



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



18-20
АПРЕЛЯ **2017**

СБОРНИК ТЕЗИСОВ

ТОМ 1

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.

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ ТОМ 1

**Москва
2017 г.**

В сборнике представлены тезисы докладов 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.

Ответственный редактор: проф. В.Г. Мартынов

Редакционная комиссия: проф. В.В. Бондаренко,
проф. А.В. Лобусев,
проф. А.В. Мурадов.

**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.

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

**Секция 1. Геология, поиск и разведка
месторождений нефти и газа**

**ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЗАПАДНО- И ВОСТОЧНО-
МЕССОЯХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАСЕЙНА
(HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS OF WESTERN AND EASTERN
MESSOYAKHSK DEPOSITS
OF THE WEST SIBERIAN MEGABASIN)**

Абдрашито¹ Р.Н., Сальникова² Ю.И., Беспалова¹ Ю.В.

¹Тюменский индустриальный университет, ²ЗСИПНГ при ТИУ

Гидрогеологические исследования на всех стадиях поисков и разработки месторождений помогают решить огромное количество задач: предварительная оценка и прогноз нефтегазоносности, выявление участков, благоприятных для аккумуляции углеводородов, создание корректной модели разработки, обоснование системы ППД, контроль разработки, мониторинг состояния подземных и поверхностных вод и т.д.

Западно– и Восточно–Мессояхские месторождения характеризуются очень сложным геологическим строением (широкое развитие дизъюнктивных дислокаций, блоковое строение залежей, присутствие большого количества палеоразмывов). Месторождения согласно схеме природных водонапорных систем (ВНС) (В.М. Матусевич, О.В. Бакуев, 1986) принадлежат к сложной геодинамической ВНС – Омско-Гыданской структурной зоне (ОГСЗ). Она является своего рода межблоковой зоной, представленной чередованием компрессионных и депрессионных участков, коренным образом отличающейся от элизионной литостатической ВНС с западной стороны и инфильтрационной ВНС – с восточной. Помимо активного элизионного водообмена, получившего здесь широкое развитие, на гидрогеологические условия значительно повлияли процессы растяжения и сжатия земной коры, которые, в свою очередь, могли приводить как к поступлению глубинных вод, так и, наоборот, к «всасыванию» пластовых вод в глубокие горизонты и в фундамент. В северной части ОГСЗ наблюдаются пластовые давления, превышающие гидростатическое в 1,7-1,8 раза. Данная структурная зона и в настоящий период развивается в условиях действия латеральных и вертикальных напряжений. Отличительными чертами гидрогеологической обстановки можно назвать отсутствие закономерностей в изменении величины минерализации с глубиной, переход хлоридно-натриевого типа в преимущественно гидрокарбонатно-натриевый от апт-альб-сеномана к юре, высокие значения генетических натрий-хлорного и бор-бромного коэффициентов, метановый состав водорастворенных газов. Формирование современной гидрогеохимической обстановки во многом определили процессы элизии, поступления глубинных флюидов по многочисленным дизъюнктивным нарушениям, процессы смешения вод.

**УПРОЩЕНИЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МИНЕРАЛЬНОГО СОСТАВА
ГОРНЫХ ПОРОД ПОСРЕДСТВОМ СОЗДАНИЯ
УНИВЕРСАЛЬНОГО, ГИБКОГО ЭЛЕКТРОННОГО
КЛАССИФИКАТОРА
(SIMPLIFICATION OF THE DETERMINATION OF THE MINERAL
COMPOSITION OF ROCKS THROUGH THE CREATION OF A
UNIVERSAL, FLEXIBLE ELECTRONIC CLASSIFIER)**

Абдукаримов Д.А., Шарибаев Т.М.

(научный руководитель: ассистент Ибрагимов Х.Р.)

Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте

На продуктивность в любой нефтегазовой сфере влияет как скорость доступа, так и полнота к той или иной информации. Основными проблемами при работе с информацией являются: обширный объём и её поиск.

В настоящее время своевременное и точное определение минерального состава горной породы является неотъемлемой частью как полевых, так и лабораторных исследований.

В представленной работе рассматривается решение, поставленной задачи путём создания универсальной базы данных минералов, их образования и классификации.

Классификация минералов очень обширна, так как на данный момент насчитывается около 3,5 тысяч наименований минералов, со своими параметрами и свойствами, вследствие чего процесс работы усложняется и требует больших затрат времени. К основным свойствам минералов относятся: твёрдость, удельный вес, блеск, прозрачность, спаянность, сингония и цвет.

Представленный программный продукт представляет из себя совокупность web-сайта и реляционной системы управления базами данных. В качестве источника сортировки были взяты такие физико-химические свойства минералов как: химическая формула, твёрдость, плотность, блеск, прозрачность, спаянность, сингония, цвет.

Таким образом, упрощение определения минерального состава горных пород посредством создания универсального, гибкого, электронного классификатора является удобным дополнением к работе не только для высокоспециализированных литологов и петрофизиков, но также и для студентов образовательных учреждений, работающих над описанием керна или литологического расчленения разреза.

**ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В
СЛОЖНЫХ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ
(НА ПРИМЕРЕ СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ –
ВОСТОЧНАЯ СИБИРЬ)
(FEATURES OF HORIZONTAL DRILLING IN COMPLEX
GEOLOGICAL CONDITIONS (A CASE STUDY OF
SREDNEBOTUOBINSKOYE FIELD-EASTERN SIBERIA))**

Аипов Н.А.

(научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Бембель С.Р.)

Тюменский индустриальный университет

Особенность разработки Среднеботуобинского месторождения заключается в сложной структуре запасов нефти, которые заключены в оторочках, перекрываемых газовой шапкой и подстилающихся водой в условиях отсутствия экранов между ними. Оптимальная проводка горизонтального ствола скважин в этих условиях зависит от зоны насыщения. В работе представлены особенности бурения горизонтальных скважин на Среднеботуобинском месторождении (Восточная Сибирь). С точки зрения геологических особенностей, на геометрию проведения горизонтального участка скважины также оказывает влияние наличие зоны доломитизации в прикровельной части пласта, где отмечается ухудшение фильтрационно-емкостных свойств и снижение эффективного объема пласта. По результатам проведенных исследований, анализа проводки и режимов эксплуатации пробуренных скважин лучшими технологическими показателями в условиях газоводонефтяных зон обладает вариант с отходом горизонтального участка скважины от ВНК в 2-3 м. В рядке скважин при бурении горизонтальных секций встречаются алевролиты и песчаники карбонатизированные, обладающие ухудшенными ФЕС, вплоть до неколлекторов. Использование технологии Log While Drilling (LWD) с регистрацией ГК, УЭС, НКТ и ГГК-П позволит оперативно во время бурения обнаруживать такие породы и корректировать траекторию скважины с целью наиболее эффективной проводки. Регистрация имиджей плотности позволяет также выделять залеченные и проводящие трещины. При бурении скважин в ВНЗ в приконтурной зоне с ухудшенными свойствами (наличие литотипа ухудшенного коллектора в кровельной части) необходима большая амплитуда проводки ствола по разрезу, но не ближе 1-2 м от ВНК. Представленная принципиальная стратегия проведения горизонтальных скважин, позволяет увеличить добычу нефти и повысить эффективность выработки запасов.

СТРУКТУРЫ И НЕФТЕГАЗОНОСТЬ ВИЛЮЙСКОЙ СИНЕКЛИЗЫ (GEOLOGICAL STRUCTURES AND PETROLEUM POTENTIAL OF THE VILYUI SYNECLISE)

Алексеев В.В.

(научный руководитель: доцент Горюнова Л.Ф.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Работа посвящена изучению территории Виллюйской синеклизы и центральной части Предверхоанского прогиба, входящей в систему краевых зон востока Сибирской платформы.

В составе синеклизы выделяют ряд впадин (Лунхинская, Ыгыаттинская, Кемпедяйская) и разделяющие их валообразных поднятия (Сунтарское, Хапчагайское, Наманинское). Наиболее полно изучены с помощью геофизических методов и бурения Сунтарское поднятие и Кемпедяйская впадина.

Сунтарское валообразное поднятие отражает в осадочном чехле приподнятый горст фундамента. Кристаллические породы фундамента вскрыты на глубине 320-360 м, на них залегают нижнеюрские отложения. Склоны поднятия сложены палеозойскими породами, постепенно выклинивающимися к своду. Амплитуда поднятия по мезозойским отложениям 500 м. Кемпедяйская впадина располагается к юго-востоку от Сунтарского поднятия. Она сложена нижнепалеозойскими, девонскими, нижнекаменноугольными и мезозойскими образованиями общей мощностью до 7 км. Особенность впадины - наличие соляной тектоники.

Нефтегазоносные геологические системы этих региональных структур объединяются в Лено-Виллюйскую нефтегазоносную провинцию (НГП), в которую включены Лено-Виллюйская, Приверхоанская и Лено-Анабарская нефтегазоносные области (НГО). В Лено-Виллюйской НГП продуктивные горизонты известны в верхнепалеозойско-мезозойских отложениях, поэтому в геологической литературе их разделяют на две провинции: Лено-Тунгусскую венд-кембрийскую НГП и Лено-Виллюйскую пермь-мезозойскую НГП. Продуктивные горизонты Лено-Виллюйской НГП связаны с терригенными отложениями верхнепермского, нижнетриасового и нижнеюрского продуктивных комплексов.

Открытие новых месторождений углеводородного сырья в Виллюйской синеклизе, добыча газа в которой составляет основу газовой индустрии Республики Саха (Якутия), имеет важное народно-хозяйственное значение как для этой республики, так и для всего Дальнего Востока России. Решение этой проблемы требует дальнейшего углубленного изучения геологического строения и развития этого крупного региона, составляющего Виллюйскую нефтегазоносную область.

ВЛИЯНИЕ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ НА ДОБЫЧУ НЕФТИ И ГАЗА (THE INFLUENCE OF PERMAFROST ON OIL AND GAS PRODUCTION)

Алексеева К.В.

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

Большинство месторождений в России находятся в осложненных горно-геологических и климатических условиях, то есть в условиях вечной мерзлоты. Для повышения уровня добычи углеводородов необходимо разрабатывать данные месторождения, так как они являются перспективными и уникальными по запасам. В связи с этим возникает необходимость создания более совершенных технологических методов, позволяющих увеличить добычу углеводородов.

Многолетней мерзлотой называют часть криолитозоны, характеризующаяся отрицательной температурой. Она занимает более половины территории России. Под мерзлой породой принято понимать породы, в которых хотя бы часть поровой влаги превращена в лед. При работе в криолитозоне необходимо учитывать морозостойкость породы, ее плотность, насыщенность флюидами, чтобы избежать различных последствий.

Строительство скважин в криолитозонах существенно усложняется из-за протаивания мерзлых пород. В результате чего происходит интенсивное кавернообразование, просадка колонн, различные провалы и воронки в породе. Все это может привести к потере устойчивости обсадных труб с устьем и стенками скважины. Вследствие чего происходит разгерметизация скважинного сооружения, появление неуправляемых каналов прорыва углеводородов на поверхность, что приводит к катастрофическим последствиям.

Также проявляется и обратное промерзание, связанное обычно с приостановкой эксплуатации скважины, негерметичностью затрубного пространства. При дальнейшем развитии процесса происходит смятие и разрушение колонн, включенных в состав конструкции скважины. Это означает, что в процессе длительного простоя возможно деструкция термозащитного оборудования скважины со всеми вытекающими последствиями этой тяжелой аварии.

Для повышения надежности эксплуатации скважин, пробуренных в районах вечной мерзлоты необходимо, прежде всего учитывать распространение, температуру, толщину, литологический состав, особенность строения данной местности, характеристики теплофизических свойств. После чего строится детальная геолого-криологическая модель ММП, которая необходима для разработки месторождений.

ПРОГНОЗ ГЕОМЕХАНИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ОСНОВЕ КОМПЛЕКСА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ (ESTIMATION OF GEOMECHANIC PROPERTIES BASED ON INTEGRATED GEOLOGICAL AND GEOPHYSICAL)

Алисолтанов А.М.

(научный руководитель: профессор Лобусев А.В.)

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

В связи с возрастающим интересом к разработке нетрадиционных месторождений нефти и газа, отличающихся повышенной сложностью разработки, становится всё более актуальным использование принципов геомеханики.

Задачи поиска, разведки и разработки месторождений углеводородов требуют глубокого понимания физических и геомеханических свойств соответствующих пород-коллекторов и связанных с ними физических процессов, включая: распространение сейсмических волн различной частоты, поведение пород в процессе бурения, закачки и откачки флюида и т.д.

Анализ геомеханических характеристик позволяет определить горные напряжения, установить целостность породы-покрышки, предсказывать поровое давление, оценить жесткостные свойства пласта-коллектора, просчитать оптимальную траекторию ствола скважины, оценить стабильность ствола скважины, оценить воздействие на пласт закачки жидкости и пара

В ходе данной работы были использованы различные методы инверсии сейсмических данных, а также различные подходы комплексирования геолого – геомеханических данных.

На конечном этапе, после создания геологической модели и наделения её фильтрационно-емкостными и физико-механическими свойствами, выполняется «статическое» геомеханическое моделирование — расчёт напряжений и эффективных давлений.

Подобные подходы построения позволят с определенной точностью восстанавливать значения геомеханических свойств.

Использование выше перечисленных подходов позволят перейти на новый уровень освоения сложных коллекторов.

**РОЛЬ ШЕРОХОВАТОСТИ И ФРАКТАЛЬНОО РАЗМЕРА ТРЕЩИН
В ПРОЦЕССЕ ФИЛЬТРАЦИИ
(THE EFFECT OF ROUGHNESS AND FRACTAL DIMENSION OF
FRACTURES IN THE PROCESS OF FLUID FILTRATION IN THE
RESERVOIRS)**

Аль-Гоби Г.А.А.Х.

(научные руководители: доцент Быкова О.Г., ассистент Рощин П.В.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

На сегодняшний день во всем мире наблюдается тенденция к уменьшению запасов легкой нефти в однородных коллекторах и все большее внимание уделяется залежам углеводородов с трещиноватыми коллекторами. Во многих работах авторы отмечают трещиноватость продуктивного коллектора как осложняющий фактор для разработки, однако, стоит разобраться в положительных и отрицательных сторонах наличия трещин в продуктивном пласте.

Следует отметить, что приведенный математический аппарат пригоден для расчета притока к вертикальным трещинам и горизонтальным скважинам, однако зачастую приходится сталкиваться с тем, что вертикальная скважина попадает в зону пересечения вертикальных трещин. Важнейшим свойством, описывающим строение трещиноватых коллекторов, является их блоковое строение. В различных источниках многие исследователи подчеркивают необходимость исследования влияния трещиноватости на фильтрацию флюида в таких условиях, особенно на взаимодействие трещин с матрицей продуктивного пласта. В работе А.В. Петухова предложена блочная иерархическая самоподобная фрактальная модель горных пород. При этом соотношение линейных размеров блоков различного масштаба стремится к величине 1,618.

Процесс фильтрации в трещиноватом коллекторе зависит от формы трещины. По форме трещины можно определить несколько факторов; фрактальный размер трещины и ее шероховатость. В зависимости от точности фрактальной размерности трещины можно определить шероховатость трещины.

На основе шероховатости строится аппроксимация формы трещины, которая участвует в расчете фильтрации.

ИСТОРИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ВТОРОЙ ГРЯДЫ КРЫМСКИХ ГОР (GEOLOGICAL HISTORY OF THE MIDDLE RIDGE OF CRIMEAN MOUNTAINS)

Аль-Омаис С.Д.

(научный руководитель: профессор Кузнецов Н.Б.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В работе подробно изложены этапы геологического развития Второй гряды Крымских гор в районе пройденной геолого-съёмочной практики на Крымской научно-учебной геологической базе им. проф. А.А. Богданова.

В период с позднего триаса по раннюю юру происходило осадконакопление в дистальной и проксимальной зонах единого осадочного бассейна, располагавшегося на юге Восточно-Европейского континента. Снос материала происходил с расположенного рядом с бассейном вулканического поднятия. Палеозойский возраст пород олистостромов, в которых зафиксированы крупные олистоплаки и олистолиты, позволяет предполагать палеозойский или более древний возраст питающей провинции. В средней юре произошло смещение области активного магматизма в ту часть бассейна, в которой на предыдущем этапе накапливалась эскиординская серия.

Предлагается гипотеза об образовании «пудингового конгломерата», который наблюдается у южного подножья горы Кременная и возраст которого датируется синемюрским веком ранней эпохи юрского периода. Его появление, скорее всего, связано с интрузивным магматизмом на данной территории. В средней юре дайка диоритового состава, которую мы наблюдали выше по склону г. Кременная, прорывая эскиординскую серию и нижележащие породы, вынесла ксеноблок «пудинговых конгломератов», который в настоящее время расположен в поле развития пород эскиординской серии. Внешняя поверхность наблюдаемой на южном склоне г. Кременная дайки является контактовой зоной, образовавшейся при контакте поднимающейся к поверхности магмы с карбонатными породами. Однако в среднеюрское время осадочный чехол ещё не начал формироваться, а эскиординские и верхнетаврические отложения не имеют известковой составляющей. Хотя бурением еще не установлено, что лежит под породами позднего триаса - ранней юры, можно предположить, что они подстилаются карбонатными породами, о чем и свидетельствует наличие олистолитов известняков башкирского яруса среднего отдела каменноугольной системы.

В постбайосское время (средняя – поздняя юра) произошло совмещение эскиординской серии (прорванной интрузиями и частично перекрытой трудолюбовской толщей) с таврической серией. Наиболее вероятен надвиг эскиординской серии на таврическую.

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

Антипина М.И., Дегтярев Д.С.

(научный руководитель: профессор Нестеров И.И.)

Тюменский индустриальный университет

Нафтеновые нефти Тюменской области являются аналогом известной нефти Нафталанского месторождения в Азербайджане, которую используют для лечения заболеваний в течении 3 тыс. лет. В Тюменской области открыта подобная нафтеновая нефть в 8 месторождениях с запасами более 8 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.

Из-за уникальных бальнеологических свойств линиманты (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 150 тыс. долларов США – в 3 тыс. дороже обычной товарной нефти Urals(стоимость 1 барреля принята в размере 50 долларов США). 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%.

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

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 нафтенных нефтей и конденсатов с целью производства лекарственных препаратов и высокопрочных наноразмерных пленок.

**ТИПИЗАЦИЯ РАЗРЕЗОВ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ
ПРОДУКТИВНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ МОШАКОВСКОЙ СВИТЫ
ТАСЕЕВСКОЙ СЕРИИ ПРИАНГАРЬЯ
(TYPESIZATION OF CROSS-SECTIONS AND CONDITIONS OF
FORMATION OF PRODUCTIVE DEPOSITS MOSHAKOVSKAYA
LAYER OF THE TASEEVSKAYA LAYER IN THE ZONE OF
PRIANGARYA)**

Антипова О.А.

(научный руководитель: старший преподаватель Пошибаев В.В.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Промышленная газоносность разреза осадочного чехла Приангарья доказана открытием таких месторождений как Абаканское, Ильбокичское, Берямбинское, Имбинское, Агалеевское. Основные притоки УВ были получены из отложений тасеевской серии (верхний рифей-венд) и вышележащих отложений оскобинской свиты (венд). Объектом исследований являются терригенные и терригенно-карбонатные пестроцветные отложения мошакловской свиты тасеевской серии.

Отложения мошакловской свиты и ее аналогов отличаются крайне неоднородным строением и литологическим составом, что затрудняет прогнозирование распространения коллекторских прослоев по площади и в разрезе осадочного чехла.

В работе представлены результаты литологического изучения керна скважин, пробуренных в различных структурных зонах: на склоне Богучано-Манзинского выступа, в зоне Ангарских складок, на склоне Байкитской антеклизы, на севере Ангаро-Ленской ступени.

Установлено, что в пределах исследуемого региона отложения мошакловской свиты формировались в различных фациальных обстановках. В пределах Богучано-Манзинского выступа формирование отложений происходило в условиях аллювиальной равнины. В пределах зоны Ангарских складок отложения мошакловской свиты формировались преимущественно в условиях приливно-отливной равнины. В этой зоне существовали области с ограниченным водообменом. На склоне Байкитской антеклизы формирование отложений происходило в условиях аллювиально-дельтовой равнины. Петрографические исследования шлифов позволили выявить различные источники сноса обломочного материала. В результате проведенных исследований в отложениях мошакловской свиты были обнаружены многочисленные следы биотурбации. Обнаружение ихнофаций в столь древних отложениях (поздний рифей (?) - ранний венд) представляется весьма значимым.

В работе показано, что распределение пород-коллекторов определяется литолого-фациальными условиями формирования и направлением вторичных изменений.

ИЗУЧЕНИЕ СТРУКТУРЫ ПОТОКА В ГОРИЗОНТАЛЬНОМ СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ (RESEARCHING FLOW OF FLUID IN HORIZONTAL WELL)

Аюпов А.Р., Гильмутдинов С.Р.

(научный руководитель: ассистент Ячменёва Е.А.)
Казанский (Приволжский) федеральный университет

Основное затруднение, возникающее при проведении геофизических работ и интерпретации данных каротажа, связано с отсутствием однозначного представления о структуре многофазного потока, так как динамика течения флюидов в горизонтальных скважинах существенно отличается от динамики потоков в вертикальных скважинах.



Рис. 1. Стенд горизонтального участка скважины

В данной работе представлены результаты опыта проведенного на стенде горизонтального ствола скважины (рис.1), сконструированного в целях визуализации и изучения многообразия процессов, происходящих в горизонтальных скважинах. В «скважину», заполненную жидкостью, внедрялся флюид с изменённой температурой. Рассматривались случаи поступления в ствол «скважины» холодного и горячего потоков ($\Delta t = 10^\circ\text{C}$). В результате было установлено, что непосредственно напротив интервала перфорации и на некотором удалении от него происходит смешивание фаз с образованием турбулентного потока, который в последствии переходит в ламинарный. При этом переходе фиксируется эффект термогравитационного расслоения флюида (Рисунок 2).

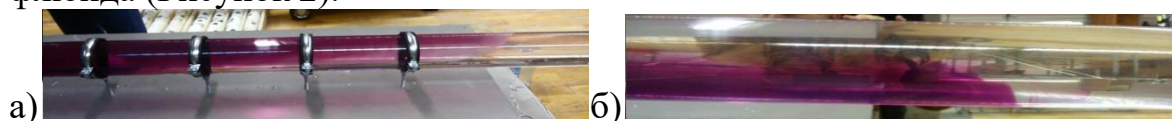


Рис. 2. Эффект термогравитационного расслоения флюида:

а – внедрение горячего флюида; б – внедрение холодного флюида

Представленный в данной работе эксперимент полностью доказывает, что структура и динамика потока в горизонтальном стволе скважины отличны от вертикальных скважин. Основывая на этом можно смело утверждать, что для получения качественного материала необходимо использовать совершенно другое оборудование.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. Вакулин А.А., Хамов Е.А. Экспериментальный стенд для изучения многофазных потоков при различных температурах // Вестник Тюменского государственного университета. 2010. №4. С. 75-79.

ЭЛЕКТРИЧЕСКИЙ КАРОТАЖ В ПРОЦЕССЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (ELECTRICAL LOGGING IN THE OIL AND GAS FIELDS DEVELOPMENT)

Бабич Е.А.

(научный руководитель: доцент Лазуткина Н.Е.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В 1939 году Л.М.Альпин впервые высказал идею, согласно которой электрический каротаж возможен через металлическую обсадную колонну. Изложенные им идеи послужили основой для дальнейших разработок аппаратуры и методики каротажа. В настоящее время метод получил название «наноэлектрический каротаж» (НЭК).

Метод НЭК крайне важен с практической точки зрения, так как нацелен на решение следующих задач:

- определение удельного электрического сопротивления пород через стальную колонну для обнаружения и оценки пропущенных коллекторов и оценки текущей нефтегазонасыщенности в разрабатываемых пластах;
- прогнозирование характера притока и дебитов в процессе разработки месторождений;
- контроль за текущей нефтегазонасыщенностью и обводнением продуктивного пласта в процессе разработки месторождения;
- определение текущего положения ВНК и ГВК.

В работе рассмотрены физические основы метода, методика выполнения измерений, приведена сравнительная характеристика отечественной и зарубежной аппаратуры.

Доклад иллюстрирован примерами измерений в контрольно-поверочной скважине (г. Кимры), в обсаженной скважине одного из месторождений Западной Сибири, приведены результаты исследований одновременно НЭК и ИНМ в нескольких скважинах Красноярско-Куединского и Падунского нефтяных месторождениях.

**ИССЛЕДОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПОРОД-
КОЛЛЕКТОРОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА ПРИМЕРЕ
САЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(FILTRATION PROPERTIES RESEARCH OF RESERVOIR ROCKS
OF BAZHENOV FORMATION THE EXAMPLE OF SALYM)**

Балашова В.В.

(научный руководитель: аспирант Шайхлисламова Э.Р.)

МГРИ-РГГРУ имени Серго Орджоникидзе

В настоящее время баженовская свита рассматривается как один из стратегически важных объектов для восполнения ресурсной базы нефтяной отрасли России. Необычность баженовского резервуара Салымского месторождения заключается в том, что коллекторы приурочены к микрослоистым, листоватым аргиллитам с межслоевой пустотностью с высоким содержанием органического вещества. В советские годы был накоплен огромный опыт по изучению кернового материала из отложений баженовской свиты, причем наиболее полный комплекс и количество петрофизических исследований выполнены на Салымском месторождении.

В работе рассматриваются основные факторы определяющие фильтрационные возможности пород. В породах баженовской свиты отмечается наличие процессов вторичных преобразований, оказавших значительное влияние на их коллекторские свойства. Наличие системы естественных трещин в дополнение к матричной пористости является ключевым фактором, обеспечивающим высокие начальные дебиты и рентабельную добычу углеводородов

Анализ накопленного материала о параметрах проницаемости пород-коллекторов баженовской свиты показал, что в основном фильтрационные свойства зависят от: структурных особенностей рассматриваемого разреза, в т.ч. структуры порового пространства породы; интенсивности трещиноватости и ее генезиса; подвижности (вязкости) пластового флюида, обусловленного перепадами пластовых температур.

ИЗМЕНЕНИЕ ТРЕЩИННОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПОД ВЛИЯНИЕМ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (VARIATION OF FRACTURE PERMEABILITY OF CARBONATE RESERVOIRS UNDER THE INFLUENCE OF FORMATION PRESSURE)

Балтабаев Э.Р.

(научный руководитель: доцент Сребродольский А.Д.)

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

На поздней стадии разработки месторождений углеводородов на режиме истощения возникают проблемы, связанные с деформационными процессами. Для сложных карбонатных коллекторов (с трещинным и порово-трещинным типом пористости) характерно изменение продуктивности скважин в зависимости от степени раскрытости трещин.

Проницаемость коллекторов порового и порово-трещинного типов падает при смыкании трещин, которое происходит в результате изменения эффективного напряжения.

Целью настоящей работы являлось определение влияния изменения пластового давления на трещинную проницаемость пород-коллекторов карбонатных отложений. Анализ проводился с использованием результатов исследований кернового материала, проведённых лабораторией АО «ИГИРНИГМ».

Ввиду того, что рассматриваемое месторождение на данный момент не введено в эксплуатацию, для наблюдения эффекта изменения трещинной проницаемости от величины пластового давления в работе использовались данные, полученные экспериментальным путем. При моделировании применялась формула определения проницаемости трещинных коллекторов, полученная Кашниковым Ю. А.

Количественная оценка влияния термобарических условий на смыкание трещин выполнена по методике Добрынина В.М.

В результате проведенного анализа получены эмпирические зависимости трещинной проницаемости коллекторов от изменения пластового давления. Установлено, что трещинная проницаемость карбонатного коллектора уменьшается со снижением пластового давления за счет смыкания трещин.

Полученные результаты предлагается использовать при составлении проекта эксплуатации изучаемого месторождения для прогнозирования дебитов скважин, а также для определения объемов и сроков добычи углеводородов.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ВОЛН-СПУТНИКОВ ПРИ МОРСКИХ РАБОТАХ (GHOST MODELLING IN MARINE SURVEYS)

Барнёв Н.Т.

(научный руководитель: доцент Белоусов А.В.)

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

В данной работе сравниваются методы моделирования различных сейсмограмм: акустическое, волновое, лучевое. Рассматриваются различные случаи образования волн-спутников и влияние на их интенсивность заглубления источника и сейсмической косы. Приводятся примеры подавления волн-спутников при постоянном и переменном заглублении косы.

Волны-спутники генерируются как на позициях источника, так и на позициях приемника, из-за нисходящих отражений от поверхности моря (рисунок 1). Наложение первичного и спутникового отражений создает провалы в амплитудном спектре сигнала и снижает полезную пропускную способность.

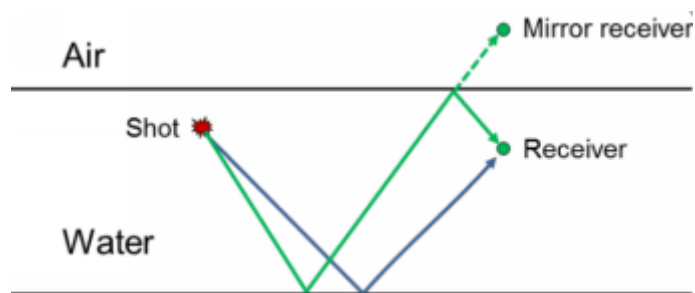


Рисунок 1. Геометрия образования волны-спутника для приемника

Для моделирования был выбран район Балтийского моря. Среда задавалась горизонтально-слоистой (случай 1D) с двумя яркими отражениями: солевой пропласток на времени 0,5 с, а также контрастная граница ($K_{отр}=0,2$) на времени 1,8 с. Исследовались модельные AVO-зависимости в сопоставлении с теоретическими кривыми коэффициентов отражения из уравнений Цёппритца.

**ИССЛЕДОВАНИЕ СЕДИМЕНТАЦИОННОЙ ЦИКЛИЧНОСТИ
ОТЛОЖЕНИЙ ПЛАСТА ПК₁ ЯМБУРГСКОГО УЧАСТКА
ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(THE RESEARCH OF SEDIMENTATION CYCLE OF PK₁ BED IN
YAMBURG AREA OF YAMBURG FIELD)**

Барсукова А.М.

(научный руководитель: ассистент Казанцев Г.В.)

Тюменский индустриальный университет

Ямбургское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территориях Тазовского и Надымского районов ЯНАО Тюменской области. Объектом исследований в данной работе являются отложения пласта ПК₁ Ямбургского участка.

Для корректного построения 3D модели необходимо выполнение детальной корреляции и последующее создание структурного каркаса с учетом седиментационной цикличности отложений, в противном случае нарушается схема нарезки слоев и распространение свойств в межскважинном пространстве.

Был проведен анализ изменения коэффициента пористости по разрезу, который указывает на повышение степени «мористости» пород к кровле, и вероятнее всего, нижняя часть пласта формировалась в континентальных условиях, а верхняя – в прибрежно-морских. Распределение частот коэффициента пористости по данным РИГИС имеет многомодальное распределение, что является основанием для разделения пласта ПК₁ на отдельные пачки для построения качественной 3D модели. И.С. Гутман и В.И. Пороскун отмечают, что отдельные пачки в сеноманском разрезе выделить можно, т.е. традиционное представление о сеноманском объекте как о залежи массивного типа, с почти изотропным строением, должно быть дополнено учетом факторов слоистости и вероятности деления на пачки.

Для изучения периодичности осадконакопления необходимо учитывать анализ фаций, разделять трансгрессивные и регрессивные циклиты. Также важным моментом выделения циклитов в разрезе осадочных толщ является оценка их чередования по гранулометрическому составу. В результате учета этих факторов можно считать обоснованным разделение пласта ПК₁ на отдельные пачки, а правильность проведенного разделения подтверждается нормальным распределением частот параметра пористости по РИГИС для выделенных пачек, так как этот вид распределения эмпирически установлен для большинства однородных литологических типов пород.

**ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОСВОЕНИЯ
УВС В ПРЕДЕЛАХ УЧАСТКОВ НЕРАСПРЕДЕЛЕННОГО ФОНДА
НЕДР
(EVALUATION OF ECONOMIC DEVELOPMENT EFFECTIVENESS
OF HYDROCARBONS WITHIN UNALLOCATED SUBSOIL RESERVE
FUND)**

Благова Л.А., Десяцкова А.И., Дорохова К.В.

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной
институт

Высокие риски при проведении работ на доразведку доказанных запасов углеводородов месторождений нераспределенного фонда недр, а также выявление и подготовку к бурению потенциально перспективных на поиск УВС локальных поднятий, первоочередно связаны с высокой неопределенностью геологической и, зачастую, экономической информации, что обуславливает необходимость выявления условий, способствующих реализации экономически эффективного освоения подобных объектов.

Одним из критериев обеспечения эффективности освоения малоизученных участков нераспределенного фонда недр является дополнительный ресурсный потенциал, приуроченный к выявленным не вскрытым скважинами ловушкам.

Оценка экономической эффективности освоения доказанных запасов с учетом дополнительного ресурсного потенциала за счет возможного прироста запасов УВС проведена на примере Таркского участка нераспределенного фонда недр, расположенного за полярным кругом в районе с неразвитой инфраструктурой в пределах о. Колгуев Ненецкого автономного округа. На участке открыто Таркское нефтяное месторождение и выявлены Таркская и Портновская структуры.

Расчеты величины плотности ресурсов УВС и эффективной нефтенасыщенной мощности пластов выявленных Тарской и Портновской структур, основанные на данных по нефтеносности и геолого-физическим характеристикам изученных залежей Малоземельско-Колгуевской нефтегазоносной области, позволили спрогнозировать увеличение ресурсной базы Таркского участка суммарно на 18,4 млн. тонн нефти посредством проведения геологоразведочных работ.

Выполненная оценка показала, что в текущих условиях освоение доказанных запасов нефти Таркского месторождения становится экономически целесообразным в случае увеличения ресурсной базы участка за счет открытия залежей УВС в выявленных перспективных ловушках.

**СЕДИМЕНТАЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДОМАНИКОВО-
ТУРНЕЙСКОГО КАРБОНАТНОГО КОМПЛЕКСА
АКВАТОРИАЛЬНОЙ ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ
ПРОВИНЦИИ
(DOMANIK TOURNASIAN-CARBONATE COMPLEX
SEDIMENTATION MODELING OF THE OFFSHORE PART OF
THE TIMAN-PECHORA PROVINCE)**

Богоявленская О.В.

(научный руководитель: Керимов В.Ю.)

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

Работа направлена на определение положения зоны развития карбонатных построек и положение нефтематеринских пород в верхнепалеозойском разрезе зоны сочленения акваториальной и сухопутной частей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции на основании моделирования процессов формирования карбонатного комплекса доманиково-турнейского возраста. Работа выполнялась с целью уточнения и верификации палеогеографических моделей и прогноза потенциальной нефтегазоносности исследуемой территории.

В соответствии с ранее проведенными палеофациальными и результатами сейсмической интерпретации рифовая система соответствующего возраста может иметь как субмеридианальное [1, 2], так и субширотное распространение [3].

По результатам выполненного моделирования наиболее обоснованной представляется субширотная система доманиково-сирачойской барьерных рифов, которая оказалась наиболее согласованной по большинству параметров. Полученная седиментационная зональность позволила локализовать зоны распространения рифогенных построек. В предрифовой области в пределах впадин обозначились крупные поднятия с дифференцированным рельефом, сводовые части которых, вероятно, являлись цоколем одиночных построек различного типа. В районе Поморского вала отложения, ранее интерпретировавшиеся как продолжение барьерного рифа [2], по результатам проведенных работ были переквалифицированы на отложения отдельно стоящей карбонатной банки, расположенной в зарифовой области.

Результатом обобщения изученных материалов и моделирования доманиково-турнейского карбонатного комплекса стали корректировка и детализация палеофациальной реконструкции прошлых лет на начало среднего франа (конец тимано-саргаевского времени). Уточненные границы распространения по площади зоны наличия высокопотенциальных НГМТ доманиковой формации, формировавшейся во впадинах с некомпенсированным осадконакоплением, легли в основу модели генерации и миграции углеводородов.

Список литературы:

1. Жемчугова В.А. Природные резервуары в карбонатных формациях Печорского нефтегазоносного бассейна. МГГУ, Москва, 2002, 244 стр.
2. Никонов Н.И. Создание комплекса ГИС-проектов по северной части Тимано-Печорской Нефтегазоносной провинции (территория НАО) на основе информационной базы данных по месторождениям аналогам для оценки ресурсного потенциала акватории Печорского моря. ООО «ТП НИЦ», 2014г.
3. Никонов Н.И., Богацкий В.И. Атлас геологических карт. Тимано-Печорский седиментационный бассейн. 2000 Ухта, Республика Коми.

**ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ
УЛАХАНСКИХ И ТАЛАХСКИХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ
СИБИРИ ПО ДАННЫМ ГИС
(DETERMINATION OF RESERVOIR PROPERTIES OF ULAKHAN
AND TALAKH GAS-CONDENSATE DEPOSITS OF ONE OF THE
FIELDS IN EASTERN SIBERIA BASED ON WELL LOG DATA**

Болдырев С.Ю.

(научный руководитель: к.т.н. доцент Лазуткина Н.Е.)

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

В Восточной Сибири сосредоточены огромные запасы углеводородов. Проблемы коммуникаций и дистрибуции постепенно решаются в данном районе за счёт строительства трубопроводов и заключения контрактов с предполагаемыми странами потребителями. Следовательно, данный район в скором времени будет широко разрабатываться и эксплуатироваться. И уже на стадии подсчёта запасов для обеспечения проекта разработки месторождений достоверной геолого-геофизической информацией важна качественная методика интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) о коллекторских свойствах продуктивных отложений.

Разработаны методики интерпретации данных ГИС для определения коллекторских свойств газоконденсатных пластов улаханского и талахского горизонтов паршинской свиты одного из месторождений Непско-Ботуобинской антеклизы с учетом остаточной газонасыщенности.

Обоснована возможность единого петрофизического обеспечения интерпретации данных ГИС для терригенных отложений улаханского и талахского горизонтов.

Для оценки эффективного порового пространства привлечены данные лабораторных исследований ядерно-магнитным методом и методики адаптивной интерпретации данных ГИС (Д.А.Кожевников, К.В.Коваленко).

По результатам петрофизических исследований и интерпретации данных ГИС для данных отложений впервые определены граничные значения эффективной пористости и относительной глинистости. Граничные значения петрофизических параметров подтверждены результатами испытаний.

Доклад иллюстрирован петрофизическими зависимостями для улаханского и талахского горизонтов паршинской свиты и планшетами результатов интерпретации данных геофизических исследований нескольких скважин одного из месторождений Восточной Сибири.

**ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ
НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ЛОВУШЕК В
ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ ВПАДИНЕ
(PALEOTECTONIC FORMATIONS CONDITIONS OIL AND GAS
TRAPS IN VERHNEPECHORSKAYA SEPRESSION)**

Большакова Ю. А.

(научный руководитель: доцент Ростовщиков В. Б.)
Ухтинский государственный технический университет

Верхнепечорская впадина является наиболее крупной южной геоструктурой Предуральяского краевого прогиба. В основании осадочного чехла расположен байкальский фундамент, сложенный метаморфическими сланцами рифейского возраста. Современная структура платформенного чехла Верхнепечорской впадины сформировалась в результате стадийного тектонического развития на протяжении рифея-фанерозоя. Эта стадийность синхронизируется с эволюцией, смежной Уральской геосинклинали, где установлено четыре динамотектонических цикла и крупных структурно-формационных этажа: байкальский, каледонский, герцинский завершённый и альпийский (мезозойско-кайнозойский), продолжающийся ныне в виде позднеальпийских складчатых фаз. В раннем палеозое образованию краевого прогиба предшествовало формирование крупной зоны перикратонного опускания, динамотектоническая эволюция которой в течение фанерозоя происходила с нарастающей активизацией – от 40 до 90 м/млн.лет и более. Влияние Уральской складчатости в орогенный этап эволюции, сопровождавшийся широким развитием надвигов, определило формирование специфических структурных форм, что позволило выделить в Верхнепечорском суббассейне ряд крупных структур. Динамотектоническая эволюция Верхнепечорской впадины и наиболее крупных погребенных поднятий происходила очень активно как в течение доорогенного предпермского этапа, так и особенно в орогенезе.

Тектонодинамические характеристики в зонах прогибания варьировали на доорогенном этапе от 30 до 70 м/млн.лет. В пределах формирующихся антиклинальных зон и наиболее крупных локальных поднятий темп роста их даже несколько превышал указанный, достигая в отдельных случаях минимальных значений – 30-40 м/млн.лет, а максимальных – 60-80 м/млн.лет. В орогенном этапе в более погруженных частях ВПВ скорость седиментации орогенных осадков вдвое превышала доорогенные значения, достигая 150-200 м/млн.лет. Темп же роста локальных структур при доминирующем с раннего карбона инверсионном характере развития не превышал 70-80 м/млн. лет, то есть отмечаются факты седиментационной и частичной структурных форм орогенными отложениями.

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

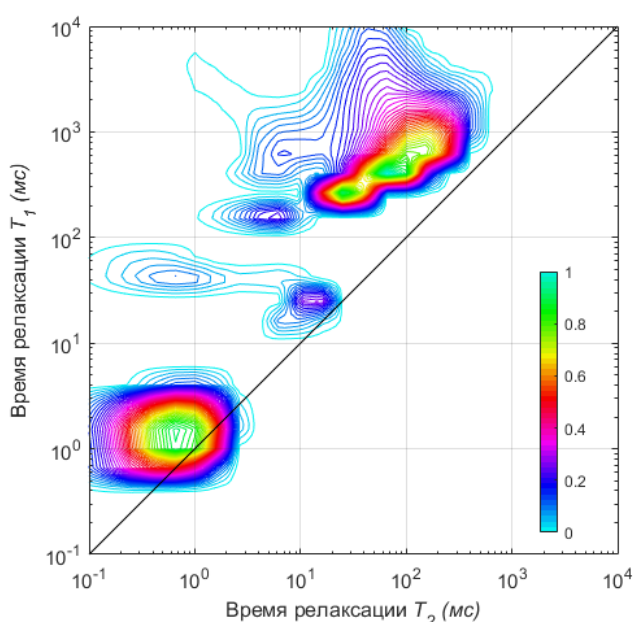
Брынза И.А.

