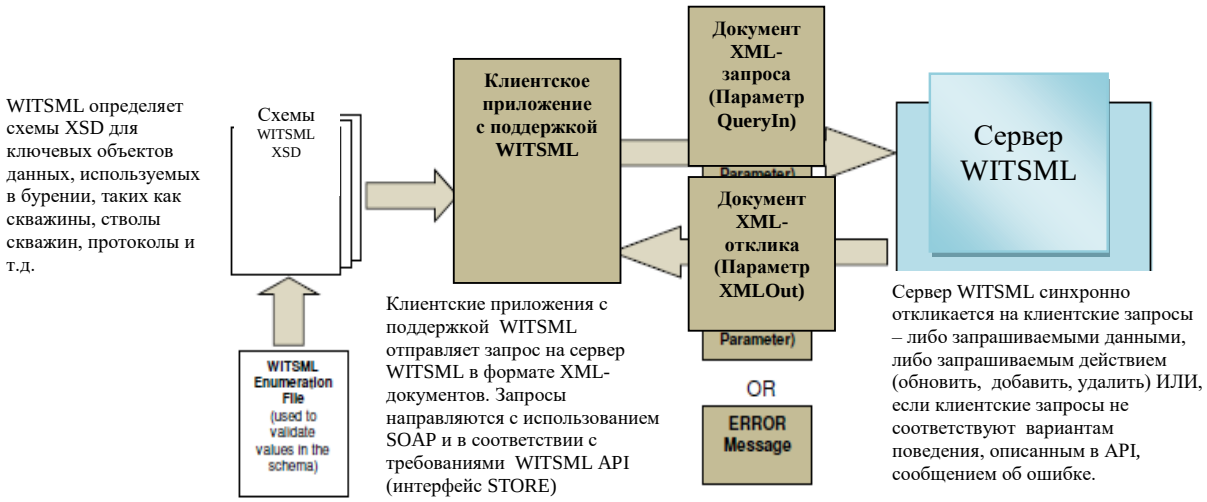


Рис. 1 — Схема реализации стандарта WITSML [8]

Обзор WITSML

Протокол передачи данных со скважины в процессе бурения (WITSML) включает характеристики объекта данных XML и спецификации веб-сервисов, разработанных для обеспечения своевременной непрерывной передачи данных со скважины между операторами и сервисными компаниями с целью ускорения и повышения эффективности процессов принятия решений.

В состав WITSML входят:

• **Схемы данных**, которые определяют объекты данных (такие как: скважины, стволы скважин, протоколы и т.д.) и их функциональную зависимость друг от друга для других объектов данных, связанных с бурением• **enumValues.xml.** Файл программы загрузки, который содержит таблицы для определения допустимых значений для элементов данных таких, как единицы измерения и типы литологического состава.

• **STORE API** (интерфейс прикладных программ хранения) (текущий документ) описывает функции и варианты поведения серверов WITSML и взаимодействие приложений клиента с этими серверами. [9]

Ключевые компоненты WITSML

Объекты данных WITSML являются логическим представлением и организацией элементов данных, связанных с основными компонентами и операциями, задействованными в бурении скважины. Например, объект данных «буровая установка» содержит элементы данных, связанные с буровой установкой (владелец, тип и производитель буровой установки).

Основные характеристики объектов данных WITSML перечислены ниже:

- Объект данных WITSML не является надлежащим объектом программирования (с методами, свойствами, событиями и т.д.);
- Объекты данных и функциональная зависимость между ними (например, взаимосвязь "родитель - дочерний элемент") определяются схемами данных WITSML и связанными с ними таблицами статистических подсчетов (единицы измерения, литологии и др.);
- При обмене между системами или программными приложениями каждый из логических объектов данных представляется в формате физического XML-документа, как это определено схемами данных WITSML;
- Каждый объект данных WITSML имеет идентификационный признак и идентификационные признаки своего предка или иерархического уровня, по которому он образуется. Например, объект данных диаграмма газового каротажа (mudLog) имеет свой идентификационный признак, а также идентификационные признаки объекта данных своего родителя (ствола скважины) и объекта данных своего прародителя (скважины).

Организация объекта данных

Объекты данных организованы в единое иерархическое «дерево» с объектом данных скважины на вершине дерева. Объект данных скважины является родителем одного или более объектов данных ствола скважины (объект данных дочерний элемент); объект данных «ствол скважины» может иметь один или несколько дочерних элементов (диаграммы газового каротажа, траектории и т.д.). Объектам данных также приписываются идентификационные признаки (уникальный идентификатор на рисунке 3).

Идентификация объекта: уникальные идентификаторы и имена объектов данных. С целью идентификации, извлечения и обновления объектов данных WITSML каждый объект данных имеет машиночитаемый уникальный идентификатор (УИ) и удобочитаемый элемент имени.

Уникальные идентификаторы

Каждый объект данных WITSML имеет внутри УИ и идентификаторы своих предков. Например, объект данных «диаграмма газового каротажа» (*mudLog*) имеет отметку своего УИ, отметку идентификатора своего родителя «ствола скважины» (*uidWellbore*), и отметку идентификатора своего прародителя «скважина» (*uidWell*). Идентификаторы, которые представляют объекты данных родителя, называются указателями подчиненных отношений, так как они представляют "внешние ключи", которые ссылаются на УИ в объекте данных родителя. УИ обычно назначается клиентскими приложениями. Тем не менее, в некоторых случаях, если клиент не определяет УИ объекта данных, то сервер определяет его и возвращает значение клиенту.

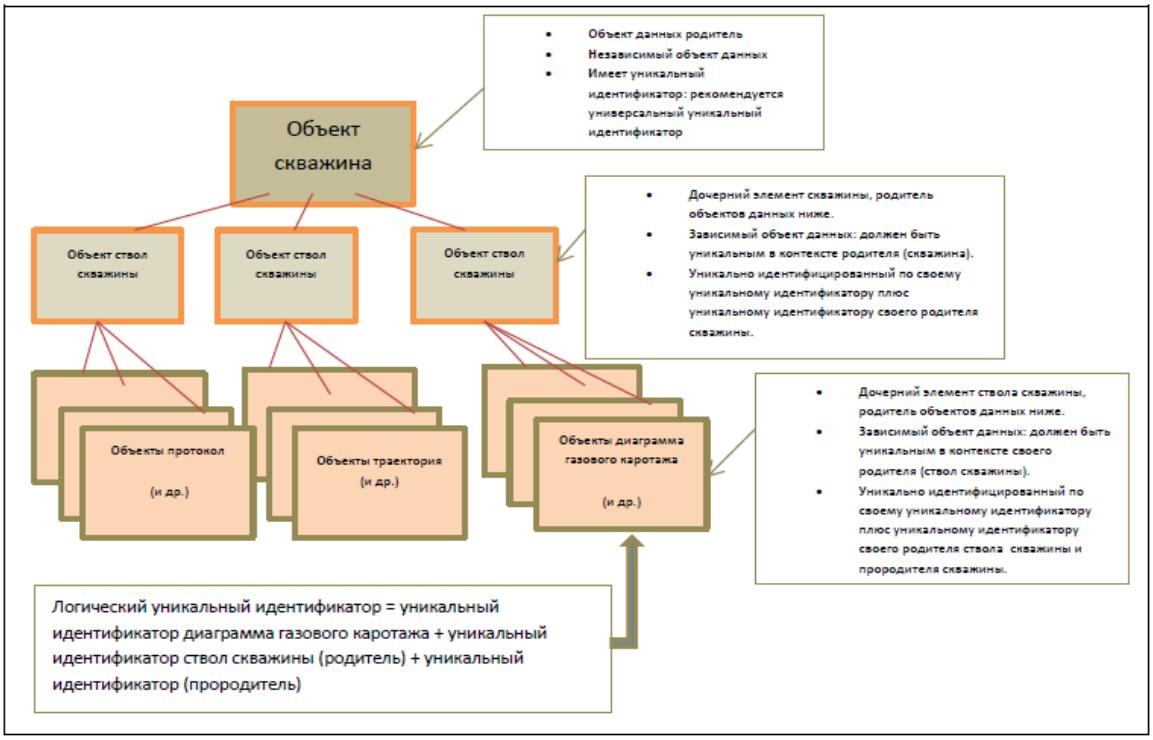


Рисунок 0 — Объекты данных стандарта WITSML [8]

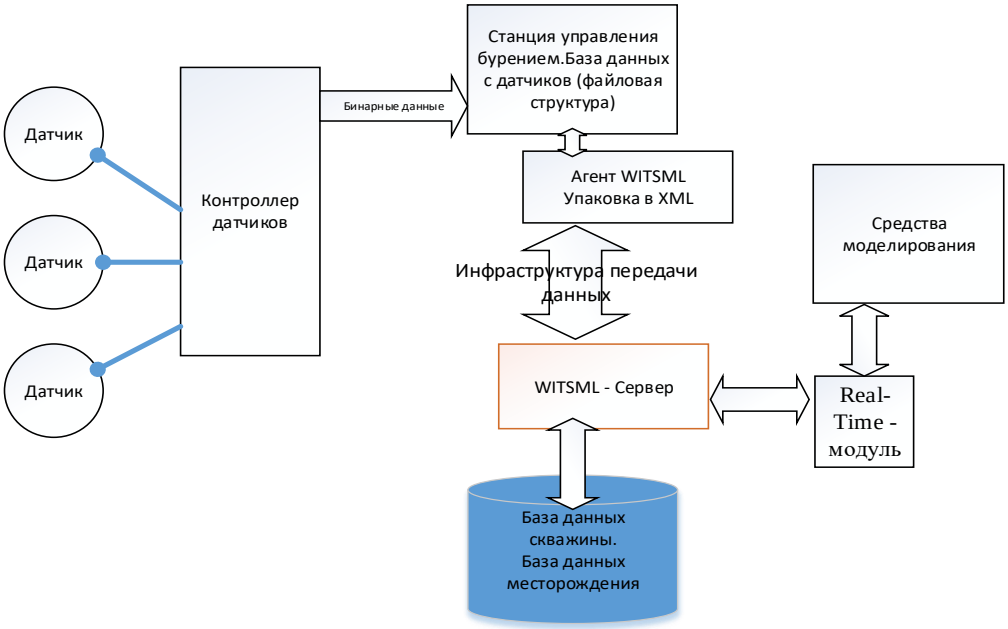


Рисунок 4 — Функциональная модель передачи данных в информационной инфраструктуре «интеллектуального» месторождения, на основе стандарта WITSML

Применение стандартов передачи данных в России.

К настоящему моменту в России создано значительное количество программ и баз данных для решения различных задач, возникающих в процессе строительства скважин. При этом каждый разработчик использует, как правило, свой собственный, несовместимый ни с каким другим стандарт хранения данных. Для обмена данными обычно применяется формат LAS. Однако LAS позволяет описывать только линейные (плоские) структуры данных и не применим для хранения сложных иерархических структур. Данный вопрос усугубляется разнообразием используемого оборудования: ряд оборудования использует совершенно ни с кем не совместимые стандарты передачи данных. Есть оборудование, использующие стандарт передачи данных WITS различных версий. Есть станции управления бурением, использующие LAS и WITS одновременно. Всё это может находиться на одной буровой площадке или кусте скважин. Но стандарты передачи данных LAS и WITS не позволяют вводить данные в приложения в режиме реального времени. В качестве приложений, использующих данные с буровых установок, используют чаще всего Schlumberger-Petrel различных версий. Разработаны отечественные приложения, использующие стандарт передачи данных WITSML 1.3.1- напр. «Геонафт». Положение усугубляется тем, что используемые в отечественной нефтяной промышленности программные средства моделирования месторождений (Schlumberger-Petrel, Weatherford - Wellook) переходят на импорт данных с буровых установок через сервера WITSML, в автоматическом режиме. Модель сама обращается по IP- адресу на сервер и импортирует с него данные через специальный

модуль Petrel Real-Time Data Link component. В принципе, возможно использование зарубежных WITSML – серверов и такие услуги предлагают различные фирмы (Wellstorm, PetroDAQ и пр.), но при данном способе хранения остро стоит вопрос о безопасности данных. Скорее всего, стандарт WITSML (его национальная версия, совместимая с международной) станет, первым официально принятым стандартом нового поколения в России. Это обусловлено рядом причин:

1) опыт применения данного стандарта за рубежом: он принят и утверждён уже в двух версиях (1.3.1 и 1.4.1), когда как другие находятся ещё в стадии утверждения;

2) возможность построения геологической модели месторождения в режиме on-line;

3) Готовиться к утверждению версия стандарта WITSML V2.0 с протоколом передачи данных ETP 1.1 интегрирована со стандартами PRODML и RSQML;

4) WITSML V2.0 с одной стороны совместим с версией WITSML 1.4.1, с другой стороны данные в этом стандарте могут использовать стандарты PRODML и RSQML. В перспективе возможно создание единого стандарта передачи данных для нефтегазовой промышленности.

Национальный стандарт передачи данных для нефтяной промышленности и методы его реализации.

Анализ современного состояния применения стандартов в России показал наличие большого разнообразия станций ГТИ с различными стандартами передач данных и без оных. Чаще всего данные передаются в виде отчётов с периодичностью 2-3 часа, по электронной почте в виде таблиц excel. Естественно ни о каком режиме реального времени речи нет. Производители станций ГТИ, автоматизированных систем управления добычей (SCADA) не имеют единых требований и руководящих документов для разработки программных агентов стандартов передачи данных. В результате производятся станции ГТИ с различными интерфейсами и стандартами передачи данных, и для каждого варианта реализации требуется своё приложение, которое сможет обработать и визуализировать потоки информации со скважин. А если на предприятии привлекают несколько сервисных организаций, и каждый подрядчик имеет свой тип станций ГТИ или несколько? С другой стороны, истощение старых месторождений, разработка новых в арктических районах, требуют применение новых технологий разработки и эксплуатации. Устаревшие стандарты передачи данных, в силу ограниченности номенклатуры объектов и данных не имеет возможности передать реальную картину состояния производственного процесса. Необходимость принятия официального стандарта передачи данных очевидна, но какой стандарт принять за основу? Если принять стандарт WITSML, то со одной стороны он будет совместим с перспективным оборудованием и программным

обеспечением зарубежных поставщиков, но с другой стороны отечественные производители должны полностью копировать и применять компоненты стандарта в своих разработках, что не всегда возможно. Так же сохраняется зависимость от санкций. Важно так же учитывать то обстоятельство, что не всегда отечественные технологии бурения и добычи совпадают с импортными, есть огромные различия в приложениях обрабатывающих данные с промыслов. В, частности методы взаимодействия с государственными органами надзора и контроля требуют данных не отражённых в импортных стандартах, есть так же отличие в геологическом обеспечении и многом другом. С другой стороны, разработка отечественных программных средств для моделирования процессов бурения и добычи, может потребовать специфических данных совершенно не отражённых в импортных стандартах. В принципе в отечественной нефтяной промышленности на данный момент есть все компоненты для мониторинга процессов бурения и добычи (станции ГТИ, SCADA- системы, Телескоп+ и др.), нет только утверждённого стандарта передачи данных, для законченной технологической цепочки.