(научный руководитель: к.т.н. Денисенко А.С.)

МФТИ (ГУ), НИЦ Шлюмберже

В нефтегазовой промышленности часто возникают трудности при изучении коллекторов, состоящих из чередующихся седиментационных тонких слоев различных горных пород. Они связаны с тем, что разрешающая способность каротажных методов геологического исследования скважин всегда ограничена и может оказаться недостаточной для выделения тонких пропластков коллектора. В таком случае происходит регистрация некоторых усредненных данных, не позволяющих точно рассчитать пористость, насыщенность и проницаемость отдельных слоев и, следовательно, предсказать объем и течение флюида.

В данной 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 распределений времен релаксации T_1 и T_2 чистых разностей песчаника и глины, а также модели слоистого коллектора. На основании полученных данных сделан вывод о том, что с помощью метода ЯМР можно отдельно измерить петрофизические свойства различных компонент слоистой структуры с высокой точностью, что делает данный метод незаменимым при изучении коллекторов схожего типа.



*Двумерное распределение времен
релаксации T_1 - T_2 , зарегистрированное
на модели слоистого коллектора*

**ФОРМИРОВАНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
КОЛЛЕКТОРОВ АРТИНСКОГО И САКМАРСКОГО ЯРУСОВ
ОРЕНБУРГСКОГО НГКМ
(PETROPHYSICAL MODEL DEVELOPMENT FOR ARTINSKIAN-
SAKMARIAN RESERVOIRS OF ORENGURB OGCF)**

Бурханов А.А.

(научный руководитель: старший преподаватель Сребродольская М.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Объектом изучения в данной работе являются карбонатные коллектора артинского и сакмарского ярусов Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения. Эти карбонатные коллектора являются сложными ввиду сложной структуры емкостного пространства (трещины и межзерновые поры), сложного минерального состава скелета и многофазового насыщения (газ, конденсат), поэтому требуется разработка особых методик интерпретации данных ГИС. Эта задача решалась автором настоящей работы.

Исследуемые отложения сложены известняками, доломитами и их переходными разностями. В разрезе также встречаются ангидритизированные, кремнеземные и заглинизированные породы.

В результате анализа литолого-петрофизических данных были построены гистограммы распределений и графики сопоставления основных петрофизических параметров. Были получены следующие основные выводы: граничное значение открытой пористости $K_{n.гр.} = 6\%$; вторичное пустотное пространство представлено преимущественно трещинной емкостью; трещиноватость в отложениях хаотическая; отложения представлены как гидрофильными, так и гидрофобными породами.

На основе анализа петрофизических данных были построены связи типа керн-керн и керн-гис, которые позволили разработать методику интерпретации данных ГИС для изучаемых отложений.

Интерпретация данных ГИС была осуществлена с применением программных комплексов «Камертон» и «Techlog» по 3 вертикальным и 1 горизонтальной скважинам. В результате интерпретации данных ГИС были получены итоговые таблицы с данными K_n , $K_{эл}$, K_2 и других характеристик по пластам коллекторам и составлены итоговые планшеты. Фильтрационно-емкостные свойства, определенные по ГИС, показали хорошую сходимость с результатами исследования керна.

**ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ НАРУШЕНИЙ ЦЕЛОСТНОСТИ
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ КОЛОНН В ИНТЕРВАЛЕ ЗАЛЕГАНИЯ
ЛЮЛИНВОРСКИХ ГЛИН НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТПП «КОГАЛЫМНЕФТЕГАЗ»
(PREVENTING THE PRODUCTION CASING INTEGRITY
VIOLATIONS IN THE RANGE OF OCCURRENCE OF CLAYS
LYULINVOР THE EXAMPLE OF OIL DEPOSITS TERRITORIAL
PRODUCTION ENTERPRISES «KOGALYMNEFTEGAS»)**

Вахитова А.Ф.

(научный руководитель: Шабает А.Н.)

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Актуальность проблемы определения интервалов нарушения целостности эксплуатационных колонн крайне велика, причем значение ее возрастает из года в год. Только на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» за последние 5 лет были ликвидированы со смещением эксплуатационных колонн в интервале люлинворских глин порядка двухсот скважин.

Целью работы является сохранение добычи нефти за счет сокращения выбытия скважин в бездействие. Для достижения поставленной цели необходимо: 1) выяснить механизм смещения эксплуатационных колонн скважин; 2) предложить алгоритм прогнозирования; 3) определить методы выявления и методы предотвращения нарушения целостности колонн.

Возникающая в процессе эксплуатации негерметичность скважин приводит к серьезным нарушениям, к крупным материальным затратам, связанным с ликвидациями аварий. Не всегда уже имеющимися методами возможно диагностировать процесс деформации колонн во времени. Метод высокоточной профилометрии позволяет производить различные анализы внутренней поверхности обсадной колонны скважины. Кроме стандартных каротажных диаграмм можно также отобразить карту условных цветов состояния внутренней части колонны.

Разгерметизация обсадной колонны в интервале люлинворских глин в одной скважине может привести к усилению текучести глин, смещениям и негерметичностям колонн большого количества скважин на кусту. Применение метода высокоточной профилометрии позволит до нарушения целостности колонны выявить даже небольшие изменения геометрии стенки скважин, что позволит нам своевременно выполнить мероприятия по сохранению целостности скважин, укреплению стенок колонны, не допустить ликвидации скважин и самое главное – сохранить добычу нефти.

**ПРОГНОЗ КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ И НАСЫЩЕНИЯ С
ПОМОЩЬЮ СЕЙСМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ
ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА
(PREDICTION OF THE POROSITY AND SATURATION
COEFFICIENTS USING SEISMIC MODELLING)**

Волков Д.С.

(научный руководитель: Романенко М.Ю.,
Geophysicist/Project Leader CGG Veritas)

МГУ имени М.В. Ломоносова

Сегодня одной из актуальных задач нефтегазовой промышленности является качественная и количественная оценка природных резервуаров. Качественная характеристика коллектора включает в себя литолого-фациальное описание, в процессе которого выделяются целевые горизонты исследования. Анализируя количественные параметры резервуара, создаётся модель коллектора, оцениваются запасы УВ сырья. Именно количественные параметры перспективного пласта являются наиболее значимыми при планировании добычи УВ. Для нахождения вышеуказанных свойств целевых горизонтов используются следующие геофизические методы: сейсморазведка (метод ОГТ), комплекс ГИС. Априорная информация с привлечением данных методов позволяет прогнозировать параметры интересующего пласта.

Исходя из рассмотренной проблемы, цель данной работы - изучение возможности прогноза коэффициентов пористости и насыщения пласта-коллектора с использованием алгоритма инверсии данных сейсморазведки.

В качестве задач перед автором стояло проведение сейсмического моделирования с помощью уравнения Гассмана: наблюдение за вариациями сейсмического отклика при различных значениях коэффициента пористости, насыщения целевого пласта с последующим проведением синхронной инверсии полученных синтетических данных. Решение поставленной задачи было реализовано в программном пакете Hampson-Russell.

Как результат - получение разрезов акустического и сдвигового импедансов, а также плотностного разреза, на которых задано изменение того или иного параметра пласта, анализ и сравнение абсолютных значений указанных величин, полученных по результатам инверсии и по замещению Гассмана. В итоге, была решена прямая задача сейсморазведки: получены синтетические угловые сейсмограммы при изменении пористости и насыщения. Были промоделированы изменение пористости и насыщения пласта-коллектора, рассмотрено влияние изменения этих параметров на сейсмограммы и на результаты инверсии. Был сделан основной вывод: прогноз коэффициента пористости пласта-коллектора по результатам инверсии возможен.

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
ЕЛИЗАРОВСКОГО ПРОГИБА И ДОРАЗВЕДКА ДОЮРСКИХ
ОБРАЗОВАНИЙ СРЕДНЕ-НАЗЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(GEOLOGICAL STRUCTURE AND PETROLEUM POTENTIAL OF
ELIZAROVSKY DEFLECTION AND ADDITIONAL EXPLORATION
OF THE PRE-JURASSIC FORMATIONS OF SREDNE-NAZYMSKY
DEPOSIT)**

Ворон И.А.

(научный руководитель: доцент Бондарев А.В.)

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

Доразведка представляется собой совокупность взаимосвязанных, применяемых в определенной последовательности работ и исследований по изучению недр, определению параметром залежи с точностью, достаточной для подсчета запасов нефти, газа и конденсата, на территории с доказанной нефтегазоносностью, в целях увеличения ее эффективности.

Объектом изучения является Средне-Назымское нефтяное месторождение. В административном отношении оно расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области.

Средне-Назымское месторождение является малоизученным геологоразведочными работами. Плотность сейсморазведочных работ в пределах западной части Средне-Назымского лицензионного участка составляет 0,9 км/км², что явно не достаточно для детального изучения зон развития трещинно-поровых коллекторов комплекса, контролируемых вероятнее всего тектоническими нарушениями в доюрском основании.

Цель работы:

Исследование геологического строения и нефтегазоносности Елизаровского прогиба и доразведка доюрских образований Средне-Назымского месторождения.

Задачи:

- Анализ геолого-физической характеристики месторождения;
- Изучение строения месторождения, фильтрационно-емкостных свойств коллекторов и свойств флюидов;
- Уточнение имеющейся и получение дополнительной информации для построения геологической модели месторождения;
- Обоснование режимов работы залежей и оценка перспектив развития добычи нефти месторождения;
- Проведение исследовательских работ по доразведке.

**ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ БЕРЕЗОВСКОЙ ПЛОЩАДИ
РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(GEOCHEMICAL RESEARCH OF BEREZOVSKAYA AREA
ROMASHKINSKOE OIL FIELD)**

Габдрахманов Д.Т.¹, Михайлова А.Н.²

(научный руководитель: ведущий научный сотрудник Каюкова Г.П.^{1,2})

¹ Казанский (Приволжский) федеральный университет

² ИОФХ им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН

Волго-Уральский регион был одним из главных нефтедобывающих регионов на протяжении нескольких десятков лет и в результате нефтепоисковых работ хорошо изучен. Однако до сих пор существуют различные точки зрения в вопросе источника генерации таких огромных объемов углеводородов. Микроэлементный состав нефтей и наличие или отсутствие в них специфических углеводородных соединений – биомаркеров позволяет судить об условиях образования и миграции нефти. Целью настоящего исследования являлось геохимическое изучение нефтей и битумоидов Ромашкинского месторождения и источников их предполагаемой генерации – доманиковых отложений и кристаллического фундамента. Объектами исследования служили образцы нефтей и керн из отложений девона и карбона Березовской площади Ромашкинского месторождения, а также образцы керн из пород фундамента. В работе показана связь неоднородности микроэлементного состава асфальтенов нефтей и битумоидов как с составом породы и пластовых вод, так и с техногенным преобразованием. Показано, что на данной территории существует два источника микроэлементов (толща доманика и кристаллический фундамент), выявлены отличия состава нефтей и битумоидов доманиковой формации от нефтей нижележащих отложений и битумоидов из пород фундамента, что свидетельствуют о вкладе кристаллического фундамента в формирование нефтеносности осадочных толщ на исследуемой Березовской площади. Для оценки нефтегенерационного потенциала доманиковых отложений проведено исследование кернового материала, включающее пиролиз и ЭПР спектроскопию, результаты которого позволили сделать вывод о не в полной мере реализованном нефтегенерирующем потенциале отложений доманика. Таким образом, доманиковые толщи Березовской площади либо совсем не принимали участия в генерации нефти на данной территории, а нефть мигрировала из окружающих Южно-Татарский свод впадин, либо подвергались кратковременному нагреву во время гидротермально-тектонической активизации, и кероген лишь частично претерпел термическую деструкцию с последующим образованием углеводородов. Соответственно, при термическом воздействии на данные отложения можно получить жидкие углеводороды.

ХАРАКТЕРИСТИКА ДОМАНИКИТОВ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ДАННЫМ ПИРОЛИЗА (CHARACTERISTICS OF DOMANIKITS FROM ROMASHKINSKOYE OIL FIELD ACCORDING TO PYROLYSIS DATA)

Габдрахманов Д.Т.¹, Михайлова А.Н.²

(научный руководитель: ведущий научный сотрудник Каюкова Г.П.^{1,2})

¹ Казанский (Приволжский) федеральный университет

² ИОФХ им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН

К перспективным источникам углеводородов на территории Волго-Уральской нефтегазоносной провинции относятся битуминозные породы (доманикиты). Объектами исследований служили образцы данково-лебедянских карбонатных отложений Зеленогорской площади и кремнисто-карбонатных отложений семилукского (доманикового) горизонта Березовской площади Ромашкинского месторождения. Содержание органического вещества в образцах пород Зеленогорской площади изменяется от 1 % до 2,5 %, а в образцах пород Березовской площади – от 5,32 % до 36,75 %. С целью разработки технологий освоения доманиковых отложений проведены сравнительные лабораторные эксперименты по моделированию процесса катагенеза ОВ в водородной среде при различных температурах. Опыты проводились в проточной пиролизической ячейке CDS 1500 в К(П)ФУ. Для мониторинга трансформации ОВ применялся метод ЭПР.

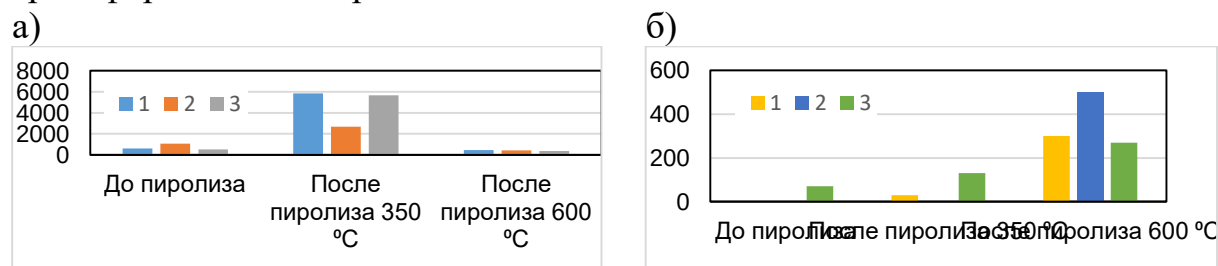


Рисунок. Диаграммы изменения содержания свободного радикала в процессе пиролиза:

а) – Березовская площадь, б) – Зеленогорская площадь; 1 – исходная порода, 2 – после экстракции, 3 – после гидротермального воздействия

Образцы с Зеленогорской площади характеризуются высоким содержанием трехвалентного железа и отсутствием ванадия в составе. Марганец зафиксирован в обоих образцах. После пиролиза образцов Березовской площади при 350°C хорошо заметно появление нового интенсивного сигнала, характеризующего новообразованные подвижные углеводороды. Аналогичные результаты, но при 600°C, зафиксированы в данково-лебедянских отложениях (рис.). Таким образом, исследованные образцы не реализовали свой генерационный потенциал, следовательно, применение термических методов в перспективе позволит получить жидкие углеводороды. При этом реализация данного потенциала возможна при разных температурах.

МЕРЫ ПО МОДЕРНИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО РЫНКА В ТУРЦИИ (MEASURES TO MODERNIZE THE ENERGY MARKET IN TURKEY)

Галеева Г.Ф.

(научный руководитель: профессор Галиуллина С.Д.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

В работе рассматривается проблема модернизации и структурирования энергетического рынка Турции. Производство, распределение и оснащенность перевозок энергоресурсов внутри Турции до сих пор преимущественно находится в руках государственных компаний. Наиболее известная из них, которая имеет большой опыт сотрудничества с российскими партнерами – BOTAŞ. Турецкая энергетическая политика главным образом стремится к обеспечению собственной страны безопасной, экологичной, экономически эффективной и устойчивой электроэнергией, которая, в свою очередь, обеспечивает сильную позицию в региональной и мировой торговле электроэнергией и увеличивает эффективность ее использования. После саммита ЕС в Хельсинки в 1999 г., на котором Турция была объявлена кандидатом на вступление в ЕС, правительство страны приняло решение о реформировании нефтегазового комплекса согласно выдвинутым критериям официального Брюсселя.

В декабре 2003 года турецкий парламент принял новый закон – «Закон о рынке нефтересурсов», значительно ослабив государственное урегулирование в нефтяном секторе, и повысив предельный уровень цен. Такое урегулирование привело к комплексной реформе нефтяного сектора.

В 2001 г. была учреждена государственная компания - Организация Контроля Электроэнергетического и Газового Рынка (EMRA). Основными целями данной структуры являются регулирование и надзор на рынке нефти, газа, электроэнергии. EMRA контролирует деятельность основных игроков внутреннего рынка страны, препятствует монополизации рынка, сговору отдельных частных компаний. Сохранение и поддержка конкурентного рынка энергоносителей внутри Турции обозначены в качестве основных задач организации в ее Уставе.

Турция утвердила Рамочную конвенцию ООН об изменении климата, принятую в 1992 г., что также имеет большое значение для формирования и структурирования внутреннего рынка энергоресурсов. Турецкая Республика находится в непосредственной близости к значительной части мировых производителей электроэнергии, а также принимает участие в разработке некоторых маршрутов транспортировки энергоносителей. Понимание данного фактора является существенным фактором в деле регулирования нефтегазового комплекса страны. Думается, данная тема требует более серьезного исследования и анализа.

**АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПОГРЕШНОСТЕЙ ИНКЛИНОМЕТРИИ ПРИ
ОПРЕДЕЛЕНИИ ПРОСТРАНСТВЕННОГО ПОЛОЖЕНИЯ
НЕФТЕГАЗОВЫХ СКВАЖИН
(ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF DIRECTIONAL SURVEY
ERRORS IN DETERMINING THE SPATIAL POSITION OF OIL AND
GAS WELLS)**

Галстян Г.А.

(научный руководитель: д.г-м.н. Коваленко К.В.)

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

Использование данных инклинометрии для получения информации о геологическом строении продуктивных пластов является одним из определяющих факторов при анализе скважинной информации. От достоверности сведений о положении ствола скважины во многом зависит:

- правильность корреляции материалов ГИС;
- правильность привязки сейсмических отражений к скважинам;
- достоверность структурных построений;
- достоверность оценки положения уровней межфлюидных;
- достоверность оценки начальных и локализации остаточных запасов нефти и газа;
- эффективность планирования работ по доразведке и разработке месторождения.

На современном этапе развития технологий геологического моделирования залежей нефти и газа важна не только информация о положении ствола скважины в пространстве, но не менее важна информация о неопределенности (погрешности) положения траектории ствола, т.к. погрешности инклинометрии никогда не бывают нулевыми.

Включение такой информации в процесс геофизической интерпретации и геологического моделирования позволяет повысить достоверность представлений о строении залежей, о содержащихся в них запасах, локализовать участки с невыработанными запасами на конечных стадиях разработки месторождений. При этом оценка неопределенности положения скважины (модель погрешностей) является ключевым элементом как безопасного экономически эффективного бурения, так и надежного геомоделирования.

ОБОСНОВАНИЕ МЕТОДИКИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДЛЯ КОЛЛЕКТОРОВ ТЭДИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (EXPLANATION OF WELL-LOGGING DATA INTERPRETATION PROCEDURE FOR RESERVOIRS OF TEDINSKOYE OILFIELD)

Ганиев И.И.

(научный руководитель: доцент Черноглазов В.Н.)

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

Исключительная неоднородность карбонатных коллекторов, связанная с широким развитием в них вторичных процессов, приводит к необходимости детального изучения кернового материала и данных геофизических исследований скважин.

Объектом исследования являются девонские карбонатные отложения фаменского яруса Тэдинского нефтяного месторождения.

Целью данной работы является обоснование методики интерпретации для коллекторов Тэдинского месторождения.

Для достижения указанной цели в представленном докладе рассмотрены следующие задачи:

- построение петрофизических связей;
- определение граничных значений фильтрационно-емкостных свойств;
- количественная оценка первичной и вторичной пористости;
- количественная оценка нефтенасыщенности.

В результате исследования были сделаны следующие заключения:

- коллекторы представлены в основном известняками, прослоями неравномерно доломитизированными;
- по результатам исследования керна приняты следующие граничные значения ФЕС для пород-коллекторов: абсолютная газопроницаемость $1,0 \cdot 10^{-3}$ мкм² и открытая пористость равная 5,0% в пластовых условиях;
- тип коллектора преимущественно поровый, в значительно меньшей степени развит каверново-поровый и смешанный тип – трещинно-поровый и трещинно-каверново-поровый.

**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: 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.

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

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

**МЕТОДИКА ВЫЯВЛЕНИЯ И ЛОКАЛИЗАЦИИ
НЕФТЕГАЗОПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН В ОТЛОЖЕНИЯХ
НИЖНЕГО МЕЛА ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОЙ НГО
(A NEW APPROACH OF IDENTIFICATION AND LOCALIZATION OF
OIL AND GAS PROSPECTIVE ZONES IN LOWER CRETACEOUS OF
YENISEY-KHATANGA PETROLEUM AREA)**

Гвоздева А.В.

(научный руководитель: профессор Лобусев А.В.)

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

В работе представлены промежуточные результаты диссертационного исследования «Методика выявления и локализации нефтегазоперспективных зон и объектов в отложениях нижнего мела Енисей-Хатангской НГО на региональном этапе ГРП».

Доклад посвящен методике выявления перспективных объектов в отложениях нижнего мела в пределах Танамо-Малохетского мегавала Енисей-Хатангского НГО на основе структурно-формационного прогноза (СФП), сиквенс-стратиграфического анализа по данным ГИС и сейсморазведки. Представленные исследования направлены на прослеживание и локализацию по площади коллекторов и глинистых покрышек. Программа работ включает:

- 1) Изучение геологического строения отложений нижнего мела:
 - стратиграфия;
 - литология – толщина литотипов, песчанистость, глинистость разреза;
 - распределение в разрезе коллекторов и пластов глин, коллекторские свойства, неоднородность глинистых покрышек.
- 2) Анализ результатов испытания скважин.
- 3) Изучение геологических условий сохранности залежей УВ. Требования к глинистым покрышкам.
- 4) Анализ циклических и сиквенс-стратиграфических характеристик:
 - сравнение циклических и сиквенс-стратиграфических характеристик, выделенных по данным ГИС и сейсморазведки;
 - локализация коллекторов и глинистых покрышек на основе циклического и сиквенс-стратиграфического анализа разреза на примерах конкретных месторождений.
- 5) Установление и изучение связей коллекторов и покрышек с характеристиками циклитов и сиквенсов.
- 6) Проверка установленных закономерностей по имеющимся материалам на отдельных месторождениях.

**КОНЦЕПЦИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ БУХАРО-ХИВИНСКОЙ ГАЗОНЕФТЯНОЙ ОБЛАСТИ. ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УВ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В ПРЕДЕЛАХ КАНДЫМСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(THE GEOLOGICAL ASPECTS OF BUHARO-HIVINSKAYA GAS-OIL PROVINCE. HC DEPOSITS ORIGIN AND PERSPECTIVES OF EXPLORATION WITHIN KANDYM LICENSE AREA)**

Горбачев С.Д.

(научный руководитель: доцент Кузнецова Г.П.)

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

На сегодняшний день технологии сейсмических исследований и развитие вычислительных способностей современных компьютеров позволили осуществить качественный технологический скачок в геологии поиска углеводородов. Кроме всего прочего, постепенная консолидация сведений о бурении, выполненном в регионе работ, проведенных геофизических и геохимических исследованиях, обобщение данной информации и все более глубокий анализ имеющихся общегеологических сведений, а самое главное сведение их в форме огромных электронных баз данных, позволяют и сегодня совершать открытия в уже детально изученных и хорошо известных нефтегазоносных провинциях.

Наиболее важной предпосылкой при проведении данной работы, является факт того, что структурообразование, миграция и накопление УВ для исследуемого региона тесно связаны с развитием сдвиговых систем (основного кинематического типа разломов, реализуемых в данной зоне). Анализ фациальной структуры, толщин продуктивного интервала, выполненный в пределах лицензионного блока на основе данных сейсморазведки 3D, позволяет исключить наличие резких латеральных изменений в литологии и коллекторских свойствах породы, как существенного фактора экранирования залежей. Кроме того, существование наклонных контактов, предполагаемых предыдущей пликтивной моделью группы месторождений, видится маловероятным в условиях элизионной системы с отсутствием активного подтока инфильтрационных вод в газовых залежах. Таким образом, на первый план выходит необходимость детализированного отражения структурно-тектонических особенностей исследуемой Бухаро-Хивинской области, исследование региональной УВ системы (от поиска источников генерации, до миграции и аккумуляции), а также проведение унификации корреляционно-стратиграфических принципов для всей группы месторождений, имеющих общую историю геологического развития и седиментации отложений.

Выполнение данной комплексной обобщающей работы дает ряд важных преимуществ для проведения дальнейших ГРП и позволяет существенно повысить их эффективность без существенных дополнительных затрат; ее использование в дальнейшем позволит оптимально спланировать систему разработки месторождения – избежать образования «неотработанных газовых целиков» в районе гидродинамически изолированных блоков, не вовлечённых в текущую схему разработки.

ВЛИЯНИЕ ЭФФЕКТИВНОГО НАПРЯЖЕНИЯ НА ПОВЫШЕНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ (EFFECTIVE STRESS INFLUENCE ON PERMEABILITY ENHANCEMENT FOR CARBONATE RESERVOIRS)

Гула А.К.

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

Для месторождений с карбонатными коллекторами естественная трещиноватость является одним из наиболее значимых факторов, оказывающих влияние на добычу нефти и газа. Степень влияния трещиноватости на проницаемость и гидродинамическую связанность коллектора в большинстве осадочных пород контролируется её масштабами: трещины или разломы. Так, например, трещиноватость влияет на открытую пористость коллектора и его проницаемость, следовательно, и на перспективные объемы добычи нефти и газа. Проницаемость зависит от плотности и ориентации трещин по отношению к текущему напряженному состоянию пород. При небольших изменениях напряжения или давления, породы могут начать скользить вдоль плоскости разрушения трещины. Такие трещины едва можно называть стабильными, поэтому их называют критически напряженными. На практике отмечается, что критически напряженные трещины с большей вероятностью являются проницаемыми. Следует учитывать, что вторичные процессы способствуют залечиванию и цементированию трещин в течение геологического времени, а значит требуется подход, с помощью которого можно будет оценить - какие трещины являются гидродинамически активными, а какие нет. В свою очередь, разломы могут быть одними из путей для миграции углеводородов или обладать обратным действием и выступать в качестве флюидоупора. В масштабах разломов исследования их ориентации по отношению к напряженному состоянию также представляют интерес и для оценки наведенной сейсмичности. Под наведенной сейсмичностью подразумевается активизация критически напряженного разлома под влиянием человеческого фактора, например, проведение гидравлического разрыва пласта (ГРП) или некорректный подбор плотности бурового раствора, в результате чего может произойти землетрясение. На данный момент большинство исследований, связанных с критически напряженными разломами и трещинами, проводятся в основном за границей

Автором был проведен геомеханический анализ данных по скважинам одного из месторождений Тимано-Печорского нефтегазоносного бассейна. Результаты оценки текущего напряженного состояния горных пород и зависящей от него гидравлической проводимости трещин представлены в данной работе.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МОДЕЛИ ПЕРЕХОДНОЙ ЗОНЫ ДЛЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (MODELING OF TRANSITION ZONE FOR CARBONATE PRODUCTIVE FORMATIONS)

Гула Е.В.

(научный руководитель: д.г.-м.н. Черницкий А.В.)

АО «ВНИИнефть»

В работе представлены особенности применения методики расчета коэффициента нефтенасыщенности, основанной на применении J-функции Леверетта на примере одного из месторождений Ближнего Востока. На данном месторождении при расчете по общепринятой методике Арчи-Дахнова в ряде скважин были получены довольно низкие значения коэффициента нефтенасыщения, хотя, согласно геологической модели, данные скважины находятся в ЧНЗ, что обусловило необходимость поиска и опробования другого подхода.

Модель переходной зоны представляет собой закономерное изменение величины коэффициента начальной водонасыщенности (K_v) в зависимости от высоты залежи над уровнем ВНК или зеркала чистой воды (ЗЧВ), а также от диапазона изменения ФЕС коллекторов. При этом капиллярное давление на отметке ЗЧВ равно нулю ($K_v=1$, $K_{но}=0$), а в сводовой части залежи водонасыщенность коллекторов приближается к значению $K_{во}$, достигая при этом предельной нефтенасыщенности. Методика построения модели переходной зоны с использованием данных капилляриметрии уже давно применяется западными компаниями [1].

Исходными данными для расчета J-функции на данном месторождении послужили 9 образцов, отобранные из интервалов коллекторов и представляющих собой карбонатные породы. Для расчета J-функции значения капиллярного давления были приведены к пластовым условиям с учетом пластовой температуры залежи. При создании моделей переходных зон наиболее трудной является задача определения положения ЗЧВ. Построенная зависимость высоты залежи от K_v показала, что в карбонатах данного месторождения существует зона переменной мощности над ЗЧВ, в которой наблюдается 100% насыщение водой. Эта особенность была учтена при выборе отметки ЗЧВ по данным ГИС в скважинах и соответственно при дальнейшем построении куба водонасыщенности. Впоследствии гидродинамическая модель была успешно адаптирована и подтвердила данные добычи по скважинам, что доказывает корректность применения модели переходной зоны.

1. M.C. Leverett (1941). "Capillary behaviour in porous solids". Transactions of the AIME (142): 159–172.

АНАЛИЗ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ТЕРРИТОРИИ ЦЕНТРАЛЬНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ НА ОСНОВЕ ПОСТРОЕНИЯ 2D МОДЕЛЕЙ (AN ANALYSIS OF THE PROSPECTS OF THE TERRITORY OF THE CENTRAL PART OF THE NORTH CAUCASUS BASED ON THE CONSTRUCTION OF 2D MODELS)

Данцова К.И., Ворон И.А.

(научный руководитель: доцент Бондарев А.В.)

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

Высокие давления и температуры существенно влияют на свойства и качественное состояние пластовых флюидов. Проблема залегания пластов, расположенных на большой глубине, с большим пластовым давлением и высокими температурами является актуальной для части месторождений южных регионов России.

Условия залегания углеводородов в пласте и физические свойства пластовых флюидов играют важную роль при разработке и эксплуатации залежи. В ходе работы были построены 2D модели месторождений Ставропольского свода (Ачикулакское, Зимняя Ставка, Озек-Суат, Русский Хутор Северный).

Нами были рассмотрены основные методы решения проблемы добычи углеводородов в условиях высоких температур, которые включают:

- Особенности состава буровых растворов;
- Технологии кислотной обработки призабойной зоны пласта;
- Методы вторичного вскрытия продуктивных пластов в условиях высоких температур;
- Влияние высоких давлений и температур на плотности растворов солей;
- Изменение объема нефти под влиянием изменений температур;
- Цементный камень и цементирование.

Также на изучаемой территории особое внимание уделяется проблеме коррозии подземного оборудования. Среди коррозионных повреждений чаще всего встречается локальная коррозия внутренней поверхности НКТ и наружной поверхности УЭЦН, внешней поверхности НКТ, рабочих органов ЭЦН, металлической оболочки кабеля, обсадной колонны. В работе приводятся методы по устранению повреждений, представленных ранее.

В результате построения 2D моделей можно предположить перспективность развития и разработки, прилежащих к изучаемым месторождениям, территорий.

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ
ПОЛУЙСКОГО СВОДА И ДОРАЗВЕДКА МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ИМЕНИ В.Н.ВИНОГРАДОВА
(GEOLOGICAL STRUCTURE AND PETROLEUM OF POLUYSKIY
ARCH AND EXPLORATION FIELD NAMED V.N. VINOGRADOVA)**

Данцова К.И.

(научный руководитель: доцент Бондарев А.В.)

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

Доразведка месторождения - это изучение и уточнение геологического строения залежей месторождения, введенного в эксплуатацию, в основном по результатам бурения опережающих эксплуатационных скважин.

В данной работе рассматриваются вопросы доизучения геологического строения месторождения имени В.Н. Виноградова.

Для доразведки месторождения (пласты ЮК₂-ЮК₁₀) будет построена 3D модель в программном обеспечении Petrel 2013.

В административном отношении месторождение им. В.Н. Виноградова (Большое Ольховское) расположено на территории Белоярского и Октябрьского районов Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области в 96 км к юго-востоку от районного центра п. Белоярский, в 130-155 км к северо-востоку от г. Нягань и в 225-240 км к северо-западу от г. Ханты-Мансийска.

Месторождение является многопластовым и вмещает шесть продуктивных пластов в терригенных отложениях нижнего мела (пласт АС₃ фроловской свиты), средней юры (пласты ЮК₂, ЮК₃₋₄, ЮК₅₋₆, ЮК₇₋₉ тюменской свиты) и нижней юры (пласт ЮК₁₀ горелой свиты).

Продуктивный разрез месторождения имеет сложное геологическое строение, обусловленное фациальной изменчивостью, литологической неоднородностью всех изучаемых пластов, низкими коллекторскими свойствами и низкой нефтенасыщенностью. Эффективные нефтенасыщенные толщины не выдержаны по площади, наблюдается неоднородность фильтрационно-емкостных характеристик, а также неоднородность пласта по разрезу.

В результате проекта доразведки нефтяного месторождения имени В.Н. Виноградова была выполнена 3D модель в программе Petrel 2013. Уточнение геологического строения месторождения на основе построенной модели и исходного текстового материала, проект доразведки пластов ЮК₂-ЮК₁₀. В целях доизучения продуктивных характеристик выявленных залежей пластов ЮК и оценки эффективности системы разработки залежи пласта АС₃ в работе предусмотрено выделение на месторождении четырех опытных участков: трех - на залежи пласта АС₃ и одного - на залежи пласта ЮК₂.

**ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА НЕФТЕЙ И
БИТУМОИДОВ ПОРОД СЕМИЛУКСКОГО ГОРИЗОНТА СЕВЕРО -
ТАТАРСКОГО СВОДА
(GEOCHEMICAL FEATURES OF OILS AND BITUMENS
COMPOSITION FROM SEMILUKI HORIZON NORTH-TATAR ARCH)**

Дергунова А.В.

(научный руководитель: Носова Ф.Ф.)

Казанский (Приволжский) федеральный университет

Углеводородный состав доманиковых фаций на протяжении многих лет вызывает повышенный интерес в комплексе геохимических исследований, поскольку именно эти породы традиционно считались основным источником нефти и газа.

В данной работе рассматриваются результаты геохимических исследований 25 образцов битумоидов семилукского горизонта из пород Майского месторождения Северо-Татарского свода, а также аналитические исследования 2 проб нефтей, отобранных из саргаевского и тиманского горизонтов.

Оценка миграционного процесса, формирующего нефтяные и газовые залежи в недрах, представляет собой достаточно сложную задачу. Для характеристики данного процесса был использован методический подход, основанный на оценке характера молекулярно - массового распределения (ММР) соединений, имеющих гомологические ряды широкого состава. Как показали исследования образцов битумоидов, различие в ММР н-парафинов указывает на наличие миграционного процесса, на привнос в породы семилукского горизонта углеводородов, которые генетически не связаны с сингенетичным органическим веществом данных пород, а также на наличие смешения миграционных и сингенетичных углеводородов в различных участках разреза изучаемых отложений. Данное предположение было подтверждено результатами определения группового состава битумоидов и пиролитическими исследованиями, а также данными газожидкостной хроматографии битумоидов и нефтей.

Проведенный комплекс геохимических исследований позволил сделать выводы о том, что в битумоидах семилукского горизонта идентифицированы соединения, которые имеют реликтовый характер и связаны с изоэриентенами состава C_{40} , являющихся фотосинтетическими зелёными серными бактериями (Chlorobiaceae); доминирующим процессом в формировании органического вещества семилукского горизонта было активное бактериальное воздействие, при котором в водной среде образовывались соединения с изопреноидной цепью как линейного вида, так и в составе ароматических углеводородов.

**АНАЛИЗ КОЛЛЕКТОРСКОГО ПОТЕНЦИАЛА КАРБОНАТНЫХ
ПОРОД ПО ДАННЫМ ЯДЕРНО-МАГНИТНОГО КАРОТАЖА И
ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МИКРОИМИДЖЕРОВ
(RESERVOIR QUALITY ANALYSIS IN CARBONATES BASED ON
NUCLEAR MAGNETIC RESONANCE AND ELECTRIC
BOREHOLE MICRO IMAGE LOGS)**

Дешененкова П.П.

(научный руководитель: к.т.н. Дешененков И.С.)

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

Повышение эффективности разведки и разработки залежей высоковязких нефтей в карбонатных отложениях требует привлечения наукоемких технологий. Залогом успеха при изучении этих отложений является детальный анализ сложной структуры порового пространства при учете физических свойств пластовых флюидов. В работе показаны результаты оценки коллекторского потенциала каменноугольных нижнепермских отложений Тимано-Печорской провинции по данным ядерно-магнитного каротажа (ЯМК) и электрических микроимиджеров (ЭМ). Коллекторы представлены преимущественно пористыми известняками трещинно-кавернозно-порового типа мощностью до 100м с прослоями глин, мергелей и ангидритов.

В условиях изучаемых отложений стандартного комплекса геофизических исследований скважин недостаточно для достоверного выделения коллекторов и оценки их свойств. С целью определения размеров пор, контролирующих проницаемость, и расчета динамической вязкости нефти проведено комплексирование ЯМК и ЭМ.

Путем спектральной декомпозиции времени поперечной релаксации ЯМК T_2 рассчитано распределение пор (до 50 микрон) по размерам, поры размером более 50 микрон выделены по результатам анализа электрического сопротивления ЭМ. Расчетный спектр размеров пор откалиброван по данным ртутной порометрии в контрольных точках.

Вязкость нефти вычислена по зависимости от объемного содержания компонент различной вязкости, полученной в лабораторных условиях. Объемы легких и тяжелых компонент нефти рассчитаны по данным ЯМК посредством интегрирования времени поперечной релаксации T_2 в интервалах ниже (тяжелая) и выше (легкая) 0,5 мс.

Результаты работы позволяют уточнить проницаемость карбонатных коллекторов путем учета размеров пор и состава притока по функции Бакли-Левверетта. Эти результаты подтверждаются материалами исследований керн и испытаний скважин. Реализация методики в карбонатных каменноугольных нижнепермских отложениях повысила эффективность определения и порядка ввода в разработку перспективных объектов.

**МЕЗОЗОЙСКИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ
БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО НЕФТЕГАЗОНОСНОГО БАССЕЙНА
(MESOZOIC HYDROCARBON SYSTEM OF THE GREATER
BARENTS SEA BASIN)**

Ершова Д.К., Гильмуллина А.А., Мордасова А.В.

(научный руководитель: к.г.-м.н. Сулова А.А., профессор Ступакова А.В.)
МГУ имени М.В. Ломоносова

В мезозойском разрезе Баренцевоморского шельфа выделяется четыре сейсмо-стратиграфических комплекса: триасовый, юрский, неокомский и верхнемеловой. Они представлены породами, накапливающимися в различных седиментационных обстановках, и разделены несогласиями.

Обстановки осадконакопления (палеогеографические условия) и современный тектонический план являются наиболее важными факторами, влияющими на генерацию, аккумуляцию и консервацию залежей углеводородов. Благодаря этим факторам формируются ловушки разных типов и размеров.

В основу исследования мезозойского разреза Баренцевоморского бассейна была положена интерпретация сейсмических профилей и скважинных данных, важную роль играет анализ образцов, отобранных на обнажениях примыкающих к шельфу островов. Результатом работы стало бассейновое моделирование, которое позволило сделать прогноз наличия залежей углеводородов в ловушках, их путей миграции и фазового состава.

Формирование углеводородного потенциала мезозойских отложений Баренцева моря стало возможным благодаря циклической седиментации осадков и чередованию в разрезе глинистых трансгрессивных слоев и коллекторов, сформировавшихся в течение трактов низкого и высокого стояния уровня моря.

Региональные палеогеографические исследования бассейна позволили выявить локальные потенциальные объекты. Триасовые и меловые отложения имеют клиноформенное строение. Отложения дельтового, мелководно- и прибрежно-морского генезиса и глубоководных конусов выноса являются лучшими объектами для прогнозирования распределения коллекторских толщ.

Изучение нефтегазоматеринских пород показало, что хорошим генерационным потенциалом обладают нижнемеловые отложения, содержащие сапропелевое и смешанное органическое вещество (ОВ), а также нижнетриасовые с гумусовым ОВ.

**ВЛИЯНИЕ СОЕДИНЕНИЙ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА
ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА НЕФТИ
(THE EFFECT OF COMPOUNDS OF CARBONATE RESERVOIRS
ON THE CHANGE IN THE COMPOSITION)**

Закирова З.Р., Иванова И.А.

(научный руководитель: доцент Петров С.М.)

Казанский национальный исследовательский технологический
университет

Татарстан является одним из старейших нефтедобывающих регионов страны, поскольку на территории республики находятся более 170 месторождений, залегающих как в терригенных, так и карбонатных породах. Однако ввиду высокой степени выработанности и истощения запасов легкой нефти на территориях с многолетней историей эксплуатационных работ, необходимой задачей является освоение альтернативных источников углеводородного сырья для сохранения объемов добычи нефти на высоком уровне. Стоит отметить, что запасы тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов в несколько раз превышают запасы кондиционных нефтей и становятся очень значительной частью сырьевой базы нефтяной отрасли. Для их освоения разрабатываются и используются дорогостоящие ресурсосберегающие технологии переработки с получением товарных нефтепродуктов с высокой конкурентоспособностью на рынке. Прогнозирование технологических характеристик нефти без информации об ее составе и свойствах невозможно. Поэтому изучение тяжелых высоковязких нефтей представляются важной и актуальной задачей.

Целью работы является изучение изменения в составе и геохимических характеристиках тяжелой битуминозной нефти в условиях протекания гидротермальных процессов. Для исследования была выбрана тяжелая нефть промышленного назначения Ашальчинского месторождения. Для модельных экспериментов были выбраны соединения, входящие в состав породообразующих минералов карбонатных коллекторов: кальцит, доломит, MnO_2 , коалин. В состав модельной смеси входила тяжелая нефть, вода и минеральные добавки.