Требования к разработке современного отечественного стандарта передачи данных для нефтегазовой промышленности России:

1. Стандарт передачи данных должен поддерживать как современные отечественные станции ГТИ, так и современные импортные (всё равно найдутся предприятия, которые будут покупать импортное оборудование);

2. Схема данных национального стандарта передачи данных должна состоять из двух частей: одна часть должна быть полным аналогом схемы данных стандарта WITSML V2.0 для работы с импортным оборудованием. Вторая часть схемы данных для отечественного оборудования и технологий, которая формируется путём добавления в схему данных стандарта WITSML V2.0 (стандарт это позволяет) компонентов, описывающих отечественные особенности технологии добычи нефти, размерности данных, данные на русском языке и т.д.;

3. Селекция выбора варианта стандарта передачи данных осуществляется при опросе версии требуемого варианта общения;

4. Сервера поддержки национального стандарта (приём, хранение данных с буровых, передача их в приложения) должны осуществлять как поддержку стандарта WITSML V2.0., так и поддержку национального стандарта;

5. Что касается существующих станций ГТИ, работающих со стандартами LAS и WITS, то их можно подключать к серверам с помощью т.н. «агрегаторов», осуществляющих конвертацию стандартов LAS и WITS в стандарт WITSML V2.0.

6. В качестве протокола передачи данных использовать ETP 1.1 и его дальнейшее развитие, так как протокол используется как надстройка над транспортным стандартным протоколом http;

7.Основная задача при создании национального стандарта передачи данных – это разработка и утверждение схемы данных стандарта. В её разработке ключевая роль должна принадлежать специалистам нефтяникам, буровикам, геологам, разработчикам геологических моделей месторождений. Технология разработки может быть реализована в виде подачи предложений специалистов на сайт разработки в свободном виде. В дальнейшем все предложения тщательно анализируются ведущими экспертами отрасли и утверждаются – допустим, в Минпромторге. В целом получаем руководящий документ, позволяющий создать полную технологическую цепочку оборудования и программные компоненты, работающие по единому стандарту. Для финансирования проекта можно обратиться к американскому опыту разработки стандартов - за счёт организации консорциума

Список литературы

1. Тенденции развития информационного обеспечения геолого-технологического мониторинга бурения нефтегазовых скважин И.В. Кузнецов, В.Ю. Турчанинов (ООО НПО «Союзнефтегазсервис») Нефтяное Хозяйство 09'2012
2. Drilling Automation (Oilfield Review), Schlumberger. Publication Date: 09/06/2012, Walt Aldred, Clinton Chapmen etc. (стандартизация, протокол передачи данных из скважины, стандарты управления буровой установкой)
3. ROGTEC Magazine - Russian Oil & Gas Technologies - News, Reviews & Articles Tuesday, February 5th, 2013 «Применение открытого стандарта обмена данными WITSML совместно с технологией Wellook», Владимир Турчанинов, зам. Директора, СНГС, Нина Захарова, Директор, СНГС, Джерри Хаббард, Исполнительный директор и Президент, Energistics
4. «Основания для применения стандартов в капиталоемких отраслях» Sergey Gumerov Business developer executive for Chemical and Petroleum at IBM , on Nov 27, 2013
5. Информационное сопровождение строительства скважин в системе управления жизненным циклом нефтегазовых месторождений – Wellook, Турчанинов Владимир Юрьевич, заместитель Генерального директора ООО НПО «СНГС» по системной интеграции, Интернет сайт → www.wellook.ru
6. Вейбер В. В., Кудинов А. В., Марков Н. Г. Интеграция информационных систем нефтегазового предприятия на основе отраслевого стандарта и принципов SOA. Издательство "Новые технологии", "Программная инженерия", 2012 ,№2.
7. http://www.energistics.org/production/prodml-standards/current-standards PRODML DATA SCHEMA AND API SPECIFICATIONS

8. http://www.energistics.org/drilling-completions-interventions/witsml-standards WITSML Standards. http://www.energistics.org/drilling-completions-interventions/witsml-standards/current-standards

9. (WITSML STORE Application Program Interface (API) v1.4.1

10. Article from Hart's E&P, May 2010 & P (Отраслевые преимущества от данных стандартов обмена Статья из Харта E & P, май 2010 г.)

11. Распределенные системы контроля температуры на базе современных волоконно-оптических датчиков. Джеймс Браун, Schlumberger, Саутхэмптон, Великобритания Денис Рогачев, Schlumberger, Москва, Россия. ГЕОЛОГИЯ, ГЕОФИЗИКА № 5. www.slb.ru/userfiles/WCP_TT_2005_1.pdf

ОКИСЛИТЕЛЬНАЯ МАТРИЧНАЯ КОНВЕРСИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В СИНТЕЗ-ГАЗ (OXIDATIVE MATRIX CONVERSION OF NATURAL GAS TO SYNGAS)

Шиянова К.А.[1,2], Шаповалова О.В.[1], Тимофеев К.А.[1,3]
(научный руководитель: профессор Арутюнов В.С.)
[1] ФГБУН Институт химической физики им. Н.Н. Семенова РАН, Москва.
[2] Московский Технологический Университет (кампус МИТХТ),
[3] Факультет ФФХИ МГУ им. М.В. Ломоносова

Ежегодно в мире растёт добыча природного газа. Основной компонент природного газа – метан (до 90%). Конверсия метана – основной способ получения синтез-газа, который используется в процессах синтеза синтетических жидких углеводородов (СЖУ) и моторных топлив по методу Фишера-Тропша, а также является основным сырьём для синтеза метанола и аммиака. Традиционные процессы конверсии углеводородов в синтез-газ достигли своей технологической зрелости, но они обладают высокими энерго- и капиталоёмкими затратами. Экономическая эффективность достигается при очень больших масштабах производства. Вследствие этого, чаще поднимается вопрос о создании принципиально новых технологий получения синтез-газа, с помощью которых будет решена проблема эксплуатации малодебитных и низконапорных месторождений [1].

Матричная конверсия природного газа является одним из возможных методов конверсии метана в синтез-газ. В таких процессах используются «беспламенные» горелки инфракрасного излучения с плоской проницаемой матрицей. Целью работы было изучение зависимости выхода продуктов и температуры обратной стороны составной матрицы от её морфологических характеристик. В горелочные устройства добавлялись распределительные решетки и термоизоляционные материалы.

Использование горелочных устройств с составными матрицами можно рассматривать одним из наиболее перспективных типов устройств для создания экологичной и компактной технологии. Проведение конверсии метана в матричных конверторах позволит реализовать процесс непосредственно на местах добычи и вовлечь в эксплуатацию низконапорные и истощённые месторождения [2,3].

Все матрицы имеют разные морфологические характеристики. К ним относится: размер, плотность, проницаемость, пористость, химический состав и др. Для эксперимента использовались матрицы разного химического состава. Образец №1 был изготовлен из нихрома (55—78 % никеля, 15—23 % хрома, с добавками марганца, кремния, железа, алюминия). Образец №5 был выполнен из

фехраля (Cr (12—27 %); Al (3,5—5,5 %); Si (1 %); Mn (0,7 %); остальное Fe).

Эксперименты проводили на установке (Рис.1) при постоянном расходе метана = 24 мл/мин, что соответствует мощности в 30Вт/см^2. В течение всего эксперимента послойно измеряли температуру тремя термопарами.

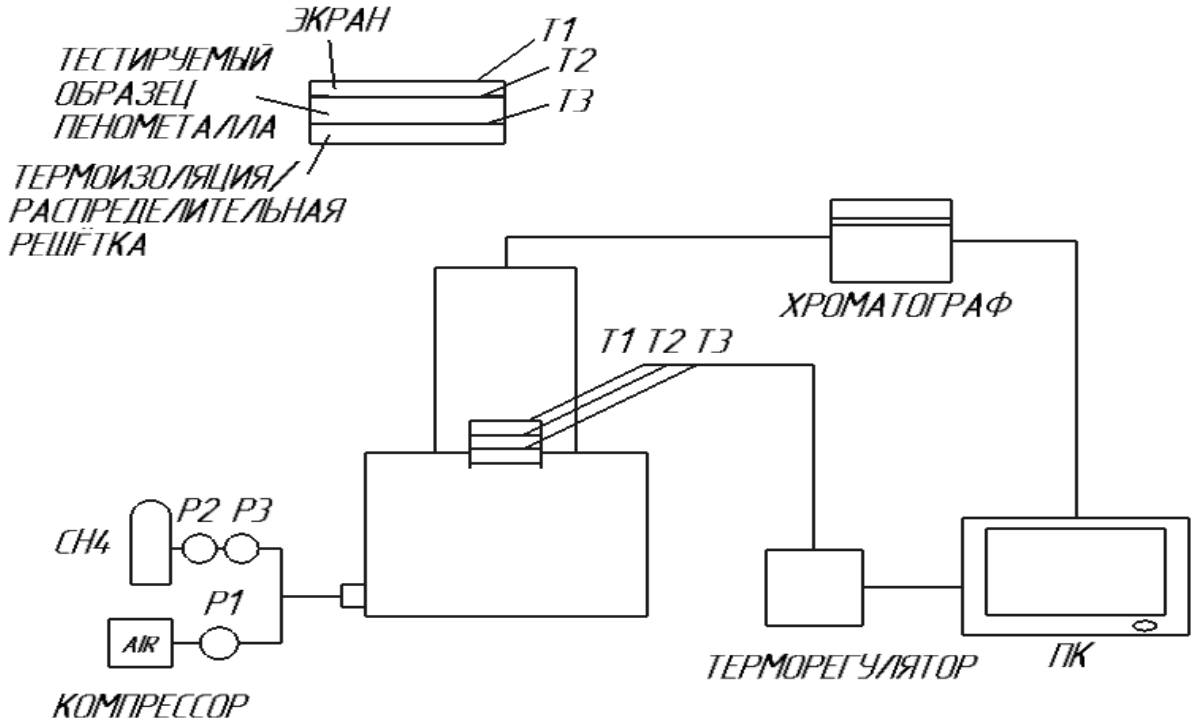


Рис.1. Схема экспериментального стенда для исследования конверсии метана в составных матрицах.

В ходе исследования было замечено (Рис.2), что выход синтез-газа увеличивается при использовании матриц из нихрома. Увеличение содержания никеля в сплаве металлической матрицы приводит к росту скорости реакции парциального окисления метана (концентрация водорода и монооксида углерода выросла с 10 до 16 % и с 8 до 13 % соответственно при α=0,45). Следовательно варьируя состав металлической матрицы можно получать смеси различных отношений CO/H_2.

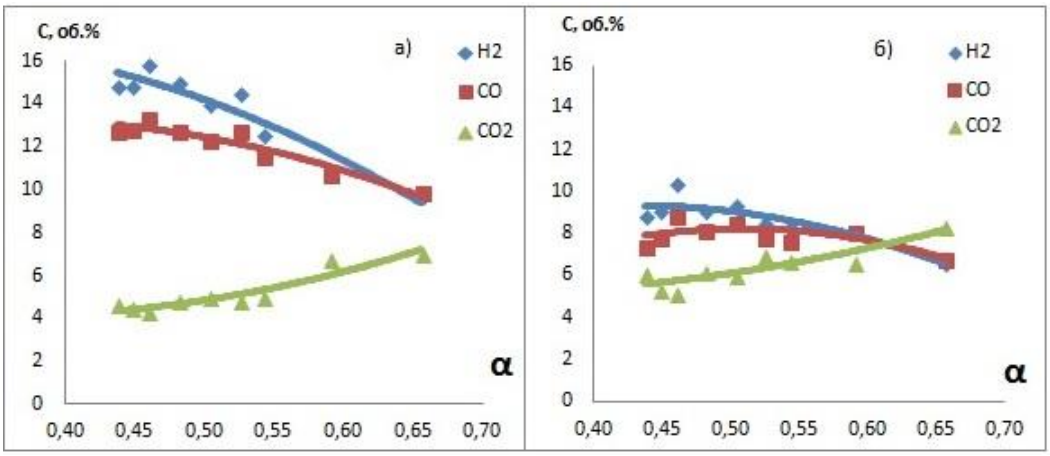


Рис.2. Зависимости концентраций продуктов от коэффициента избытка окислителя для а) Образец №1(Нихром) и б) Образец №5 (Фехраль).

Одной из важных характеристик матриц является проницаемость матрицы. Проницаемость – это способность матрицы пропускать через себя поток газа. В результате эксперимента выявлено (Рис 3), что с увеличением пористости матрицы увеличивается выход синтез-газа. Газ, проходя через матрицу с большей пористостью, нагревается меньше за счёт снижения времени контакта, что способствует увеличению вклада реакции парциального окисления метана.

Увеличение проницаемости металлической матрицы в два раза приводит к расширению пределов горения, и в результате к увеличению концентраций H_2 и CO с 11 до 16 % и с 11 до 13% соответственно.

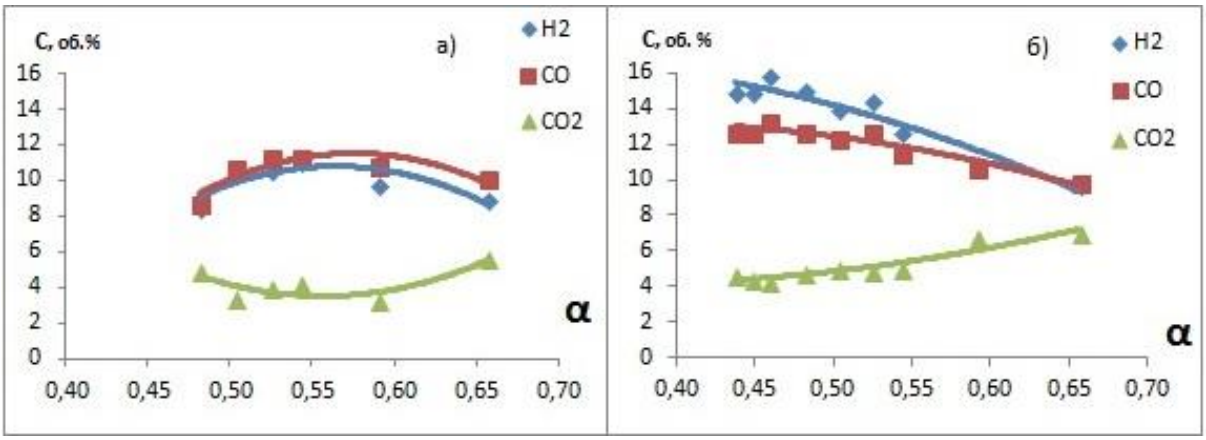


Рис.3. Зависимости концентраций продуктов от коэффициента избытка окислителя для а) – проницаемость матрицы 0,167 и б) – проницаемость матрицы 0,254.