В данной работе были изучены образцы сырой и преобразованной нефти различными инструментальными методами. Работы по геотермальному преобразованию проводились в автоклаве при температурах от 250 до 300 °C и давлениях от 10 до 20 атм. Были проведены анализы группового и элементного состава; термического и рентгеноструктурного анализа. На основе хроматограмм образцов были рассчитаны геохимические показатели, отраженные на графике Кеннона и Кессоу. Анализ экспериментальных данных позволил выявить различия в составах, свойствах и геохимических показателях сырой и преобразованной нефти.

ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕЛЬНЫХ ОБРАЗЦОВ НЕФТИ МЕТОДОМ ЯМР

(STUDY OF OIL MODEL SAMPLE'S BY NMR)

Иванов Д.С.

(научный руководитель: профессор Скирда В.Д.)

Казанский (Приволжский) федеральный университет

На сегодняшний день добыча высоковязкой нефти становится всё более актуальным вопросом, так как запасы лёгкой нефти стремительно истощаются. Качественная и эффективная работа с такими системами в области решения фундаментальных и прикладных задач напрямую зависит от глубокого и всестороннего анализа различных свойств, в частности влияния компонентного состава на характеристики нефти.

На наш взгляд, существенный импульс развития в данной области можно было бы получить в случае реализации модельных рядов образцов нефти с задаваемым и, следовательно, контролируемым составом. Такой подход с одной стороны позволит установить влияние компонентного состава нефти на магнитно-резонансные характеристики нефти. С другой – является первым шагом к построению однозначной корреляции между реологическими свойствами нефти и характеристиками ядерного магнитного резонанса (ЯМР).

Выбор ЯМР в качестве физического метода для исследования таких сложных систем, как нефть, не случаен и обусловлен рядом неоспоримых преимуществ: метод не деструктивен; чувствителен к компонентному составу изучаемого объекта; возможность исследования непосредственно в месте локализации (скважине) исследуемого объекта.

Ряд исследований, проведенных нами ранее по исследованию компонент нефти (SARA), их смеси («масло+смола+парафин») и модельной нефти, не содержащей асфальтенов, показывает не тривиальность получаемых результатов. В частности, способность к формированию при определённых концентрациях твердотельных образований смолы в масле.

Целью данной работы является поиск методики для создания модельного образца тяжёлой нефти и дальнейшее исследование ЯМ-характеристик исходной нефти и полученного модельного образца, который по своему количественному и качественному составу не отличается от исходного углеводорода.

В результате исследования показано, что значения ЯМ-характеристик для модельного и образца исходной нефти совпадают. Полученный результат имеет принципиальное значение, так как доказывает возможность создания модельных образцов нефти с задаваемым и варьируемым в соответствии с задачей исследования составом.

ИЗУЧЕНИЕ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА МЕТОДАМИ РЕНТГЕНОВСКОЙ МИКРОТОМОГРАФИИ И ЯМР-КЕРН (THE STUDY OF THE VOID SPACE BY X-RAY MICROTOMOGRAPHY AND NMR-KERN)

Идрисов И.И.

(научный руководитель: ассистент Платов Б.В.)

Институт геологии и нефтегазовых технологий К(П)ФУ

Одна из важнейших задач при изучении керна скважин состоит в определении пористости и морфологии порового пространства различного генезиса для прогноза фильтрационно-емкостных свойств соответствующих отложений. Передо мной стояла задача, провести исследование образцов керна на такой аппаратуре, как ЯМР-Керн, система промышленной рентгеновской микротомографии и провести традиционные методы исследования. Цель исследования - сравнить полученные значения пористости и сделать вывод.

Преимуществом рентгеновской компьютерной томографии является определение общей пористости с высокой точностью, получение формы порового пространства в объеме, оценка формы, размера и распределения пор. Для проведения сканирования были подготовлены образцы пород кубической формы, размером 5*5мм. ЯМР-Керн разработан для исследования полноразмерного керна. Именно данные по исследованию трансляционной подвижности молекул жидкости (подвижного флюида) в зависимости от временных параметров импульсной последовательности способны нести корректную информацию о размерах пор и проницаемости.

Было отобрано 10 образцов керна размером около 10 см, из 5 скважин битумного месторождения Республики Татарстана. Проведено исследование образцов керна на такой аппаратуре, как ЯМР-Керн, система промышленной рентгеновской микротомографии и проведены традиционные методы исследования. Результатом работы является полученные значения пористости, различными методами. В результате проведенного сравнения можно сделать вывод, что каждый из этих методов позволяет получить дополнительную информацию о пористости. Для корректного определения фильтрационно-емкостных свойств по образцам керна целесообразно использовать комплекс методов. Более того, томографический и ЯМР метод позволяет, оценить неоднородность пористости и морфологии порового пространства внутри образца не разрушая его и дополнить наше представление о пористости, полученное при традиционных исследованиях. Такая неоднородность пористости является важной информацией при построении геолого-гидродинамических моделей.

**ИЗМЕНЕНИЯ СТРУКТУРЫ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА
ГЛИНИСТЫХ ПОРОД С РАЗЛИЧНОЙ СТЕПЕНЬЮ
ПРЕОБРАЗОВАННОСТИ
(CHANGES IN PORE SPACE STRUCTURE OF CLAY ROCKS AT
DIFFERENT STAGE OF TRANSFORMATION)**

Идрисова Е.К.

(научный руководитель: профессор Постников А.В.)

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

Глинистые породы обычно служат флюидоупорами в залежах углеводородов. В связи с развитием «сланцевой революции» все больше появляется данных о том, что глинистые породы могут служить коллекторами, содержащими и при определенных воздействиях способными отдавать углеводороды.

Цель работы – сравнение строения пустотного пространства глинистых пород с изменением степени преобразованности.

Для исследований был отобран ряд образцов глинистых пород из осадочного чехла и складчатого фундамента Западно-Сибирской платформы, осадочного чехла Предкавказского региона и пород зеленосланцевой фации метаморфизма. Исследования проводились методом растровой электронной микроскопии образцов пород, представлявших собой сколы, перпендикулярные плоскости наложения.

Выводы о строении глинистых пород:

- В структуре пород глинистые минералы встречаются в виде изолированных чешуек или в виде агрегатов. Агрегаты могут быть сложены хаотичными или ориентированными чешуйками.

- Пустотное пространство подразделяется на мелкие поры между чешуйками в агрегатах и на межагрегатные поры

При увеличении степени преобразованности пород:

- глинистые чешуйки уменьшаются в размерах, а агрегаты увеличиваются и уплотняются

- глинистые чешуйки в агрегатах располагаются более упорядочено

- поры между чешуйками глинистых минералов исчезают

- межагрегатные поры уплощаются и сохраняются даже в сильнометаморфизованных породах

- пустотное пространство становится более дифференцированным, уменьшается связанность межагрегатных пор

На основании данных исследований можно предположить, что даже метаморфизованные породы могут являться коллекторами УВ.

**ДЕГРАДАЦИЯ ПОЧВ КРИОЛИТОЗОНЫ ВСЛЕДСТВИЕ
ТЕХНОГЕННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ, НА ПРИМЕРЕ
МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА (МТ) ВСТО
(SOIL DEGRADATION OF CRYOLITHIS ZONE AS A RESULT OF
TECHNOGENIC ENVIRONMENTAL IMPACT, ON AN EXAMPLE OF
THE MAIN PIPELINE ESPO)**

Измалкова Е.А.¹, Бесперстова Н.А.²

(научный руководитель: доцент Леонова Е.А.¹)

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

²Институт геоэкологии им. Е.М.Сергеева РАН (ИГЭ РАН)

Деградация почв является сложным комплексом антропогенных и природных процессов изменения характеристик грунта. В процессе прокладки трубопровода образуемый над его поверхностью валик, согласно технической документации, должен с течением определенного времени сравняться с уровнем почвы. На практике, в процессе несоблюдения природоохранного законодательства, а также из-за ошибок, допущенных в технических расчетах и прогнозах функционирования трубопровода, нередки случаи возвышения валика над земной поверхностью после отведенного на процесс осадки времени. Данное нарушение приводит к изменению естественного стока, водной эрозии, накоплению в измененном рельефе стоячих вод, приводящих к дренированию грунта и обводнению технических сооружений.

Образование этих обводненных поверхностей в условиях криолитозоны сопровождается изменением мерзлотных условий, оттаиванием мерзлых пород с формированием чаши оттаивания. В случае линейных сооружений (ж/д дороги, нефтепроводы и т.п.) наиболее существенные изменения природных и в том числе мерзлотных условий отмечаются в пределах самих трасс и полосы отчуждения.

В работе рассматриваются:

- постановка проблемы изменения гидрологических, почвенных и мерзлотных условий вызванных МТ;
- развитие чаш оттаивания как фактора, способствующего деградации криолитозоны, состояния МТ и полосы отчуждения.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ РАДИУСА ЗОНЫ КОЛЬМАТАЦИИ В
ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЕ ПЛАСТА ПО ДАННЫМ
ТЕМПЕРАТУРНОГО ЗОНДИРОВАНИЯ
(DETERMINING THE RADIUS OF CLOGGING ZONE IN THE NEAR
WELLBORE ZONE ACCORDING TO THERMAL PROBING)**

Исламов Д.Ф.

(научный руководитель: профессор Рамазанов А.Ш.)

Башкирский государственный университет

Одной из основных причин низкой производительности скважин является засорение (кольматация) прискважинной зоны пласта (ПЗП) твердыми частицами, которые проникают в поровое пространство вместе с буровым раствором и технологическими жидкостями, ухудшая фильтрационные свойства коллектора и препятствуя фильтрации целевого флюида.

Для восстановления и увеличения проницаемости ПЗП с целью интенсификации притока флюида, как правило, пользуются универсальным химическим методом — кислотным воздействием на пласт. Достижение положительных результатов при кислотной обработке прямо зависит от глубины кольматации пласта, а значит, и от глубины проникновения в пласт кислотного состава, предназначенного для его устранения. Важнейшим элементом является объем рабочего раствора (кислотного состава), который необходимо рассчитывать в зависимости от требуемой глубины обработки и радиуса кольматации пласта.

В представленной работе исследуется возможность определения радиуса зоны нарушения проницаемости в прискважинной зоне пласта по нестационарным температурным измерениям в скважине.

В рамках данной работы:

1. Решена задача о температурном поле в неоднородном пласте с учетом конвекции, теплопроводности и баротермического эффекта;
2. Разработан численный алгоритм для расчета изменения температуры в пласте и на стенке скважины;
3. Разработан численный алгоритм для решения обратной задачи по определению радиуса зоны нарушения проницаемости в прискважинной зоне пласта по нестационарным температурным измерениям в скважине;
4. Сходимость и устойчивость итерационного процесса исследовались на модельных примерах.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ (проект № 16-35-00275 «Исследование однофазной неизотермической фильтрации жидкости в пористой среде с учетом баротермического эффекта»).

**ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОРГАНИЧЕСКОГО
ВЕЩЕСТВА БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА РЕГИОНАЛЬНОМ И
ЛОКАЛЬНОМ УРОВНЕ
(REGIONAL AND LOCAL GEOCHEMICAL CHARACTERISTIC OF
BAZHENOV FORMATION ORGANIC SUBSTANCE)**

Калачева Д.Ю.

(научный руководитель: д.т.н. Стрижнев К.В.)

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

Баженовская свита (БС) – регионально распространенная на территории Западно-Сибирского нефтегазаносного бассейна нефтематеринская порода. Нефтематеринские свойства БС определяет значительное обогащение пород свиты сапропелевым органическим веществом (ОВ), которое в большей части бассейна находится в главной зоне нефтеобразования, определяющейся градацией катагенеза МК₁-МК₂. Тип исходного ОВ зависит от обстановки осадконакопления, для которой характерны определенные живые организмы (морские, водоросли, наземная растительность). Все эти факторы в совокупности определяют тип, качество, количество ОВ. Зональность седиментогенеза также влияет на степень реализации потенциала ОВ. Поскольку на территории Западной Сибири в волжское время существовало несколько палеофациальных областей, то данная особенность внесла зональность в преобразование ОВ БС. Поэтому детальные геохимические исследования керн и флюидов БС, направленные на установление параметров ОВ, условий его накопления, имеют особую актуальность.

Для выявления вариаций в условиях осадконакопления отложений БС, изменчивости потенциала и зрелости ОВ, был произведен детальный геохимический анализ флюидов, полученных из отложений БС на территории ХМАО, ЯНАО, Томской области. На основании биомаркерного анализа были выявлены вариации в условиях накопления ОВ в зависимости от территории исследования, подобраны коэффициенты, дающие наиболее достоверные корреляции с данными физико-химического состава. По результатам пиролитических исследований были получены литофациальные кривые, отображающие смену условий осадконакопления, в том числе на границе волжского и берриасского времени, и, как следствие, – качества и количества ОВ. В целом, специфика работы направлена на выполнение исследований по реконструкции условий осадконакопления методами геохимического анализа и корреляции полученных результатов с седиментационной моделью.

**АДАПТАЦИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДЛЯ
ЦЕЛЕЙ СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ НА
ПРИМЕРЕ ОТЛОЖЕНИЙ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ
(ADAPTATION OF PETROPHYSICAL BASIS FOR SEISMIC
GEOLOGICAL MODELING ON THE EXAMPLE OF THE TYUMEN
FORMATION SEDIMENTS.)**

Калачева Я.А.

(научный руководитель: Черепанов Е.А.)

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Современный уровень обработки и интерпретации данных сейсморазведки позволяет строить сейсмогеологические модели месторождений нефти и газа с высокой степенью детальности. Обеспечение в свою очередь высокого уровня достоверности комплексной интерпретации сейсморазведки и геофизических исследований скважин (ГИС) позволяет с высокой степенью надежности прогнозировать геологическое строение перспективных объектов в разведке и разработке и планировать размещение разведочных и эксплуатационных скважин. При этом определяющую роль в качестве результирующей модели выполняет представительность и достоверность скважинной информации, являющейся петрофизической основой на этапах обработки и интерпретации сейсмических данных. Это обуславливает цель данной научно-исследовательской работы: построение объектно-ориентированных петрофизических моделей по данным керна и ГИС для целей сейсмогеологического моделирования месторождений. А в частности построение методики количественной интерпретации данных ГИС и получение петрофизических характеристик целевых пластов по скважинам.

Разработанная петрофизическая и интерпретационная модель позволяет получить прогнозные карты пористости, проницаемости, эффективных толщин и снизить вероятность факторов, не связанных с геологическим строением среды.

**ПРЕДПОСЫЛКИ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ЗА
РАСПРОСТРАНЕНИЕМ ГЕЛИЯ ПО ПЛАСТАМ-КОЛЛЕКТОРАМ
НА ОСНОВЕ РАДИОАКТИВНЫХ МЕТОДОВ ГИС
(THE PREREQUISITES FOR A CONTROL SYSTEM FOR THE
DISTRIBUTION OF HELIUM IN GAS MIXTURES BASED ON
GEOPHYSICAL RADIOACTIVE METHODS.)**

Канафиева Э.Ф., Малышева Е.О.

(научный руководитель: профессор Рубан Г.Н.)

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

В работе предлагаются различные методики по осуществлению геофизического контроля за распространением гелия в пластах-коллекторах на создаваемых и существующих газогелиевых хранилищах.

В настоящее время непрерывно возрастающий интерес к гелию как к новому источнику энергии, обладающему уникальными свойствами, требует создания новых всё более объёмных подземных хранилищ газа. Уникальные свойства данного газа требуют особого внимания к осуществлению его хранения, сбережения и рационального использования, поскольку гелий относится к числу редких, практически не восполняемых газов, а также является уникальным по сочетанию свойств попутным видом сырья, встречающимся в промышленных масштабах только в природных газах.

В настоящее время в России приступают к разработке уникальных нефтегазовых месторождений с очень высоким содержанием гелия. Одним из способов сохранения в промышленных объемах гелия при газодобыче – предварительное его извлечение из газов и закачка излишков в подземные газогелиевые хранилища в виде гелиевого концентрата в смеси с другим газом. Поскольку на сегодняшний момент отсутствует достоверная система контроля концентрации гелия в пласте, в работе представляются научные предпосылки для перспектив более углублённого изучения уже существующих геофизических методов с целью выявления содержания гелия в исследуемой среде: ядерных стационарных и импульсных нейтронных методов, и использования комплекса методов различной глубинности.

В дальнейшем для проведения исследований рекомендуется создание макета стенда для разработки приборно–методического комплекса, который будет позволять контролировать распространение гелия по пластам коллекторам методами ГИС. На основе данных, полученных в результате предлагаемого комплекса исследований, открываются благоприятные возможности сохранения гелия как ресурса в ПХГ, что позволит России занять одно из ведущих мест на Мировом гелиевом рынке и приступить к ускоренному развитию ключевых отраслей экономики в целом.

ОБ ОЦЕНКЕ ДЕБИТА В ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИСКУССТВЕННЫХ ТЕПЛОВЫХ ПОЛЕЙ (FLOW RATE ESTIMATION IN PRODUCTION WELL BY USING SYNTHETICAL THERMAL FIELDS)

Канафин И.В., Космылин Д.В.

(научный руководитель: профессор Шарафутдинов Р.Ф.)

Башкирский государственный университет

В работе рассматриваются особенности формирования теплового поля в добывающей скважине в процессе локального индукционного воздействия на колонну при наличии заколонного перетока жидкости. Исследования проведены на модели скважины. Модель позволяет регистрировать тепловые метки, возникающие в стволе скважины в результате теплового воздействия на обсадную колонну. По характеру изменения температурного поля в скважине можно с высокой достоверностью выделять каналы заколонного перетока и определять скорость потока в скважине.

Измерение температуры в модели осуществляется двухуровневым температурным зондом, расстояние между уровнями 0.4 м. На каждом из уровней установлены термодатчики, которые отстоят от стенки колонны на расстоянии 1.5 см. В результате индукционного воздействия на колонну в жидкости создается тепловая метка. Нижним датчиком температуры тепловая метка была зарегистрирована в момент времени 101 с, а верхним – 144 с. Исходя из этого, можно вычислить скорость потока и, следовательно, дебит из следующих соотношений:

$$v = \frac{h}{t} = \frac{0.4 \text{ м}}{43 \text{ с}} = 0.0093 \frac{\text{м}}{\text{с}}, \quad Q = v S = 0.0093 \frac{\text{м}}{\text{с}} \cdot 0.0199 \text{ м}^2 = 15.95 \frac{\text{м}^3}{\text{сут}} \quad (1)$$

В процессе проведения эксперимента дебит жидкости по колонне был равен 15.26 м³/сут (0,01 м/с). Реальная скорость потока от измеренной по температуре отличается на 0.0007 м/с, в переводе на дебит ~ 0,69 м³/сут. Такая разница в скоростях объясняется тем, что профиль скорости жидкости при ламинарном режиме течения имеет не равномерное распределение по сечению трубы, а описывается уравнением:

$$v(r) = v_0 \left(1 - \frac{y^2}{r^2} \right) \quad (2)$$

Таким образом, действительная скорость потока и скорость, полученная путем обработки температурных кривых, практически совпадают. Следовательно, метод активной термометрии позволяет с достаточной точностью определять скорость потока в колонне и диагностировать наличие/отсутствие заколонного перетока.

ВВОД КИНЕМАТИЧЕСКИХ ПОПРАВОК БЕЗ ИСКАЖЕНИЯ СЕЙСМИЧЕСКОГО СИГНАЛА (NONSTRETCH NMO)

Каптановская О.О., Гапеев Ю.С.

(научный руководитель: доцент Белоусов А.В.)

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

Основной задачей большинства процедур цифровой обработки является увеличение отношения сигнал/помеха, для чего, в частности, используется метод ОСТ, включающий в качестве необходимой процедуры ввод кинематических поправок в сейсмограммы. Известно, что при вводе кинематики возникает нежелательный побочный эффект, проявляющийся в деформации (растяжении) сейсмического сигнала. Этот эффект становится ярко выраженным при больших значениях кинематической поправки и обычно проявляется на больших удалениях и малых временах. При этом указанные участки трасс исключаются из обработки мьютингом.

В качестве решения проблемы несколькими исследователями предложены алгоритмы для устранения искажения сигнала на основе методов ввода кинематики без растяжения импульса, в частности:

- метод Руперта и Чана (1975) через сумму перемещающихся блоков (BMS);
- метод Броувера (2002), основанный на реализации когерентного фильтра и блоков BMS, изменяющихся во времени;
- метод Хикса (2001), основанный на удалении растяжения с помощью преобразования Радона и преобразования Фурье.

Реализованные алгоритмы позволяют усовершенствовать процедуру ввода и коррекции нормальных кинематических поправок.

В работе рассматриваются особенности перечисленных алгоритмов применительно к модельным трассам.

**ОЦЕНКА ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА И СОСТАВА ПОРОД
КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕЙ ПЕРМИ
ВАРАНДЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО ДАННЫМ ГИС И
КЕРНОВЫМ ИССЛЕДОВАНИЯМ.
(ESTIMATION OF COMPOSITION AND PORE STRUCTURE OF
LOWER PERMIAN CARBONATE ROCKS OF VARANDEY OILFIELD
BASED ON CORE AND WELL-LOGGING DATA)**

Каримов А.Э.

(научный руководитель: доцент Черноглазов В.Н.)

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

В коллекторах полиминерального карбонатного состава остро стоит проблема определения фильтрационно-емкостных характеристик пород. Для вычисления коэффициента пористости пород со сложным составом необходим расчет объемной модели пласта коллектора на каждом кванте глубины. Для корректного построения геологических и гидродинамических моделей нужна информация о степени трещинноватости и кавернозности изучаемого объекта. Наилучшей методикой решения рассматриваемых задач является комплексирование керновых исследований, гидродинамических и геофизических исследований скважин.

Объектом исследования являются нижнепермские отложения Варандейского месторождения. Они представлены породами артинского и сакмарского ярусов и подразделяются на 3 пачки, разных по составу и типу пустотного пространства.

Основной целью работы является обоснование методики интерпретации данных ГИС для получения коэффициентов общей пористости и насыщения, расчет доли трещинной и кавернозной емкости в общем объеме пор.

В результате работы были:

- Построена объемная модель коллектора.
- Обоснованы граничные значения “коллектор-неколлектор”.
- Определены его фильтрационно-емкостные характеристики несколькими способами с последующим сравнением полученных результатов.
- Выделены зоны трещинноватости по методике Добрынина и параметрам упругих волн.

БИОГЕОХРОНОЛОГИЧЕСКАЯ ТАБЛИЦА (BIOGEOLOGICAL TIME TABLE)

Киличев Б.Б.

(научный руководитель: Акрамходжаев А.О.)

Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте

В общей геологии и геологии нефти и газа используется международная геохронологическая таблица, где указан возраст земли (эон, эра, система, отделы и ярусы). Поскольку геохронологическая таблица дает представление об истории развития земли, а также эволюции жизни на земле. Однако в геологии и геологии нефти и газа в геохронологической таблице даётся только возраст земли (эон, эра, система, отделы и ярусы). Что касается геологических событий во всей промежуточной истории развития земли, эволюции развития жизни (биоразнообразия растительного и животного мира, палеографии – движения континентов, эпоха складчатости (байкальская, каледонская, герцинская, мезозойская, альпийская), изменение литологического состава (начиная с катархея и заканчивая кайнозойской эрой), образование полезных ископаемых не указываются. В связи с этим чтобы показать достаточно полную картину происходящих в процессе образования земли, историю развития земли, все геологические события, эволюции развития жизни на земле (отдельно для растений и животного мира, все происходящие главные геологические процессы, палеография, процессы складчатости, полезные ископаемые, а также литологический состав пород по разрезу) нами была сделана попытка составить такую геохронологическую таблицу, где учитывается все вышеперечисленные вопросы. Для составления данной таблицы нами было рассмотрено десятков геохронологических таблиц и литератур американских, российских, английских геологов, где указывалось отрывочные события вышеперечисленных процессов различного характера. На основе собранного нами материала, составлена новая оригинальная Биогеохронологическая таблица, где учитывается не только возраст горных пород, но и палеография, литология горных пород, полезные ископаемые, ароморфозы растительного и животного мира. В данной Биогеохронологической таблице мы постарались осветить главные вопросы истории развития, эволюции жизни на планете и геологические события каждой эры в отдельности (катархея, архея, протерозоя, палеозоя, мезозоя и кайнозоя).

**ОСОБЕННОСТИ СЕДИМЕНТОГЕНЕЗА НЕФТЕНОСНЫХ
КАРБОНАТНЫХ ПОРОД БАШКИРСКОГО ЯРУСА ВОЛГО-
УРАЛЬСКОГО РЕГИОНА
(DEPOSITIONAL ENVIRONMENTS OF BASHKIRIAN OIL-
SATURATED CARBONATE RESERVOIRS OF VOLGA-URAL
REGION)**

Китов В.А.

(научный руководитель: доцент Кольчугин А.Н.)
Казанский (Приволжский) федеральный университет

Объектом исследования являлся керновый материал, отобранный из ряда месторождений Волго-Уральского региона, географически расположенных в юго-восточной части Русской платформы. Актуальность исследования карбонатных пород башкирского яруса вызвана увеличением роли башкирских резервуаров в современной нефтедобыче региона и большими перспективами их разработки в будущем. В составе отложений яруса выделяется несколько типов известняков, однако преимущественным распространением среди которых пользуются пакстоуны и грейнстоуны. Обилие остатков мелководной фауны, следы размыва отложений в виде серий обломочных известняков указывают на мелководные условия накопления материала и нестабильное положение уровня моря. Это сопровождается как размывом значительной доли отдельных горизонтов яруса, так и полным выпадением некоторых горизонтов из его состава. В башкирском веке изученная территория представляла собой полого направленный в восточном направлении рамп [1]. Состав фауны, положение линии базиса волнового и штормового воздействия, степень сортировки карбонатного материала, позволяют отнести отложения яруса к переходной зоне между внутренней и средней частью рампа.

Особенностью строения башкирского яруса является высокая степень невыдержанности отложений по площади. Так, даже в пределах одного месторождения, между залежами на расстоянии 2-3 км довольно сложно проследить разновозрастные горизонты, вследствие высокой фациальной изменчивости отложений. При этом меняется не только соотношение типов по разрезу, но и их мощности. Установлено, что нефтенасыщенность связана лишь с интервалами развития пакстоунов и грейнстоунов, пустотно-поровое пространство которых в меньшей мере унаследовано от первичных условий накопления материала, а в большей степени является следствием процессов вторичного выщелачивания.

Proust, J.N., Chuvashov, B.I., Vennin, E., Boisseau, T. Carbonate platform drowning in a foreland setting: the mid-carboniferous platform in western Urals (Russia). *Journal of Sedimentary Geology* – Vol. 68. – PP. 1175-1188.

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ТЮМЕНСКОЙ СВИТЫ
НА МЕСТОРОЖДЕНИИ “N” (ЗАПАДНАЯ СИБИРЬ)
(PETROLEUM POTENTIAL OF THE TYUMEN FORMATION ON THE
OILFIELD “N” (WESTERN SIBERIA))**

Кишанков А.В.

(научный руководитель: доцент Матусевич В.Ю.)

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

Отложения тюменской свиты, относящейся к средней юре, характеризуются сложным геологическим строением, что обусловлено континентальными, прибрежно-морскими обстановками осадконакопления. Широкое развитие имеют озерные, пойменно-болотные, русловые фации. Разрез свиты представлен переслаиванием песчаников, алевролитов, аргиллитов и углей. Песчаные пласты содержат качественные коллекторы и значительное количество углеводородов.

Объектом исследования в работе являлось нефтяное месторождение N, расположенное в южной части Ханты-Мансийского автономного округа. Целью работы являлось построение седиментационной модели отложений тюменской свиты на месторождении и последующий прогноз распространения коллекторов в данной толще.

Фактические данные для выполнения работы включали сейсмический временной куб, каротажные кривые по пятнадцати скважинам, вскрывающим тюменскую свиту, результаты исследований керна.

Для построения седиментационной модели отложений использовался атрибутивный анализ. Рассмотрены связи между сейсмическими атрибутами и различными петрофизическими параметрами. На основе установленных связей проведен фациальный анализ и сделано предположение об истории накопления тюменской свиты в пределах месторождения.

ШАГАЮЩАЯ МАШИНА ДЛЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ (STEPPING EXPLORATION DRILLING MACHINE)

Колотвин Е.В.

(научный руководитель: профессор Тимофеев И.П.)

Санкт-Петербургский горный университет

В качестве средств передвижения по дну могут быть использованы движители гусеничного, колесного, шнекового, шагающего, вибрационного типов. Больше всего пригоден для эксплуатации в условиях морского дна шагающий движитель, который может перешагнуть препятствие, оставляя при этом дискретную колею.

В работе была спроектирована машина, способная перемещаться (шагать) по морскому дну путем переноса центра масс системы, проводя при этом геологоразведочные работы на дне. Машину можно использовать как в прибрежной зоне, так и на больших глубинах. Работая в автономном режиме по заданной программе она может проходить определенные траектории по дну, попутно извлекая образцы донных отложений.

Машина имеет:

1. Две несущие рамы;
2. Два опорных стола, содержащие в себе гидропривод телескопических выдвижных ног, электродвигатели и редукторы поворота всей системы;
3. 8 телескопических выдвижных опор (ног);
4. Буровую установку-противовес, перемещающуюся вдоль несущей рамы посредством независимого от машины электромеханического привода;
5. 4 консоли, поднятые под углом 20 градусов относительно несущей рамы.

В работе представлены рабочие схемы перемещения и принцип шагания данной подводной машины путем переноса центра масс. Показаны схемы и чертежи машины. В данной работе были получены следующие результаты:

1. Разработана статическая модель шагающей машины в безразмерном виде;
2. Произведены расчеты масс всех узлов машины;
3. Выполнено компьютерное моделирование всей машины и отдельных ее узлов (П.О. Autodesk Inventor).

Таким образом была доказана актуальность данной работы, машину актуально использовать для проведения геологоразведки на шельфе исходя из экономической целесообразности и высокого к.п.д. машины.

**ВОЗМОЖНОСТЬ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЛИЧИНОК МУХ-
ЖУРЧАЛОК ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ
НЕФТИ**
**(THE OPPORTUNITY OF USING ERISTALINAE LARVAE FOR
ELIMINATION OF EMERGENCY OIL SPILLS)**

Колоусова О.И.

(научный руководитель: доцент Лобжанидзе Н.Е.)

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

В настоящее время проблема очистки вод, загрязненных нефтью и другими вредными веществами, в России стоит достаточно остро. В данной работе рассмотрена проблема очистки вод в России биологическими методами. Также рассмотрена жизнедеятельность определенного вида насекомых, способных очищать водные ресурсы, и предложены методы по их использованию в современных водоочистных сооружениях.

Было установлено, что в кальдере вулкана Узон обитают такие насекомые как личинки Эристалин, относящихся к семейству мух-журчалок. Исключительные условия проживания в газогидротермальных сероводородных источниках вызвали необходимость детального изучения физиологического и анатомического строения этих насекомых.

В ходе работы было выявлено, что личинки мух-журчалок осуществляют свою жизнедеятельность в водоемах в условиях кислой среды и высокой концентрации серы и сероводорода. Это связано с их способностью накапливать в себе опасные микроэлементы и сбрасывать их вместе с оболочкой во время линьки.

Широчайшие возможности адаптации данных обитателей гидротермальных водоёмов к экстремальным условиям могут быть использованы в биотехнологиях, применяемых в очистных сооружениях вод.

При ликвидации разливов нефти на стадии биоремедиации можно осуществить внедрение личинок Эристалин и произвести стимулирование их фильтрационной деятельности. Они будут накапливать в своей оболочке определенные по химическому составу углеводороды, а затем сбрасывать ее, тем самым способствуя очищению гидросферы.

Таким образом, в результате данной работы было выявлено:

1. Благодаря использованию личинок изученных насекомых представляется возможным охватить достаточно большие по площади загрязненные поверхности водоемов;
2. Данный метод ликвидации разливов нефти считается наиболее выгодным, поскольку количество данных организмов велико, а процесс его увеличения не занимает много времени.

ХИМИЧЕСКОЕ ВЫВЕТРИВАНИЕ МАГМАТИЧЕСКИХ ГОРНЫХ ПОРОД В КРЫМУ (CHEMICAL WEATHERING OF IGNEOUS ROCKS IN CRIMEA)

Кондратьев И.В., Сафиуллин Т.А.
(научный руководитель: доцент Горюнова Л.Ф.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Летом 2016 года студенты-губкинцы проходили учебную геологическую практику после 1-го курса в Крыму, г. Алушта. Задачей было закрепление теоретического материала и знакомство с процессами магматизма, метаморфизма и различных экзогенных процессов – выветривание, геологическая деятельность поверхностных и подземных вод, моря и т.д. Одним из маршрутов было посещение Ново-Петропавловского карьера, в котором изучали процессы эффузивного магматизма. На одной из стенок карьера в обнажении андезито-базальтов особое внимание привлек бросающийся в глаза красный цвет пород. Похожие явления наблюдались и в других маршрутах, например, на г. Кабель, где цвет не такой яркий. Поэтому в карьере были отобраны образцы для дальнейшего изучения на камеральных работах (рисунок 1).



Рисунок 1. Образцы, отобранные в Ново-Петропавловском карьере

На южном берегу Крыма окрашивание пород в оттенки красного, бурого цвета широко распространено.

Известно, что окрашивание пород в различные цвета происходит в результате химического выветривания железистых минералов. Возможно, окрашивание андезито-базальтов Ново-Петропавловского карьера в насыщенный красный цвет связано с залеганием на глубине залежей гематита.

Осенью 2016 года на учебном курсе Петрография для объяснения данного явления проводилось кристаллооптическое исследование шлифов, изготовленных из этих образцов. В результате изучения было выявлено, что породы сильно преобразованы, разбиты трещинами, которые заполнены гидротермальными минералами.

АНАЛИЗ ОСОБЕННОСТЕЙ СТРОЕНИЯ И ГИПОТЕЗЫ ПРОИСХОЖДЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН (STRUCTURAL FEATURES ANALYSIS AND ORIGIN HYPOTHESIS OF THE SHESHMINSK HORIZON SEDIMENTS ON THE REPUBLIC OF TATARSTAN TERRITORY)

Костина А.А., Абусалимова Р.Р., Панина С.А.

Институт «ТатНИПИнефть»

Изучению отложений шешминского горизонта уфимского яруса на территории РТ уделено немало внимания, в связи с наличием в них промышленных залежей СВН. Отложения отличаются сложностью строения, заключающейся в значительной изменчивости фильтрационно-емкостных свойств, как по площади распространения, так и по разрезу.

Единой точки зрения на условия осадкообразования этих отложений не существует. Часть исследователей относят отложения верхней пачки шешминского горизонта к субаэральным континентальным образованиям, возникшим при господстве жаркого, сухого (А.В. Нечаев, М.Э. Ноинский, В.П. Батурин, С.С. Эллерн) или, по мнению других, влажного и умеренного климата (Е.И. Тихвинская). Другая часть ученых рассматривают их как аллювиальные, делювиальные и отложения разобщенных опресненных и осолоненных озер (В.И. Игнатьев и Н.Н. Форш). Петров Г.А. считал, что седиментация отложений пачки происходила в пресноводном бассейне и относил песчаную пачку к баровой фации.

В связи со сложностью строения шешминских отложений, возникла необходимость в типизации разреза. Рассматривались различные методики разделения на типы: по гранулометрическому составу; по сочетанию продуктивных пропластков; по анализу кривой ПС и макроописания керна; по анализу литологических и фильтрационно-емкостных характеристик.

В результате для типизации разреза верхней пачки шешминского горизонта выбран способ совместного анализа каротажа, данных ФЕС и результатов исследования керна. Пачка условно делилась на две части: часть песчаного пласта со схожими литологическими и фильтрационно-емкостными характеристиками и часть, представленная плотным песчаником либо переслаиванием плотного с рыхлым песчаником. На основе данной типизации выделено 4 типа и 4 подтипа разрезов.

Полученные данные, выявленные особенности строения песчаной пачки шешминского горизонта, установленные закономерности изменения, строения толщи в целом могут быть использованы при проведении работ по детальному расчленению разрезов, при подсчете запасов нефти и при планировании мероприятий по разработке залежей нефти.

**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 Шамина М.И.)

Национальный исследовательский Томский государственный университет

По результатам бурения поисковой скважины №1 в 2015 году, ее испытания, проведения и интерпретации ГДИС и ГИС, была выделена основная залежь нефти, позволившая открыть Южно-Ярояхинское месторождение.

Промышленная нефтеносность была установлена в отложениях ачимовской толщи (пласт Ач₃₋₄), где в ходе испытания в интервалах глубин 3680,0-3714,0 м (а. о. -3650,0 – -3684,0 м) и 3748,0-3768,0 м (а.о. -3718,0 – -3738,0 м) был получен промышленный приток нефти дебитом 5,12 м³/сут при среднем забойном давлении равном 23,73 МПа.

Ачимовская толща представлена неравномерным переслаиванием песчаников, алевролитов и глинистых пород с преобладанием песчано-алевритовых разностей. Продуктивный комплекс является сложно построенным объектом в разрезе - песчано-алевритовые тела не выдержаны в широтном направлении, но довольно хорошо прослеживаются в меридиональном, образуя узкие зоны повышенных мощностей песчаников, ориентированных с юга на север.

Вскрытая эффективная толщина равна нефтенасыщенной и составляет 10,3 м. Коэффициент пористости 0,15 д. ед., нефтенасыщенности – 0,44 д. ед.

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.

Водонефтяной контакт в залежи не установлен, поисковая скважина №1 не вскрыла водонасыщенный коллектор.

По состоянию на 01.01.2016 года в пределах Южно-Ярояхинского месторождения в результате оперативного подсчета запасов геологические/извлекаемые запасы нефти по категории С₁ составили 451/90 тыс.т., геологические/извлекаемые запасы растворенного газа по категории С₁ – 218/44 млн.м³. Геологические/извлекаемые запасы нефти по категории С₂ составили 2406/481 тыс.т., геологические/извлекаемые запасы растворенного газа по категории С₂ – 1165/233 млн м³.

ИЗУЧЕНИЕ СПЕКТРАЛЬНЫХ ИНДИКАТОРОВ РАЗРЫВНЫХ НАРУШЕНИЙ СРЕДСТВАМИ ERDAS IMAGINE (RESEARCHING SPECTRAL INDICATORS OF FAULTINGS BY ERDAS IMAGINE TOOLS)

Кочетков Д.С.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Аковецкий В.Г.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Значительное количество месторождений нефти и газа (85-90 %) приурочено к участкам разрывных нарушений. Данный индикатор, представленный линеаментами, используется в задачах поисковых работ на нефть и газ. Разрывные нарушения являются также индикаторами геодинамических процессов, которые активизируют проявление природной и наведенной сейсмоактивности, что необходимо учитывать при разработке и эксплуатации месторождений, нефти и газа.

Разрывные нарушения могут быть обнаружены на изображениях, полученных с воздушных и космических носителей, в качестве протяжённых линейных фотоаномалий - линеаментов. Хотя важно понимать, что не все линеаменты связаны с разрывными нарушениями, проявленными на поверхности, а могут быть следами погребённых разломов. Это связано с воздействием погребённых разломов на вышележащие слои путём передачи теплового, флюидного, газового потоков и механических деформаций. Вследствие таких воздействий возникают определённые особенности рельефа, геологического строения, а также почвенного и растительного покрова.

В данной работе были проведены исследования выделения индикаторов поверхностного проявления погребённых разломов с помощью средств программного комплекса ERDAS IMAGINE.

Целью исследований являлось выявление спектральных особенностей проявления разрывных нарушений как результатов активного протекания геодинамических процессов.

Для достижения цели были решены следующие задачи:

- 1) Создание эталонов изображений разрывных нарушений, полученных на основе геофизических исследований;
- 2) Исследование спектральных характеристик объектов земной поверхности, приуроченных к местоположению геофизически подтверждённых разрывных нарушений.

На основе данных об амплитудах исследуемых сигналов, возможна разработка критериев автоматического выделения линеаментов, что может оказать существенную помощь специалистам при анализе характера разрывных нарушений.

ОЦЕНКА КОЭФФИЦИЕНТА ПЕСЧАНИСТОСТИ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД В РАЗРЕЗЕ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ИМИДЖ-АНАЛИЗА (ESTIMATION OF NET-TO-GROSS OF CARBONATE RESERVOIR BASED ON IMAGE ANALYSIS)

Кузина Е.С.¹, Хайруллин М.М.¹, Куреленков С.Х.²

(научный руководитель: Верещагин В.В.²)

¹АО «ВНИИнефть», ²ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

В работе предлагается методика оценки коэффициента песчаности (Net-to-Gross, NTG) для его учета при построении геолого-гидродинамических моделей и подсчете начальных геологических запасов.

Метод основан на имидж-анализе цифровых изображений распиленного вдоль оси керна в дневном свете. Оценка площади нефтенасыщенных участков проводится путем перевода полноцветного изображения в черно-белое (бинарное). Коэффициент песчаности рассчитывается как отношение количества пикселей по нефтенасыщенным участкам к общему количеству пикселей массива.

В качестве инструмента для реализации методики используется программный пакет MATLAB со встроенным модулем Image Processing Toolbox.

В работе рассматривается применение предлагаемой методики на одном из месторождений Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Интервал изучения сложен различными типами карбонатных пород, в которых широко развиты биогермные, узловато-слоистые и строматолитоподобные разности. На основании исходных фотографий керна скважин были подготовлены файлы цифровых изображений для проведения имидж-анализа. В результате применения алгоритма статистической обработки изображений определено, что коэффициент песчаности в разрезе рассмотренной скважины имеет нормальное распределение с математическим ожиданием 0.76. Полученное среднее значение коэффициента песчаности было использовано для корректировки значений начальных геологических запасов для рассматриваемого месторождения.

**ОСОБЕННОСТИ ЛИТОЛОГО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА
ФРОЛОВСКОЙ СВИТЫ НА ПРИМЕРЕ СЕВЕРО – КРУТИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ
(THE FEATURES OF LITOLOGY AND MINERALOGY
COMPOSITION OF FROLOV FORMATION ON «SEVERO-
KRUTINSKOE» OIL FIELD)**

Курушина Ю.В.¹, Валеева С.Е.¹, Фахрутдинов Э.И.²

(научный руководитель: научный сотрудник Валеева С.Е.)

¹ Институт проблем экологии и недропользования АН РТ

² Институт геологии и нефтегазовых технологий К(П)ФУ

Северо – Крутинское месторождение нефти было открыто в 1988 г. В административном отношении оно расположено в Ханты-Мансийском районе Ханты - Мансийского автономного округа Тюменской области в 70 км к северо-востоку от г. Ханты-Мансийска, в 264 км к северо-западу от г. Сургута

Авторами для исследования был выбран пласт АС5, в стратиграфическом отношении приуроченный к фроловской свите барремского яруса нижнего мела. Объектом исследования является 3 образца керна из 204 скважины, отобранные из потенциально продуктивного интервала 2337,00 – 2351,00. Образец №1 был отобран из нефтяной зоны, образец №2 из водонефтяной зоны, образец №3 из водоносной части пласта.

Авторами были проделаны следующие исследования: оптико – микроскопический анализ, электронная микроскопия (ЭМ), определение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС), люминесцентно - битуминологический анализ, рентгенографический анализ, гранулометрический анализ.

В результате проведенной работы были сделаны следующие выводы:

- Установлено, что литологическим типом коллектора являются кварцевые граувакки с высоким содержанием углефицированной органики;

- Высоким фильтрационно-емкостным свойствам коллекторов способствует поровый тип цементации зерен;

- Фильтрационно-емкостные свойства пласта по геофизическим данным, так же как и по данным керна, ухудшаются вниз по разрезу;

- Снижение проницаемости и в меньшей степени снижение пористости связано с развитием вторичного минералообразования;

- Влияние вторичных изменений приводит к отсутствию четкой дифференциации петрофизических свойств выделенных литотипов.

**СТРУКТУРНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ МАТЕРИАЛОВ
СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ МОГТ 3D НА НЕФТЯНОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ
(STRUCTURAL SEISMIC INTERPRETATION ON OIL DEPOSIT IN
EAST SIBERIA)**

Лавошников Д.М.

(научный руководитель: к.т.н. Барс Ф.М.)

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

Работа посвящена проблеме структурных построений по сейсмическим данным МОГТ 3D на одной из площадей Восточной Сибири.

Изучаемый район работ характеризуется сложным геологическим строением, обилием тектонических нарушений, обусловленным интенсивным развитием соляно-купольной тектоники, что приводит к сильной скоростной дифференциации разреза. Точность структурных построений в таких условиях зависит от выбранной модели скоростей. Построение скоростной модели производится на основе скоростей, полученных при обработке сейсмических данных и данных скважинных наблюдений по технологии компании Halliburton. Проведен сравнительный анализ результатов структурных построений, полученных разными способами.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ МОНИТОРИНГА ДЛЯ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (APPLICATION OF MODERN MONITORING TECHNOLOGIES FOR PIPELINE SYSTEMS)

Лазебная М.А.

(научный руководитель: ассистент Сапрыкина К.М.)

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

В работе описываются возможности применения автономных подводных аппаратов типа «глайдер» (с гидродинамическими принципами движения) для комплексного взаимодействия при проведении экологического мониторинга и инспекции подводной инфраструктуры, в работе акцент делается на подводные трубопроводы.

В качестве объектов для внедрения системы предлагаются шельфовые проекты Сахалина, поскольку данная территория нуждается в комплексном, детальном геоэкологическом мониторинге (подразумевается также мониторинг тектонической активности), а также потому, что многие платформы планируется соединить с сушей различными видами трубопроводов, которые будут требовать тщательной инспекции из-за сложных условий эксплуатации.

Мониторинг с помощью научно-исследовательских судов не является наиболее эффективным методом в экстремальных природных условиях Сахалина, поэтому оптимальным решением может стать использование системы глайдеров, которые обладают рядом преимуществ, таких как низкая стоимость, высокая длительность измерений, независимость от погоды, отсутствие риска для людей, высокая мобильность и исследовательская производительность.

Главным же недостатком данного метода исследований является ограниченность параметров, которыми может обладать глайдер, однако, эта проблема может быть решена путем совместного использования различных робототехнических средств, что позволит создавать комплексные многофункциональные и гибкие системы мониторинга на больших территориях.

Подводные автономные аппараты типа «глайдер» имеют неоспоримые преимущества для исследований в экстремальных природных условиях ледового покрова. Общая система сбора, хранения и анализа информации группы глайдеров позволяет существенно повысить скорость оперативной реакции и потенциал всей робототехнической системы.

Несомненно, будущее мониторинга за автоматизированными системами, и нефтегазовая отрасль оптимально подходит для начала внедрения подобных систем, поскольку потребует от них многозадачности, оперативности и быстроты реагирования.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАСХОДОМЕТРИИ ОБВОДНЕННЫХ СКВАЖИН И МНОГОПЛАСТОВЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ (OIL AND GAS FLOW METER IMPROVEMENT FOR LOW PRODUCTION WELLS AND MULTILAYER RESERVOIRS)

Лазуткин Д.М.

(научные руководители: профессор Ипатов А.И.,
старший преподаватель Скопинцев С.П.)

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

Расходомерия - один из основных методов мониторинга разработки нефтегазовых месторождений. Для обводненных или малодобитных скважин измерение расхода нефти является сложной задачей, так как структура потока представляет собой быстрое всплывание глобул нефти в медленно движущейся воде. Задача измерения расходов нефти крайне важна также для многопластовых месторождений, разработка которых отдельными сетками скважин нерентабельна, а при совместной разработке требуется отдельный непрерывный мониторинг каждого пласта. Такие же сложности возникают при контроле разработки горизонтальных скважин.

Применяемые методы расходомерии не решают эти проблемы либо из-за недостаточной чувствительности метода (расходомерия механическая), либо из-за влияния на показания состава потока и температуры окружающей среды (термокондуктивные анемометры).

Современные новые способы измерения расхода включают:

- двухкомпонентный расходомер, использующий дифференциальный манометр, обеспечивающий измерение разности давлений столбов водонефтяной смеси и воды на интервале L и скорости корреляционным сравнением сигналов изменений давления на том же интервале;

- глубинные видеокамеры, обеспечивающие в реальном времени контроль эффективности перфорации, технического состояния скважин, состава притока и в перспективе – количественное определение расхода;

- совершенствование существующих устройств. На кафедре ГИС Губкинского университета создан макет и осуществляются испытания термоанемометра, выходным параметром которого является константа экспоненты охлаждения датчика после кратковременного нагрева. Расчет этого параметра производится при анализе только одной временной диаграммы в выбранном интервале, что значительно ослабляет зависимость показаний термоанемометра от внешней температуры. Это обеспечивает возможность анализировать воздействие среды и вводить поправки по другим влияющим на показания факторам.

В докладе рассмотрены физические основы проблемы, показаны и проанализированы различные способы ее решения, приведены результаты экспериментальных разработок и исследований на кафедре ГИС.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ОТЛОЖЕНИЙ АЧИМОВСКОЙ ТОЛЩИ И АНОМАЛЬНЫХ РАЗРЕЗОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ (ANOMALOUS ACHIMOV AND BAZHENOV SEQUENCE'S MODELING)

Лаптей А.Г., Долматова С.С.
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

Оптимизация систем разработки нефтяных месторождений во многом определяется качеством построения геолого-гидродинамических моделей залежей, составляющих эти месторождения. Построение детальной геологической модели в плане повышения прогнозной точности зависит от достоверности обоснования свойств резервуаров, полноты использования априорной геолого-геофизической информации при моделировании, методов математического моделирования, используемых для оценки 3D-распределения свойств пластов.

В данной работе подробно рассмотрена подводно-оползневая гипотеза формирования областей аномального развития баженовской свиты. Проведено физическое моделирование процессов формирования аномальных разрезов баженовской свиты.

Сформулированы основные принципы геологического моделирования многопластовых объектов, осложненных областями аномальных разрезов баженовской свиты. Согласно данным принципам построены геологические модели объектов ачимовской толщи (Ач) и ее тел внедрения (Ю0) Северо-Конитлорского + Северо-Кочевского, Имилорского + Западно-Имилорского и Источного, Северо-Поточного, Поточного месторождений.

Использование предложенных принципов возможно при создании структурных каркасов и построении геологических моделей месторождений, в которых присутствуют продуктивные отложения ачимовской толщи и ее тел внедрения.

**СЕЙСМОСТРАТИГРАФИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ МИОЦЕН-
ПЛИОЦЕНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ОДНОГО ИЗ ЛИЦЕНЗИОННЫХ
УЧАСТКОВ ШЕЛЬФА НИДЕРЛАНДОВ
(SEISMOSTRATIGRAPHIC ANALYSIS OF MIOCENE-PLIOCENE-
PLEISTOCENE DEPOSITS OF ONE OF THE LICENSED AREAS OF
NETHERLANDS'S OFFSHORE)**

Латыпова А.Р.

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

Исследуемый район располагается на шельфе Северного моря и является одним из лицензионных участков Нидерландов. На этом участке открыто месторождение нефти и газа в верхнеюрских – нижнемеловых отложениях. Над продуктивной толщей залегает терригенный миоцен-плиоценовый клиноформенный комплекс, в котором возможно существование стратиграфических и литологических ловушек нефти и газа.

Целью данной работы является прогнозирование зон распространения коллекторов, покрышек и ловушек в миоцен-плиоценовых отложениях на основании сейсмостратиграфического анализа.

Исходные данные представляют собой сейсмический куб (3D), 4 скважины, в которых присутствует комплекс ГИС (гамма-каротаж, акустический, плотностной каротажи и каротаж пористости).

Первый этап работы включал в себя прослеживание разновозрастных сейсмостратиграфических поверхностей (границ секвенций, трансгрессивных поверхностей и поверхностей максимального затопления). Также были определены основные тракты осадконакопления (системный тракт нижнего стояния уровня моря, трансгрессивный системный тракт, системный тракт высокого стояния уровня моря).

На втором этапе были построены различного рода карты атрибутов для выделенных разновозрастных отложений, которые помогли в определении литофациального состава изучаемых отложений.

Результаты сейсмостратиграфического анализа показали, что в период накопления отложений происходило два крупных падения относительного уровня моря, что могло привести к формированию литологически ограниченных ловушек - песчанистых конусов выноса у подножия склона и врезанных речных долин, заполненных грубообломочным материалом на шельфе. Формирование таких ловушек возможно при перекрытии данных отложений глинистыми трансгрессивными отложениями.

**РАЗРАБОТКА ПОМЕХУСТОЙЧИВЫХ АЛГОРИТМОВ
ДИНАМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ДАННЫХ
(DEVELOPMENT OF NOISE STABLE ALGORITHM SEISMIC
INVERSION)**

Ли Цян

(научный руководитель: профессор Рыжков В.И.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В работе предлагается метод детерминистической сейсмической инверсии на основы модели с разными стабилизаторами. Используется разные методики регуляризации при решении обратной задачи.

Цель данной работы – 1) Реализация метода сейсмической инверсии на основы модели и её сравнения с программным обеспечением Hampson-Russell на банк статистических моделей и на эталонный объектах. 2) Алгоритм сейсмической инверсии на основы модели, на сколько точно для восстановления акустических импеданса при разных геологических условиях (мощность, контрастность, шум). В данной работе созданы статистические модели с разными априорными информации геологической среды. Исследована методика регуляризации для решения некорректных задач при выполнении детерминистической сейсмической акустической инверсии. Пример модельных и реальных данных доказали, что алгоритм имеет точности и стабильности к разному уровни шума. Рекомендуемый алгоритм сейсмической инверсии имеет промышленное значение.

**ПОВЫШЕНИЕ ДОСТОВЕРНОСТИ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТА
ПРОНИЦАЕМОСТИ ПО ДАННЫМ ГИС С УЧЕТОМ
СТРУКТУРНЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ ПОРОДЫ
(INCREASING THE RELIABILITY OF PERMEABILITY
EVALUATION BY WELL LOG DATA BASED ON THE STRUCTURAL
FEATURES OF ROCKS)**

Лысова Д.А.

(научный руководитель: к.г.-м.н., старший преподаватель Кулапова М.В.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

На стадии разработки месторождений углеводородов из фильтрационно-емкостных свойств пластов коллекторов на первый план выходит коэффициент проницаемости. Для слоисто-неоднородных залежей неточности в его оценке снижают качество гидродинамической модели и ухудшают достоверность получаемых на ее основе прогнозных технологических показателей разработки.

Объектом исследования в работе являются терригенные породы нижнемелового возраста одного из месторождений Западной Сибири. Пласт характеризуется высокой степенью литофациальной неоднородности, как по разрезу, так и по площади. Отложения имеют прибрежно-морской генезис и представлены переслаиванием глинисто-алевролитовых пород с песчано-алевролитовыми. По имеющимся керновым данным коллекторами являются песчаники и алевролиты с межзерновым типом порового пространства. В рамках подсчета запасов оценка проницаемости изучаемых отложений проводилась по единой корреляционной зависимости коэффициента проницаемости от коэффициента пористости. Она характеризуется сильным разбросом точек на кросс-плоте (при пористости 18% величины проницаемости меняются от 3 до 100мД).

Выполненный анализ литолого-петрофизических исследований керна показал, что изменение фильтрационных свойств коллектора определяется степенью заполнения пор скелета глинистым материалом и неоднородностью породы по размерам поровых каналов. Дифференциация коллекторов по преимущественной зернистости позволила получить различные корреляционные зависимости проницаемость-пористость для песчаников и алевролитов.

Проведенное исследование позволило повысить достоверность оценки коэффициента проницаемости коллекторов с учетом структурных особенностей породы.

ТЕСТИРОВАНИЕ АЛГОРИТМОВ AVOA ИНВЕРСИИ PP-ОТРАЖЕНИЙ В АНИЗОТРОПНЫХ СРЕДАХ НА МОДЕЛЬНЫХ ДАННЫХ
(TESTING THE AVOA INVERSION ALGORITHMS OF PP-REFLECTIONS IN ANISOTROPIC MEDIA ON THE MODEL DATA)

Лыхин П.А.

(научный руководитель: старший научный сотрудник Нефедкина Т.В.)
ИНГГ СО РАН

В работе исследуется оптимизационный алгоритм нелинейной AVOA (Amplitude Versus Offset and Azimuth) инверсии отраженных PP-волн в анизотропных средах. AVOA анализ широко применяется для обнаружения зон повышенной азимутально-ориентированной трещиноватости коллекторов нефти и газа, а также для определения преимущественного направления трещин. Традиционные методы AVOA анализа используют линеаризованные аппроксимации коэффициента отражения Р-волны на границе изотропного и анизотропного (НТИ) полупространств и пригодны только для слабо дифференцированных сред. Предлагаемый алгоритм может быть применён для сред с контрастными границами. В отличие от стандартных подходов мы используем линеаризованную аппроксимацию коэффициента отражения только для определения азимута оси анизотропии. Остальные упругие параметры анизотропного слоя определяются методом нелинейной оптимизации.

В качестве входных параметров используются теоретические значения коэффициентов отражения от кровли и подошвы анизотропного слоя для различных азимутов. Далее решение обратной задачи осуществляется в два этапа. На первом этапе на малых удалениях от источника используется линейная зависимость коэффициента отражения от $\sin^2 \theta$ (двухчленная аппроксимация Рюгера, где θ – угол падения волны на границу) и методом наименьших квадратов определяется азимут оси симметрии φ_0 . На втором этапе на полной базе наблюдений оптимизационным методом Нелдера-Мида рассчитываются упругие параметры V_p , V_s и ρ , а также параметры анизотропии Томсена $\epsilon^{(V)}$, $\delta^{(V)}$ и γ для анизотропного слоя.

Для изучения помехоустойчивости алгоритмов AVOA анализа на теоретические значения коэффициентов отражения накладывался случайный шум, имеющий нормальное распределение и составляющий 10 % от среднего уровня коэффициента отражения от кровли анизотропного слоя на всей базе наблюдения. Тестирование алгоритмов на модельных данных для Юрубчено-Тохомской зоны (ЮТЗ) нефтегазонакопления в Восточной Сибири показало, что с помощью оптимизационного алгоритма упругие параметры анизотропного слоя определяются с удовлетворительной точностью при отношении сигнал/помеха ≥ 10 .

**ГЕОЛОГО-СЕДИМЕНТАЦИОННАЯ МОДЕЛЬ ФОРМАЦИИ
ДУНИН БЛОКА А В ВПАДИНЫ ЧХЭНБЭЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЙ КРЕНА, ИНТЕРПРЕТАЦИИ
ДАННЫХ ГИС И 3Д СЕЙСМОРАЗВЕДКИ
(GEOLOGICAL-SEDIMENTARY MODEL OF FORMATION
DONGYING OF BLOCK A IN CHENGBEI SAG WITH THE USE OF
CORE ANALYSIS, LOGGING INTERPRETATION AND 3D SEISMIC
DATA)**

Лю Шици

(научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Кузнецов В.Г.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Впадина Чхэнбэй – один из главных структурных элементов бассейна Бохайвань Китая, локализуется между поднятиями Чхэнцзыкхоу и Дичхэнбэй. Длина впадины составляет 90 км, ширина – 20 км, общая площадь около 1000 км².

На основе исследования крена, интерпретации данных ГИС и 3Д сейсморазведки выполнена стратиграфическая корреляция и проанализированы характеристики каждой формации, на основе чего восстановлены обстановки осадконакопления.

В результате проведенных исследований подтверждено подразделена формацию Дунин данного района на 4 разные толщи, снизу вверх: Dy4, Dy3, Dy2 и Dy1. Толща Dy1 состоит из среднезернистых-мелкозернистых песчаников и аргиллитов которые представляют собой отложения меандрирующей реки. Толща Dy2 имеет по сейсмическим данным проградирующий характер, в нижней части толщи слоистость более мелкая с мелкозернистыми песчаниками и аргиллитами; в этой формации встречаются отложения дельтового комплекса. Толща Dy3 состоит из аргиллитов, иногда встречаются прослойки песчаников между толстыми слоями аргиллита, соответствующие отложениям гравитационного выноса по подводным каналам. Толща Dy4 состоит преимущественно из аргиллита, иногда встречаются тонкие слои песчаника, которые представляют собой отложения гравитационного не канализированного выноса.

Действующими факторами, влияющими на распределение отложений фации, являются источники осадконакопления, тектонические характеристики и глубины вод. Как правило, чем крупнее источники, тем больше масштаб отложений осадков. Осадочные материалы фронта дельты и гравитационных выносов с каналами часто транспортируются через низменные зоны. Кроме того, гравитационные выносы без каналов часто находятся на пологих частях склона. Все эти факторы вместе влияют на тип отложений осадконакопления данного района.

**ЗНАЧЕНИЕ ИЗУЧЕНИЯ ГЕОФЛЮИДАЛЬНЫХ ДАВЛЕНИЙ ДЛЯ
ВЫДЕЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН
НЕФТЕГАЗОАКОПЛЕНИЯ В НЕТРАДИЦИОННЫХ
КОЛЛЕКТОРАХ
(THE IMPORTANCE OF STUDYING GEOFLUID PRESSURES FOR
ALLOCATION ZONES OF ACCUMULATION IN
UNCONVENTIONAL RESERVOIRS)**

Люкшина Л.В., Шилов Г.Я.

(научный руководитель: Лобусев А.В.)

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

Как показал анализ эффективности ГРП, она далека от своих оптимальных показателей. Это связано с тем, что на «суше» практически выявлены и находятся на стадии окончания разработки многие крупные месторождения нефти и газа, а большинство открытий относится к структурам с относительно небольшими ресурсами углеводородов (УВ). На шельфе, как и на больших глубинах, вследствие технологических ограничений, интенсивность открытия и разработки новых перспективных месторождений УВ также замедлена.

Для повышения эффективности ГРП в такой ситуации, помимо использования в проектных документах на проведение ГРП (обоснования плеча) новых геологических представлений о региональных и локальных закономерностях пространственного размещения залежей и месторождений нефти и газа, на наш взгляд необходимо в полной мере предусматривать комплексирование методов оценки литолого-фациальной и термобарической характеристик геологического разреза.

Известны сложности поиска залежей углеводородов, связанных с битуминозными породами, представленными глинистыми сланцами, кремнистыми породами или плотными известняками.

Между тем для решения данной задачи может быть полезен подход, основанный на изучении распределения геофлюидальных давлений в нетрадиционных коллекторах. Решение задачи достигается тем, что в исследуемых разрезах, где залегают нетрадиционные глинистые коллектора, по данным каротажа (электрического, акустического) определяется их поровое давление. В тех интервалах, где градиенты поровых давлений в глинистых породах оказывались нормальными, то здесь глинистые породы (например, баженовской свиты) уплотнены. Вследствие этого в интервале залегания этих глин породы могли растрескиваться, что приводит к образованию в баженидах трещинных коллекторов и в последующем к образованию залежи.

Этот подход показал свою эффективность и при выделении залежей нефти и газа в глинистых отложениях хадумского горизонта Предкавказья.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МИКРОИМИДЖЕРОВ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ (USSING WELLBORE IMAGES FOR GEOLOGICAL TASKS)

Маглеванная П.С.

(научный руководитель: Коломыцев А.В.)

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

Среди методов геофизических исследований скважинные микроимиджеры обладают наилучшей вертикальной разрешающей способностью до 5 миллиметров для самой современной аппаратуры. Такая детальность позволяет использовать данные скважинных микроимиджеров, в том числе и для геологических задач, решение которых ранее было возможно только при анализе керна. К геологическим задачам, решаемым с помощью данных микроимиджеров можно отнести структурный и текстурный анализы, анализ вторичной пористости, микрофациальный анализ, а также, детальная привязка и ориентировка керна.

Высокоразрешающие имиджы могут иметь высокое качество даже в слабосцементированных отложениях, где вынос керна не всегда бывает успешным. Помимо стандартного структурного анализа, в ходе которого выделяются границы пластов и определяются их элементы залегания, имиджы высокой разрешающей способности позволяют выделить внутрипластовую слоистость, провести текстурный анализ, делая возможным выполнить микрофациальный анализ по всему разрезу скважины, где проведена запись.

Такие подходы наиболее эффективны на месторождениях со сложным геологическим строением или в коллекторах с различными типами пористости.

В работе представлены результаты обработки данных имиджей высокой разрешающей способности FMI на примере скважин месторождения Западной Сибири, вскрывающей терригенные отложения мелового периода, характеризующиеся сложным геологическим строением и тонкослоистостью. Проведен детальный структурный, текстурный и микрофациальный анализ, детальная привязка и ориентировка керна. Полученные результаты сравниваются с фотографиями и результатами исследований керна, а также, стандартными методами ГИС.

Таким образом, современные технологии позволяют провести детальный анализ с целью решения геологических задач даже при отсутствии или неполном выносе керна.

**ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ИЗМЕНЕНИЯ ЁМКОСТНЫХ
СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ ПРОДУКТИВНЫХ ГОРИЗОНТОВ
ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НГП С ЦЕЛЬЮ ВЫЯВЛЕНИЯ
ПЕРСПЕКТИВНЫХ ОБЪЕКТОВ ДЛЯ ПОСТАНОВКИ ПОИСКОВО-
РАЗВЕДОЧНОГО БУРЕНИЯ
(RESERVOIR STUDY OF PRODUCTION INTERVAL OF THE
TIMANO-PECHOTA AREA TO RECOGNIZE EXPLORATION
TARGET)**

Мазанова А.В.

(научный руководитель: профессор Филиппов В.П.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Объектом исследования являются продуктивные отложения Тимано-Печорской НГП. Всего по разрезу осадочного чехла выделено семь нефтегазоносных комплексов, продуктивность которых установлена в широком возрастном диапазоне отложений, от среднего ордовика до триаса.

По каждому из семи нефтегазоносных комплексов в пределах 16 тектонических элементов первого порядка изучено изменение параметров пористости, проницаемости, нефтенасыщенности пород, плотности, вязкости флюидов, а так же данных о запасах УВ и уровнях добычи.

Проведенные анализ и обобщение петрофизических и промысловых данных более чем 250 месторождений, приуроченных к продуктивным отложениям основных нефтегазоносных комплексов Тимано-Печорской НГП позволили обосновать перспективные направления поисково-разведочных работ и возможности оптимизации нефтегазодобычи.

Наибольший интерес могут представлять:

1. Терригенные отложения триасового комплекса в пределах Колвинского мегавала и Денисовского прогиба, характеризующиеся улучшенными ФЕС коллекторов с вероятным открытием залежей легких нефтей с незначительной вязкостью.

2. Терригенные отложения ниже-верхнепермского НГК в пределах Большесынинской впадины.

3. Отложения верхневизейско-нижнепермского и доманиковотурнейского карбонатных комплексов в пределах Денисовского прогиба, Косью-Роговской, Верхнепечорской, Большесынинской и Коротаихинской впадин.

4. Отложения среднедевонско-нижнефранского терригенного комплекса в пределах Денисовского прогиба.

5. Среднеордовикско-нижнедевонский терригенно-карбонатный комплекс в пределах Ухта-Ижемского мегавала и Косью-Роговской впадины.

**ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-КАВКАЗСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ
ПРОВИНЦИИ (НГП) НА ОСНОВЕ БАСЕЙНОВОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ
(PETROLEUM POTENTIAL FORECAST OF THE DEEP-SHIPPED
DEPOSITS OF THE NORTH CAUCASIAN OIL-AND-GAS PROVINCE
BASED ON BASIN MODELING)**

Манкиева П.М.

(научный руководитель: доцент Осипов А.В.)

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

Глубокопогруженные отложения Северо-Кавказской НГП еще в 80-х годах прошлого века были выделены в качестве одного из основных направлений поисков и разведки углеводородных скоплений. В настоящее время это направление не потеряло своей актуальности в связи со снижением прироста запасов углеводородов и постепенной выработкой залежей в продуктивных горизонтах, залегающих на малых и средних глубинах.

Целью настоящей работы является оценка перспектив нефтегазосности глубокопогруженных отложений Северо-Кавказской нефтегазосной провинции, которая проводилась при помощи методики моделирования в программном комплексе Petromod на основе историко-генетического метода.

Исходными данными для работы в программе послужил профильный разрез проходящий через Западно-Кубанский передовой прогиб, Тимашевскую ступень, Каневско-Березанский вал, Ираклиевскую синклинали, и Ростовский выступ. Объектом исследования являлась среднеэоценовая кумская свита (P_2^2). Среднеэоценовая кумская свита бортовой части Западно-Кубанского прогиба в своей тонкослоистой терригенной части является типичной сланцевой формацией с нетрадиционными жидкими углеводородами.

Перспективы открытия в кумской свите бортовой части Западно-Кубанского прогиба значительных ресурсов УВ, в первую очередь нефти, связаны с пересмотром действующей парадигмы геологоразведочных работ и разработки нетрадиционных залежей сланцевой нефти в среднеэоценовых отложениях кумской свиты.

**ПРОГРАММА АВТОМАТИЧЕСКОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНЫХ И ПЛАСТОВЫХ СКОРОСТЕЙ В СОСТАВЕ
РАЗРАБАТЫВАЕМОГО ПАКЕТА ОБРАБОТКИ “GEOF”
(THE PROGRAM FOR AUTOMATIC DETERMINATION OF
EFFECTIVE AND FORMATION VELOCITIES IN THE
COMPOSITION OF THE DEVELOPED PROCESSING PACKAGE
“GEOF”)**

Мараев В.С.

(научный руководитель: Белоусов А.В.)

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

Цель работы – упростить и ускорить процесс определения эффективных и пластовых скоростей, а так же развитие пакета обработки в состав которого входит программа скоростного анализа.

Традиционно определение скоростей производится обработчиком путём пикирования спектров через определённый интервал. У этого метода существуют недостатки:

- 1) Субъективность - кривые скоростей могут отличаться в зависимости от опыта обработчика.
- 2) Большие затраты времени на выполнение.
- 3) Дискретность определения скоростей из-за интервалов пикировки.

Для автоматического определения скоростей был разработан алгоритм на основе суммы скоростных спектров, рассчитанных для каждой сейсмограммы ОГТ.

Этапы работы алгоритма:

- 1) Получение спектров скоростей для каждой сейсмограммы скоростей.
- 2) Применение мьютинга, ограничивающее скорости в определённом интервале.
- 3) Вычисление суммарного разреза методом средневзвешенного значения
- 4) Фильтрация аномальных значений скоростей.
- 5) Получение эффективных скоростей
- 6) Получение пластовых скоростей

Для объединения программ, используемых для спектров скоростей, разрабатывается пакет обработки “Geof” с возможностью его развития с помощью добавления новых программ.

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И КРИТЕРИИ СОХРАННОСТИ
ЗАЛЕЖЕЙ УВ В ПЕРМСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ
СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ
ПРОВИНЦИИ**
**FORMATION CONDITIONS AND CRITERIA FOR PRESERVATION
HYDROCARBONS DEPOSITS IN THE PERMIAN TERRIGENOUS
SEDIMENTS OF THE NORTH-EASTERN PART OF THE TIMAN-
PECHORA PROVINCE**

Маракова И.А.

(научный руководитель: доцент Ростовщиков В.Б.)
Ухтинский государственный технический университет

Новым направлением в Тимано-Печорской провинции являются поиск залежей УВ в терригенных отложениях пермского возраста и решение проблем, связанных с разработкой классификации морфологических характеристик нефтегазоперспективных объектов по геолого-геофизическим данным. В ходе работы с фактическим материалом был рассмотрен интервал от артинского до казанско-татарского возрастов в пределах западного борта Коротаихинской впадины, северной части вала Сорокина, северной части Колвинского мегавала.

По результатам исследований выделены зоны энергетической активности и стабильности, образованные в артинско-кунгурский и уфимско-татарский этапы осадконакопления, где прогнозируются зоны концентрации ловушек различного типа и залежей УВ.

Выделяются следующие критерии сохранности залежей углеводородов: термобарический, структурно-тектонический, литологический, гидрогеологический.

Краткие выводы по проделанной работе:

- предлагается системный научный подход к историко-генетическому прогнозу ловушек и залежей, который позволит за счет новых поисковых моделей эффективно прогнозировать объекты и разрабатывать рациональный комплекс ГРП;

- представлена морфогенетическая классификация ловушек в пермских терригенных отложениях в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции;

- в восточной части Коротаихинской впадины по причине жесткого катагенеза имеются предпосылки для выявления газовых залежей. В центральной и западной частях впадины возможно наличие нефтяных залежей (Лабогейская моноклираль, Вашуткинско-Талотинская складчато-надвиговая зона);

- для поисков залежей нефти в пермских терригенных отложениях актуальным является изучение неструктурных ловушек различного строения.

**ОЦЕНКА СИСТЕМЫ ТРЕЩИН ДЛЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСНОВЕ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ
(FRACTURE NETWORK EVALUATION IN UNCONVENTIONAL
RESERVOIRS BASED ON GEOMECHANICAL MODELING)**

Марканова Т.А.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Рыжков В.И.)

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

Трещиноватость в нетрадиционных коллекторах по большей части мало изучена и сложна для описания. Однако при разработке месторождений очень важно иметь информацию о трещинах, поскольку они могут выступать не только в качестве проводников флюида (открытые трещины), но и в виде барьеров (минерализованные трещины).

Особый интерес представляют так называемые критически-напряженные трещины, отличающиеся высокой проводимостью флюида и служащие ориентиром на всех стадиях разработки - от заложения скважин, и планирования их траекторий до оптимизации добычи.

Для описания ориентации трещин используется подход статистического распределения, на котором основана дискретная модель трещиноватости (DFN). Входными данными для DFN модели являются скважинные данные (результаты интерпретации микроимиджей) и сейсмические данные в виде вероятностного атрибута Likelihood, полученного на основании куба когерентности, и обеспечивающего наиболее точное прослеживание разломов. Информация по азимутам простирания и углам падения трещин, полученная по скважинным данным, может быть использована для моделирования сети трещиноватости в межскважинном пространстве с помощью статистического распределения. Однако ни по результатам интерпретации микроимиджей, ни по построенной модели DFN нельзя судить об ориентации критически-напряженных трещин.

Для этого необходимо иметь представление о напряженно-деформированном состоянии среды. С этой целью производится геомеханическое моделирование, в результате которого рассчитываются напряжения и поровое давление по 3D кубу сейсмических интервальных скоростей с привлечением скважинных данных. Данная информация служит основой для расчета критерия Мора, по которому можно выделить критически-напряженные трещины из общей модели трещиноватости.

В данной работе система трещин оценивается на примере формации Игл Форд, Южный Техас. Верхнемеловая формация Игл Форд сложена осадочными отложениями, представленными глинистыми сланцами, мергелями и карбонатами, и является источником нетрадиционных углеводородов.

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИ ПОИСКЕ
ОСТАТОЧНЫХ ЗАПАСОВ НА ОСНОВНОЙ ЗАЛЕЖИ
БАВЛИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(GEOLOGICAL MODELING ON THE SEARCH FOR REMAINING
OIL IN PLACE AT THE PRIMARY PLAY OF THE BAVLINSKOE
FIELD)**

Мельников И.В., Магдеев М.Ш., Федотов М.В.
Инженерный центр ПАО «Татнефть»

С начала разработки основной залежи Бавлинского месторождения из пашийского горизонта добыто 96,2 % от начальных извлекаемых запасов. Перед разработчиками стоит вопрос: каким образом экономически эффективно добыть остаточные извлекаемые запасы углеводородов?

Одним из способов решения этого вопроса может быть проведение геолого-гидродинамического моделирования с целью уменьшения падения добычи за счёт выявления остаточных запасов нефти в слабодренируемых и тупиковых зонах, и последующим планированием комплекса ГТМ.

По многочисленным литературным источникам известно, что в пашийское время на данной территории были прибрежно-морские условия осадконакопления. При начале трансгрессии накапливались фации волноприбойной зоны; фации лагунных глин; фации приливно отливной зоны – бары и приливно отливные каналы; глинистые отложения нижней части шельфа - забаровые глины; конуса выноса. Впоследствии разрез был осложнён вторичными изменениями в виде разломов субширотного и субмеридионального направления, обязанные своим генезисом формированию Предуральского прогиба в кунгурское время и Прикаспийской впадины в юрское время.

По данным ГИС в разрезе скважин были выделены пять типов разрезов пашийского горизонта, что позволило корректно прокоррелировать следующие фации: эрозионные врезы, связанные с деятельностью рек, базальный пласт, баровый пласт, фации приливного-отливного канала, забаровые глины и конусы выноса. Корреляция скважин, проведенная с учетом типизации, позволила создать несколько отличную геологическую модель, представленную совокупностью не пластов, а фациальных тел, закономерно распределённых по территории месторождения. Эти тела, в свою очередь, осложнены разрывными нарушениями, которые могут быть как барьерами на пути движения флюидов, так и путями повышенного флюидоперетока.

Построенная по новой концепции геологическая модель, по мнению авторов, даст возможность на гидродинамической модели определить местоположение остаточных запасов углеводородов и провести планирование ГТМ для снижения градиента падения добычи нефти.

**КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ГЕОЛОГО-
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ ОСИНСКОГО ГОРИЗОНТА
БОЛЬШЕТИРСКОЙ ПЛОЩАДИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ (ПЕРВАЯ
ЧАСТЬ ИССЛЕДОВАНИЯ, ГЕОФИЗИЧЕСКАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ)
(INTEGRATED INTERPRETATION OF THE GEOLOGICAL AND
GEOPHYSICAL DATA OF THE OSINSKY HORIZON OF THE
BOLSHHERETSKAYA AREA OF EASTERN SIBERIA (THE FIRST
PART OF THE RESEARCH, THE GEOPHYSICAL
INTERPRETATION))**

Милавкин М.А.

(научный руководитель: профессор Рыжков В.И., Скарятин М.В.)

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

Целью работы является комплексная геолого-геофизическая интерпретация данных скважин и сейсморазведки МОГТ 3D Большетирской площади Восточной Сибири.

Для решения поставленной цели сформулированы задачи первой части исследования:

- изучение входных геофизических данных и априорной геологической информации (сведения о месторождении, его геологии, стратиграфии, тектонике);
- выполнение интерпретации геофизической информации, в том числе:
 - построение структурного каркаса по кубу акустического импеданса, включающее корреляцию отражающих горизонтов и тектонических нарушений,
 - построение карт изохрон и временных толщин,
 - динамическая интерпретация;
- сопоставление полученных результатов по кубу акустического импеданса с предшествующей интерпретацией по сейсмическим данным;
- построение структурной основы геологической модели.

По итогам сравнения, можно сделать вывод о качественном различии данных, более подробно это разбирается непосредственно в самой работе.

Результатом первого этапа исследования является полученная на основе интерпретации куба акустического импеданса детальная структурная основа для геологической модели и последующих геофизических инверсий.

Исследования выполнены в программном комплексе Petrel.

**ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА IRAP RMS 2013
ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ ЭРОЗИОННЫХ ВРЕЗОВ
(APPLICATION OF IRAP RMS 2013 PROGRAMM COMPLEX IN
MODELING OF EROSIONAL INCISION)**

Мингазов И.Р.¹, Чукмарова А.И.², Шамсутдинов Р.Ф.²

(научный руководитель: к.г.-м.н. Лукьянова Р.Г.)

¹Институт геологии и нефтегазовых технологий К(П)ФУ,

²Татарское геологоразведочное управление ПАО «Татнефть»
им. В.Д. Шашина

Основной целью работы является уточнение запасов нефти бобриковского горизонта, осложненного зоной развития визейского вреза с использованием геологического моделирования.

В данной работе рассматривается Западно-Салейкинское поднятие Салейкинского месторождения Самарской области. В региональном тектоническом плане месторождение приурочено к западному склону Южно-Татарского свода. Промышленная нефтеносность приурочена к отложениям верейского горизонта среднего карбона, бобриковского горизонта (пласты Б1, Б2, Б3) и турнейского яруса нижнего карбона.

После последнего подсчета запасов бобриковской залежи в 2012г. были проведены сейсморазведочные работы в модификации МОГТ 3D, выделившие контур развития визейского «эрозионного вреза». Так же было пробурено девять новых скважин, со вскрытием «врезового» разреза. С получением новой информации возникла необходимость пересмотра принципиального геологического строения залежи. Во-первых, при перестроении карты эффективных нефтенасыщенных толщин в зоне вреза учитывались только данные по скважинам, входящих в эту зону.

Далее для построения структурной модели и «врезовой» зоны в IRAP RMS использовался инструмент Интегрированного структурного моделирования. Так, для пласта Б2 и Б3 карты толщин ограничивались выделенной по данным результатам сейсморазведочных работ зоной вреза. Для пластов Б2 и Б3 были заданы границы вреза, общая толщина пласта на которой была задана значением равным 0. Далее с использованием инструментов Parameter interpolation и Petrophysical modelling была построена 3D модель.

Учитывая характер расположения «врезовой» зоны с использованием геологического моделирования были подсчитаны запасы нефти для пластов бобриковского горизонта. В результате за счет бурения скважин площадь нефтеносности бобриковской залежи увеличилась на 6,6%, средняя нефтенасыщенная толщина на 13,9%, объем нефтенасыщенных пород на 20,6%, что привело к увеличению начальных геологических запасов на 16,2%.

**УГЛЕВОДОРОДНЫЕ СИСТЕМЫ ЮЖНОЙ ЧАСТИ
ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА
(HYDROCARBON SYSTEMS OF THE SOUTH PART OF THE URAL
FOREDEEP)**

Минлигалиева Л.И., Салихова И.М.

(научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Осипов А. В.)

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

Объектом исследования являются нефтегазовые осадочные бассейны и зоны нефтегазонакоплений в пределах зоны сочленения Русской платформы и Урала (Оренбургская область).

В результате выполненного численного бассейнового моделирования были изучены генерационно-аккумуляционные углеводородные системы (ГАУС) четырех нефтегазоносных комплексов (НГК) Предуральского прогиба: нижнедевонско-франского, франско-турнейского, визейско-башкирского и нижнепермского. Анализ результатов моделирования показывает, что основные элементы всех изученных ГАУС, включая ловушки, были сформированы к концу пермского периода. При этом интенсивная генерация и последующая эмиграция УВ из материнской породы происходила в более поздний период – в триасе, юре и даже в палеогене (для более молодых ГАУС).

По результатам выполненного численного бассейнового моделирования можно ранжировать изучаемую территорию с точки зрения перспектив нефтегазоносности по каждому НГК.

Наиболее перспективными районами в пределах изучаемой территории являются южная часть Бельской впадины и северная бортовая часть Прикаспийской синеклизы, где скопления углеводородов прогнозируются во всех четырех нефтегазоносных комплексах.

Несколько ниже (за счет нижнедевонско-франского НГК) перспективы Соль-Илецкого свода, т.к. на значительной территории свода отложения девона отсутствуют.

В пределах северной части Бельской впадины основные перспективы связываются с нижнедевонско-франским, франско-турнейским и визейско-башкирским НГК. Перспективы нижнепермского НГК существенно снижены из-за высокого риска наполнения ловушек на большей части территории.

Перспективы нефтегазоносности изученной части Восточно-Оренбургского сводового поднятия ограничиваются нижнедевонско-франским и франско-турнейским НГК.

Исследования проведены при финансовой поддержке Минобрнауки России в рамках Задания № 5.2907.2017/ПЧ на выполнение научно-исследовательской работы по проектной части государственного задания в сфере научной деятельности.

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СКЛАДЧАТО-
НАДВИГОВОГО ПОЯСА ЮЖНОГО УРАЛА
(PETROLEUM PROSPECTS SKADATE-THRUST BELT OF THE
SOUTHERN URALS)**

Минлигалиева Л.И.

(научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Осипов А.В.)

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

Предуральский краевой прогиб, расположенный в зоне сочленения Восточно-Европейской платформы и Урала, характеризуется сложными сейсмогеологическими условиями. Однако проведенные исследования показывают, что здесь, с глубокопогруженными горизонтами осадочного чехла связаны перспективы открытия крупных скоплений УВ, которые позволят улучшить структуру запасов и обеспечить поддержание текущих уровней и себестоимости добычи.

Интерпретация геолого-геофизических данных по складчатым поясам дает возможность выделения новых типов поисковых объектов. Рассмотрены сейсмические разрезы в пределах западного склона южного Урала (Тастубская флексура). Нижнепермская флексура отделяет зону развития эвапоритовых отложений Предуральского краевого прогиба от зоны развития передовых складок западного склона южного Урала. По сейсмическим разрезам наблюдаем несоответствие глубинного и поверхностного структурного планов. Под покровными структурами на глубине свыше 2 км выделяются антиклинальные складки, благоприятные для аккумуляции углеводородов, которые образованы девонско-нижнепермскими отложениями. При поступлении углеводородов со стороны Предуральского прогиба первыми на пути миграции оказываются структуры, непосредственно примыкающие к восточному борту Предуральского прогиба. Это Актакальская и Курмаинская структуры. Для данного района исследований характерно распространение высокоамплитудных складок и высокая трещиноватость пород. Различные фациальные условия, обуславливают распространение рифов и стратиграфических несогласий, с которыми связаны коллектора с высокими показаниями ФЕС.