При эксплуатации пилотной установки матричного конвертора возникла проблема проскока пламени в объём реактора за счёт низкого температурного градиента между рабочей и нерабочей стороной матрицы. Из-за высокой температуры обратной стороны матрицы воспламенение смеси происходило в объёме реактора при входе в матрицу. Для решения данной проблемы был использован теплоизоляционный материал марки АТМ-11М. Производство ОАО «ОНПП Технология». Основа термоизоляции - кремнеземное волокно. Рабочая температура до +1300˚С. Плотность материала 0,400 г/см^3. Коэффициент теплопроводности не более 0,090 Вт/м*К.

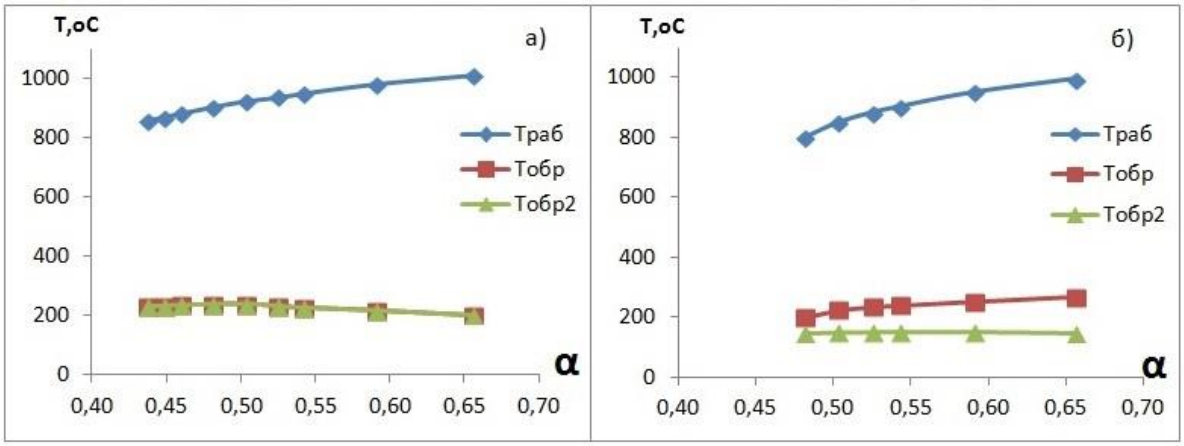


Рис.4. Зависимости температур от коэффициента избытка окислителя при послойном её измерении для а) Образец №1 и б) Образец №1 с теплоизоляцией

Рис. 4 показывает увеличение температурного градиента между рабочей и нерабочей стороной матрицы. Температура рабочей поверхности матрицы не изменяется, но происходит уменьшение температуры обратной стороны. В результате использования теплоизоляционного материала происходит увеличение рекуперации тепла, сужаются пределы горения, и падает конверсия метана. Это связано с преобладанием реакции полного окисления метана, в итоге кислород расходуется интенсивнее для создания молекулы CO_2 (Рис.5).

Размещение теплоизоляционного материала перед металлической матрицей увеличивает температурный градиент на 100 °С между рабочей и обратной стороной составной матрицы. Одновременно с этим наблюдается увеличение скорости реакции полного окисления метана (концентрация диоксида углерода выросла с 5 до 9 % при α=0,5).

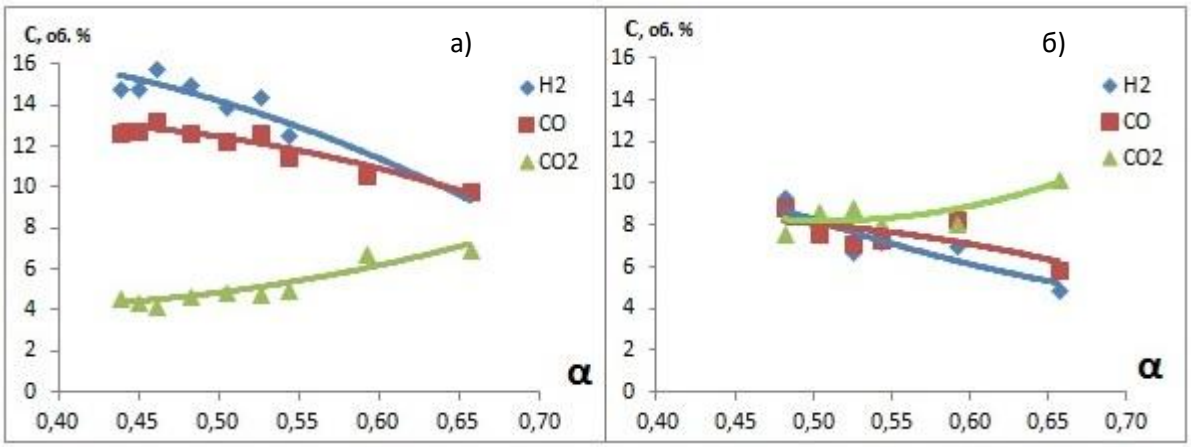


Рис.5. Зависимости концентраций продуктов от коэффициента избытка окислителя для а) - пенометаллической матрицы и б) - пенометаллической матрицы с теплоизоляцией.

Использование матричных конверторов является одним из перспективных направлений получения синтез-газа. В сравнении с существующими методами конверсии метана в синтез-газ горелочные устройства на основе проницаемых матриц имеют низкие капитальные затраты, что позволяет их использование непосредственно на местах добычи. К основным преимуществам также можно отнести возможность конвертирования углеводородов практически любого состава и высокую производительность. Автотермическое парциальное окисление позволяет значительно снизить размеры и, соответственно, стоимость конвертора.

С помощью такой технологии можно вовлечь в эксплуатацию истощенные и низконапорные источники, а также располагать производство непосредственно на местах добычи природного газа.

Литература

1) Махлин В.А., Цецерук Я.Р. Современные технологии получения синтез-газа из природного и попутного газа // Химическая промышленность сегодня. 2010. №3. С.6-17.

2) Арутюнов В.С., Шмелев В.М., Лобанов И.Н., Политенкова Г.Г. Генератор синтез-газа и водорода на основе радиационной горелки // Теоретические основы химической технологии. 2010. № 1. С. 21-30.

3) Арутюнов В.С., Шмелев В.М., Рахметов А.Н., Шаповалова О.В., Стрекова Л.Н. Окислительная конверсия углеводородных газов в режиме поверхностного горения // Известия РАН. Серия химическая. 2013. № 7. С. 1504-1510.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО–ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РЕЗЕРВУАРА
INVESTIGATION OF THE STRESS STRAIN STATE OF THE TANK

Щипкова Ю.В.
Научный руководитель профессор кафедры «Нефтегазовое дело, стандартизация и метрология» В. В. Токарев
Омский государственный технический университет

Проблема хранения углеводородного сырья – один из актуальных вопросов нефтяной промышленности. В настоящее время нефть и нефтепродукты хранятся в резервуарах объемом от 5000 до 100000 м3, конструкция которых описана в ГОСТ 31385-2008 [2]. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. В задачи проектирования резервуаров входит увеличение их срока службы, а также уменьшение временных и материальных затрат на обслуживание РВС в процессе эксплуатации. Одна из причин выхода РВС из работы – потеря устойчивости сварного соединения стенки резервуара с днищем (уторный шов), что обусловлено коррозионным воздействием подтоварной воды, представляющей собой слабый раствор серной кислоты, скапливающейся в нижней части резервуара. Таким образом, своевременный отбор подтоварной воды существенно снижает время ее воздействия на уторный шов резервуара. В настоящее время дренирование подтоварной воды производится через сифонные краны, которые установлены по периметру резервуара, причем, их необходимо осматривать при каждом отводе подтоварной воды [4].