Территории распространения складчатых поясов могут сыграть важную роль в развитии ресурсной базы нефтегазодобычи. Первыми для дальнейших ГРП данной территории выделены Актакальская и Курмаинская структуры. Курмаинская структура в системе передовых складок является первым экранирующим объектом для миграционных потоков со стороны Предуральского прогиба и может оказаться весьма перспективной.

**ОЦЕНКА БИОДЕГРАДАЦИИ НЕФТИ В ЭОЦЕНЕ РЕЗЕРВУАР PİLA SPI НА МЕСТОРОЖДЕНИИ TAQ TAQ. КУРДИСТАН. ИРАК.
(BIODEGRADATION ASSESSMENT FOR THE OIL OF THE EOCENE PİLA SPI RESERVOIR, TAQ TAQ OILFIELD. KURDISTAN REGION. IRAQ)**

Мохаммед К.С., Бабан Д.Х.

(научный руководитель: профессор Хафизов С.Ф.)

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

Аналитическими методами (газовая хроматография (ГХ), а также газовой хроматографией/масс-спектрометрией (ГХ/МС)) была изучена нефть с плотностью 24 API из резервуара в эоценовой формации Pila Spi в скважине TQ-2 нефтяного месторождения Taq Taq в Курдистане, северо-восточный Ирак, чтобы выяснить возможный эффект биодегградации.

Геохимический анализ проб нефти показал незначительную степень биодегградации, которая проявилась в отношении стеранов (*эпимер 20R и 20 S*) C27-C29, метилфенантрена (МФ) и триметилнафталина (ТМН), фитана к nC18. Соотношение основных соединений - насыщенных, ароматических углеводородов и гетероатомных соединений (азот-сера-кислород содержащих) также указывает на возможное незначительное влияние деградации. Факторы, контролирующие процесс биодегградации, такие как температура, соленость и содержания сульфатов в законтурных водах, также благоприятны для протекания процессов биодегградации в резервуаре Pila Spi. Соответственно, разница в плотности между относительно тяжелой нефтью в резервуаре Pila Spi и более легкой нефтью (47°API) из глубоких резервуаров верхнего мела на нефтяном месторождении Taq Taq может быть объяснена влиянием биодегградации в качестве одного из возможных факторов.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ КОЛЛЕКТОРОВ НА
КАСИМОВСКОМ ПХГ ПО ДАННЫМ ГИС
(DETERMINING THE CURRENT STATUS OF RESERVOIRS ON
KASIMOV UGS BY WELL LOGGING DATA)**

Навоян Л.У.

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

Для повышения эффективности эксплуатации подземных хранилищ газа важна полная и своевременная информация о текущем состоянии залежи и нарушениях в работе скважин и пластов

Важнейшие задачи при контроле за эксплуатацией подземного хранилища газа – это количественный подсчет запасов газа, определение состояния пласта-коллектора, а также изменение контура ГВК.

Для оценки запасов газа в подземном хранилище необходимо количественное определение коэффициента газонасыщенности. Имеются общие методики, но чаще всего они являются неточными, так как не учитываются особенности пласта-коллектора и конкретные условия проведения ГИС. Это все приводит к большим погрешностям в расчетах.

Целью данной работы является обоснование методики для расчета коэффициента газонасыщенности на Касимовском подземном хранилище газа.

Для этого в первую очередь проводился анализ существующих методик, были определены проблемы, которые возникают при расчете коэффициента газонасыщенности. И с учетом особенностей Касимовского газохранилища была построена зависимость K_g - K_p - K_{gl} для щигровского пласта-коллектора. И основываясь на этих данных, разработан алгоритм автоматизированного расчета коэффициента газонасыщенности.

В работе использована геолого-геофизическая и промысловая информация, предоставленная ПФ «Мосгазгеофизика».

Полученную методику можно будет использовать для оперативной оценки текущих запасов газа на Касимовском подземном хранилище газа.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ

(RESEARCH OF PERMEABILITY IN PRODUCTIVE FORMATION)

Назаров А.А.

Инженерный центр ПАО «Татнефть»

Одним из основных параметров, характеризующий проводимость коллектора, способность пород пласта пропускать к забоям скважин нефть и газ при наличии перепада между пластовым и забойным давлениями, является проницаемость. В то же время с оценкой именно этой величины возникает больше всего трудностей.

Её среднее значение оказывает определяющее воздействие на продуктивность скважин, а неоднородность проницаемости по горизонтали и вертикали влияет на коэффициент охвата при заводнении и тем самым на коэффициент извлечения нефти. Поэтому при построении гидродинамической модели залежи весьма важно определить поле проницаемости с минимальной погрешностью.

В типовом комплексе ГИС отсутствуют методы для прямого определения величины абсолютной проницаемости, поэтому реальной является только возможность прогнозирования этого параметра по комплексным данным с использованием различных вариантов корреляционных зависимостей. Рассмотрим два варианта:

1) По керну определяется корреляционная зависимость между пористостью и проницаемостью. Далее по известным значениям пористости, подсчитанной методами имеющегося комплекса ГИС вычисляется по зависимости проницаемость.

2) Прогноз проницаемости с помощью гидравлических единиц потока. Является одним из наиболее современных и точных способов прогнозирования проницаемости и применяется, когда остальные приёмы не работают. Основан на классификации коллекторов, как совокупности гидравлических единиц потока (Hydraulic Flow Units), которые характеризуются индикатором гидравлической единицы FZI (Flow Zone Indicator). FZI – это параметр, характеризующий структуру порового пространства коллекторов. Зная FZI, легко найти проницаемость через пористость. В нахождении и разделении величины $F_s \tau^2 S_{gy}^2$ заключается концепция классификации гидравлических единиц коллектора.

**МОНИТОРИНГ ДЛЯ УТОЧНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
ПОСЛЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ
ОКОНЧАНИЕМ И ПРОВЕДЕНИЯ АКГИ В СИСТЕМНО-
ГЕОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДИФИКАЦИИ НА 302-303 ЗАЛЕЖАХ
(MONITORING FOR GEOLOGICAL MODEL REFINEMENT AFTER
DRILLING OF WELLS WITH HORIZONTAL COMPLETION AND
IMPLEMENTATION OF AKGR IN GEODYNAMIC MODIFICATION
AT PLAYS 302-303)**

Нигмадзянова И.В., Агафонов С.Г.
Инженерный центр ПАО «Татнефть»

В работе рассмотрены залежи 302-303 башкирского и серпуховского ярусов. На основе анализа сейсмических данных и ГИС предложена новая модель геологического строения залежей с учетом разломов и линеаментов. Проведен анализ по данным новых пробуренных скважин и АКГИ.

Куакбашские залежи 302-303 приурочены к карбонатной толще башкирских и серпуховских отложений среднего и нижнего карбона, с различными типами пустотного пространства: межзерновым, трещинным и кавернозным. Опытная эксплуатация залежей была начата в 1943 году.

По мнению авторов статьи, Куакбашский вал представляет из себя искусственно собранную композицию, состоящую из нескольких отдельных объектов: Ойкино – Алтунинского, Сортоводско – Шугуровского и Куакбашского. Все эти объекты различаются по генезису и как следствие по времени своего формирования. Названные различия предопределяют и различия в распределении трещиноватости, так как оно непосредственно с ними связано.

Исходя из представления о геологическом строении, на основе данных сейсморазведки и анализа геометрических атрибутов кровли верейского горизонта прослежены крупные линейные зоны трещиноватости, обязанные своим происхождением разломам и линеаментам, которые уточнились после бурения проектных горизонтальных скважин и проведенной АКГИ в системно-геодинамической модификации.

Проведенный анализ показал, что представленная модель строения пустотного пространства и выделенные разломы подтверждаются и уточняются данными, полученными в результате бурения и эксплуатации новых скважин, а также проведенной АКГИ (в 2016 году) в системно-геодинамической модификации. В статье даны рекомендации с целью улучшения параметров работы скважины.

КОМПЛЕКСНАЯ ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ДАННЫХ ГИС АПТ-АЛЬБ-СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ГЫДАНСКОГО ПОЛУОСТРОВА ДЛЯ ОЦЕНКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
(INTEGRATED INTERPRETATION OF WELL LOGS OF APT-ALBA-CENOMANION OF THE CENTRAL PART OF GYDAN PENINSULA FOR ASSESSMENT OF PROSPECTS OF OIL-AND-GAS CONTENT)

Никифоров В.С., Галиева А.З.

(научный руководитель: к.г.-м.н. Мусихин А.Д.)

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

В рассматриваемой работе главной целью являлось получение информации о литологическом расчленении скважинного разреза, характере и степени насыщения коллекторов флюидом, подсчетных параметрах для оценки ресурсного потенциала центральной части Гыданского полуострова. Были поставлены и решены геолого-геофизические задачи: литологическое расчленение и выделение коллекторов в разрезах скважин; определение коэффициента пористости и коэффициента газонасыщенности перспективных интервалов. Качественная и количественная интерпретация была произведена в 18 скважин Гыданского полуострова, находящиеся вблизи данного объекта исследования. Выбранные скважины отличаются более широким комплексом проведенных геофизических исследований и максимальной глубиной вскрытия осадочного чехла. В результате выделены литотипы: глины, плотные породы, угли, песчаники. Построена схема детальной корреляции разрезов скважин, с нанесенными литологической колонкой и колонкой характера насыщения. Анализ интерпретации данных ГИС наглядно демонстрирует, что доля коллектора в пластах ПК₁₋₉ составляет порядка 45-50 %, в пластах ХМ₆₋₁₀ 20-25 %, а в пластах ТП₁₋₁₅ и ТП₁₆₋₂₁ 40-45%. Выявленные продуктивные интервалы и содержание в них газа и газоконденсата показывают, что можно ожидать крупные залежи УВ, приуроченных к сеноманскому подкомплексу (пласты ПК₁₋₉), где K_p меняется 23-35%, а K_r 50-75%. В альбском подкомплексе обнаружены залежи газа (пласты ХМ₆₋₁₀), где K_p меняется от 20-30%, а K_r 50-55%. А с аптским подкомплексом, связано наибольшее количество залежей УВ (пласты ТП₁₋₁₅, ТП₁₆₋₂₁), в которых K_p изменяется от 15-23%, а K_r 50-70%. Подсчетные параметры были использованы при оценке ресурсов (кат Д₀) углеводородов в выделенных объектах, по методу аналогии. Ресурсный потенциал апт-альб-сеноманского НГК изучаемой территории, пласты ПК₁, ТП₁ и ТП₁₆, приуроченные к прослеженным отражающим горизонтам Г, М' М соответственно, оценен в 101236 млн. м³ газа и 4608,4 тыс. т газоконденсата.

**ИЗУЧЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ
ОСНОВНОЙ ПРОДУКТИВНОЙ ТОЛЩИ НА ЗАЛЕЖАХ
СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ В ТАТАРСТАНЕ
(THE STUDY OF GEOLOGICAL ASPECTS OF SUPER VISCOUS OIL
DEPOSIT'S MAJOR PAY FORMATION IN TATARSTAN)**

Николаев Д.С.

(научный руководитель: ассистент Платов Б.В.)

Казанский (Приволжский) федеральный университет

Продуктивная толща месторождения представлена уфимским ярусом (P2U2), содержащим основные запасы тяжелых сверхвязких нефтей в пределах Нижне-Кармальского месторождения. Толща представлена шешминским горизонтом (P2U2), состоящим из нижней - песчано-глинистой (P2U2¹), и верхней (P2U2²) - песчаной пачек. По данным ГИС песчанистая толща однородна, однако с целью уточнения геологического строения залежи и дальнейшего построения геологической модели был проведен анализ макроописаний керн из вертикальных оценочных скважин. После этого на скважине 001 был обнаружен участок плотного песчаника, без нефтенасыщения.

Из-за малой мощности объекта, был сделан вывод, что единственный способ выделить этот участок на других скважинах - это анализ макроописания керн, которого у нас имелись в достаточном количестве. Затем по 16 скважинам были определены кровля и подошва этого пропластка. После этого необходимо было узнать, как этот слой располагается в пласте. С этой целью по кровле данного пропластка, была построена поверхность, а затем палеореконструкция всей толщи.

Также данная порода была изучена с помощью рентгенографического фазового метода с целью определения минерального состава. В ходе которого было выяснено, что данная порода представлена полимиктовым песчаником с доломитовым цементом. Так же в ней присутствуют глинистые минералы.

Можно заметить, что этот пропласток повторяет очертания реконструированной подошвы продуктивного пласта. Здесь уместно предположить, что накопление в нем глинистых частиц произошло в момент стабилизации осадконакопления. Затем из-за присутствия глинистых частиц, в нем не произошло выщелачивание доломитового цемента. Следовательно, весь этот пропласток характеризуется карбонатным цементом и может служить флюидоупором, препятствующим распространению паровой камеры при разработке методом SAGD. Так же для более точного выделения данного пропластка рекомендовано провести ГИС микрозондами.

ТРАНСФОРМАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ ТЕХНОГЕННОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТАТАРСТАНА (TRANSFORMATION OF HYDROCARBONS DURING TECHNOLOGICAL IMPACT ON ORGANIC MATTER OF DOMANIC DEPOSITS OF TATARSTAN)

Онищенко Я.В., Галлямов И.И., Ситнов С.А.
(научный руководитель: профессор Нургалиев Д.К.)
Казанский (Приволжский) федеральный университет

Оценка ресурсной базы доманиковых отложений является актуальной задачей для развития нефтегазохимического комплекса. В этой связи необходимо изучение геохимических и геомеханических свойств доманиковых продуктивных толщ, определение перспективных участков для проведения опытно-промышленных работ с целью прироста запасов, создания технологий для повышения нефтеизвлечения в карбонатных коллекторах. Техногенным воздействием на пласт создаются условия для генерации нефти из керогена.

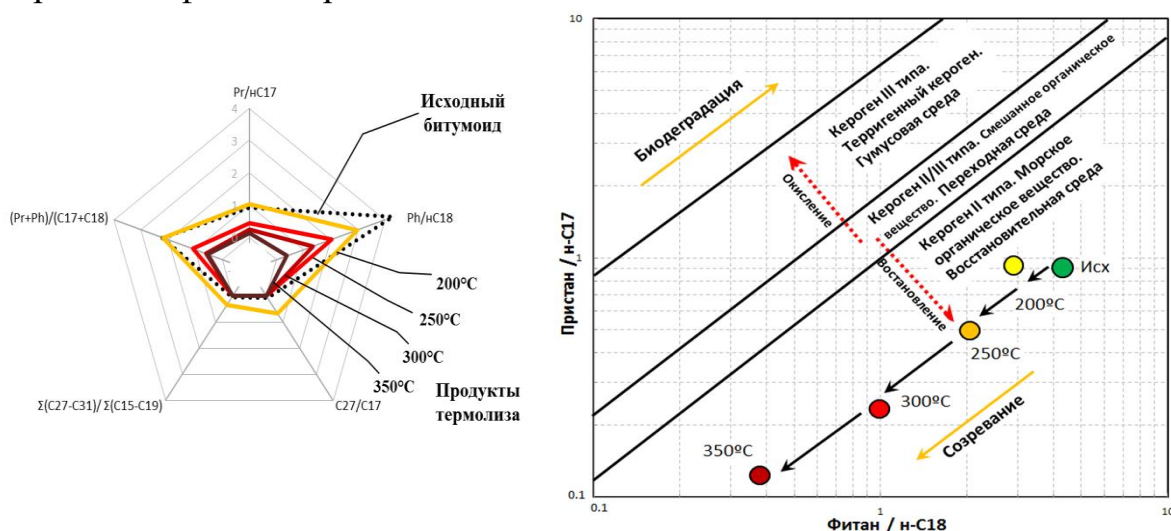


Рисунок. Геохимические характеристики битумоида до и после термолитиза

В работе проведено физическое моделирование термического воздействия на образцы доманиковых продуктивных отложений. Термическое воздействие приводит к новообразованию углеводородов в результате разложения керогена доманиковых пород. Установлены значительные изменения в групповом составе битумоида обусловленного новообразованием углеводородов в результате деструкции керогена. По данным МАЛДИ-спектроскопии новообразование насыщенных углеводородов сопровождается и значительным образованием смол и асфальтенов в результате деструкции керогена. Термическое воздействие на керогенсодержащие породы обеспечивает продуцирование подвижных углеводородов.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВЕЛИЧИНЫ КОЭФФИЦИЕНТА ПРОНИЦАЕМОСТИ НА ПОПРАВКУ КЛИНКЕНБЕРГА (THE ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF PERMEABILITY COEFFICIENT ON KLINKENBERG CORRECTION)

Парфенова К.И.

(научный руководитель: доцент Дахнов А.В.)

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

Проницаемость горных пород является одним из основных фильтрационных свойств пластов, без знания которого невозможно решение задач, связанных с рациональной разработкой месторождений.

Определение коэффициента газопроницаемости в лабораторных условиях проводится по ГОСТу 26450.2-85, который также описывает возникающие при измерениях отклонения от линейного закона Дарси, лежащего в основе расчетов $K_{пр}$. Эти отклонения вызваны, прежде всего, явлением проскальзывания газа (эффект Клинкенберга), особенно заметным в области низких давлений и малых проницаемостей, и потерями давления, несущественными лишь в области малых перепадов давления.

При проведении измерений коэффициента газопроницаемости установлена следующая закономерность: поправочный коэффициент Клинкенберга стремится к нулю при значениях коэффициента проницаемости $K_{пр} = 5-20$ мД. Для значений $K_{пр} < 5-20$ мД отмечается рост поправки Клинкенберга, аналогичное изменение наблюдается и в зоне $K_{пр} > 5-20$ мД. Если в первом случае наблюдается явление проскальзывания газа, то во втором – можно говорить об отклонении от линейного закона фильтрации, т.е. переходе от ламинарного течения к турбулентному, которое происходит постепенно, а не мгновенно. Чтобы избежать второго случая, следует снизить перепад давления. Мы рекомендуем $\Delta p = 0,2$ атм.

Для малопроницаемых образцов чувствительности отечественных приборов недостаточно для того, чтобы достоверно измерить расход газа, проходящего через образец керна в заданный промежуток времени. При установлении давления на входе 0,2 атм не весь объем газа успевает пройти через образец, что приводит к искажению результатов – занижению действительного значения коэффициента проницаемости. Поэтому для таких случаев следует увеличить расход газа, т.е. повысить перепад давления. При проведении измерений мы брали $\Delta p = 1$ атм.

**ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ СОВРЕМЕННОГО АНАЛОГА
КОЛЛЕКТОРОВ ГЛУБОКОВОДНОГО ГЕНЕЗИСА - КОНУСА
ВЫНОСА ХУРАЙ ОЗЕРА БАЙКАЛ
(STRUCTURAL FEATURES OF MODERN ANALOGUE OF THE
RESERVOIRS OF DEEP-WATER ORIGIN - THE KHURAY DEEP-
WATER FAN OF BAIKAL LAKE)**

Почевалова А.В.¹, Соловьева М.А.², Корост С.Р.²

(научные руководители: доцент Ахманов Г.Г.², Хлыстов О.М.³)

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

²МГУ имени М.В. Ломоносова

³Лимнологический институт СО РАН

Интерес к системе Хурай с позиций нефтегазовой геологии заключается в том, что она может рассматриваться как современный аналог коллекторов глубоководного генезиса, а роль отложений глубоководных систем в нефтегазовой геологии очень велика. Большинство морских месторождений приурочено к накоплениям глубоководных конусов выноса, откладывающихся в геологическом прошлом у континентальных подножий, и сегодня интересы нефтяной промышленности устремлены в эти районы.

Ее изучение началось в Международной студенческой экспедиции Class@Baikal-2014 и продолжилось в рейсах Class@Baikal-2015 и Class@Baikal-2016. Была проведена акустическая съемка набортным профилографом и ГЛБО, гравитационной трубкой были отобраны колонки донных илов. Были осуществлена газогеохимическая съемка района, рентген-томографические исследования кернa, гранулометрический и минералогический анализы отобранных образцов донных илов.

На основании полученных данных были выделены литотипы и генотипы осадков, проведена корреляция колонок донных илов, построена карта-схема современных каналов системы Хурай, установлена последовательность активности различных русел и предположительные источники сноса.

Система Хурай имеет сложное строение: в центральной части не прослеживается единого канала. Руслу, приходящие с восточного борта Байкала, сливаются с руслами, несущими материал с запада, и образуют множество перетекающих, соединяющихся и снова расходящихся каналов.

Особенностью дистальной части системы является наличие крупного каньона, пропиливающего тектонический уступ на дне озера, сформировавшегося в дистальной части русловой системы, перед комплексом осадочных лопастей, что делает эту систему похожей на системы, работавшие в бассейне континентальной окраины Кот-д'Ивуар, где наличие трансформных разломов меняло «классический» порядок распределения материала, из-за чего сегодня возникают сложности интерпретации данных промышленной сейсморазведки.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕНЕРАЦИОННО-АККУМУЛЯЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ (ГАУС) ПРИЕНИСЕЙСКОГО ПРОГИБА

(SIMULATION OF HYDROCARBON GENERATION AND ACCUMULATION IN PRIYENISEYSKY DEFLECTION)

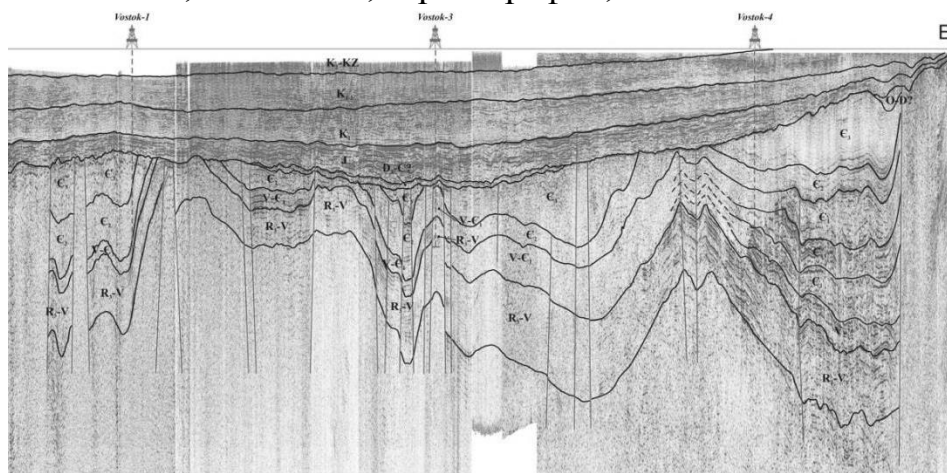
Привалова О.А.

(научный руководитель: профессор Кузнецов Н. Б.)

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

Предъенисейская нефтегазоносная субпровинция, площадью около 390 тыс.км², расположена в юго-восточной части Западной Сибири и представляет собой зону развития верхнепротерозойско-палеозойских отложений левобережья р. Енисей, и рассматривается как один из наиболее перспективных источников нефти и газа в доюрских комплексах Западной Сибири.

В данной работе для изучения ГАУС Предъенисейской субпровинции была построена модель в программном комплексе PetroMod. Для выполнения моделирования был использован профильный разрез по линии WE, проходящий через скважины Восток-1, Восток-3, Восток-4, с описанием пород, на основе которого была построена 2D модель. Для разработки модели были использованы литературные и фактические данные геологии, тектоники, стратиграфии, теплового потока и геохимии.



В итоге работы были получены данные о палеотемпературах, о возможных путях миграции углеводородов, а также получены сведения о влиянии теплового потока на нефтегазоматеринские породы.

ИМПУЛЬСНЫЙ ИСТОЧНИК УПРУГИХ КОЛЕБАНИЙ (THE IMPULSE SOURCE OF ELASTIC VIBRATIONS)

Рахимов М.Е., Мамарозиков Т.У.

(научный руководитель: Ибрагимов Х. Р.)

Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте

Сейсморазведка играет ключевую роль на всех этапах геологоразведочных работ как при поиске нефти и газа, так и рудной геологии.

В работе предлагается установка, разработанная и сконструированная авторами, позволяющая создавать импульсные колебания упругих волн. Установка так же позволяет создавать и изучать эффект накопления, наложения. Установка представляет собой электромеханическое, компактное, мобильное устройство, позволяющее проводить исследования на любой местности. Мощность установки – 120 Вт, источником питания служит аккумулятор, питающий напряжением в 12 В. Источник сейсмических колебаний предназначен для целей мало глубинной сейсморазведки высокого разрешения, инженерной геофизики.

Авторами приводится экспериментальное сравнение сконструированной установки с источником сейсмических колебаний, применяемый в инженерной геофизике – кувалдой, а также проводится сравнение с аналогичными установками различного производства.

В результате проделанной работы, авторы отмечают эффективность применения сконструированной установки, по сравнению с аналогичными источниками импульсных колебаний.

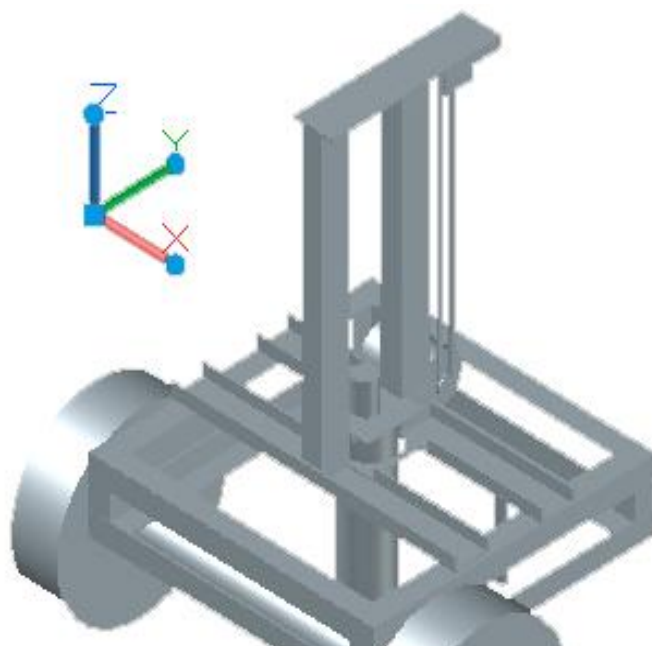


Рис. 1. Импульсный источник упругих колебаний

**НЕФТЯНОЙ ПОТЕНЦИАЛ ЧУВАШИИ:
МЕТОДЫ ПОИСКОВ И ГЕОЛОГИЧЕСКИЕ РЕЗУЛЬТАТЫ
(PETROLEUM POTENTIAL OF CHUVASHIA:
METHODS OF PROSPECTING AND GEOLOGICAL RESULTS)**

Рахимов Т.М.

(научный руководитель: доцент Никонорова И.В.)

Чувашский государственный университет имени И.Н. Ульянова

Чувашия, как часть Русской платформы, расположена в краевой западной части Волго-Уральской нефтегазоносной провинции. Для территории характерна низкая степень геолого-геофизической и буровой изученности (по плотности сейсмопрофилей, бурению). Этим обусловлена схематичность в описании глубинного геологического строения и оценка нефтеносности – малоперспективные земли. При этом вовлечение в освоение малоизученных и вследствие этого недостоверно оцененных земель Чувашии, периодически прерывалось из-за кризисных проявлений в экономике. Так имели место отказы ряда компаний от лицензий на право пользования участками недр в целях геологического изучения на нефть и газ. Такая ситуация находится в очевидном противоречии с развитой инфраструктурой и экономикой региона; кроме того, по территории проходят магистральные трубопроводы «Уренгой-Помары-Ужгород», «Альметьевск-Норси». Научно-производственными специализированными организациями за последний период выполнен комплекс геофизических (сейсморазведка МОГТ, др.) и геохимических исследований. В результате всего комплекса работ, в т.ч. глубокого бурения, существенным образом изменилась информационная база прогнозирования геологического разреза и нефтеносности. Сейчас можно утверждать, что на северо-востоке Токмовского свода возможно обнаружение залежей нефти: наиболее перспективна восточная часть Чувашии (Марпосад-Карлинский блок), сопредельная с Западным Татарстаном. Снизить «первичный» геологический риск инвестиционных проектов может государственно-частное партнёрство (субсидирование проектов). Так как территория Чувашии входит в состав Волго-Вятского экономического района, практически лишенного собственных источников УВ-сырья, открытие здесь даже небольших по запасам месторождений будет иметь большое социально-экономическое значение. Учитывая природно-ландшафтные условия региона, освоенность земель, высокую плотность населения, экономически и экологически целесообразно обустройство подземных газохранилищ. Здесь надо учитывать геоэкологическую составляющую устойчивости геологической среды, которую по территории Чувашии можно оценить от умеренной до повышенной: по степени устойчивости к техногенному воздействию выделяются группы геологических формаций – от неустойчивых к техногенным нагрузкам до критически неустойчивых.

**КАРТИРОВАНИЕ ЗОН ТРЕЩИНОВАТОСТИ
СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ С ПОМОЩЬЮ МЕТОДА
МИГРАЦИИ ДУПЛЕКСНЫХ ВОЛН
(MAPPING OF FRACTURE ZONES OF STRUCTURALLY COMPLEX
CARBONATE REVERVOIR OF THE TIMAN-PECHORA PROVINCE
BY USING THE METHOD OF DUPLEX WAVE MIGRATION)**

Романова Е.В., Нагорная И.А., Нагорный С.А.
(научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Шилов Г.Я.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В общемировой тенденции истощения легкоизвлекаемых запасов углеводородов терригенных коллекторов, все большее значение приобретает проблема освоения месторождений нефти и газа, залегающих в карбонатных коллекторах, часто характеризующихся резкой неоднородностью и сложностью строения.

Оценка роли трещин природного резервуара в фильтрационных и емкостных свойствах углеводородов – один из самых слабо разработанных вопросов в общей проблеме исследованиях карбонатных пород-коллекторов.

В работе рассматривается один из способов прогнозирования и картирования субвертикальных зон трещиноватости карбонатных толщ. В качестве метода используется миграция дуплексных волн (МДВ), являющийся одним из разновидностей методов сейсморазведки.

Показан опыт применения технологии МДВ для выделения и картирования зон трещиноватости нижнепермских карбонатных пород-коллекторов в пределах Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции. Исследование зон трещиноватости последовательно проводилось на двух соседних месторождениях W и D, характеризующихся общей историей геологического развития, схожим тектоническим и литологическим строением. В процессе интерпретации данных МДВ была построена геолого-гидродинамическая модель месторождения D, а также предложен оптимальный вариант разработки месторождения D, учитывающий зоны трещиноватости. Следует отметить, что метод МДВ применяют в комплексе с другими методами изучения карбонатных коллекторов, геологических, каротажных и др.).

Изучение карбонатных коллекторов, и, следовательно, правильное их моделирование с учетом неоднородности структуры и сложности строения позволяют увеличить эффективность бурения и эксплуатации скважин, минимизировав при этом экономические и технические риски, а также обеспечивая более высокую нефтеотдачу за счет осознанного использования особенностей трещиноватого коллектора при выборе системы разработки.

**ОПЫТ СОЗДАНИЯ СБАЛАНСИРОВАННЫХ РАЗРЕЗОВ И
ОЦЕНКИ ТОЧНОСТИ СЕЙСМОПРОФИЛИРОВАНИЯ ОДНОГО ИЗ
РАЙОНОВ ЮЖНОЙ ЧАСТИ ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА И
ЗОНЫ ПЕРЕДОВЫХ СКЛАДОВ УРАЛА
(THE EXPERIENCE OF GENERATING GEOLOGICAL BALANCED
SECTIONS AND ASSESSING SEISMIC SURVEY ACCURACY OF ONE
OF DISTRICTS OF THE PREURAL FOREDEEP SOUTHERN PART
AND THE AREAS OF FRONT FOLDS OF THE URALS)**

Русинович В.В., Тагворян Л.Э.

(научный руководитель: Бондарев А.В.)

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

Сейсмопрофилирование – один из основных методов построения геологических профилей через территории, совмещающий результаты скважинных работ и сами сейсмические исследования. Данный метод в настоящее время позволяет весьма точно и эффективно изучать платформенные области, характеризующиеся относительно низкой степенью тектонической нарушенности. Однако известно, что часть запасов нефти и газа связана со складчатыми областями (вплоть до формирования поясов нефтегазоносности), для которых характерно сложное строение, изучение которого сейсмическими методами встречает ряд определенных трудностей.

Известно, что метод сейсмопрофилирования основан на отличии скорости прохождения волн в породах различной плотности, он связан с определенными трудностями в виде: естественных колебаний земли, одновременным приходом волн отраженных от разных слоев, распространением волн не только поперек разреза, но и вдоль. К этим трудностям в складчатых областях добавляются зоны повышенного уплотнения и трещиноватости, перевернутое залегание складок, сдвиги пластов относительно друг друга, что может привести к неточности результатов сейсмических исследований.

В данной работе поставлена цель на примере южной части Предуральского передового прогиба построить сбалансированные геологические разрезы на основании имеющихся сейсмических профилей и по степени неувязки оценить, точность выполненных сейсмических исследований. Построение сбалансированных разрезов заключается в восстановлении палеогеологических условий до тектонической активизации и базируется на базовых принципах: первично субгоризонтального залегания слоев и незначительных изменения мощности пластов после литификации.

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ТУЛЬСКО-БОБРИКОВСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ ЗАЛЕЖИ РОМАШКИНСКОГО НЕФТЯНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ И ПОСЛЕДУЮЩАЯ ИХ ДОРАЗВЕДКА
(FORMATION CONDITIONS OF THE TULA-BOBRIKOV DEPOSITS
OF THE ROMASHKINSKOYE OIL FIELD AND THEIR FOLLOWING
DEVELOPMENT)**

Салахова М.Ф., Зинуров Л.А.

(научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Смелков В.М.)

Казанский (Приволжский) федеральный университет

Истощение запасов основных разрабатываемых пластов управлением ПАО «Татнефть», характерное для последней стадии разработки приводит к рассмотрению тупиковых зон, линз, изолированных поднятий. Поэтому цель работы - выявление условий формирования локальных залежей в терригенных коллекторах тульско-бобриковских отложений и последующая их доразведка. Задачи: доизучить тульско-бобриковских отложений в пределах северной части Залежи №31; предложить участки для проведения сейсморазведочных работ для разведочного бурения с целью прироста запасов.

Для понимания условий формирования резервуаров отложений на данной территории, приуроченной к Южно-Татарскому своду, были реконструированы палеотектонические и седиментационные условия, изучение которых направлено на доразведку тульско-бобриковских отложений в пределах северной и северо-западной части залежи №31.

На одной из скважин были проведены сейсмические исследования методом непродольного вертикального сейсмопрофилирования, что позволило выявить распространение коллектора в восточном направлении. По результатам проделанных работ предложено бурение разведочной скважины №5 в восточном направлении. Результаты дальнейшей оцифровки и переинтерпретации геофизического материала позволили выявить еще 2 перспективных участка, находящихся в северо-западной части залежи №31.

Основной вывод на данном этапе работы: формирование залежей тульско-бобриковского возраста в северной части залежи № 31 связано с Камско-Кинельской системой прогибов и благоприятными геологическими условиями на пути миграции углеводородов: наличием поднятий, сложенных коллекторами. Предлагаются дальнейшие ГТМ: бурение разведочной скважины №6, зарезка БГС из скважины № 5, при положительных результатах произвести дополнительные ГТМ по зарезкам, опробовании пласта на скважине №2, по окончании работ - подсчет запасов.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ
СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИКАСПИЙСКОЙ
НИЗМЕННОСТИ
(RESERVOIR PROPERTIES DETERMINATION OF COMPLEX
STRUCTURE RESERVOIRS OF THE CASPIAN DEPRESSION)**

Самохвалов Н.И.

(научный руководитель: д.г.-м.н. Коваленко К.В.)

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

В настоящее время основной прирост объема промышленных запасов нефти приурочены к сложным коллекторам. Изучение таких коллекторов должно обязательно включать в себя как лабораторные исследования, так и геофизические исследования скважин.

Изучаемый район расположен на юго-востоке Прикаспийской низменности у побережья Каспийского моря. Территория района работ характеризуется грядовым рельефом с выраженным мезорельефом, проявляющимся в образовании бугров и дюн высотой до 5 м в связи с активной ветровой деятельностью. Абсолютные отметки рельефа колеблются в пределах от -21,36 м до - 23,73 м.

Целью данной работы является установление петрофизических связей и сопоставление данных петрофизических исследований с каротажными кривыми.

Объектом исследования являются терригенные коллекторы мезозойского возраста с многокомпонентным составом скелета.

В работе представлены результаты комплексного литолого-петрофизического, геохимического и физико-химического исследования керна. По данным исследования было определено, что терригенные породы имеют полимиктовый состав, также присутствуют пирит, битумойды и кероген.

КОНТРОЛЬ И УЧЁТ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В РОССИИ (CONTROL AND ACCOUNTING OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS IN RUSSIA)

Семенищева К.М.

(научный руководитель: доцент Субботина Е.В.)

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

Контроль ресурсов попутного нефтяного газа (ПНГ) необходимо осуществлять на всех объектах сбора и подготовки нефти, поскольку на сегодняшний день только таким способом можно определить наиболее точное количество попутного нефтяного газа в целом по месторождению.

Проектирование пунктов учета (ПУ) в соответствии с РД 39-083-91 должно осуществляться на основании задания на проектирование, утвержденного заказчиком. ПУ должны обеспечивать определение количества и качества ПНГ на соответствие требованиям НТД. Средства измерений, используемые на ПУ: преобразователь измерительный перепада давления и абсолютного давления, термопреобразователь измерительный температуры, вторичная измерительная аппаратура, лабораторные анализаторы качественных характеристик газа. Арматура ПУ не должна допускать перепуски и утечки газа.

В период с 2011 по 2015 год процент полезного использования ПНГ стабильно увеличивался: если в 2011 году он составлял 75,5%, то по итогам 2015 года уровень полезного использования ПНГ в России составил уже 88,2%. Следует отметить, что в 2016 году показатель несколько снизился на 0,8% и составил 87,4%. При этом ожидается, что целевой уровень утилизации газа в 95% будет достигнут не ранее 2020 года.

Причиной роста статистики может служить то, что наряду с нефтяными компаниями, проблемой учета ПНГ занимается государство. Соответствующим постановлением Правительства РФ с 1 января 2013 года установлено: если месторождение не оборудовано приборами учета объемов ПНГ, то коэффициент на штрафы за загрязнение окружающей среды при сжигании попутного газа возрастает до 120 (в 2012 году этот коэффициент равнялся 6).

Прогнозировать точное количество ПНГ затруднительно даже при строго определённых объёмах добычи нефти. Нередко в том же объёме добычи нефти количество нефтяного газа оказывается гораздо большим, чем предполагалось исходя из пластового газового фактора. Однако уже через некоторое время газ может практически иссякнуть.

Важно знать динамику изменения рабочих газовых факторов и компонентный состав ПНГ. Это позволяет повысить вероятность определения реальных объёмов добываемого ПНГ для контролируемого периода.

ОСОБЕННОСТИ ЛОКАЛИЗАЦИИ ЗАЛЕЖЕЙ РАЗЛИЧНОГО ТИПА В ПРЕДЕЛАХ БУХАРО-ХИВИНСКОГО РЕГИОНА УЗБЕКИСТАНА (LOCALIZATION FEATURES OF HYDROCARBON ACCUMULATIONS IN BUKHARO-KHIVA REGION IN UZBEKISTAN)

Сивайкова Т.В.

(научный руководитель: профессор Хафизов С.Ф.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

С точки зрения нефтегазоносности Бухаро-Хивинский регион является одним из наиболее продуктивных на территории бывшего СССР, о чём свидетельствует ряд открытых на сегодняшний день месторождений углеводородов (в т.ч. таких крупных как Газли, Зеварды, Шуртан и др.).

Анализ имеющихся на текущий момент геолого-геофизических материалов позволяет утверждать, что недра данной территории и по сей день заключают в себе значительный неразведанный нефтегазоносный потенциал, содержащийся в ещё не выявленных залежах. В связи с этим наибольшую актуальность приобретает вопрос выявления наиболее распространённых типов залежей и прослеживания закономерностей их размещения в пределах исследуемой территории.

В соответствии с классификацией залежей по типу связанных с ними ловушек (по И.О. Броду), в пределах Бухаро-Хивинского региона выделяются 8 основных типов залежей, наибольшим распространением из которых характеризуются: пластово-сводовые, массивные в биогенном выступе и пластово-сводовые тектонически экранированные. При этом первые из них пользуются преимущественным развитием на западе, вторые – на юго-востоке, а третьи – на востоке данной территории.

Столь ярко выраженная закономерность в их размещении не случайна и представляет собой результат господства тех или иных геологических условий в пределах отдельных участков данного региона, обусловивших, таким образом, формирование и преобладающее развитие конкретных типов залежей. Так, массивные в биогенном выступе залежи локализованы исключительно на участке распространения барьерно-рифовой системы; пластово-сводовые – в области, развивавшейся в относительно спокойных геотектонических условиях; пластово-сводовые тектонически экранированные – в зоне воздействия активных тектонических процессов.

Таким образом, комплексное исследование особенностей размещения залежей различного типа совместно с имеющейся геолого-геофизической информацией позволяет сделать прогноз их наиболее вероятных типов, которые могут быть выявлены в дальнейшем, а также установить их потенциальную локализацию. А поскольку идентификация различных типов залежей требует применения различных поисковых методик, данный анализ значительно увеличивает шансы постановки корректного комплекса последующих геологоразведочных работ.

**РАЗРАБОТКА НОВОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ КОНТРОЛЯ
ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБСАЖЕННЫХ КОЛОНН В
СКВАЖИНАХ
(DEVELOPMENT OF A NEW SYSTEM FOR THE CONTROL OF
TECHNICAL STATE CASED COLUMNS IN WELLS)**

Сивцев А.Ю.

(научный руководитель: профессор Рубан Г.Н.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В целях повышения качества диагностики цементного камня, разрабатываемая новая система контроля технического состояния обсаженных колонн в скважинах требует новый источник возбуждения колебаний.

В работе описаны устройство источника колебаний для датчика системы контроля технического состояния скважины, а так же рассмотрены возможности его размещения в корпусе прибора. Детально разобран механизм устройства-излучателя: его принцип действия, расчет количественных параметров, характеризующих работу устройства, выявление ограничений, связанных с эксплуатацией источника.

Исходя из геометрических характеристик, было рассмотрены возможное количество источников а так же различные возможные положения их в корпусе прибора и выделены наиболее выгодные из них.

На основе анализа физических и геометрических параметров были сделаны выводы о применимости данного устройства в различных условиях.

**ИЗУЧЕНИЕ СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЙ ФОРМИРОВАНИЯ
АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДОВ
ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА
(THE STUDY OF STRUCTURE AND ACCUMULATION CONDITIONS
OF THE ACHIMOV DEPOSITS BY APPLYING THE FACIES
ANALYSIS METHOD)**

Сморозин Е.Н.

(научный руководитель: Логинова Н.С.)

Поиск и разведка природных резервуаров в отложениях ачимовской толщи вызывают несомненный интерес, поскольку в них находятся значительные запасы углеводородов. Часто на одном месторождении на одинаковых гипсометрических отметках залегают пласты с разным насыщением. Вероятно, каждый песчаный пласт представляет собой изолированный резервуар. Проблемы выявления таких ловушек связаны с тем, что структурный фактор не является определяющим. Линзовидная форма песчаных тел клиноформной толщи, их надежная изолированность, обеспечивает плотную упаковку в пространстве, поэтому потенциальные залежи в подобных телах практически не зависят от антиклиналей, а контролируются собственной морфологией каждой индивидуальной линзы и качеством коллекторов. Данная работа содержит результаты выявления подобных резервуаров на Имилорско-Источном месторождении.

Совместное использование данных сейсморазведки и ГИС позволяет локализовать и описать пространственное расположение ачимовских резервуаров с учетом генезиса их образования. Ввиду ограниченного объема кернового материала при бурении глубоких скважин сейсмофациальный анализ является наиболее распространенным методом прогноза фациальных свойств пласта при поиске и разведке залежей полезных углеводородов.

Методика направлена на определение характера наложения и условий осадконакопления продуктивных пластов и оценки их литологического состава.

Выполнено исследование корреляционной зависимости эффективной мощности песчаных пластов от различных динамических параметров волнового поля. Выявлены закономерности распространения песчаных тел по площади. Выполнена оценка возможных подходов изучения прогноза песчаных тел методами сейсморазведки и ГИС. Даны карты прогнозных эффективных толщин, на основе которых возможно выделить наиболее перспективные участки для размещения эксплуатационного фонда скважин и дальнейших ГРП. Использовать сейсмогеологическую модель как основу при гидродинамическом моделировании и ПЗ.

2D МОДЕЛЬ ЭВОЛЮЦИИ ГАУС ЧУКОТСКОГО МОРЯ (2D EVOLUTIONARY MODEL OF CHUKCHA SEA)

Таржанов Р.Ж.

(научный руководитель: профессор Кузнецов Н.Б.)

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

В работе представлена 2D модель познепалеозойско-мезозойско-кайнозойской эволюции осадочного бассейна (включая ГАУС), расположенного на шельфе Чукотского моря. В качестве основы для создания модели использован комбинированный профиль, пересекающий Чукотское море в близ-широтном направлении (рис. 1). Для российской части использован сейсмический профиль SC-17, пройденный «Севморгео», для американской части – сейсмогеологический разрез по линии скважин Клондайк, Крэкерджак, Попкорн, Бургер, Даймонд, а также выполненная автором интерполяция между некоторыми из них.

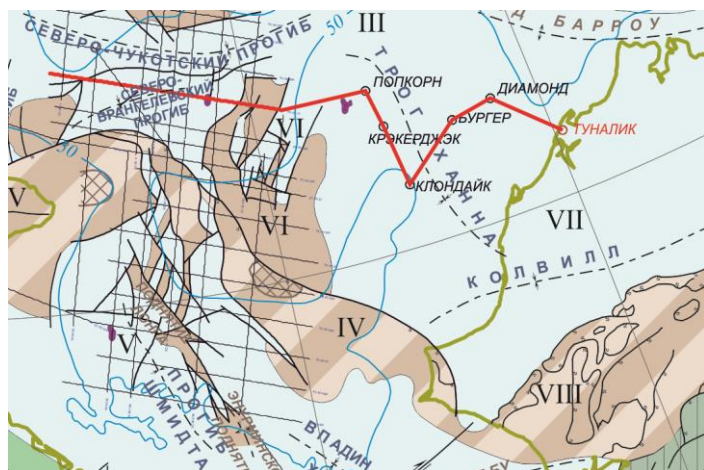


Рис. 1. Положение профиля (красная линия), по которому выполнено 2D бассейновое моделирование.

В качестве основы использована структурно-тектоническая схема Восточной Арктики, составленная в «Севморгео» по материалам В.А. Виноградова, Н.И. Филатовой и В.Е. Хаина.

Всего в осадочном чехле Чукотского моря выделено 5 комплексов, которые представлены породами разного возраста от палеозойского фундамента до четвертичных отложений.

В качестве нефтегазоматеринских пород (НГМП) в модели приняты породы формации Эчука, распространенные в американском секторе, а также её стратиграфические и вещественные эквиваленты «протягиваемые» в российский сектор. Роль покрышек (флюидоупоров) играют сланцевые слои (Ловер Кингак, Пейбл-Шейл и др. их вещественные эквиваленты), перекрывающие коллекторы. Как породы-коллекторы в модели рассматриваются горизонты песчаников формации Купарук и Ивишак.

В соответствии разработанной моделью ГАУС генерация УВ флюидов началась в пермское время. Вплоть до настоящего времени НГМП находятся в зоне «нефтяного окна» – генерация УВ продолжается.

**ОЦЕНКА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПО ОБРАЩЕНИЮ С ОТХОДАМИ
НЕФТЕДОБЫЧИ, ОБРАЗОВАННЫМИ В РЕЗУЛЬТАТЕ
БЕЗАМБАРНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН В ВОДООХРАННЫХ
ЗОНАХ ВОДНЫХ ОБЪЕКТОВ НА ТЕРРИТОРИИ
СРЕДНЕТАЕЖНОЙ ПОДЗОНЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(EVALUATION OF THE TREATMENT OF OIL RESIDUES
PRODUCED AS A RESULT OF THE PITLESS DRILLING IN WATER
PROTECTION ZONES OF WATER OBJECTS ON THE TERRITORY
OF WESTERN SIBERIA, THE MIDDLE TAIGA ZONE)**

Тимофеева А.А.

(научный руководитель: профессор Аковецкий В.Г.)

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

Указом Президента России от 5 января 2016 года №7 предусмотрено проведение в 2017 году в России Года экологии и особо охраняемых природных территорий (ООПТ), приоритетными направлениями которого являются совершенствование регулирования деятельности в области обращения с отходами, а также охрана водных объектов, что обуславливает актуальность данной темы.

В работе произведена оценка схем обращения с отходами нефтедобычи Регламента по охране окружающей среды при проектировании и производстве работ на кустах скважин и одиночных поисково-разведочных скважинах ОАО «Сургутнефтегаз», расположенных в водоохраных зонах водных объектов (подготовительные, вышкомонтажные работы и строительство скважин) РД 5753490-053-2015. Научная новизна исследования заключается в определении соответствия технологических приёмов, приведённых в Регламенте, наилучшим доступным технологиям (НДТ).

Установлен IV (малоопасный) класс опасности пробы бурового шлама в соответствии с Приказом МПР 536 от 04.12.2014 «Критерии отнесения отходов к I - V классу опасности по степени негативного воздействия на окружающую среду». Расчёт класса опасности пробы шлама по степени опасности отхода для окружающей среды выполнен в программе «ИНТЕГРАЛ». Класс опасности бурового шлама по кратности разведения водной вытяжки из отхода, при которой вредное воздействие на гидробионты отсутствует, определён в результате проведённых лабораторных токсикологических исследований (биотестирование) с использованием тест-объектов *Daphnia magna Straus*, *Paramecium caudatum Ehrenberg*.

Сформулированы рекомендации, сделан вывод о том, что применительно к сильно обводнённым ландшафтам Западной Сибири технологические решения, изложенные в Регламенте, являются приемлемыми.

**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., доцент Муминов А.С.,
ассистент Испахев Д.С.)

Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в городе Ташкенте

Месторождение Новый Алан сложено карбонатными породами верхней юры, которые приурочены к XV, XV-a продуктивным горизонтам.

На 40 образцах цилиндрической формы, выбуренных из керна карбонатной породы, были определены такие характеристики как: пористость, проницаемость, остаточная водонасыщенность, удельное электрическое сопротивление, скорость распространения продольных волн, для выявления петрофизических связей между ними.

Коэффициент открытой пористости меняется от 1,86 до 5,59% , а в среднем составляет 4,82%. Коэффициент остаточной водонасыщенности меняется от 58,7 до 97,1%, а среднее значение составляет 76,02%. Удельное электрическое сопротивление варьируется от 3,85 до 154 Ом*м. Параметр пористости для полностью водонасыщенных пород при атмосферных условиях варьируется от 50 до 2000. Скорость распространения упругих волн меняется от 3953 до 5988 м/с, со средним значением 5059 м/с, интервальное время изменяется в пределах от 167 до 253 мс.

Зависимость параметра пористости от коэффициента открытой пористости описывается формулой $P_n = 1/K_{o.n}^{1,72}$, где 1,72 – это структурный показатель, который показывает степень сцементированности зерен горной породы, характерный для карбонатных пород с преимущественно порово-трещинным типом пористости.

Зависимость параметра насыщения от коэффициента остаточной водонасыщенности описывается формулой $P_n = 1/K_{o.b}^{1,55}$, где 1,55 – это показатель, характеризующий структуру порового пространства породы, характерный для гидрофильных карбонатных пород.

Зависимость между интервальным временем пробега продольной волны и коэффициентом открытой пористости в численном выражении имеет вид $\Delta T = 10.601K_n + 150$.

Установлена связь удельного электрического сопротивления по теории Друде, с уравнением Арчи-Дахнова, описывающим зависимость удельного электрического сопротивления от коэффициента пористости насыщенных горных пород.

ПРОГНОЗ АНИЗОТРОПИИ ПО СЕЙСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ (ANISOTROPY FORECASTS FOR SEISMIC DATA)

Туренина А.В.

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

Анизотропия — различие свойств среды в различных направлениях внутри этой среды. Пренебрежение анизотропией или ее недостаточный учет могут привести к невозможности решить проблемы корректного прогноза геологического строения.

В данной работе рассматривается выявление анизотропии в системе Vista при помощи средства построения глубинно-скоростных моделей.

Последовательность и методы построения ГСМ и анализа анизотропии:

- определение кинематических поправок на основе анализа вертикальных спектров скоростей;
- трассирование волновых фронтов и анализ подборок постоянного удаления;
- анализ анизотропных параметров (эпсилон, дельта) в подборках постоянного удаления;
- анизотропный анализ скоростей;
- временная миграция до суммирования;
- глубинная миграция с учетом анизотропии;
- подбор значения скорости для фокусировки изображения;
- анализ остаточных кинематических сдвигов.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СКВАЖИННЫХ СКАНИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ (COMPARATIVE ANALYSIS OF MICROIMAGING TOOLS)

Федорова А.Ю.

(научный руководитель: старший преподаватель Сребродольская М.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Сканирующие методы геофизических исследований скважин позволяют с высокой степенью достоверности и детализации определять физические свойства горных пород, поэтому приобретают всё большую актуальность среди других методов. Особое место в ряду высокоразрешающих методов геофизических исследований по широте спектра решаемых задач занимает пластовый микросканер.

Пластовый микросканер используется для выделения интервалов коллекторов при тонком переслаивании, выделения трещин и оценки параметров трещинных зон, определения общего количества трещин, их плотности и раскрытости в интервалах разреза, угла наклона и азимута простирания пластов и трещинных систем, геонавигации при бурении.

Микросканеры делятся на два типа в зависимости от условий записи: каротаж на кабеле и трубах (Wireline) и каротаж в процессе бурения (LWD). Имиджи – двумерные графические отображения разреза, полученные путем измерения микросканером, классифицируются по физическим свойствам на следующие разновидности: имиджи плотности, имиджи сопротивления, имиджи проводимости, имиджи интервального времени и амплитуды, имиджи гамма-каротажа и имиджи фотоэффекта.

Получение имиджей в процессе бурения не только минимизирует время и затраты на получение актуальной для проводки скважины информации, но и вносит значимый вклад в детальное изучение свойств природного резервуара, также позволяет прогнозировать перспективные зоны для горизонтального бурения. Имиджи, полученные путём каротажа на кабеле, позволяют проводить текстурный, фациальный, структурный и седиментологический анализы даже в тех интервалах, где не отобран керн.

В данной работе проведены всесторонний анализ каждого микросканера и сравнение микросканеров Wireline и LWD по техническим характеристикам, решаемым задачам и по другим критериям, в ходе чего выявлены все достоинства, недостатки и ограничения в их применении. Повысить надёжность оценки петрофизических параметров, достоверность выделения трещинных систем, прослоёв коллекторов тонкослоистых разрезов и увеличить проходку горизонтальной скважины по коллектору возможно путём применения оптимального типа микросканера.

**НОВЫЙ ВЗГЛЯД НА ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ
ПАШИЙСКОГО ГОРИЗОНТА АЗНАКАЕВСКОЙ ПЛОЩАДИ
РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ
(A NEW LOOK AT GEOLOGICAL STRUCTURE OF PASHIAN
HORIZON OF AZNAKAEVSKAYA AREA, ROMASHKINSKOE OIL
FIELD)**

Федотов М.В., Магдеев М.Ш.
Инженерный центр ПАО Татнефть

На сегодняшний день добыча нефти из пашийского объекта Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения нефти характеризуется резким падением и близкой к критичной обводненностью добываемой продукции. Перед разработчиками стоит задача приостановить падение объемов добываемой продукции либо уменьшить его градиент и снизить процент обводнения. Для выполнения поставленной задачи было решено провести комплексное геологическое и гидродинамическое моделирование с применением современных технологий (программный комплекс IrapRMS ROXAR).

Накопленный за время эксплуатации материал по геологии и разработке позволил концептуально изменить геологическую модель и разработать новую, с применением фациального анализа для распределения пластов коллекторов в отложениях пашийского горизонта, как по разрезу, так и по площади.

В пашийское время на территории месторождения накапливались прибрежно-морские и шельфовые фации, по мере удаления от береговой линии: волно-прибойной зоны – базальный пласт; лагунной зоны – лагунные глины; приливно-отливной зоны – баровый пласт и приливно-отливной канал; забаровой зоны – забаровые глины; фации конусов выноса. Кроме этого, присутствовали речные палеодолины, которые заполнены смешанными фациями речной русловой и волно-прибойной. На сформированную последовательность осадков, в течение геологической истории наложился разновозрастные тектонические подвижки. Вначале были проанализированы разрезы пашийского горизонта во всех скважинах площади для выделения и оценки суммарной толщины стандартного набора фаций в каждом цикле. Добавления к стандартному разрезу изменений в различных сочетаниях обусловило необходимость типизации разрезов для выделения этих изменений.

Для подтверждения разделения смешанных русловых и волно-прибойных фаций были проанализированы результаты исследований керна на предмет изменения емкостно-фильтрационных свойств.

В результате проведенных исследований создана в программном комплексе IrapRMS ROXAR новая геологическая модель пашийского горизонта (D_{3ps}) Азнакаевской площади.

КОМПЕНСАЦИЯ Q ПОГЛОЩЕНИЯ (SEISMIC COMPENSATION Q ABSORPTION)

Федяев И.А.

(научный руководитель: Фиников Д.Б., Карапетов Г.А.)

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

Многие годы величайшие умы человечества задумывались о неполноте регистрируемой энергии сейсмического поля. В данной работе затрагивается история и попытки объяснить многими именитыми геофизиками явление поглощение(Q поглощение) высокочастотной составляющей сигнала.

Работа включает множество тестов, оценок и предположений при подборе описания наиболее быстрого алгоритма выводящее Q поглощение. А так же рассматриваются многие другие плюсы и минусы данного алгоритма на основе теории и практики .

Будут показаны реальные отработки алгоритма по некоторым данным и приведены примеры фактического сравнения отличий до отработки алгоритма и после.

В заключении будут представлен список используемой литературы и некоторые другие разработки алгоритмов связанные с реальными тестами и написаниями на производстве.

НАДЁЖНОСТЬ КАВЕРНОМЕТРИИ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ (CALIPER RELIABILITY IN HORIZONTAL WELLS)

Фролов В.М., Чернышов Т.В.

(научные руководители: доцент Сребродольский А.Д.,
старший преподаватель Сребродольская М.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В процессе бурения диаметр скважины изменяется относительно номинального в зависимости от литолого-петрографических свойств горных пород и технологии бурения; в горизонтальных скважинах (ГС) большое влияние на реальный диаметр оказывают гравитационные силы.

Кавернометрия – это метод ГИС, который позволяет определять текущий реальный диаметр скважины. Кавернометрия необходима для получения данных о техническом состоянии скважины, литологическом строении разреза, а также для внесения поправок в показания других методов ГИС, что в свою очередь влияет на достоверность оценки фильтрационно-емкостных свойств вскрытых отложений.

Наиболее простыми и надёжными являются механические каверномеры и профилемеры, но их применение в ГС невозможно. В связи с этим там используются следующие типы каверномеров: акустические, плотностные, нейтронные, резистивиметрические.

В последнее время получил распространение вид записи каротажа в процессе бурения ГС – LWD (Logging While Drilling). Приборы LWD входят в состав бурильной колонны, в связи с чем к ним предъявляются повышенные требования устойчивости к внешним воздействиям на них, в том числе и к каверномерам.

Целями настоящей работы являлось выделить круг задач, которые можно решать по данным кавернометрии в ГС, оценить возможности кавернометрии, определить степень надёжности данных кавернометрии в ГС и выявить достоинства и недостатки каверномеров разных типов.

Для достижения поставленных целей был произведен сравнительный анализ следующих данных, полученных из ГС:

1. плотностной кавернометрии при бурении и обратной проработке;
2. плотностного псевдокаверномера и акустического каверномера;
3. различных типов псевдокаверномеров в процессе бурения.

Развитие горизонтального бурения продиктовало необходимость создания новых типов каверномеров. Нынешнее разнообразие приборов позволяет решать широкий круг задач в любых скважинных условиях, причём точность некоторых каверномеров из LWD-систем сопоставима с аналогами на кабеле. Данные кавернометрии позволяют не только оценить техническое состояние скважины и вводить поправки за влияние скважины, но и уточнять литологическое строение разреза.

**ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ВЕРХНЕМЕЛОВОЙ
ФОРМАЦИИ SHIRANISH В ЮГО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ
ИРАКСКОГО КУРДИСТАНА
(GEOCHEMICAL CHARACTERIZATION OF THE UPPER
CRETACEOUS SHIRANISH FORMATION IN THE SOUTH-EASTERN
PART OF IRAQI KURDISTAN)**

ХамаАмин Ребаз А.

(научный руководитель: профессор Хафизов С.Ф.)

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

Проведены геохимические исследования образцов керна в интервале глубин 2100-3900м из формации Shiranish в юго-восточной части Иракского Курдистана. Образцы представлены сланцевыми породами. Углеводородный нефтематеринский потенциал оценивался по содержанию органического углерода (ТОС) и результатам пиролиз Rock-Eval. Установлены умеренные до высоких измеренные значения ТОС (0.74-1.52 мас.%), соответственно, умеренные до очень высоких значений HI (354-688 мг HC / г ТОС) и S2 (2.62-10.46), что указывает на умеренный до очень высокого нефтематеринский потенциал этих пород с преобладанием керогена II типа. Значения Tmax в диапазоне от 429 до 437 °C на глубине до 2100 м соответствуют стадии зрелости близкой к верхней границе нефтяного окна. В этих образцах преобладают сингенетичные битумоиды, однако диагностированы и эпигенетичные, что свидетельствует о начале процессов генерации жидких УВ.

ПОЯВЛЕНИЕ ЗОЛОТА В МОСКОВСКОЙ ОБЛАСТИ (THE APPERANCE OF GOLD IN THE MOSCOW REGION)

Харыбина А.С.

(научный руководитель: профессор Флоренский П.В.)

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

Геологической достопримечательностью Подмосковья являются четвертичные ледниковые отложения, покрывающие север Восточно-Европейской равнины. В северной части Московской области преобладают морены, принесенные ледником со Скандинавии во время четвертичного оледенения. По разнообразию тяжелых минералов пески из этих моренных отложений напоминают пески таких рудных районов, как Алтай, Урал, Забайкалье.

Золотоносность ледниковых отложений Русской равнины не является новостью, так как ещё в 19 веке в Тверской губернии на ведро песка получали до 15 чешуек золота.

О наличии малых количеств золота в Подмосковьё стало известно в начале 20 века. В Икшинском овраге его содержание считается самым высоким.

В овраге на ведро песка в настоящий момент приходится около 3-5 крупиц, которые не превышают в поперечнике одну десятую миллиметра. Сравнение фотографий собранных частиц с эталонными атласами позволило думать, что золотники аналогичны тем, что можно встретить в Карелии и на Кольском полуострове. Золото Подмосковья – высокопробное, только центральная часть обломков имеет низкую пробу (870).

По некоторым данным, в моренных отложениях зачастую находится до нескольких десятков миллиграммов золота на тонну породы. Такие мизерные концентрации не имеют промышленного значения, они интересны для геологов и минералогов-любителей.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОГО СОСТАВА И
КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ГЛИНИСТЫХ ПОРОД
ХАДУМСКОЙ СВИТЫ ПО ДАННЫМ ГИС
(DETERMINATION LITHOLOGY AND RESERVOIR PROPERTIES
OF CLAY KHADUM ROCK FORMATION BASED ON DATA OF GIS)**

Хаустова Н.А., Юрова Д.Ю.

(научные руководители: доценты Городнов А.В., Черноглазов В.Н.)

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

В настоящее время у исследователей сложилось достаточно полное представление о модели пород хадумской и баталпашинской свит. По данным разных исследователей отложения этих свит характеризуются переслаиванием аргиллитов, глинистых пород с широким диапазоном изменения карбонатности, кремнистости, высоким содержанием органического вещества. Нестандартность коллектора заключается в отсутствии жесткого скелета, горизонтальной пустотности, обусловленной трещиноватостью и листоватостью. Изучаемые отложения являются нефтематеринскими, поскольку содержат большое количество органического вещества. На основании этого авторами была разработана методика, позволяющая разделять вклад глинистого и органического вещества в естественную радиоактивность нефтематеринских глинистых пород.

Алгоритм методики определения литологического состава, содержания органического вещества и пористости пород хадумской свиты по данным ГИС состоял из 8-ми этапов: на 1-ом этапе в показания радиоактивных методов вводились поправки за диаметр скважины, после в показания НГК вводилась поправка за влияние гамма-фона, также в начальном приближении вычислялось объемное содержание органического вещества - $K_{орг}$; затем рассчитывалось водородосодержание породы (W) по методике двух опорных пластов по исправленным показаниям НГК; на 5-ом и 6-ом этапе выполнялся расчет объемной глинистости и окончательный расчет $K_{орг}$, соответственно; последние этапы включали в себя графическое представление объемной модели и кривые содержания компонент (глинистость, органическое вещество, карбонатно-кремнистая компонента и пористость).

Авторами также опробована оригинальная методика оценки трещинной пористости и коэффициента проницаемости коллекторов по совместному анализу модельной и фактической кривых акустического метода.

**АНАЛИЗ ТРЕЩИНОВАТОСТИ И МОДЕЛИРОВАНИЕ
РЕЗЕРВУАРА ДЖЕРИБЕ/В.ДХИБАН НА МЕСТОРОЖДЕНИЕ
САРКАЛА, В ИРАКСКОМ КУРДИСТАНЕ
(FRACTURE ANALYSIS AND MODELING OF JERIBE/U.DHIBAN
RESERVOIR IN SARQALA OIL FIELD, IN IRAQI KURDISTAN)**

Хошманад М.А.

(научный руководитель: профессор Хафизов С.Ф.)

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

Месторождение Саркала является крупным нефтяным месторождением, характеризующимся сложным строением, наличием интервалов солевых отложений и наличием интервалов с аномально высоким пластовым давлением. Основные запасы нефти связаны с карбонатными коллекторами, представленными доломитизированными известняками формации Джерибе / В.Дхибан. Данные коллекторы относятся к порово-трещинному типу. Высокая трещиноватость обусловлена расположением исследуемого района в зоне столкновения (коллизии) двух тектонических плит: Аравийской и Иранской.

Тектоническая неустойчивость и механическая деформация, которые происходили в зоне изучаемой площади, вызывают больший интерес к перспективе структурного анализа, так как считается, что коллектор содержит естественно образованные трещины. В связи с этим, был выполнен структурный анализ для нахождения потенциальных областей генерации трещин посредством нахождения средней карты кривизны коллекторов Джерибе/В.Дхибан, который позволил выявить наиболее трещиноватую зону, так как кривизна определялась на основе интерпретации сейсмических горизонтов, что дает минимальную погрешность в обнаружении трещин.

Полученная в результате моделирования трещинная пористость принимает очень малые значения – от нуля до 0,004%, в то время как трещинная проницаемость достигает высокие значения более чем 10000 мД. Эти результаты помогают понять, что емкость коллектора Джерибе/В.Дхибан получается при хорошей матричной пористости, тогда как увеличение продуктивности и миграции флюида полностью зависит от трещинной проницаемости. Расчет трещин коллектора осуществлялся в программном комплексе Petrel для оценки начальных геологических запасов (STOIP) трещин.

Моделирование трещин позволило предсказать более определенные области с лучшим дренированием флюида и с более высокой продуктивностью. Область, где показана максимальная скорость атрибута кривизны отражает максимальную возможность генерации трещины, и так как основной путь движения флюидов в коллекторе зависит от проницаемости трещин, то эти области имеют наибольший потенциал для добычи углеводородов.

УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА (UTILIZATION OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS)

Храбрых О.Д.

(научный руководитель: доцент Субботина Е.В.)

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

Попутный нефтяной газ (ПНГ) – это углеводородный газ, растворённый в нефти или находящийся в «шапках» нефтяных и газоконденсатных месторождений. Кроме метана и этана, ПНГ, в отличие от природного газа, содержит значительное количество пропана, бутана и более тяжелых углеводородов.

Использование ПНГ является неотъемлемой частью эффективного энергопользования и показателем уровня развития экономики страны.

Задача утилизации ПНГ стоит особо остро в нефтедобывающей отрасли, ведь его сжигание приводит к серьезным экологическим проблемам, связанным со значительными выбросами загрязняющих веществ (в первую очередь, окислов азота и углеводородов) на факелах, которые ухудшают экологическую обстановку в нефтепромысловых районах.

Помимо загрязнения окружающей среды, использование попутного нефтяного газа является, скорее, источником дополнительных затрат, снижающих прибыль от нефтедобычи. Основными причинами этого являются отсутствие рынка сбыта ПНГ, удаленность месторождений, неразвитость инфраструктуры по транспортировке ПНГ к объектам газопереработки, убыточность строительства собственных объектов переработки на месторождениях, ориентация компаний на централизованную схему поставок ПНГ, неэффективная система государственного контроля и мониторинга выполнения условий соглашений компаниями-разработчиками недр.

Следует отметить, что 2012 год стал переломным в решении проблемы утилизации ПНГ в России, именно тогда значительно возрос интерес недропользователей к переработке попутного газа. Причиной этому, в первую очередь, стало Постановление Правительства РФ от 08.01.2009 №7 «О мерах по стимулированию сокращения загрязнений атмосферного воздуха продуктами сжигания ПНГ на факельных установках», в котором установлен целевой показатель сжигания ПНГ на факельных установках в размере не более 5% от объема добытого ПНГ.

Таким образом, проблемы утилизации ПНГ на сегодняшний день остаются актуальными, и они решаются лишь частично. Поэтому для решения проблемы необходим комплексный подход. На законодательном уровне нужны не только жесткие меры, но и меры, имеющие стимулирующий характер. Государство могло бы финансово помогать тем компаниям, которые внедряют проекты по утилизации ПНГ, а суровые санкции следует применять лишь к тем предприятиям, которые вообще не хотят заниматься данной проблемой.

**ИССЛЕДОВАНИЕ СОСТОЯНИЯ ДОННЫХ ЛАНДШАФТОВ
КАНДАЛАКШСКОГО ЗАЛИВА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОЛОГО-
ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
(KANDALAKSHA BAY UNDERWATER LANDSCAPES STATUS
RESEARCH WITH GEOLOGICAL - GEOPHYSICAL METHODS)**

Хурматова Г.И.

(научный руководитель: профессор Шнип О.А.)

Центр морских исследований МГУ имени М.В. Ломоносова

При освоении полярных месторождений углеводородного сырья на арктическом континентальном шельфе Российской Федерации актуальным направлением является комплексное выполнение инженерных геологических работ, в состав которых входит детальное изучение поверхности и структуры дна.

Цель – картографирование донных ландшафтов и комплексное представление о пространственной структуре дна на примере восточной части Ругозерской губы в районе острова Высокий (Кандалакшский залив).

Задачи:

- получение данных о строении верхней толщ осадочного чехла с помощью высокочастотного сейсмопрофилирования;
- выделение отдельных литолого-геоморфологических типов и характер поверхности дна благодаря данным ГЛБО и отбору проб;
- интерпретация полученных данных и освоение комплексного подхода к анализу геологических, геофизических, геоморфологических данных для решения задач нефтегазового комплекса на морских акваториях;
- комплексное картографирование пространственной структуры донных ландшафтов;
- сопоставление всех полученных результатов, выделение типов фаций и их характер на исследуемом участке.

В рамках данной работы удалось охарактеризовать отложения придонного слоя как моренные и алевроито-пелитовые илы с включениями песка с локальными включениями мелкого гравия; выделено 4 фации - геоморфологические типы дна морского побережья и связанные с различными участками рельефа; так же получена 3D модель поверхности морского дна и сделана ландшафтная карта-схема пространственной структуры дна; проведен анализ рисков с учетом картирования и выделено 4 типа чувствительности донных ландшафтов к загрязняющим веществам. Благодаря анализу можно сделать выводы о том, что исследуемый полигон не благоприятен для проектирования сооружений нефтегазового комплекса, так как район имеет неоднородный рельеф, с резким изменением уровня нахождения кровли фундамента, имеет высокую интенсивность чувствительности к загрязняющим веществам.

ГИДРОГЕОХИМИЧЕСКИЕ ПОКАЗАТЕЛИ НАЛИЧИЯ НЕФТИ И ГАЗА (HYDROGEOCHEMICAL INDEXES OF OIL AND GAS EXISTENCE)

Цапаев В.С.

(научный руководитель: Ибрагимов Х.Р.)

Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте

В настоящее время при решении практических задач поисков и разведки залежей нефти и газа вопросы гидрогеологии незаслуженно уходят на второй план. Использование гидрогеологических показателей при оценке перспектив нефтегазоносности района очень эффективно и информативно, так как основано на большом влиянии подземных вод на процессы миграции и накопления углеводородов.

К числу гидрогеологических показателей наличия нефти и газа относятся геохимические особенности (состав) вод. В состав подземных вод могут входить как органические, так и неорганические компоненты.

Компоненты органического происхождения. Метан считается показателем газоносности, если его процентное содержание преобладает в составе газов. Наличие в водах большого количества гомологов метана говорит о возможной нефтеносности района. Содержание всех гомологов бензола не превышает 0,1 мг/л для вод пустых и содержащих залежи сухого газа ловушек, тогда как для нефтяных составляет 0,1-10 мг/л. Концентрация аммония в водах нефтегазоносных отложений почти всегда выше 100 мг/л. Высокие и аномально высокие концентрации водорастворимого йода (от 20 мг/л) являются положительным признаком наличия нефти и газа.

Компоненты неорганического происхождения. Повышенная минерализация и Cl-Ca тип вод по классификации Сулина указывают на застойные гидрогеологические условия, благоприятные для существования залежи. Величина хлор-бромного коэффициента менее 200 указывает на присутствие углеводородов. Сода, как побочный продукт реакции углеводородных кислот и сульфата натрия, считается спутником нефти и газа. Повышенное содержание радиоактивных элементов (радия, урана) может свидетельствовать о близости залежей. Отсутствие кислорода и наличие закисной формы железа FeO – как показатели восстановительных условий необходимых для сохранения УВ в залежи.

Нефтегазоносность и нефтегазообразование – более широко распространенные явления, чем формирование залежи; нефтегазоносность и связанные с ней гидрогеохимические признаки остаются и после разрушения залежей. Гидрогеохимические показатели можно использовать только как предварительные, и применение их в комплексе с другими показателями даст полную картину о состоянии и структуре пласта.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ОТЛОЖЕНИЙ БАССЕЙНА БОХАЙ ПО ДАННЫМ ГИС В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОЙ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ (FORMATION EVALUATION OF BOHAI BASIN DEPOSITS IN CASE OF PETROPHYSICAL INFORMATION SHORTAGE)

Цуй Ян

(научный руководитель: доцент Лазуткина Н.Е.)

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

Осадочные бассейны востока Китайской народной республики приурочены к Тихоокеанскому подвижному поясу и закладывались на раздробленном основании платформ Сино-Корейской и Янцзы. Характерным примером является нефтегазоносный бассейн Бохай, который занимает акваторию залива Желтого моря и прилегающие районы суши. Нефтяное месторождение, рассмотренное в работе, расположено на равнине северного Китая, к западу от моря Бохайвань (кит.упр . 渤海湾, пиньинь: Bóhǎiwān) в заливе северо-западной части Жёлтого моря.

Комплекс ГИС представлен электрическими, акустическим методами, радиометрией, расширен гамма-спектрометрией естественной радиоактивности горных пород (ГМ-С), высокочастотным индукционным изопараметрическим каротажным зондированием, плотностным каротажем, а петрофизические исследования практически отсутствуют. Однако, традиционная интерпретация данных ГИС требует эмпирических петрофизических зависимостей. В условиях дефицита кернового материала возрастает актуальность теоретических петрофизических моделей для интерпретации данных ГИС. На кафедре ГИС Губкинского университета разработаны оригинальные адаптивные технологии интерпретации данных ГИС, которые решают проблему недостатка петрофизической информации на основе аналитических петрофизических уравнений (Д.А.Кожевников, К.В.Коваленко) и применены автором работы на одном из месторождений бассейна Бохай.

В работе определены коллекторские свойства части E_2S_3 свиты Шахэ, представленной глинами темно-серыми и буро-серыми, конгломератами бело-серыми и светло-серыми, и песчаниками с прослоями алевроитов. В докладе, наряду с пористостью и нефтенасыщенностью, представлены параметры, которые не определяются при стандартной интерпретации на месторождении: эффективная пористость, остаточная водонасыщенность, относительная глинистость. Эффективная пористость определена двумя способами: по данным гамма-гамма-плотностного метода и СП. Автор также впервые на этом месторождении использовал данные ГМ-С для количественной интерпретации.

**СОЗДАНИЕ МОДЕЛИ ГЕНЕРАЦИИ И МИГРАЦИИ
УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРЕДЕЛАХ ОПРЕДЕЛЕННОЙ ГРУППЫ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(THE CREATION OF A MODEL GENERATION AND MIGRATION
HYDROCARBONS WITHIN A SPECIFIC GROUP OF FIELDS)**

Шевченко А.П.

(научный руководитель: д.т.н. Стрижнев К.В.)

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

В последние годы при поиске нефти и газа все больше и больше внимания уделяют глубокозалегающим отложениям (например, палеозойского комплекса), методы моделирования геолого-геохимических процессов позволяют повышать эффективность их разработки, уменьшая геологические риски и экономические затраты. Моделирование геолого-геохимических процессов, представляет собой моделирование процессов генерации и миграции нефти и газа.

Результаты моделирования становятся наиболее точными при сопоставлении молекулярных параметров нефтей с экстрактами из соответствующих нефтематеринских пород. Для этого необходимо использовать такие параметры, которые отражают тип, условия накопления и катагенез нефтематеринского органического вещества (ОВ) и, соответственно, позволяют сравнивать состав нефти и экстракта из НМП современными аналитическими методами. Установление связи нефтей и органического вещества служит прямым доказательством участия выявленных НМП в формировании нефтегазоносности района, позволяет проследить пути и расстояния миграции УВ, прогнозировать механизм формирования залежи и продуктивность ловушек в зависимости от их положения относительно очагов генерации и миграционных путей УВ.

В качестве примера для исследования была взята «Урмано-Арчинская» группа месторождений в Томской области РФ. Притоки нефти обуславливаются здесь нефтегазоносным горизонтом зоны контакта палеозойских и мезозойских отложений. Разница между геохимическими параметрами четко показывает отличие палеозойских нефтей от мезозойских. Но в то же время, плохая изученность палеозоя обуславливается трудностью бурения. Одним из способов прогнозирования, является построение модели, позволит произвести – оценку интенсивности генерации и эмиграции углеводородов вследствие чего произвести оценку ресурсов нефти и газа интересного для исследований палеозойского комплекса.

Таким образом, результатом проведенных исследований и построении модели генерации и миграции углеводородов должно стать, создание рекомендаций для геологоразведочных работ (ГРР) при поиске и закладке новых скважин для бурения.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ИСПОЛЬЗОВАННЫХ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ ПЛАТФОРМ: МЕЖДУНАРОДНЫЙ ОПЫТ (EXPLOITATION OF UTILIZED OIL SEA PLATFORMS: INTERNATIONAL EXPERIENCE)

Юмашева А.К.

(научный руководитель: доцент Лобжанидзе Н.Е.)

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

Индустриализация современного общества приводит к интенсивному росту потребления углеводородного сырья. В развитых странах повысился интерес к проблеме освоения месторождений континентального шельфа. В связи с этим разрабатываются новые технологии для усовершенствования нефтяных платформ. Но не стоит забывать, что запасы нефти не безграничны, а у многих буровых установок заканчивается срок рентабельности.

В настоящее время треть месторождений работает в убыток. Согласно международному праву охраны окружающей среды платформы запрещается утилизировать напрямую в море. Скважины ликвидируют технологиями, которые исключают прорыв пластового содержимого. Далее проделывают целый комплекс работ по очищению трубопроводов, затем уже разбирают сами платформы. Все это крайне дорогостоящий процесс. Поэтому многие ученые из зарубежных стран предлагают свои варианты эксплуатации морских платформ.

Океанологи из Технологического Университета Сиднея предложили использовать буровые установки в качестве искусственных рифов. Реализация идеи позволит сэкономить миллиарды долларов, сохранить окружающую среду и глубоководные экосообщества. Буровые платформы имеют большие внутренние пространства и способны обеспечить укрытие для морских обитателей. Экосообщества глубин отличаются медленным ростом, низкими показателями воспроизводства, очень уязвимы перед изменениями климата. Искусственные рифы могут оказать положительное воздействие на развитие и поддержание популяции рыб и других морских организмов. Малазийцы переоборудовали старую нефтяную платформу в оригинальный отель для дайверов. Вокруг отеля расположено большое количество коралловых рифов, которые смогли сохранить во время строительства вышки и буровых работ. Помимо коралловых рифов у туристов есть возможность познакомиться с уникальными видами морских обитателей региона, так как на погруженных опорных колоннах оседают морские организмы, которые привлекают более крупные виды. Среди минусов отмечают резкий запах нефти, сохранившийся до сих пор. Но посетителей отеля это не отпугивает, т.к. их первостепенно волнует дайвинг.

Предложенные варианты использования нефтяных платформ нуждаются в проведении мониторинга загрязнения морской воды, т.к. части или же целая затопленная платформа являются объектами производственной деятельности, значит, они все еще могут стать катализаторами техногенного загрязнения.

НОВЫЕ ДАННЫЕ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ ПРЕДВЕРХОЯНСКОГО ПЕРИКРАТОННОГО ПРОГИБА (NEW DATA ABOUT GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE PREDVERHOYANSKY FOREDEEP NORTHERN PART)

Якупова Е.М.

(научный руководитель: Мигурский Ф.А.)

Всероссийский научно-исследовательский геологический нефтяной институт

Перспективы нефтегазоносности перикратонных прогибов подтверждаются мировым опытом - поля битумоидов Атабаски, бассейн Ориноко, газонефтяные месторождения Персидского залива и так далее. На возможности открытия залежей углеводородов в северной части Предверхоянского перикратонного прогиба указывается в работах А.Ф.Сафронова, Н.В.Черского, А.В.Кондакова, В.А.Каширцева, В.В.Гайдука и др. О нефтегазовых перспективах территории свидетельствуют повсеместные проявления битумов и углеводородов на смежных территориях сибирской платформы, среди которых встречаются и полупромышленные притоки углеводородов.

На севере Предверхоянского перикратонного прогиба пробурено пять параметрических скважин. Качество и плотность сети сейсмических профилей не позволяет уверенно выявить и подготовить поисковые объекты. Новые сейсмические материалы по результатам сейсморазведочных работ, проведенных в 2014-2016 годах в пределах северной части Предверхоянского перикратонного прогиба уточняют геологическое строение района работ, в том числе структур, установленных ранее по геологической съемке.

Одним из новых сейсмических профилей является профиль №140304А, пересекающий Сетасскую антиклиналь, ранее выявленную по данным геологической съемки. В результате привязки основных отражающих горизонтов сейсмических профилей 140304А, 140308, 140307, 140305 по каротажу и разбивкам скважин Дьяппальская 1 и Говоровская 1 изучен геологический разрез Сетасской антиклинальной структуры. В результате показано глубинное строение возможных ловушек углеводородов, подсчитаны локализованные ресурсы перспективных палеозойских и мезозойских отложений категории Дл, а также даны рекомендации по бурению параметрической скважины.

По данным интерпретации комплексных геолого-геофизических данных уточнена геологическая модель северной части Предверхоянского перикратонного прогиба, показано возможное строение нефтегазовой системы, включающей нефтегазоматеринские кембрийские и вендские толщи, перспективные резервуары, направления миграции и зоны аккумуляции углеводородов.

**АКУСТИЧЕСКИЕ ПАРАМЕТРЫ ГЛИНИСТЫХ И
БИТУМАНАСЫЩЕННЫХ ПЛАСТОВ ПРИ НАГРЕВЕ.
(ACUSTIC PARAMETS OF CLAY AND BITUMINOUS SANDSTONE
LAYERS WHEN HEATED)**

Ячменёва Е.А.