У используемого метода отвода подтоварной воды имеется ряд недостатков. Основной из них заключается в том, что контроль над стоком подтоварной воды осуществляется визуально, следовательно, возможны утечки и погрешности, связанные с человеческим фактором. [3]

Одним из решений данной проблемы можно считать использование системы отвода подтоварной воды, предполагающей изменение конструкции днища резервуара с конуса с уклоном от центра [5] на конус с уклоном к центру РВС.

Однако подобная конструкция приводит к изменению напряженно-деформированного состояния РВС и возникновению вероятности образования трещин в днище и, как следствие, появлению утечек нефти из РВС в процессе его эксплуатации.

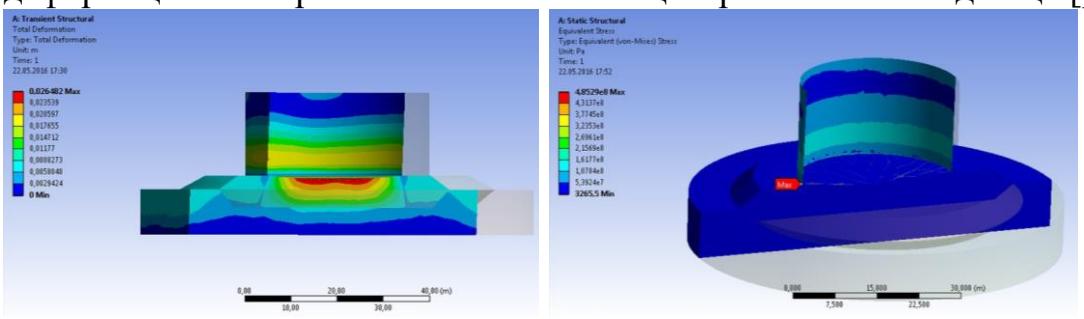
Поэтому необходимо проанализировать напряженно-деформированное состояние резервуаров с днищем предложенной формы при помощи программного продукта ANSYS.

Для анализа рассмотрены резервуары объемом от 2000 до 30000 м3, с углами уклонов днища от 2 до 15 градусов.

В программе ANSYS были рассчитаны возникающие напряжения и деформации при воздействии следующих нагрузок:

— вес крыши;
— вес стенок;
— гидростатическая нагрузка от продукта;
— снеговая нагрузка в V снеговом районе [6].

По результатам исследования выявлено, что максимальные деформации и напряжения возникают в центральной части днища [рис. 1].



а) *б)*

Рис. 1 – Деформации и напряжения, возникающие в резервуаре: а) деформации; б) напряжения

При этом возникающие напряжения не превышают предельно допустимых значений напряжений для стали С590К с пределом текучести 590 МПа.

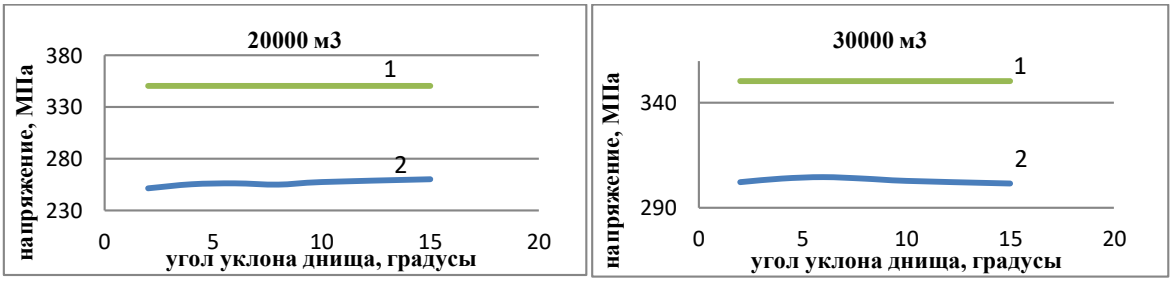


Рис. 2 – Графики сравнения возникающих напряжений с предельно допустимыми значениями в резервуарах объемами 20000 и 30000 м3 с углами уклона от 2 до 15 градусов: 1 – допустимое значение напряжений; 2 – возникающие напряжения

Предлагаемая система отвода «подтоварной воды» представляет собой комплекс устройств, связанных между собой электрической связью. Работает следующим образом: при появлении воды, сигнал с датчика положения межфазного уровня «нефть-вода», расположенного в зоне скопления «подтоварной воды» посылается на блок автоматического управления, который в свою очередь включает насосную установку откачки, осуществляющую откачку «подтоварной воды» из резервуара через трубопровод при помощи приемо-раздаточных устройств (ПРУ).

Форма трубопровода может быть различна, основное требование к нему: обеспечение отвода «подтоварной воды» из зоны скопления «Н1». Откачиваемая «подтоварная вода» проходит через анализатор для определения степени отбора и качества очистки «подтоварной воды» и посылает сигнал на блок управления для прекращения откачки и анализирует наличие и объем «подтоварной воды» в трубопроводе (рис. 3).

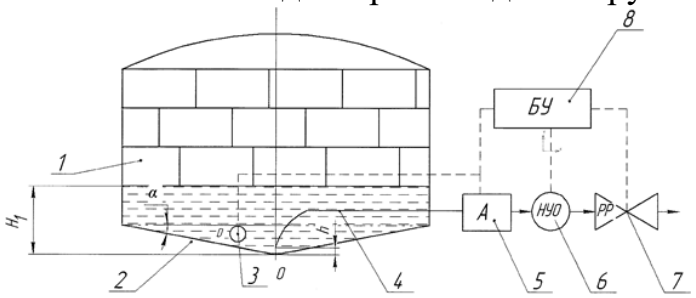


Рис.3– Устройство для удаления подтоварной воды и резервуара: Н1 – зона скопления «подтоварной воды»; 1 – стенка РВС; 2 – днище РВС; 3 – датчик положения межфазного уровня «нефть-вода»; 4 – трубопровод отвода; 5 – анализатор; 6 – насосная установка откачки; 7 – регулятор расхода «подтоварной воды»; 8 – блок автоматического управления.

Следовательно, оптимальный угол уклона днища можно принять равным 2-4 градуса. Т. к. при этих значениях угла возможно использовать предложенную систему отвода подтоварной воды.

Были проведены практические испытания резервуара с уклоном днища $2\text{-}3^0$ и с установкой в полости резервуара приемо-раздаточных устройств – одного в нижней части и одного в верхней части днища резервуара.

В процессе испытаний выявлено:

—Эффективно проводился отбор подтоварной воды с помощью предложенной конструкции ПРУ в течении 10 лет;

—При вскрытии резервуара, парафинистые отложения практически отсутствовали;

—Для эффективного отбора подтоварной воды из РВС 5000м3 достаточно использовать одно ПРУ, находящееся в нижней части резервуара.

После испытания и очистки РВС была произведена ультразвуковая диагностика уторного шва. Результаты УЗ-диагностики показали, что уторный шов претерпел деформации в пределах допуска.

Т.о. можно сделать вывод, что, использование днища сложной формы, приводит к тому, что подтоварная вода скапливается не по периметру резервуара, а в его центре. Следовательно, уменьшается время коррозионного воздействия подтоварной воды на уторный шов. Удаление подтоварной воды из резервуаров осуществляется автоматическим

способом при помощи приемо-раздаточных устройств, обеспечивающих дренирование большого количества воды без потерь нефтепродукта. А также, совместно с подтоварной водой из резервуара производится отвод нефтешлама и парафинистых отложений, что существенно сокращает время очистки РВС. Как показали расчеты, возникающие напряжения не превышают предельно допустимых. Следовательно, предложенная конструкция днища РВС эффективна, работоспособна и может быть реализована для резервуаров объемами 5000– 50000 м3

Литература

1. ГОСТ 1437-75. Нефтепродукты темные. Ускоренный метод определения серы. - Министерство нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности СССР, 1977.