Казанский (Приволжский) федеральный университет

На сегодняшний день битумные месторождения Республики Татарстан разрабатываются методом парогравитационного дренирования, сущность которого заключается в нагнетании пара приводящего к стеканию разогретой нефти к добывающей скважине.

Актуальность работы заключается в том, что в результате парогравитационного дренирования изменяется температурное поле разрабатываемого пласта и близлежащих пород. Возникает необходимость изучения процессов прогрева пород, вмещающих высоковязкие углеводороды, с целью разработки методики качественного мониторинга резервуара и прогноза воздействия теплоносителя на геологическую среду.

Данная работа посвящена изучению изменения акустических свойств пород покрышек и пород коллекторов в результате нагрева.

Эксперименты по изучению изменения акустических свойств пород проводились при нагреве в диапазоне температур от 25°C до 90°C. По результатам исследования образцов битумонасыщенного песчаника и породы-покрышки можно отметить, что изменение скоростей (продольной и поперечной волн) для представленных литотипов позволяет предположить существование зависимости между температурой нагрева образца и акустическими свойствами. Причем необходимо отметить значительное отличие характера этой зависимости для пород различных литотипов. Более значительные изменения скорости наблюдается в битумонасыщенных песчаниках. Также при исследованиях было обнаружено, что подвижность битумов повышается уже и при нагреве до 90°C, что характеризовалось проявлением капель углеводородов на образцах керна.

Температурный режим при парогравитационном дренировании достигает 200°C и выше. На сегодняшний день лабораторные установки могут прогреть образец только до 110°C. Но уже и при таких температурах заметны изменения акустических характеристик пород. Таким образом, возможность получения зависимости изменения акустических параметров при нагреве до температур работы паровой камер дает возможность мониторинга месторождений по геофизическим данным.

**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.

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

**Секция 2. Разработка нефтяных и
газовых месторождений.
Бурение скважин**

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ФАКТИЧЕСКИХ ДАННЫХ
ПРОЦЕССА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ С ТЕОРЕТИЧЕСКИМИ НА
ПРИМЕРЕ РОССИЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(A COMPARATIVE ANALYSIS OF CEMENTING JOB'S REAL DATA
WITH THEORETICAL DATA, A CASE STUDY IN A RUSSIAN
OILFIELD)**

Абиев А.Р.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Леонов Е.Г.)

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

С увеличением доли горизонтальных и наклонно-направленных скважин, постоянным усложнением их траектории, проблемы повышения качества цементирования становятся особенно актуальными. Наклонно-направленные и горизонтальные скважины характеризуются особенностями, оказывающими влияние на последующий процесс цементирования, в частности:

- ствол скважины практически всегда осложнен желобообразованием вследствие движения колонны буровых труб и их трения о стенку скважины. В большинстве случаев данный факт не учитывается;

- искривление ствола скважины зачастую способствует повышенной кавернозностью, что затрудняет процесс очистки ствола скважины и снижает качество цементирования.

От того, насколько качественно будут проведены работы по цементированию, зависит долговечность всей скважины.

В данной работе произведен расчет двухступенчатого цементирования эксплуатационной колонны S-образного профиля на примере Российского месторождения. Все исходные данные для расчета были взяты исходя из фактических данных процесса цементирования.

По методике Е.М. Соловьева была рассчитана гидравлическая программа цементирования. Данный расчет проводят с целью определения необходимой суммарной подачи цементировочных агрегатов из условия обеспечения максимально возможной скорости восходящего потока бурового и тампонажного растворов в затрубном пространстве, допустимого давления на цементировочной головке и на забое скважины, а также выбора цементировочного оборудования и определения продолжительности процесса в соответствии с расчетным режимом цементирования и сроком загустевания тампонажного раствора.

Для каждого момента времени цементирования скважины были получены давления на цементировочной головке в процессе закачки и продавки цементного раствора.

Полученные данные были сравнены с фактическими значениями давления в цементировочной головке, в результате чего были получены относительные погрешности всего расчета.

**ОБОСНОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА
ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИНЫ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С
ГАЗОВОЙ ШАПКОЙ И ПОДСТИЛАЮЩЕЙ ВОДОЙ НА ПРИМЕРЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. Ю. КОРЧАГИНА
(SUBSTANTIATION PRODUCTION CONDITION OF WELL FOR
GAS-CAP AND BOTTOM WATER RESERVOIRS AS EXEMPLIFIED
BY Y.KORCHAGIN FIELD)**

Абраева Т.И.

(научный руководитель: к.т.н. Метт Д.А.)

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

С каждым днем растет потребность человека в природных энергетических ресурсах, таких как нефть и газ. Стараясь обеспечить население, нефтедобывающие компании вынуждены начинать разрабатывать месторождения со сложными геологическими условиями. В частности, нефтяные месторождения, которые характеризуются наличием газовой шапки и подстилающей водой.

Эффективностью разработки такого типа месторождения, сильно зависит от полноты выработки нефтяной оторочкой. Неспроста, месторождения такого типа относят к трудноизвлекаемым, ведь при разработке мы сталкиваемся с различными проблемами, такими как:

- неуправляемое подтягивание газового и водяного конуса к добывающим нефтяным скважинам, как следствие происходит загазованность и увеличивается обводненность;

- смещение оторочки вверх и как следствие, ее размазывание, при одновременной разработке газовой и нефтяной частей залежи.

Эти проблемы теоретически решаемы, если придерживаться расчетных значений депрессий, которые, хотелось бы заметить, очень малы, в результате чего снижается темп выработки запасов, а в условиях сегодняшних цен на нефть мы рискуем повторить судьбу угольных месторождений. Поэтому, нужны другие способы решения этих трудностей, обеспечивающие приемлемые для народного хозяйства темпы отборов.

Для решения рассматриваемой проблемы предлагается применение «барьерных» скважин, проведенных в газовую часть залежи, и в водоносный горизонт параллельно нефтяной скважине. Но, для того, чтобы данный метод работал, был осуществлен подбор технологического режима эксплуатации, который направлен на удерживании в равновесии положений ГНК и ВНК, что позволяет решить проблему с прорывами газа и воды, а также с проблемой защемления нефти.

Обоснование технологического режима эксплуатации скважины производилось на секторной модели месторождения им. Ю. Корчагина, путем многовариантных расчетов.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ БОВАНЕНКОВСКОГО НГКМ (EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF MULTISTAGE HYDRAULIC FRACTURING IN THE JURASSIC RESERVOIR BOVONENKOVO FIELD)

Аванесян Э.А.

(научный руководитель: к.т.н. Перемышцев Ю.А.)

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Газоконденсатные залежи юры (J_{2-10}) залегают на глубинах до 3500м и характеризуются крайне низкими ФЕС. Достаточно отметить, что проницаемость коллектора составляет порядка 0,5-1,0 мД, дебиты в разведочных скважинах при испытании составляли не более 100-150 тыс.м³/сут при депрессии на пласт до 250 бар. С целью увеличения рабочего дебита скважин на Бованенковском НГКМ предложено вскрывать юрские залежи системой горизонтальных скважин длиной от 1-1,2 км. При этом для увеличения дебита предполагается проведение на этих скважинах многостадийного ГРП.

Для оценки эффективности ГРП проведены ориентировочные расчеты по увеличению дебита таких скважин, в зависимости от эффективной проницаемости пласта после проведения ГРП на различных стадиях. В основу оценки различных вариантов разработки положена модель горизонтального полосообразного пласта в виде параллелепипеда. Трещины пласта и зона возможного дробления после ГРП интерпретируются как зоны повышенной проницаемости по сравнению с начальной проницаемостью матрицы.

Результаты расчетов для пластов J_{2-10} представлены на рисунке 1.

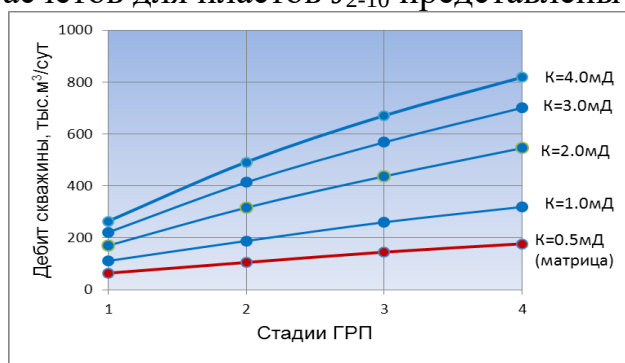


Рисунок 1. Зависимость дебита горизонтальной скважины от стадийности ГРП при различной проницаемости

Оценена необходимая эффективность увеличения проницаемости, для получения дебита 500-600 тыс.м³/сут, этот дебит может быть достигнут при ожидаемой проницаемости 3 мДа, уже на 3 стадии при депрессии до 60 атмосфер, эффективность разрыва ($Kэ/Kм$) по отношению к проницаемости должна составить порядка 0,75.

РАСПРОСТРАНЕНИЕ И ОСОБЕННОСТИ ЗАКОЛОННЫХ ГАЗОВЫПРОЯВЛЕНИЙ НА ЯМБУРГСКОМ НГКМ (DISTRIBUTION AND TYPICAL FEATURES OF THE OUTCASING SPACE GAS SHOWING AT THE YAMBURG GAS CONDANSATE FIELD)

Аветов Н.Р.¹, Краснова Е.А.²

(научный руководитель: д.г-м.н., профессор Якушев В.С.)

¹ООО «Газпром добыча Ямбург», ²МГУ имени М.В. Ломоносова

Работа посвящена проблеме газовыделений из интервала криолитозоны (грифонообразования) в приустьевой части скважин при их эксплуатации на территории Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.

Рассмотрены типы углеводородных газов существующих в многолетнемерзлых толщах: Биохимический (болотный) газ, катагенетический (термогенный) газ и смешанный газ (биохимический + катагенетический) и механизмы формирования потока внутримерзлотного газа при оттаивании многолетнемерзлых пород вокруг работающей скважины.

Авторами исследованы уникальные в своем роде факты и материалы, касающиеся распространенности этих явлений на территории месторождения и на их основе построена схема распространения газопроявлений на всей территории района исследования.

В рамках проведения исследований, авторами были отобраны пробы газа грифонов с четырех эксплуатационных скважин Харвутинской площади месторождения, приведены результаты исследования изотопного состава углерода каждой из проб, проведенного на кафедре геологии и геохимии горючих ископаемых Геологического факультета МГУ.

Сделаны выводы о возможных источниках происхождения газа грифонов на исследуемых скважинах.

К ВОПРОСУ О ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ (THE ISSUE OF IMPROVING THE EFFICIENCY OF THERMAL-GAS IMPACT)

Агафонов И.А., Щеколдин К.А.
АО «РИТЭК»

Особенностью технологии ТГВ является то, что ее применение обеспечивает не только эффективное вытеснение нефти из дренируемых пропластков баженовской свиты, но и извлечение углеводородов из матричной части за счет создания дополнительной трещиноватости, пиролиза и крекинга керогена.

Так, на основе обзора литературных данных автором определены перспективные направления повышения эффективности ТГВ, а также технико-технологического обеспечения опытного участка внедрения данной разработки.

В частности, одним из направлений повышения эффективности ТГВ является изменение рабочего агента для закачки в пласт и инициирования окислительных реакций. Разработанное оборудование позволяет повысить содержание кислорода в закачиваемом воздухе до 99%.

Другим рабочим агентом, который рассматривается рядом авторов в качестве рабочего агента при закачке в пласт, является перекись водорода.

Также для повышения охвата пласта ТГВ используют оптимизацию водогазового воздействия, влияющего на параметры создаваемой в пласте тепловой оторочки, распространение и температуру зоны пара.

Известным способом регулирования охвата пласта ТГВ является применение пенных систем.

В последнее время в литературе появились данные о рассмотрении технологий ТГВ, предусматривающих воздействие на недренируемую часть баженовской свиты. Реализовать такую технологию возможно за счет бурения двух горизонтальных скважин – по принципу метода SAGD. Закачка воздуха ведется в верхнюю скважину. В результате формирования дополнительной трещиноватости вследствие высоких термобарических реакций, синтетическая нефть и нефть, из ранее закрытых пор фильтруется в зону меньшего давления – добывающую скважину.

Важной составляющей успешной реализации технологии ТГВ является обеспечение добычи нефти с высоким газовым фактором до 2000 м³/т. В этой связи автором проработан вопрос применения специального насосного оборудования, а также рассчитаны возможности применения газлифтного способа эксплуатации добывающих скважин.

Согласно оценкам разработка и развитие технологии ТГВ позволит увеличить нефтеотдачу баженовской свиты с 3..5% до 30..40%.

**РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОГО
БУРЕНИЯ НА 127 MM ХВОСТОВИКЕ.
(DESIGN OF 5" LINER DRILLING SYSTEM FOR DIRECTIONAL
DRILLING)**

Агишев А.Р.

(научный руководитель: профессор Гельфгат М.Я.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В последние годы в нефтяной промышленности происходят серьезные изменения, связанные в первую очередь со значительным увеличением глубины разрабатываемых месторождений, увеличением длины горизонтальных интервалов скважин. Это требует совершенствования известных и создания новых технологий бурения и эксплуатации скважин. Среди них – наклонно-направленное бурение на обсадных трубах. В связи с этими тенденциями, сложившейся практикой освоения месторождений и конструкциями скважин, актуальными для России размерами эксплуатационных колонн являются 127 и 140 мм.

Система бурения на хвостовике позволяет устанавливать хвостовик во время бурения и, таким образом, защитить скважину от потери устойчивости, которое может произойти, вследствие колебаний забойного давления. В настоящее время некоторыми компаниями разработаны и находятся в фазе активных полевых испытаний системы наклонно-направленного бурения хвостовиком с извлекаемой компоновкой для бурения скважин.

В данной работе предложена технология бурения НН скважин 127 мм хвостовиком как завершающей секции скважины. В соответствие с предлагаемой схемой, долото и забойный двигатель планируется оставить на забое, то есть использовать один раз, а телеметрическую систему извлекать. Основными важными узлами для данной технологии являются система подвески хвостовика, телеметрическая система, забойный двигатель и долото.

К системе подвески хвостовика установлены следующие требования:

- Иметь функцию быстрой установки и гидравлической активации, которая независима от давления циркуляции во время бурения.
- Функция освобождения – не зависит от функции установки.
- Возможность обеспечивать циркуляцию через внутреннюю поверхность труб после освобождения от хвостовика.

Эти функции обеспечивают важнейшие цели:

- 1) возможность извлечения телеметрической системы
- 2) снижение эксплуатационных затрат
- 3) эффективная борьба с осложнениями при бурении истощенных пластов.

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ИЗОЛЯЦИИ
ГАЗОВЫХ КОНУСОВ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ,
ДРЕНИРУЮЩИХ ТОНКУЮ НЕФТЯНУЮ ОТОРОЧКУ
(COMPARATIVE ANALYSIS OF METHODS OF GAS CONES
ISOLATION IN HORIZONTAL WELLS DRAINING
OF A THIN OIL RIM)**

Агульжанов А.Т., Жарков Д.М.

(научный руководитель: доцент Чертенков М.В.)

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

Объектом исследования служит Месторождение, расположенное в северной части Каспийского моря.

Небольшая мощность нефтеносной зоны при наличии большой газовой шапки и подстилающего водоносного горизонта является основным источником проблем, связанных с размещением скважин и извлечением флюида.

Образование в высокопроницаемых пластах газовых и водяных конусов в значительной степени осложняет разработку нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений. Повышение газового фактора и как следствие снижение продуктивности добывающих скважин приводит к вынужденному ограничению добычи по данным скважинам. Обнаружение и своевременная изоляция интервалов предполагаемого прорыва газа и, в дальнейшем, конусообразования становится первоочередной задачей.

Для решения вышеуказанных проблем используются методы как физические, так и химические. В данной работе были рассмотрены следующие методы газоизоляции: обработка призабойной зоны пенообразующей системой с использованием пенообразующего агента; применение автономных устройств регулирования притока.

Анализ эффективности данных технологий строится на доступности, полученных промысловых результатах и их продолжительности, а также универсальности применения в зависимости от условий.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ В СКВАЖИНЕ ПОСЛЕ БУРЕНИЯ (MATHEMATICAL MODEL OF THE TEMPERATURE DISTRIBUTION IN THE WELL AFTER DRILLING)

Акчурин Р.З., Файзуллин Н.Ф.

(научный руководитель: профессор Рамазанов А.Ш.)

Башкирский государственный университет

Одним из эффективных методов исследования Земли и решения практических задач геофизики является термометрия. Для наиболее эффективного использования термометрии необходимо знание параметров естественного геотермического поля Земли. Бурение искажает геотермическое поле и для восстановления естественного теплового поля Земли необходима длительная выстойка скважины в покое перед измерением температуры, что является неприемлемым для практики разработки нефтяных месторождений.

Работа посвящена разработке нового экспресс-метода для определения естественной температуры пород по нестационарной температуре в скважине в процессе бурения и после прекращения бурения скважины. В связи с этим необходимо было создать симулятор для получения модельных распределений температуры в скважине с учетом тепловых свойств горных пород и параметров, характеризующих режим бурения. Решение обратной задачи на основе моделирования на симуляторе позволит определить равновесную температуру горных пород.

$$Q_d \rho_m c_m \frac{\partial T_d(z, t)}{\partial z} + h_t [T_d(z, t) - T_a(z, t)] = -S_d \rho_m c_m \frac{\partial T_d(z, t)}{\partial t},$$

$$Q_a \rho_m c_m \frac{\partial T_a(z, t)}{\partial z} + h_t [T_d(z, t) - T_a(z, t)] + h_a [T_f(r_b, z, t) - T_a(z, t)] \\ = S_a \rho_m c_m \frac{\partial T_a(z, t)}{\partial t}$$

$$\frac{\partial T_f(r, z, t)}{\partial t} = \alpha_f \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T_f(r, z, t)}{\partial r} \right)$$

где z – расстояние вдоль скважины; r – расстояние вдоль пласта; t – время; T_d – температура бурового раствора внутри буровой трубы; T_a – температура бурового раствора в затрубном пространстве; T_f – температура пласта; α – коэффициент температуропроводности пласта; H_d – коэффициент теплопередачи между потоком жидкости в буровой трубе и потоком в затрубном пространстве; H_a – коэффициент теплопередачи между потоком жидкости в затрубном пространстве и породой; ρ_m – плотность бурового раствора; c_m – теплоемкость бурового раствора; S_d , S_a – площадь поперечного сечения буровой трубы и затрубного пространства;

ТЕХНОЛОГИЯ И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ГЛИНИСТО-ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК С ЗАБОЕВ СКВАЖИН (TECHNOLOGY AND DEVICE FOR THE ELIMINATION CLAY-SAND PLUGS WITH THE BOREHOLE BOTTOM)

Аладьев А.П., Русаков И.В.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Пахлян И.А.)

Кубанский государственный технологический университет,

В процессе эксплуатации нефтяных скважин в стволе скважины образуются глинисто-песчаные пробки, вследствие чего происходит падение дебита и пластового давления. Необходимость удаления песчаных пробок создает потребность проведения монтажно-демонтажных работ, а также необходимость применения специального оборудования для удаления песчаной пробки с забоя скважины.

Был выполнен анализ существующих методов ликвидации глинисто-песчаных пробок. Все эти способы имеют свои недостатки. Опираясь на результаты проведенного анализа, была поставлена задача упрощения способа осуществления разрушения песчаной пробки и повышения эффективности проведения работ по ликвидации уплотненных глинисто-песчаных пробок за счёт гидродинамической кавитации. Для решения поставленной задачи были проведены аналитические, экспериментальные и натурные скважинные исследования, было выполнено исследование влияния конструкции сопел и генераторов кавитации на степень развития кавитации, в результате которых была разработана технология и устройство для ликвидации глинисто-песчаных пробок.

Сущность технологии заключается в том, что на колонне насосно-компрессорных труб до песчаной пробки спускают в скважину кавитационное или гидродинамическое устройство. Внутри устройства предусмотрен профилированный канал, который формирует траекторию истечения рабочей жидкости и генерирует кавитационное истечение которое разрушает песчаную пробку. Это происходит за счет гидромониторного эффекта, эрозионной способности кавитационных струй, а также амплитудных и частотных колебаний, возникающих при истечении высоконапорных кавитационных струй. Так как все эти процессы происходят многократно, с определенной частотой, то гидравлические удары приводят к резонансу с большой разрушающей силой, т.е. песчаная пробка разрушается не только гидравлическим размывом, но и глубоким многократным встряхиванием для полного разрушения ее сцементированной структуры, что способствует более эффективному разрушению песчаной пробки в скважине.

ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТЕЙ ОСВОЕНИЯ МОРСКОЙ ЧАСТИ КРУЗЕНШТЕРНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (STUDY OF DEVELOPMENT POSSIBILITIES OF OFFSHORE FIELD KRUZENSHTERNSKOE)

Алексеева К.В.

(научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Дзюбло А.Д.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Крузенштернское газоконденсатное месторождение расположено в северо-западной части полуострова Ямал на побережье залива Шарапов Шар Карского моря. Крузенштернское месторождение относится к числу наиболее крупных и перспективных месторождений углеводородов. Более половины площади продуктивных пластов Крузенштернского месторождения расположено в акватории залива, которая практически не изучена. В связи с этим рассмотрены возможности освоения газовых ресурсов, используя современные технологии и методы обустройства, с учетом климатических и геологических условий.

В работе рассмотрены варианты разведочного бурения: ледовый искусственный остров, ледостойкий грунтовый искусственный остров, разведка путем бурения наклонно-направленных, горизонтальных скважин, закладываемых на берегу. Так как климат района субарктический с суровой продолжительной зимой (9-10 месяцев), и межледовый период характеризуется небольшой продолжительностью, наиболее выгодно применение ледового искусственного острова. Данный остров нетрудно создать, так как максимальная глубина моря в пределах этого месторождения не превышает 5 метров. Однако если остров не будет защищен от теплового воздействия, то летом он будет разрушен. Для кругло-годового ведения работ подходят ледостойкие грунтовые искусственные острова. Их устойчивость и прочность зависят от стабильности и защищенности откосов (покров льда достигает до 1,5 метров). Однако также необходимо учесть повсеместное и сплошное развитие многолетних мерзлых пород, вследствие чего остров может осесть из-за повышенного веса. При разведке путем бурения наклонно-направленных, горизонтальных скважин, закладываемых на берегу, минимизируется угроза загрязнения.

Предлагаются методы освоения с помощью ледостойкого грунтового искусственного острова или путем бурения наклонно-направленной скважины. Основной недостаток наклонно-направленной в том, что дает возможность освоения лишь небольшой части прибрежной полосы залежи.

При разведочном бурении и освоении необходимо соблюдать экологические меры по охране окружающей среды.

ИЗУЧЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ И СМАЧИВАЮЩИХ СВОЙСТВ РАСТВОРОВ ПОЛИАКРИЛАМИДА В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ (STUDY OF RHEOLOGICAL AND WETTING PROPERTIES SOLUTIONS OF POLYACRYLAMIDE IN A POROUS MEDIUM)

Алиев Ф.А., Мухаматдинов И.И., Гарифуллина Э.И.

(научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Успенский Б.В.)

Казанский Приволжский федеральный университет

Одной из причин низкого коэффициента вытеснения и охвата пласта процессом заводнения на месторождениях, содержащих нефть повышенной вязкости, является большое соотношение вязкостей нефти и воды, приводящее к снижению охвата пласта вытесняющим агентом. Добавка в воду высокомолекулярного полимера позволяет повысить вязкость воды и соответственно улучшить соотношение подвижностей нефти и воды и за счёт этого повысить нефтеотдачу. Характер смачиваемости поровой поверхности породы-коллектора определяет фильтрационные процессы. Коэффициент вытеснения определяется консолидированным действием ряда факторов, таких как пористость, проницаемость, неоднородность структуры порового пространства, распределение пор по размерам. Чрезвычайно важен состав пород. Влияние удельной поверхности растёт с увеличением гидрофобизации поверхности и содержания в нефти полярных компонентов, способных адсорбироваться на поверхности пустот коллектора.

В полимерном заводнении широко применяется множество полимерных реагентов, однако технологии на основе полиакриламида (ПАА) являются наиболее широко применяемыми.

Использование линейки моделей пористой среды может быть необходимо для учета известного явления естественного хроматографического разделения в породах-коллекторах, характеризующихся неоднородностью фильтрационно-емкостных параметров. В более крупных порах концентрируется более тяжелая нефть, тогда как в мелких – с большим содержанием углеводородов, а значит и другой гидрофобностью. В работе были приготовлены композиции полимеров с полидисперсной породой (кальцитом и доломитом).

Таким образом, в результате исследований показано различие в параметрах кальцита и доломита, связанное с морфологией пор и различным взаимодействием молекул полимера с пористой поверхностью. Получены новые данные о процессах, протекающих на границе раздела фаз в системе пластовые флюиды - минеральный скелет. Результаты исследования поверхностных свойств и реологического поведения различных минеральных компонентов породы-коллектора, выбранные в качестве модельных, позволяют установить эффективность действия различных полимеров в технологиях полимерного заводнения.

**ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
МОДИФИЦИРОВАННЫХ МИКРОЭМУЛЬСИОННЫХ РАСТВОРОВ
ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПНП
(LABORATORY STUDIES OF EFFECTIVENESS OF THE MODIFIED
MICROEMULSION SOLUTION FOR ENHANCED OIL RECOVERY)**

Алимханов Р.Т., Мазитов Р.Ф., Халин В.В.
(научный руководитель: д.ф.-м.н. Пахаруков Ю.В.)
Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

На сегодняшний день большинство крупных нефтяных месторождений Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки. Применение микроэмульсий (мицеллярное заводнение, ASP заводнение) позволяет значительно увеличить коэффициент вытеснения нефти на разрабатываемых месторождениях. Анализ опыта применения данных технологий вскрывает ряд фундаментальных проблем реализации микроэмульсионного заводнения.

В данной работе рассматривается возможное решение одной из самых критичных проблем – устойчивости оторочки раствора при движении по пласту. Решение заключается в добавлении к микроэмульсии наночастиц оксида кремния, что приводит к получению нового класса веществ – нанофлюидов.

В работе представлены теоретические исследования особенностей фильтрации нанофлюидов, влияния изменения смачиваемости коллектора на движение нефтяной фазы. Экспериментальные исследования адсорбции ПАВ и наночастиц выполнены с применением атомно-силового микроскопа. Нами проведены фильтрационные исследования на керне по вытеснению остаточной нефти при закачке микроэмульсий (мицеллярного раствора) и нанофлюидов при одинаковой концентрации ПАВ.

Выполненные эксперименты выявили значительное изменение структуры адсорбционного слоя, закачка нанофлюидов показала больший коэффициент нефтевытеснения в сравнении с мицеллярным раствором.

УСЛОВИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В ПОРОВЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

(CONDITIONS FOR THE EFFECTIVE APPLICATION OF THE THERMAL EFFECTS IN THE POROUS RESERVOIRS OF HEAVY OIL)

Альмухаметова Э.М.

(научный руководитель: профессор Владимиров И.В.)

Филиал УГНТУ в г. Октябрьском

Изучение процессов неизотермической фильтрации нефти в условиях применения теплового воздействия (закачка горячей воды (ЗГВ)) в различных геолого-технологических условиях показало, что выводы, основанные только на данных лабораторных исследований, могут привести к ошибочным решениям при внедрении технологии на реальных залежах.

Адаптация экспериментальных данных к условиям реального поля проницаемости коллектора высоковязкой нефти показала следующее:

Тепловое воздействие имеет положительную технологическую эффективность при разработке залежей высоковязкой нефти с условно однородным по проницаемости коллектором в широком интервале значений коэффициента проницаемости. Однако, существует критическое значение проницаемости коллектора, выше которого применение ЗГВ может привести к отрицательному эффекту.

Существует зависимость эффективности теплового воздействия от начала его применения (от «стартовой» обводненности). В высокопроницаемых пластах эта зависимость более выражена. Наибольший прирост конечного КИН обеспечивается при «стартовой» обводненности 90%.

Наиболее эффективно применение теплового воздействия в низкопроницаемых коллекторах, однако для этого потребуется прогревать породу в течение длительного времени. При этом кратно возрастают отборы жидкости, т.е. длительный период разработки будет происходить при высокой обводненности добываемой продукции. Зависимость эффективности технологии от «стартовой» обводненности незначительная.

Применение теплового воздействия на послойно неоднородных по проницаемости коллекторах практически всегда имеет положительный технологический эффект. В большинстве рассмотренных случаев наблюдается снижение обводненности добываемой продукции. Закачка горячей воды в послойно неоднородные по проницаемости пласты с высоким показателем проницаемостной неоднородности позволяет существенно поднять нефтеотдачу пласта, при этом эффект от технологии быстро нарастает. Данный тип коллектора наиболее благоприятен для применения теплового воздействия.

УСЛОВИЕ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ОДНОРОДНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ (THE EFFECTIVE IMPLEMENTATION OF NON-STATIONARY FLOODING AT THE DEVELOPMENT OF A HOMOGENEOUS HIGH- VISCOSITY OIL RESERVOIRS)

Альмухаметова Э.М.

(научный руководитель: профессор Владимиров И.В.)

Филиал УГНТУ в г. Октябрьском

Ранее нами было установлено, что при применении нестационарного заводнения (НЗ) в условно-однородных коллекторах высоковязкой нефти существует период времени, когда технология дает отрицательный эффект (меньший текущий дебит нефти, более высокая обводненность). Продолжительность этого периода зависит от фильтрационно-емкостных свойств коллектора.

Наличие переходного периода при применении НЗ является очень важным положением. Во-первых, оно накладывает ограничение на применение метода – в низкопроницаемых коллекторах высоковязкой нефти применение НЗ является не эффективным, во-вторых, позволяет понять, почему в некоторых скважинах, участках наблюдается временное ухудшение технологических показателей при переходе к нестационарному заводнению. Кроме того, не имея представлений о переходном периоде и наблюдая закономерное снижение эффективности разработки в переходный период, можно отказаться от перспективной технологии.

На рисунке 1. представлена зависимость продолжительности переходного периода от пьезопроводности коллектора. По оси ординат отложены значения продолжительности переходного периода (отрицательной эффективности НЗ) в долях от периода применения нестационарного заводнения в разработке залежи. Хорошо видно, что в зоне низких значений пьезопроводности эффект от применения НЗ остается отрицательным в течение всего периода применения нестационарного заводнения. С возрастанием значения пьезопроводности продолжительность переходного периода резко снижается и при достижении максимального из рассмотренных значений пьезопроводности становится равной практически нулю.

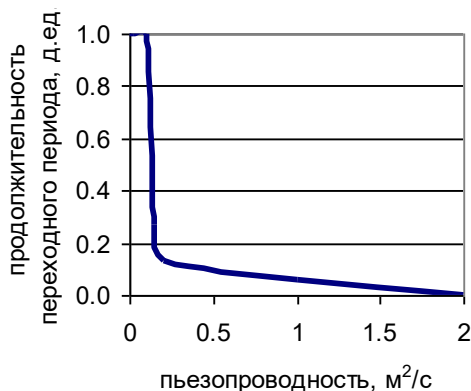


Рисунок 1. Зависимость продолжительности переходного периода в долях от времени применения НЗ в разработке залежи высоковязкой нефти от пьезопроводности.

САМОРАСПАДАЮЩИЙСЯ ОТКЛОНИТЕЛЬ ДЛЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (DEGRADABLE DIVERTER FOR ACID TREATMENTS)

Аль-Хандариш Ю.А., Куряшов Д.А.

(научный руководитель: доцент Куряшов Д.А.)

Казанский национальный исследовательский технологический университет

Одна из проблем, с которой сталкиваются нефтяники при проведении кислотных обработок, заключается в преимущественном поступлении рабочих растворов, имеющих, как правило, достаточно низкие вязкости в высокопроницаемые и дренированные части продуктивного пласта, в результате чего малопроницаемые интервалы обработке не подвергаются. Особенно это касается продуктивных пластов большой мощности с неоднородными участками пласта по физическим характеристикам. В результате, эффективность кислотных обработок существенно снижается. Для решения данной проблемы предлагается применение самораспадающегося отклонителя.

Самораспадающийся отклонитель — это комбинация полимерных волокон и самоотклоняющейся кислоты.

Данный отклонитель временно прекращает поглощение в естественные трещины и проницаемые каналы в карбонатных пластах путем одновременной

кольматации зон поглощения полимерными волокнами и высоковязким

гелем, образующимся в ходе реакции самоотклоняющейся кислоты с карбонатной породой. В работе изучена температурная деградация отклонителя для кислотных обработок. Из рис.1 видно, что используемые волокна со временем полностью распадается под действием температуры и пластовых флюидов.

Таким образом, система может использоваться при кислотных ОПЗ или кислотных ГРП в скважинах с открытым стволом или в скважинах с перфорированным интервалом, при пластовой температуре не менее 80°C .

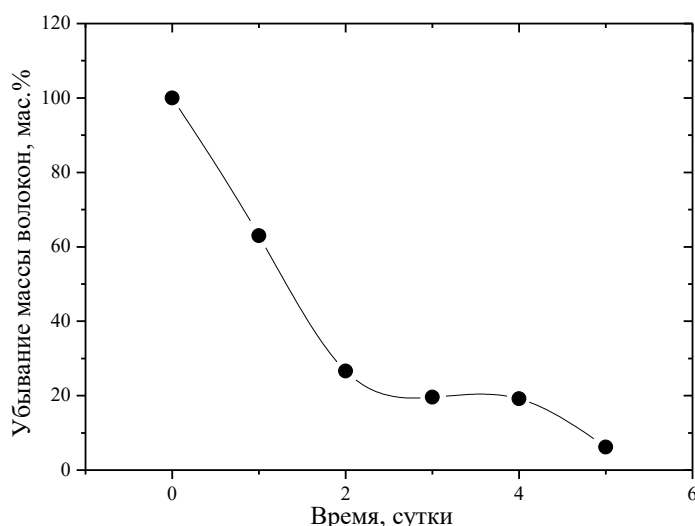


Рисунок 1 – Деградация полимерных волокон в течении времени, $t = 110^{\circ}\text{C}$

**ИЗУЧЕНИЕ СВОЙСТВ ЗАГУЩАЮЩИХ КОМПОЗИЦИЙ НА
ОСНОВЕ ПОЛИМЕР-ПАВ ДЛЯ ЖИДКОСТИ ГЛУШЕНИЯ
СКВАЖИН
(STUDY OF THICKENING PROPERTIES OF COMPOSITIONS BASED
ON POLYMER-SURFACTANT SYSTEMS FOR KILLING FLUIDS)**

Аль-юсуфи М.А.А.

(научный руководитель: доцент Мингазов Р.Р.)

Казанский национальный исследовательский технологический
университет

На сегодняшний день актуальной является задача разработки жидкостей глушения, которые позволяют не только сохранять коллекторские свойства продуктивных пластов, но также безопасно проводить текущий и капитальный ремонт скважин, при этом значительно сокращая затраты на раствор глушения.

Часто, недостатком загущенных водных растворов на основе полимеров является снижение вязкости растворов с увеличением минерализации и температуры. Растворы на основе ряда ионогенных ПАВ в свою очередь обладают высокой устойчивостью к увеличению минерализации воды. Однако, недостатком растворов на основе ПАВ является высокое значение концентрации для достижения необходимой вязкости и низкая устойчивость суспензий с кольматантом.

С целью совмещения свойств растворов полимеров и ПАВ были проведены исследования композиционных составов на их основе.

В качестве основы в композиционных составах были использованы наиболее эффективные по результатам предыдущих испытаний полимеры ксантанового типа (Гаммаксан и Duo Vis) при эффективной концентрации 0,5 % масс. [1]. В качестве добавки ПАВ был использован устойчивый к высокоминерализованным водам и к повышенным температурам ПАВ цвиттерионного типа с условной маркировкой ЦПАВ при соотношениях с основой композиции от 1:1 до 1:8.

В результате проведенных исследований установлено, что совместное применение исследуемых ксантановых полимеров и ЦПАВ приводит к увеличению вязкости, увеличению устойчивости к высокой минерализации и высоким температурам, улучшению песконесущей способности, увеличивает устойчивость суспензий на их основе и улучшают фильтрационные характеристики.

Список литературы

1. М. Абаас А. Загустители в составе промывочных жидкостей для капитального ремонта скважин / М. Абаас А, Р.Р. Мингазов, Д.А. Куряшов, Н.Ю. Башкирцева. // Вестник Казанского технологического университета. – 2013. – № 20. – С. 255-258.

**ОПТИМИЗАЦИЯ ВРЕМЕНИ ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН,
ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ В ПАРОГРАВИТАЦИОННОМ
РЕЖИМЕ
(OPTIMIZATION OF WELL COMPLETION TIME OPERATING IN
STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE)**

Амерханов Р.М.

(научный руководитель: старший преподаватель Диева Н.Н.)

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

В настоящее время, когда большинство крупных месторождений находятся на поздней стадии разработки, для стабилизации добычи нефти все активнее вовлекаются в работу трудноизвлекаемые запасы. Одну из категорий данных запасов составляют сверхвысоковязкие нефти (СВН). Разработка СВН ведется с использованием тепловых методов, наиболее распространённым из которых является парогравитационное воздействие на пласт. Данная технология предусматривает бурение пары горизонтальных скважин (паронагнетательной и добывающей), расположенных в одной вертикальной плоскости на расстоянии 3-7 м.

Одной из актуальных задач на практике является определение времени освоения пары скважин после предварительного прогрева паром, т.е. времени установления гидродинамической связи между ними. Поскольку после установления гидродинамической связи происходит резкий рост температуры в добывающей скважине, связанный с приближением нижней границы паровой камеры к добывающей скважине, это часто приводит к выходу из строя или срыву подачи насосного оборудования вследствие перегрева и парообразования в стволе скважины.

В работе представлено два способа определения времени образования гидродинамической связи в период освоения пары скважин, эксплуатирующихся методом парогравитационного воздействия на пласт:

1. Эмпирическая зависимость времени образования паровой камеры от минерализации добываемой воды, описан ее физический смысл. Определена методика расчетов коэффициентов уравнения, описывающего изменение минерализации и времени установления гидродинамической связи.

2. Математическая модель процессов тепломассообмена при разработке месторождений тяжелых нефтей методом парогравитационного воздействия на пласт.

На основании данных расчетов можно получить момент времени, в который необходимо изменить режим работы пары скважин – снизить закачку пара и, в зависимости от геолого-физических условий, изменить величину отбора жидкости.

**ВВОД В ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЗАЛЕЖИ ВЫСКОПАРАФИНСТОЙ
НЕФТИ-D3DZR ХАРЬЯГИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ И
ПЕРСПЕКТИВЫ ЕЕ РАЗРАБОТКИ
(COMMISSIONING OF THE HIGH-PARAFFIN OIL DEPOSIT-D3DZR
AT THE KHARYAGA FIELD AND PROSPECTS FOR ITS
DEVELOPMENT)**

Андрузов Д.В.

(научный руководитель: Олюнин С.В)

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

В данной работе рассмотрен ввод в разработку и перспективы по эксплуатации Джьерского горизонта Харьягинского месторождения с помощью разных методов.

Первая часть работы посвящена анализу геологических характеристик, выяснению перспективности и целесообразности разработки залежи.

Далее рассмотрены технологии добычи нефти, рассмотрено размещение проектного фонда скважин, произведено обоснование прогнозных дебитов нефти, расчет прогнозной добычи нефти и расчет прогнозной экономической эффективности с учетом всех затрат, как производственных, так и операционных.

Конечным результатом работы являются выводы о перспективности и целесообразности ввода в разработку Джьерского горизонта Харьягинского месторождения, сделанные на основе расчетов прогнозной экономической эффективности и анализе фактически выполненных мероприятий.

**СТАЖИРОВКА СУПЕРВАЙЗЕРОВ ПО ПРОЕКТУ «ТЕХНИЧЕСКИЙ
ПРЕДЕЛ»
(INTERNSHIP SUPERVISOR FOR THE PROJECT "TECHNICAL
LIMIT")**

Анисименков А.И.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Кульчицкий В.В)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

По рекомендации регионального супервайзера АО «НИПЦ ГНТ» Г.Ю. Загайкевича два перспективных молодых супервайзера были назначены первыми на стажировку по проекту «Технический предел» в ООО «Газпром нефть - Муравленко» в период 11– 18.02.2017 г. Процесс обучения включал два этапа: теория по проекту «Технический предел» и применение теоретических сведений и знаний на буровых объектах ООО «ГПН - Муравленко». Теоретические основы проекта «Тех. предел» были изложены полевыми специалистами по Тех. пределу Башкевичем Д.В. и Пшенниковым П.В. В ходе стажировки изучена основная модель ТП постоянного совершенствования REML, состоящая из 4 элементов:

1. Планирование.
2. Исполнение.
3. Измерение.
4. Анализ.

Также рассмотрены подробно инструменты каждого из этих элементов. Особое внимание уделено таким инструментам как планерки с ИТР и вахтой. Вместе с полевыми супервайзерами по Тех. пределу посещались с проверками буровые объекты ООО «ГПН - Муравленко»: кусты №199 и №102 Крайнего месторождения. Буровые подрядчики: «НСХ Азия дриллинг» и АО «Таргин». Участвовали в проведении беседы с буровыми мастерами и полевыми супервайзерами, заслушали их личное мнение и замечания о ходе внедрения Тех. предела, плюсы и минусы. Присутствовали на планерках с ИТР и вахтой. Подробно рассмотрены форматы проведения планерок для качественного и эффективного выполнения работ. Полевыми специалистами по Тех. пределу предоставлены недельные и месячные отчеты. Также было уделено внимание всем основным трудностям при внедрении Технического предела на буровых объектах.

В результате стажировки оба молодых супервайзера: А.И. Анисименков и Д.Л. Зайков назначены полевыми специалистами по Тех. пределу на буровых объектах ООО «ГПН – Хантос» Южно-Приобского месторождения.

АНАЛИЗ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ СФОРМИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ (RESERVOIR PRESSURE ANALYSIS CONSIDERING WATERFLOODING SYSTEM IMPACT)

Анкудинов А.А.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени

В данной работе предлагается методика анализа реализуемой системы заводнения с использованием классических инструментов (динамика пластовых давлений, распределения скважин по приемистости, карты изобар и другие), а также дополнительных инструментов (определение поскважинного значения компенсации отборов закачкой, причины изменения дебита жидкости за период, эмульция гидропрослушивания и другие).