2. ГОСТ 31385-2008. Резервуары вертикальные цилиндрические стальные для нефти и нефтепродуктов. – М.: Стандартинформ, 2010.

3. Квасов И.Н. Анализ систем обнаружения утечек и несанкционированных врезок в магистральном нефтепроводе/Квасов И.Н.// Геология и нефтегазоносность Западно-сибирского мегабассейна (опыт, инновации): материалы десятой международной научно-технической конференции (посвященной 60-летию Тюменского индустриального университета) – Тюмень: Тюменский индустриальный университет, 2016.

4. РД 153-39.4-078-01. Правила технической эксплуатации резервуаров магистральных нефтепроводов и нефтебаз. – Уфа.: Министерство энергетики Российской Федерации, 2011.

5. РД-16-01-60-30-00-КТН-026-1-04. Нормы проектирования стальных вертикальных резервуаров для хранения нефти объемом 1000-50000 м3. – М.: ОАО «АК «Транснефть». 2004.

6. СНиП 23-01-99. Строительная климатология. – Взамен СНиП 2.01.01. – 82; Введ. 11.06.99. – М.: Изд-во стандартов, 2000.

СОДЕРЖАНИЕ

Абаркина Д.В.
Комплексная оценка экологической и энергетической эффективности СПГ в Балтийском регионе (ITegrated assessment of ecology and energy effeciency of LNG in the Baltic sea region)……...3
Аграфенин Д.А., Лещенко А.А., Муслимов Г.Н.
Повышение эффективности работы конкретного магистрального продуктопровода при последовательной перекачке нефтепродуктов (Improving the efficiency of the main product pipeline for sequential pumping of oil products)……14
Amede G., Okechukwu O.A., Bassey I.E
Решение проблем горизонтальных скважин с подхода бурового раствора (Drilling fluid approach to solving horizontal well problems)……..19
Антипина М.И., Дегтярев Д.С.
Нафтеновые углеводороды с угловым магнитным моментом Западной Сибири (Naphthenic hydrocarbons of West Siberia)……26
Арутюнов А.В.
Моделирование термоникитеческих колебаний при окислении и горении метана (Modeling of termoniketic oscillations at oxidation and combustion of methane)…….29
Архипова А.О.
Энергетическая «перезагрузка» в Евразии. Проблемы и перспективы энергетического сотрудничества России со странами Евразии (Energetic "reset" in Eurasia. Problems and prospects of the energy cooperation of Russia with the countries of Eurasia)……..36
Балабуха А.В.
Использование программ эвм для расчета коэффициента гидравлического сопротивления при транспортировке нефти по трубопроводу с применением противотурбулентных присадок (Use of computer programs for calculating the hydraulic friction coefficient in oil pipeline transportation with polymer turbulent additives)……..46
Беломестнова Ю.С., Леонтьев А.В.
Исследование деструкции полиизобутилена в составе защитной жидкости для баков-аккумуляторов энергетических предприятий (Study of the degradation of polyisobutylene in the composition of the protective fluids for accumulator tanks of energy enterprises)…….56

Белоусов А.Е., Кабанов О.В.
Расчет динамических характеристик детандер-генераторного агрегата объёмного типа для утилизации энергии сжатого природного газа на малых пунктах редуцирования единой системы газоснабжения (Calculation of dynamic characteristics of a displacement type expander-generator for natural gas energy utilization at small pressure reduction units of gas distribution system)……66
Белоцкая Е.Д.
Ценовые механизмы международной торговли СПГ с акцентом на нововведения в США (Pricing mechanisms of international LNG trade with an emphasis on USA innovations)……74
Богатырев Я.О.
Современные технологии передачи электроэнергии на подводные добычные комплексы морских нефтегазовых месторождений (Modern technologies of transfer electricity to subsea production system of offshore oil and gas fields)……83
Брынза И. А.
Исследование тонкослоистых песчано-глинистых отложений методом ядерного магнитного резонанса (Study of thin-bedded sand-clay rocks with nuclear magnetic resonance)……89
Гарайшин А.И, Актуганов Р.Р.
Геолого-гидродинамическая модель пласта крупного месторождения Западной Сибири для оптимизации системы разработки (Geological and hydrodynamic model of layer of the large oil fields of Western Siberia for optimization of field development system)……..98
Гарифуллин А.Р., Аверин К.А.
Исследование продуктов обработки жидких углеводородов в СВЧ плазме (Research of products of microwave plasma processing of liquid hydrocarbons)……100
Гильдебрандт М. И.
Увлажнение песчаного грунта основания хранилищ жидких углеводородов (Humidifying soil surface based on liquid hydrocarbons storage)……112
Гражданцева А.С., Власова Г.В., Колосов В.М.
Влияние волновых воздействий на показатели качества продуктов первичной перегонки астраханского газоконденсата (The effect of wave impacts on the indicators of quality of primary distillation of the astrakhan gas condensate products)……116
Григорьева Е.О.
Сравнительная характеристика потенциальных газовых хабов в Японии, Китае и Сингапуре (Comparative characteristics of potential gas trading hubs in Japan, China and Singapore)……123

Довгопол А.Н., Кравченко А.А.
Математическое моделирование гидродинамического переходного процесса в длинном нефтепроводе……..130
Евменова К.М.
Совершенствование правового регулирования деятельности ПАО «Транснефть» по транспортировке нефти по системе магистральных трубопроводов Российской Федерации (Improving of legal regulation of PAO Transneft' enterprise in oil transportation via the system of main pipelines of the Russian Federation)……..….139
Зорина С.А., Тукаев Р.Ф., Исламова А.В.
Применение лазерной сварки при изготовлении нефтегазового оборудования (Laser welding in manufacture of oil and gas equipment)…...147
Иванова Т.Н., Сычугов С.В.
Применение микрокремнезёма и углеродных нанотрубок в цементно-песчаных тампонажных растворах при цементации затрубного пространства нефтегазовых скважин (Use of microsilicon dioxide and carbon nanotubes in cement and sand grouting solutions at the waterproofing of annular space of oil and gas wells)…….156
Калашник Д.В.
Усовершенствованное управление процессом полимеризации этилена по индексу расплава с использованием прогнозных моделей (Advanced process control the polymerization of ethylene with using forecast models of a melt index)…….164
Кондратенко А.Д.
Разработка технологии подготовки природного газа для малотоннажного производства СПГ (Development of preparation technology of natural gas for small-scale production of LNG)……..174
Корнилов К.А., Тяктев М.М.
Исследование силовых и энергетических параметров работы приводных двигателей балансирных станков-качалок (Research of power and energy settings in driving engine balancing pumping units)……..180
Коровкин П.И., Хохлов А.Л., Епихин А.В.
Оценка влияния концентрации твердой фазы в растворе на состояние эластомера при механическом воздействии на него……..190
Котомцев А.А.
Литология и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Южно-Ярояхинского месторождения (lithology and prospects for oil and gas achimov strata South-Yaroyakhinskoe field)……196

Кудрявцева Н. М., Балыбин Д. В.
Особенности кинетики реакции выделения водорода на железе и его диффузии через стальную мембрану в кислых хлоридных средах в присутствии м-нитрофенилбигуанидина (Kinetics hydrogen evolution reaction on iron and its diffusion through a steel membrane in the acidic chloride medium in the presence of m-nitrofenilbiguanidina)……..201
Кузин Д.А., Чесноков Д.В.
Разработка тампонажных составов для условий нефтяных месторождений Приволжского региона (Design cement slurry for oil fields of Volga region)……..210
Кучин В. Н.
Обоснование и разработка технологии изоляции водопритоков для повышения качества заканчивания скважин (The study and development of water influx isolation technologies in order to improve upon the quality of well completion)……..220
Ларина Н.С.
Перспективы участия России в развитии рынка СПГ азиатско-тихоокеанского региона (The perspectives of Russian participation in Asia-Pacific LNG market development)……230
Логвиненко А.С.
Выбор приемлемого метода оценки рисков как важный этап технического диагностирования, основанного на оценке рисков в нефтегазовой промышленности(Choosing an acceptable method of assessing risks as an important step of risk based inspection in the oil and gas industry)…….237
Михайлов М.Э.
Выбор оптимального режима работы автономной установки электропрогрева скважины с питанием от ветрогенератора (Selecting the optimal mode of operation of standalone installation electric heating well powered wind turbines)…….246
Морозов В.А.
Математическая модель динамики бурильной колонны в процессе проработки скважины (Mathematical model of the behavior of the drilling column in the well processing process)……..250
Николаев Б.М.
Анализ применения тепломассообменного оборудования радиально-пластинчатого типа на объектах транспорта газа (Analysis of the application of heat and mass transfer equipment radial-plate type on transport of gas)…..254
Павлов А.А., Глухова А.А. Казакова Е.А.
Оптимизация надежности распределительных сетей с использованием длинно-искровых разрядников (Optimization of reliability of distribution networks with use of long-spark discharges)……..264

Ожигов Я.А.
Совершенствование методики управления качеством проектирования элементов газонефтяных трубопроводов (Improvement of quality management methods for designing the elements of oil and gas pipelines)….269
Полина А.А.
Разработка топливно-энергетических балансов г. Москвы: результаты, проблемы, предложения (The development of fuel and energy balances of Moscow: results, problems, offers)…….275
Попова Я.Д.
Определение количества примесей в потоке продукции газовых и газоконденсатных скважин……283
Рыкова М.В.
Нефтегазовый ресурсный потенциал мирового шельфа и глубоководных акваторий и его роль для нефтегазового комплекса Бразилии (Oil and gas resource potential of global and shelf deep water areas and its role for the oil and gas sector in Brazil)……..293
Сабукевич В.С.
Проблемы прав России на освоение шельфа Арктики (Problems of implementation of Russia's rights to development of the Arctic shelf)……299
Селезнев Д.С.
Техногенное воздействие при освоении подземного пространства – геокосмоса (Human impact on the underground space development - geospace)……...309
Семанов А.С., Бадретдинова А.И., Резепов Т.К.
Анализ эксплуатации нефтяных скважин с забойным давлением ниже давления насыщения на пашийском горизонте Ромашкинского месторождения (Analysis of well operation below bubble point pressure of the pashian formation of the Romashkinskoye oil field)……320
Семейченков Д.С.
Статистические методы анализа причин разбаланса природного газа и прогнозирования его величины в системе газораспределения (Statistical methods for the analysis of the causes of the imbalance of natural gas and its value in predicting the timing system)……325
Семенюк А.В., Коптева А.В.
Разработка бесконтактного способа измерения толщины парафиновых отложений в трубопроводе (Development non-contact method of measuring thickness of paraffin deposits in the pipeline)……336
Сергеева Е.А.
Расчёт параметров технологии эксплуатации нефтяных скважин с высоким газовым фактором струйным насосом (The calculation of parameters of the oil well operation technology with high gas factor by a jet pump)……..343

Симонова И.Ф., Исламгалиева Е.Р., Арушанян Н.С.
Современные модели организации труда нефтяных и газовых компаний (Modern model of labour oil and gas companies)…….347
Старшая В.В., Коптева А.В.
Снижение риска возникновения аварий на нефтепроводах с помощью радиоизотопной системы измерения параметров нефтяных потоков (Reduce the risk of accidents on the pipeline by radioisotope measuring system for oil stream parameters)……355
Степанов И. А.
Механизмы формирования цен на природный газ: исторические аспекты и современные тенденции (Tools of forming natural gas prices: historical aspects and trends)……..363
Токарева К. М.
Петрофизические характеристики карбонатных пород, месторождения Новый Алан (The petrophysical parameters of carbonate rocks, deposit - New Alan)…….370
Трубачева И.А., ЦаренкоА.В.
Распределение заданного годового отбора по скважинам газоконденсатного месторождения с целью увеличения конденсатоотдачи (Gas flow rate optimization to increase condensate recovery)……..376
Уткина Т.А.
Метод определения основных параметров подземных хранилищ газа с учетом сокращенного периода отбора газа (A new approach of determining the basic parameters of underground gas storages operation in direction of reducing withdrawal period)……385
Фахрутдинов И.Р., Назаров И.В., Улендеев П.И.
Разработка и исследование технологии увеличения нефтеотдачи пластов посредством активации вытесняющей среды модулированными волновыми воздействиями (Development and research of technologies of increase of oil recovery by activating the displacing medium modulated wave influences)……396
Хусаинов Р.А.
Моделирование сайклинг-процесса и оценка влияния взаиморасположения забоев скважин на коэффициент конденсатоотдачи (Modeling of the cycling process and evaluation of the well locations on the gas-condensate recovery)……..397
Черкашин А.Ю., Клюшов П.Д, Ворожейкин В.А.
Национальный стандарт передачи данных для нефтегазовой промышленности России (National standard of data transmission for oil and gas industry of Russia)…….405

Шиянова К.А., Шаповалова О.В., Тимофеев К.А.
Окислительная матричная конверсия природного газа в синтез-газ (Oxidative matrix conversion of natural gas to syngas)…….415
Щипкова Ю.В.
Исследование напряженно–деформированного состояния резервуара (Investigation of the stress strain state of the tank)……420

Генеральный информационный партнёр

РИА НОВОСТИ | РОССИЯ СЕГОДНЯ

Информационный партнёр

Interfax GLOBAL ENERGY

Генеральный медиа-партнёр

НЕДРА

Стратегические медиа-партнёры

Offshore [Russia]

OIL&GAS JOURNAL RUSSIA

Коммерсантъ

• 17-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ •

НЕФТЬ И ГАЗ 2017

Официальные медиа-партнёры

Газовая промышленность

ТЕРРИТОРИЯ НЕФТЕГАЗ

НЕФТЯНКА

КОРРОЗИЯ ТЕРРИТОРИИ НЕФТЕГАЗ

Медиа-партнёры

Нефтяное хозяйство WWW.OIL-INDUSTRY.RU

Инженерная практика

www.lawtek.ru Право ТЭК

Автоматизация & IT в нефтегазовой области

Neftegaz.RU

Нефтегазовая вертикаль

Специализированный журнал Бурение & Нефть

Экспозиция Нефть Газ

Нефть России

Информационно-аналитический журнал

Трубопроводный транспорт [теория и практика]

gasworld Россия и СНГ

Официальные спонсоры

РУСВЬЕТПЕТРО
совместная компания

Shell

севернефтегазпром

Schlumberger

ОКТЯБРЬСКИЙ ПАКЕР
НАУЧНО-ПРОИЗВОДСТВЕННАЯ ФИРМА

Спонсоры

HALLIBURTON

ЛУКОЙЛ
СМАЗОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

25 ЛЕТ

САХАЛИНСКАЯ ЭНЕРГИЯ
SAKHALIN ENERGY

TATNEFT

РИТЭК

Партнёр

ШИШКИН ЛЕС
ЧИСТАЯ ПИТЬЕВАЯ ВОДА