Проводимый анализ основывается на технологических показателях работы скважин, геолого-физических характеристиках пласта, а так же на промыслово-геофизических исследованиях. Все дополнительные расчеты производятся в ПО Microsoft Excel, без привлечения геологического и гидродинамического моделирования, что обуславливает низкие трудозатраты.

Предлагаемая методика может быть применена для анализа сложившейся системы заводнения на нефтяных залежах, объектах с любым геологическим строением, с различными системами разработки, а так же на любой стадии разработки. По результатам проведенного анализа формируется программа геолого-технологических мероприятий для совершенствования системы разработки.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТОКСИЧНОСТИ БУРОВЫХ ОТХОДОВ ПО ЛЮМИНЕСЦЕНЦИИ БИООБЪЕКТОВ (DEFINITION OF DRILLING MUD TOXICITY WITH BIOOBJECTS LUMINESCENCE)

Арабов Р.Э. Бачурин И.И.

(научный руководитель: доцент Лосев А.П.)

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

В работе были изучены методики определения токсичности проб буровых растворов и шламов. Проанализированы такие документы, как «Методика определения токсичности воды и водных вытяжек из почв, осадков сточных вод и отходов по изменению интенсивности бактериального биолюминесценции», «Методика экспрессного определения интегральной химической токсичности питьевых, поверхностных, грунтовых, сточных и очищенных сточных вод с помощью бактериального тест «Эколум» и ряд других.

Эти методы пользуются спросом на промышленных предприятиях для оценки класса опасности промышленных отходов, нормирование которых в последние годы стало значимой статьей бюджета сервисных и нефтедобывающих компаний. Тесты основаны на применении биосенсоров – люминесцентных бактерий совместно с катализаторами, испускающих свет в видимом диапазоне. В зависимости от токсичности отхода, регистрируется изменение интенсивности испускания света.

Для определения токсичности сравнивают две пробы: 1) не содержащую токсических веществ (с дистиллированной водой) и 2) содержащую токсические вещества. Уменьшение интенсивности биолюминесценции пропорционально токсическому загрязнению.

Измерения токсичности проводится на специализированном приборе «Биотокс», метрологические характеристики которого завуалированы производителем с целью максимизации продаж. В настоящей работе предпринята попытка измерения люминесценции тест-объекта на стандартизированном лабораторном оборудовании: спекрофлюориметре Agilent Cary Eclipse и спектрометре с ПЗС-матрицей Avantes. Предварительные тесты показали возможность использования стандартного оборудования.

В планах продолжения работы отработка экспрессных методик тестирования стандартных отходов нефтегазовых производств.

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЗАПУСКА ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ НА ГАЗОПРОВОДАХ (OPTIMISATION OF PIG LAUNCH SYSTEM IN GAS PIPELINES)

Арипов С.Ш.

(научный руководитель: Ли А.М.)

Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г.Ташкенте

Природный газ, транспортируемый по газопроводу, обычно содержит незначительное количество жидкости, которая представляет собой растворенные частицы воды, газового конденсата и других углеводородных соединений. При определенных термобарических условиях пластовая вода и газовый конденсат переходят из парообразного в жидкое состояние, тем самым образуя жидкостные пробки, что приводит к уменьшению рабочего проходного сечения трубопровода, что усложняет движение газа по нему.

Для устранения жидкостных пробок и очистки внутренней полости газопровода широко используются очистные устройства: поршни, магнитные щетки, скребки и т.д. С недавних пор стали широко использоваться гелевые поршни, которые отличаются своей дешевизной, быстротой подготовки и для использования, которых не требуются камеры запуска и приема.

В данной работе предлагается оптимизировать систему запуска гелевых поршней. Оптимизация представляет собой:

- Подготовка гелевого поршня;
- Подключение системы к газопроводу;
- Прием жидкости в дренажную емкость;
- Отказ от сжигания сырого газа на факелах.

Данная модернизация дает возможность снизить человеческий фактор, избежать опасных выбросов в окружающую среду за счет герметичности системы, сократить время устранения жидкостной пробки, тем самым избежать потерь по добыче.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОЙ ДЛИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ
СКВАЖИНЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ХОДЖИКАЗГАН,
УЗБЕКИСТАН
(OPTIMIZATION OF HORIZONTAL LENGTH OF
KHODZHİKAZGAN FIELD, UZBEKISTAN)**

Арсланова Г.Д.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Котлярова Е.М.)

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

На сегодняшний день на месторождении Ходжиказган в Узбекистане не пробурено ни одной горизонтальной скважины. Имея достаточное количество преимуществ над вертикальными, в данной работе предлагается разработка месторождения с использованием горизонтального ствола.

Цель исследования – определение рациональной длины горизонтального участка, путем расчета скорости движения добываемого флюида, которая обеспечивает вынос твердых частиц во взвешенном состоянии. Предполагается, что ствол скважины очищается потоком добываемой продукции. В данной работе было получено, что скорость газа существенно растет с уменьшением радиуса скважины. Но применительно к данному месторождению, полученная скорость не обеспечивает вынос твердых частиц, соответственно, предлагается скважину оборудовать фильтром.

Для определения оптимальной длины горизонтального участка используется математическая модель притока газа и его движения вдоль ствола с учетом изменения давления. В основе модели лежит двучленное уравнение притока газа; отображаются процессы изменений форм линий тока в призабойной зоне, фильтрации от забоя до контура питания.

В работе используется следующая методика оптимизации длины горизонтальной скважины: 1) в зависимости от дебита и потерь давления; 2) в зависимости от экономической эффективности проекта.

В результате расчета было показано, что с увеличением длины горизонтального ствола, возрастают потери давления на трение при незначительном приросте дебита. Что касемо экономического расчета, здесь была построена зависимость ЧДД от длины горизонтальной скважины. Наибольшему значению ЧДД соответствует оптимальная длина.

Таким образом, с помощью оптимизации можно получить рациональную длину скважины, применительно к конкретному месторождению, что приведет к максимальным технико-экономическим показателям.

**ВЛИЯНИЕ ФИЛЬТРАТА БУРОВОГО РАСТВОРА НА
РАСПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕНИЙ В ПРИСТВОЛЬНОЙ ЗОНЕ
СКВАЖИНЫ
(INFLUENCE OF MUD FILTRATE ON THE STRESS DISTRIBUTION
IN THE ROW ZONE OF THE WELL)**

Арсланова Э.Р., Кулёмин М.С.
(научный руководитель: доцент Блинов П.А.)
Санкт-Петербургский Горный университет

При бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин на нефть и газ традиционными способами в несвязных породах, трещиноватых и глинистых породах происходит повышенная разработка, сужение и обрушение ствола скважины, что приводит к прихватам бурового инструмента, перебурке уже пройденных интервалов и требует установки дополнительных обсадных колонн, что в свою очередь ведет к удорожанию строительства скважины. В основном это происходит в интервалах набора кривизны, тангенциальных и горизонтальных участках.

Вопрос устойчивости ствола скважины решается путем создания технических средств и технологий бурения с одновременным креплением ствола скважины колонной обсадных труб (бурение обсадными трубами – БОТ), либо за счет разработки специальных составов буровых растворов, способных за счет своих свойств удерживать ствол скважины в устойчивом состоянии. Второе решение по экономическим и технологическим параметрам более выгодное и является неотъемлемой частью первого.

Одной из задач повышения устойчивости ствола скважины является оценка влияния фильтраата бурового раствора. Для этого было разработано несколько этапов проведения методики исследований. На первом этапе оценивались прочностные свойства горных пород. Для этого через насыпную модель горной породы производилась фильтрация бурового раствора. Далее определялись сцепление и угол внутреннего трения образцов на приборе одноплоскостного среза. Результаты испытаний показали, что использование различных типов буровых растворов может оказывает существенное влияние на устойчивость несвязных и слабосвязных горных пород. На следующем этапе оценивались напряжения на стенке скважины в зависимости от прочностных характеристик пород и зенитного угла.

На основе выполненных исследований: получена зависимость устойчивости ствола наклонно направленной скважины от прочностных характеристик горных пород с учетом зенитного угла; определено положение критических точек и возможность регулирования прочностных свойств горной породы фильтратом бурового раствора.

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ
СТРОИТЕЛЬСТВА МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН
(FEASIBILITY STUDY OF CONSTRUCTION MULTILATERAL
WELLS)**

Артемов А.Ю.

(научный руководитель: к.т.н., старший преподаватель Архипов А.И.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Основными методами интенсификации добычи нефти, как известно, являются увеличение площади вскрытия пласта и расширение зоны дренирования скважин путем воздействия на призабойную зону.

Первый вариант подразумевает бурение дополнительных ответвлений от основного ствола скважины, которые расходятся на сотни метров в разные стороны по пласту. В результате применения такой техники вскрытия продуктивных пластов возник новый тип скважин (многозабойные), имеющих в несколько раз большую полезную протяженность, чем обычные скважины.

Использование данного метода позволяет значительно увеличить производительность скважины по сравнению с однозабойной наклонной или горизонтальной скважиной, тем самым увеличить прибыль от продажи добытой из скважины продукции. В объеме месторождения многозабойное бурение позволяет сократить расходы средств, затрачиваемых на разработку месторождения путем снижения расходов на строительство скважин.

Настоящая работа посвящена выбору техники и технологии бурения дополнительных стволов в пласте для значительного увеличения площади фильтрации и зоны дренирования и оценке экономического эффекта от строительства многозабойной скважины.

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ В ПЕРИОД ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ (RATIONALE OF EFFICIENCY OF APPLICATION OF THE HORIZONTAL WELL ON THE GAS FIELD DURING THE FALLING PRODUCTION)

Ахмадиева Г.Н.

(научный руководитель: старший преподаватель Ахмедов М.М.)
филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в городе Ташкенте

В процессе разработки газоконденсатного месторождения при помощи вертикальных скважин часто сталкиваются с такой проблемой как, обводнение скважин, что приводит к падению дебита, более длительной разработке месторождения в связи с изменением степени вскрытия забоя скважины либо полным ее глушением и бóльшими капиталовложениями для ремонта скважин.

Для определения более эффективной эксплуатации скважины был проведен расчет применения горизонтального ствола, вскрывшего полосообразный фрагмент по данным вертикальной скважины месторождения Шуртан. В расчете также учитывалось изменение физических свойств газа и влияние их на коэффициенты фильтрационного сопротивления a и b . Так как основной проблемой эксплуатации в период падающей добычи является обводнение скважин, то рассчитан предельно-безводный дебит, вследствие чего появилась необходимость учета асимметричности расположения горизонтального ствола по толщине

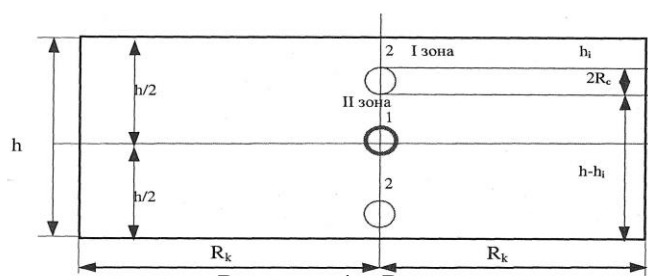


Рисунок 1 - Расположение горизонтального ствола по толщине пласта

полосообразного фрагмента (рисунок 1).

Расчеты показателей разработки с удлинением горизонтального участка скважины с целью поддержания постоянных годовых отборов показали преимущество горизонтальной скважины над вертикальной. На стадии

падающей добычи, с постепенным снижением депрессии на пласт, постоянные отборы можно сохранить увеличением зоны дренирования, в свою очередь увеличение вышеуказанной зоны в ограниченном по толщине пласте возможно вскрытием продуктивного пласта исключительно горизонтальным стволом.

Так же для вертикальных скважин характерно значительное падение дебита при уменьшении депрессии на пласт. Использование горизонтальной скважины сохранять дебит за счет увеличения длины горизонтального участка.

ОБЗОР МЕТОДОВ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КОЛЛОИДНЫХ РАСТВОРОВ (REVIEW METHODS ELECTROPHYSICAL PROPERTIES OF COLLOIDAL SOLUTIONS)

Ахмадуллина А. Г.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Ямалетдинова К.Ш.)
Башкирский государственный университет»

Коллоидными растворами называют дисперсные системы, которые состоят из дисперсионной среды и дисперсной фазы. Дисперсная фаза представляет частицы размерам от 1 до 100 нм.

Свойства коллоидных растворов нефть приобретает благодаря наличию твердых веществ, таких как парафины и асфальтены, в диспергированном состоянии

В настоящее время добываемая нефть имеет большую степень обводненности и высокую вязкость, что затрудняет добычу нефти и делает ее менее рентабельной. Увеличение нефтеотдачи достигается путем физико-химического воздействия на пласт, в том числе и закачкой растворов и композиций поверхностно-активных веществ.

Проблеме эффективности применения поверхностно-активных веществ в процессе добычи нефти посвящено большое количество работ, авторами которых являются Ревизский Ю.В., Саяхов Ф.Л., Фахретдинов Р.Н., Дыбленко В.П., Семихина Л.П. и пр.

В работах Ревизского Ю.В. описан метод временной диэлектрической спектроскопии, который используется в диапазоне частот от 10^{-4} до 10^{10} ГГц. Сущность данного метода состоит в фиксировании отклонений импульса напряжения при отражении от измерительной ячейки.

В работе Саяхова Ф.Л. для исследования электрофизических свойств применяется метод высокочастотной диэлектрической спектроскопии для оценки эффективности применения реагентов. Измерения проводились в интервале частот от 30 до 300 МГц через каждые 5 МГц. Благодаря данному эксперименту получают зависимость относительной диэлектрической проницаемости ε' и тангенса угла диэлектрических потерь $\tan\delta$ от частоты поля f (Гц) при определенных значениях температуры и давления в виде резонансных кривых.

В работе Семихиной применен индуктивный диэлектрический метод для разработки составов композиционных ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений. Данный метод позволяет получить частотные зависимости $\tan\delta$ для исходных реагентов в области низких частот (менее 10 МГц).

Таким образом, был приведен краткий обзор методов исследования электрофизических свойств растворов и проанализированы данные методы.

БУРЕНИЕ МНОГОСТВОЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ В ТУРКМЕНИСТАНЕ (DRILLING MULTILATERAL WELL IN TURKMENISTAN)

Ахмедов Н.Р.

(научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Файзуллин В.А.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

В работе был проведён анализ геолого-промысловых данных текущего состояния разработки месторождений Западного Туркменистана. Было выявлено, что первоочередными объектами для бурения горизонтальных скважин могут стать нефтяные залежи месторождения Восточного Хазара. Основными факторами, определяющие целесообразность бурения горизонтальных скважин являются:

1) продуктивные горизонты залегают на больших глубинах, и бурение каждой скважины требует больших материальных и трудовых затрат;

2) пласты литологически неоднородные и характеризуются низкой продуктивностью;

3) скважины, в основном, дают безводную продукцию. Однако, получение даже относительно небольших дебитов нефти требует создания на пласт достаточно высокой депрессии, что значительно сокращает фонтанный период эксплуатации скважин;

4) толщина продуктивных горизонтов составляет несколько десятков метров (20-30м), а по простиранию 300 – 400 м, что является благоприятным условием для создания горизонтального ствола в пределах продуктивной части разреза.

С учётом вышеперечисленных факторов был проведён расчёт оптимальной длины горизонтального ствола скважины, который показал, что длина горизонтального ствола более 200 метров, не приводит к увеличению затрат и не компенсируется затратами на удлинение ствола. В ряде случаев, по существующим причинам дебит существенно может быть сокращен до 0.

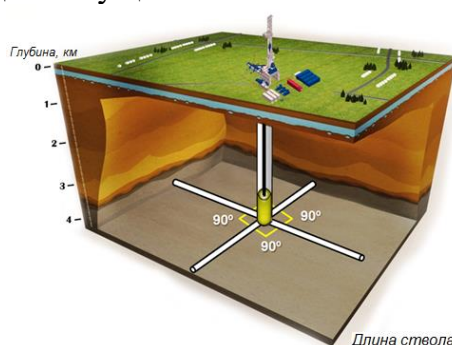


Рис.1. Схема расположения горизонтальных стволов

**АНАЛИЗ СОВРЕМЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПРИМЕНЕНИЯ
ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ ПРИ
ДОБЫЧЕ НЕФТИ
(ANALYSIS OF CURRENT STATE OF USING CHEMICAL METHODS
FOR CONTROL ASPHALTENE-PARAFFIN-RESIN DEPOSITS IN OIL
PRODUCTION PROCESSES)**

Ахмедова А.Н.

(научный руководитель: доцент Тананыхин Д.С.)

Санкт-Петербургский Горный университет

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО) представляют собой сложную структурированную систему высокомолекулярных соединений, содержащих углеводороды, масла, смолы, асфальтены, а также неорганические включения – песок, глину, соли, воду.

Наиболее перспективными и технологичными методами борьбы с АСПО являются специально разрабатываемые химические реагенты, принцип работы которых основан на адгезионно-адсорбционных процессах, происходящих на границах раздела фаз.

Целью данной работы было изучить и проанализировать текущие тенденции развития, среди которых можно выделить следующие:

- создание реагентов комплексного действия, отличающихся многофункциональностью за счет использования эффекта синергизма – взаимного усиления присадками свойств друг друга;
- комбинирование химических методов с другими с целью повышения эффективности действия;
- совершенствование конструкций приборов и способов проведения обработки скважин химическими реагентами.

Среди наиболее актуальных проблем можно выделить проблему подбора химического реагента для каждого конкретного случая, которая не может быть в полной мере решена из-за недостаточной изученности компонентов отложений, пластовых условий и свойств нефти того или иного месторождения в каждом конкретном случае. Также широкое применение химических методов на практике часто сдерживает высокая стоимость реагентов.

Дальнейшие исследования могут быть направлены на:

- более тщательное изучение механизма действия присадок при воздействии на АСПО в продуктивном пласте;
- тщательное изучение других проблем, возникающих на месторождениях наряду с АСПО (обводненность продукции, образование солеотложений, повышенный вынос из пласта механических примесей, коррозия оборудования), и их влияния на действие химических реагентов.

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
РАЗРАБОТКИ ПРОЕКТНЫХ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ И АНАЛИТИЧЕСКИХ
РАСЧЕТОВ
(PREDICTION OF TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT
PARAMETERS BASED ON GEOLOGICAL MODELLING AND
ANALYTICAL CALCULATIONS)**

Ахметшина Д.Т., Вафин А.И.

(научный руководитель: Лощева З.А.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

Данная работа посвящена вопросу прогнозирования технологических показателей разработки проектных скважин. Объектом исследования является скважина № 17581 БГС залежи № 1 Куакбашской площади Ромашкинского месторождения. Основными задачами данной работы являются выбор оптимального направления бокового горизонтального ствола скважины № 17581 и прогнозирование технологических показателей. Бурение бокового горизонтального ствола скважины запланировано на бобриковский горизонт. Рассматриваемый участок представляет 27 скважин, текущий средний дебит нефти составляет 3,8 т/сут, обводненность 74%.

Для проведения геолого – промыслового анализа работы участка была сформирована база данных, включающая в себя информацию за весь период разработки, данные по интервалам перфораций, геолого-техническим мероприятиям и методам увеличения нефтеизвлечения. Формирование базы данных производилось путем использования программного комплекса ROXAR – RMS и ResViewII. В программном комплексе RMS была построена геологическая модель участка на основе геофизических исследований, также был построен профиль проектного бокового горизонтального ствола скважины №17581. Были построены структурная карта по рассматриваемому участку, которая позволяет выявить участки поднятия пласта, и карта нефтенасыщенных толщин. В результате комплексного анализа рассматриваемого участка были рассчитаны наиболее вероятные дебиты нефти, жидкости и обводненность проектной скважины.

На текущий момент, имея фактические данные по работе скважины №17581БГС установлено, что прогнозные технологические показатели были подтверждены фактическими данными. Таким образом, работа показывает эффективность применения комплексного подхода, сочетающего в себе аналитические методы и геологическое моделирование, при прогнозировании технологических показателей проектных скважин.

ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОЙ РАССТАНОВКИ ПРОЕКТНЫХ СКВАЖИН ПРИ МОДЕЛИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ (RATIONAL ARRANGEMENT JUSTIFICATION OF PROJECT WELLS DURING DEVELOPMENT SIMULATION)

Аюпов Д.Р.

(научный руководитель: к.т.н., Гавура А.В.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Целью данной работы является изучение и поэтапное выполнение сравнительного анализа эффективности применения различных систем размещения проектных скважин на месторождении нефтегазоносного бассейна Персидского залива, находящегося в южной части Республики Ирак.

Выполнение поставленной задачи, включает в себя следующие основные этапы исследования: изучение геолого-промысловой характеристики объекта, включающее в себя детальный анализ реализуемой системы разработки; обзор существующих подходов к рациональному размещению скважин, как вертикальных, так и горизонтальных; исследование механизмов и условий эффективного вытеснения нефти при рациональном размещении скважин, и формулировка выводов и рекомендаций, путем сравнительного анализа результатов; разработка методики выбора систем размещения скважин, на основе полученных результатов.

Для изучения и поэтапного выполнения сравнительного анализа эффективности применения различных систем размещения проектных скважин на месторождении, произведены расчеты на секторных гидродинамических моделях. Рассчитываемые секторные модели отображают различную геологическую неоднородность свойств исследуемых формаций.

На основе полученных результатов строится дерево технологических решений, с описанием каждой выполняемой задачи, принципа и вывода. Обобщающий сравнительный анализ результатов применения различных систем размещения позволяет описать принципы, составить методику выбора рационального размещения скважин, и в целом выработать комплексный и научно обоснованный подход к выбору критериев, условий и оптимальных параметров эффективного применения различных систем размещения скважин на месторождении.

**ТЕХНОЛОГИЯ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА
ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКОЙ ЛЕДОСТОЙКОЙ
СТАЦИОНАРНОЙ ПЛАТФОРМЫ «ПРИАЗЛОМНАЯ» ПУТЕМ
ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
(TECHNOLOGY OF OIL-ASSOCIATED GAZ UTILIZATION DURING
THE EXPLORATION OF ICE-RESISTANT GRAVITY BASED
PLATFORM «PRIRAZLOMNAYA» BY USING WATER ALTERNATED
GAS INJECTION)**

Аюпова А.Х.

(научный руководитель: доцент Ламбин Д.Н.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В данной работе предлагается технологическая схема закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) в пласт с применением насосно-эжекторных систем на МЛСП «Приразломная».

ПНГ представляет собой продукт, получаемый в результате технологического процесса подготовки нефти для ее дальнейшей транспортировки, который в обязательном порядке подлежит утилизации. Долгое время он считался отходом производства и зачастую сжигался на факелах. В связи с этим в атмосферу попадали огромные объемы вредных выбросов, существенно загрязняющих окружающую среду. Лишь незначительная часть использовалась для энергетического обеспечения нефтедобывающих промыслов, хотя данный газ может быть использован для увеличения нефтеотдачи пластов. Это в полной мере относится и к шельфовым месторождениям.

Для Приразломного нефтяного месторождения компании «Газпром нефть» вопрос утилизации ПНГ является одним из самых насущных, поскольку компания-оператор взяла на себя обязательства по выполнению принципа «нулевого сброса».

В настоящее время газ на месторождении используется для собственных нужд, то есть для выработки электроэнергии на газотурбинных генераторах (ГТГ), а также частично сжигается на факеле. Таким образом, обеспечивается полная автономность месторождения.

В ближайшем будущем объемы ПНГ будут возрастать, так как месторождение вводится в разработку.

Поскольку количество газа, потребляемого ГТГ постоянно, предлагается, возрастающую часть ПНГ, отправляемого на факел, утилизировать закачивая в пласт с целью повышения нефтеотдачи.

Таким образом, предлагаемая технология водогазового воздействия позволит утилизировать возрастающее количество ПНГ, как минимум, не увеличивая количество сжигаемого на факеле газа.

**К ВОПРОСУ ПОДБОРА ОПТИМАЛЬНОГО ИНГИБИТОРА
СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ С УЧЕТОМ ВЗАИМОВЛИЯНИЯ
ТЕХНОЛОГИЙ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ В НЕФТЕДОБЫЧЕ
(SELECTION OF THE OPTIMAL SCALE INHIBITOR BASED ON
MUTUAL TECHNOLOGIES USED IN OIL PRODUCTION)**

Бадгутдинов Ф.Ф.

(научный руководитель: старший преподаватель Гумерова Д.М.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

Солеотложения являются одной из самых серьезных проблем при разработке нефтяных месторождений. Они возникают в результате закачки неподготовленной воды в пласты, изменении термобарических условий и смешении двух несовместимых вод. Один из эффективных методов борьбы с солеобразованием – применение ингибиторов-солеотложений.

Как известно, основной целью применения этих химических реагентов является препятствование зарождению, накоплению и укрупнению кристаллов солей в скважине. Стандартные методики оценки технологической эффективности ингибиторов солеотложений, как правило, предусматривают определение в лабораторных условиях минимально допустимую концентрацию ингибитора солеотложений, которая обеспечивает защитный эффект, при этом не учитывается, что применение выбранного по такому критерию ингибитора солеотложений, может обострить целый ряд проблем в других технологических элементах системы добычи нефти.

В связи с этим была разработана методика исследования ингибиторов солеотложений для определения взаимовлияния смежных процессов для системного подхода в подборе ингибитора. В лабораторных условиях была испытана группа ингибиторов солеотложений, рассмотрено их влияние на состав и устойчивость нефтяных эмульсий. В результате лабораторных исследований было выявлено, что данные растворы композиционной смеси оказывают неоднозначное влияние на состав и устойчивость нефтяных эмульсий. При этом немаловажное значение имеет массовая доля воды добываемой продукции. При одной обводненности эмульсии ингибиторы способствуют снижению основных физико-химических показателей, при другой – эти же показатели, наоборот, возрастают. В связи с этим выбор того или иного ингибитора солеотложений необходимо осуществлять индивидуально и конкретно для каждой сформировавшейся эмульсии, учитывая степень её обводненности.

Исследование взаимовлияния технологий при добыче остаточных запасов позволяет систематизировать выбор ингибитора солеотложений для достижения не только наивысшего эффекта ингибирования, но и для снижения рисков дополнительных затрат при взаимовлиянии смежных процессов.

МЕТОДИКА ВЫБОРА И РЕЗУЛЬТАТЫ ИНТЕГРИРОВАННОЙ ОЦЕНКИ ИНГИБИТОРОВ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ НА ОСНОВЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ДИНАМИКИ ОПТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ (METHODS OF SELECTION AND THE RESULTS OF THE EVALUATION OF SCALE INHIBITORS BASED ON THE STUDY OF THE DYNAMICS OF THE OPTICAL PROPERTIES OF THE OIL)

Бадгутдинов Ф.Ф.

(научный руководитель: д.т.н. Гуськова И.А.)

Альметьевский Государственный Нефтяной Институт

При эксплуатации истощенных нефтяных месторождений проблема формирования солеотложений в призабойной зоне скважины и на поверхности нефтяного оборудования является актуальной. Разработанная экспресс-методика выбора ингибиторов солеотложений позволяет ответить на вопрос: не создаст ли применение данного ингибитора проблемы при перекачке, подготовке и транспортировке нефти? Методика позволяет оценить риски, связанные с влиянием ингибитора солеотложения на формирование эмульсий при добыче нефти с различной обводненностью.

Стандартные методики оценки технологической эффективности ингибиторов солеотложений, как правило, предусматривают определение в лабораторных условиях минимально допустимую концентрацию ингибитора, которая обеспечивает защитный эффект. В результате, выбор ингибитора солеотложений основан на экономических показателях, определяемых ценой и рекомендуемой концентрацией. При этом не учитывается, что применение выбранного по таким критериям ингибитора, может обострить целый ряд проблем в других элементах системы добычи нефти.

В связи с этим была разработана методика выбора ингибиторов солеотложений с учетом возможных рисков. Методика основана на оценке динамики коэффициента светопоглощения нефти при взаимодействии с ингибитором.

По результатам лабораторных исследований было выявлено, что проанализированные ингибиторы солеотложений в большей степени влияют на процесс формирования и стойкость образовавшихся эмульсий.

Влияние ингибиторов солеотложений на формирование эмульсий и их стойкость зависит от обводненности. Установлены диапазоны обводненности, для которых данное влияние наиболее существенно.

Использование разработанной методики выбора ингибитора солеотложений позволит выполнить интегрированную оценку химреагентов на основе определения не только эффекта ингибирования, но и исследования рисков. Это позволит получить долгосрочный системный эффект при добыче остаточных запасов истощенных месторождений и в конечном итоге снизить эксплуатационные затраты.

ВНУТРИПЛАСТОВАЯ КОНВЕРСИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В УСЛОВИЯХ КАТАЛИТИЧЕСКОГО АКВАТЕРМОЛИЗА (IN SITU CONVERSION OF HEAVY CRUID OIL UNDER CATALYTIC AQUATERMOLYSIS)

Байгильдин Э.Р., Салих И.Ш.С., Ситнов С.А.

(научный руководитель: старший научный сотрудник Вахин А.В.)

Казанский (Приволжский) федеральный университет

В последние годы в мире в условиях ухудшения структуры запасов углеводородного сырья энергетические компании и правительства стран все большее внимание уделяют нетрадиционным видам жидких углеводородов, в частности высоковязким нефтям, и повышению энергоэффективности методов их добычи, которые сводятся к облагораживанию состава уже внутри пласта. Это достигается применением катализаторов крекинга и донора протонов водорода.

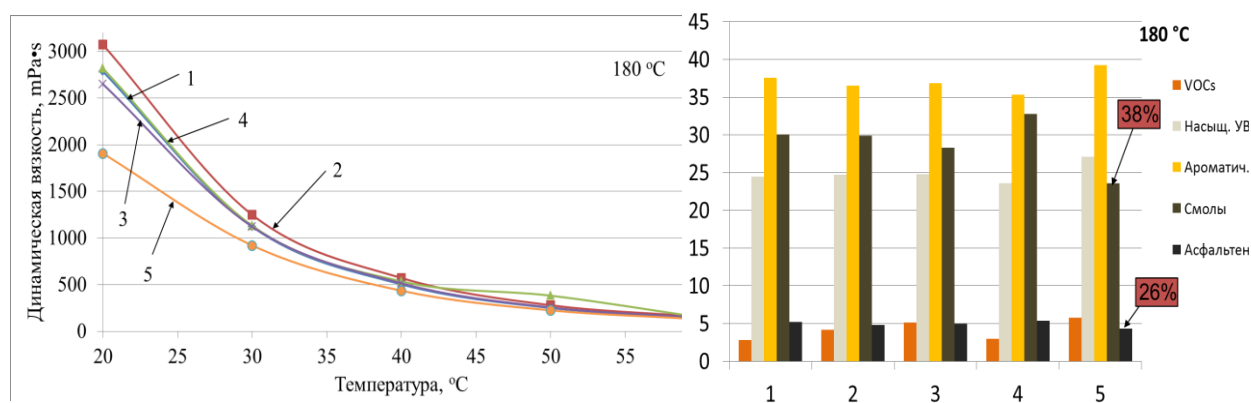


Рисунок. Вязкостно-температурные характеристики и групповой состав нефти до и после акватермолиза: 1- исходная нефть; 2- без катализатора; 3- с добавлением донора протонов; 4 – с добавлением катализатора; 5 – с добавлением катализатора и донора протонов

В работе проведено лабораторное моделирование некаталитического и каталитического акватермолиза на образце высоковязкой нефти в условиях, близких к пластовым (температура 180°C, давление 0,1 МПа). Установлено, что применение катализатора и донора протонов приводит к интенсификации реакции крекинга наиболее высокомолекулярных компонентов нефти, а именно, смол и асфальтенов и существенному снижению их содержания (на 38% и 26%, соответственно), что коррелирует с вязкостно-температурными данными, указывая на синергетический эффект выбранных реагентов условиях паротеплового воздействия на залежь.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ДОБЫЧИ ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЗ ЗАЛЕЖЕЙ ГАЗОГИДРАТОВ (COMPARATIVE ANALYSIS OF METHODS OF EXTRACTION OF NATURAL GAS FROM DEPOSITS OF GAS HYDRATES)

Баранов В.В.

(научный руководитель: д.г.н., к.г.-м.н. Захаренко В.С.)

Мурманский государственный технический университет

Традиционные ресурсы энергии на Земле ограничены и распределены на планете достаточно неравномерно. Во многих странах с дефицитом собственных источников природного газа (Китай, Япония, Корея) энергетическая проблема может быть решена за счет природных газовых гидратов. Потенциальные ресурсы гидратного газа оцениваются специалистами в $1,5 \cdot 10^{16}$ м³. Таким образом, проблема выявления и освоения залежей газогидратов чрезвычайно актуальна. Ряд стран имеют программы по изучению и промышленному освоению природных газогидратов.

Россия обладает собственными месторождениями газогидратов. Их наличие подтверждено на дне озера Байкал, Черного, Каспийского и Охотского морей, а также на Ямбургском, Бованенковском, Уренгойском, Мессояхском месторождениях. Однако на данный момент разработка газогидратов в России из подтвержденных месторождений представляется перспективной после значительного удешевления технологии и только в районах с уже существующей газотранспортной инфраструктурой.

В данной работе приводится обзор изученности газогидратов (гидрата метана) как потенциального источника природного газа, анализ современных технологий в области разработки газоконденсатных залежей и добычи газа из них, перспектив промышленной разработки газогидратных месторождений. На примере конкретного месторождения рассмотрены несколько возможных способов его разработки. Произведены расчеты скорости разложения гидрата метана в процессе разработки газогидратной залежи и потенциального дебита скважин в зависимости от интенсивности воздействия на нее и в зависимости от используемого способа разработки. Произведен сравнительный анализ преимуществ и недостатков каждого из рассмотренных способов, границ их применимости, размера области воздействия на газогидратную залежь. Предложено комплексное решение по разработке залежи с учетом преимуществ и недостатков каждого из рассмотренных способов разработки.

МЕТОДИКА АНАЛИЗА СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ, НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. В.Н. ВИНОГРАДОВА ПЛАСТА АС3

(THE METHOD OF ANALYSIS OF THE WATERFLOODING SYSTEM IN LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS. CASE STUDY OF THE FORMATION AC3 OF V.N. VINOGRADOV OILFIELD)

Батилов И. В., Суворов В.А.

(научный руководитель: Амиров А.Н.)

АО «РИТЭК»

Актуальность работы заключается в эффективной разработки нефтяной залежи АС3 месторождения им. В.Н. Виноградова. Объект АС3 месторождения им. В.Н. Виноградова является недонасыщенным и низкопроницаемым (средняя проницаемость – два миллиарда дarcy).

Проведены промысловые исследования по схеме межскважинной гидроразведки на двух участках с охватом 22 скважин при этом в трех скважинах был дополнительно вскрыт пласт АС2, что позволило произвести исследования и по схеме внутрискважинной гидроразведки на предмет изучения гидродинамического взаимовлияния пластов АС3 и АС2.

Целью проведенных исследований являлось изучение гидродинамических связей между скважинами месторождения им. В.Н. Виноградова.

Результаты гидроразведки позволяют вести речь о том, что в настоящем пласты АС2 и АС3 являются сообщающимися гидродинамическими системами. Закачиваемые объемы как адресно, так и опосредованно (через АС2, но с потерями) поступают в пласт АС3 и участвуют в его разработке.

Выявлены случаи интерференции: нагнетательная → добывающая скважина; добывающая → добывающая скважина; пласт АС2 → АС3.

Отмечено, что пласт АС3 является сложнейшей гидродинамической системой с каналами фильтрации, связывающими скважины на больших расстояниях

В конце декабря 2015 года были проведены трассерные исследования в целях уточнения фильтрационных параметров продуктивной толщи пласта АС3 месторождения им. В.Н. Виноградова.

Анализ полученных результатов трассерных исследований добывающих скважин месторождения им. В.Н. Виноградова позволил выявить следующее:

Низкие концентрации трассера в отобранных порциях, особенно на ранних этапах наблюдений, указывают на интенсивное его разбавление в межскважинном пространстве, что свидетельствует о его продвижении по «водным полям», где происходит интенсивный массообмен и разбавление трассера.

**СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ КИН НА БАРАКАЕВСКОМ
ГАЗОНЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
(WAYS OF IMPROVING RECOVERY EXTRACTION ON
BARAKAEVSKOE GAS AND OIL FIELD)**

Бельгесова Н.С., Литовский А.П.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Пахлян И.А.)

Кубанский государственный технологический университет

Повышение нефтеотдачи (КИН) — это весь комплекс работ, направленный на улучшение физических свойств нефтяного (газового) коллектора. Коллектор имеет три основных свойства: пористость, проницаемость и трещинноватость. Если на первоначальную пористость (а ещё на степень их заполнения флюидами) человек не в силах повлиять, то на проницаемость и трещинноватость можно повлиять различными способами, например: термические методы (прогрев водяным паром, внутрипластовое горение), термохимические (закачка хим. реагентов инициирующих в пласте экзотермическую реакцию), волновые, физические методы воздействия на призабойную зону пласта, кислотная обработка призабойной зоны, гидроразрыв пласта (повышение трещинноватости призабойной зоны), химические методы (в том числе, использование ПАВ).

Наиболее актуальные методы повышения КИН непосредственно для Баракаевского месторождения: По причине отсутствия неотработанных продуктивных интервалов в отдельных скважинах, возможностей для переноса интервалов дренирования с объекта на объект нет. В данных условиях одним из наиболее приемлемых способов для довыработки остаточных запасов будет восстановление ранее пробуренного фонда посредством бурения боковых стволов. Так же можно выделить еще один метод, что может поспособствовать повышению КИН на данном месторождении — метод химической обработки призабойной зоны пласта, использование составов на основе HCl , HF , CH_3COOH , HCOOH , NH_2HSO_3 . Но, в свою очередь, данный метод так же предусматривает некоторые осложнения, например, выпадение осадков АСПО и стойких эмульсий при контакте кислотных составов и пластовых флюидов, увеличение обводненности продукции вследствие образования заколонных перетоков и т.д.

Задачи интенсификации добычи пластового флюида для данного месторождения актуальны и осуществимы за счет осуществления третичных методов повышения нефтеотдачи пластов: строительства боковых стволов и соляно-кислотных обработок призабойной зоны пласта.

**РАЗРАБОТКА НИЗКОПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С
ПОМОЩЬЮ РЕАГЕНТНОЙ РАЗГЛИНИЗАЦИИ. ПРОБЛЕМА
РЕАЛИЗАЦИИ МЕТОДА ПРИ ИЗМЕНЯЮЩИХСЯ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ
(THE DEVELOPMENT OF CLAYLOAMY COLLECTORS BY MEANS
OF REAGENT PROCESSING. THE PROBLEM OF
IMPLEMENTATION OF THE METHOD UNDER VARYING
HYDRODYNAMIC CONDITIONS)**

Бойхонова М.Ж.

(научный руководитель: доцент Токарева Н.М.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

В настоящее время в разработке нефтяных месторождений в Российской Федерации наблюдается ухудшение структуры и вовлечение в эксплуатацию низкопроницаемых, неоднородных коллекторов. Для достижения потенциальной нефтеотдачи в низкопроницаемых коллекторах зачастую применяются физико-химические методы, которые в свою очередь имеют множество разновидностей, оказывающих воздействия на призабойную зону. Одной из них является технология реагентной разглинизации, позволяющая повысить или восстановить продуктивность коллектора. Основой технологии является обменная реакция между ионным комплексом глин и ионами, входящими в состав реагентных растворов, в результате которой глинистые образования набухают и самопроизвольно диспергируются на тонкодисперсные агрегаты [1]. При создании депрессии глинистые частицы выносятся, и происходит очищение порового пространства.

Авторами патента №2302522 были проведены эксперименты на Арланском и Северо-Никольском месторождениях. Основная масса всех скважин, подвергнувшихся обработке, относились к малodeбитному фонду. Часть из них находились в бездействии по причине экономической нерентабельности. Анализ эффективности обработки опытных скважин проведен по методу Копытова и дополнительно по трём статистическим методам с учетом степенной динамики падения добычи ввиду изменения гидродинамических условий разработки [2]. Величина дополнительной добычи нефти, полученной за счет реализации технологии, составила в среднем 3612 м³/год.

Оценка интегральной эффективности мероприятий доказала необходимость учитывать изменение гидродинамической характеристики объектов обработки. При выборе скважин-кандидатов для проведения реагентной разглинизации необходимо воспользоваться картами весовой глинистости.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЗАИМОСВЯЗИ МЕЖДУ СКОРОСТЬЮ
САМОПРОИЗВОЛЬНОЙ КАПИЛЛЯРНОЙ ПРОПИТКИ И
СМАЧИВАЕМОСТЬЮ ПОРОДЫ
(THE RELATIONSHIP BETWEEN SPONTANEOUS IMBIBITION
VELOCITY AND ROCK WETTABILITY)**

Бороздин С.О.

(научный руководитель: профессор Подгорнов В.М.)

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

Минимизация повреждения призабойной зоны пласта при первичном вскрытии пласта бурением остается одной из важнейших задач на этапе заканчивания скважин, особенно, когда заканчивание планируется проводить "открытым" стволом.

Степень повреждения пласта зависит от суммирующего направления действия $\text{grad } \Delta p, \Delta T$ (градиент от перепада давлений и температуры между скважиной и пластом) и $\text{grad } \Sigma \Delta \text{физ.хим.}$ (результатирующий градиент действия капиллярных, диффузионных, электрических и других давлений, возникающих в призабойной зоне пласта при контакте с буровым раствором).

В зависимости от конкретных условий участие физико-химические процессов в формировании зоны проникновения меняется, а в ряде случаев оказывается существенным и в результате объём водной фазы проникающий в коллектор либо сокращается, либо увеличивается в зависимости от направления действия $\text{grad } \Sigma \Delta \text{физ.хим.}$. Важным условием повышения качества вскрытия пласта является определение величины и направления действия $\text{grad } \Sigma \Delta \text{физ.хим.}$ с целью управления для минимизации загрязнения призабойной зоны.

Для определения степени влияния физико-химических процессов на формирование призабойной зоны были проведены экспериментальные и аналитические исследования самопроизвольной капиллярной пропитки, в результате которых было выявлено большое различие в скоростях капиллярной пропитки для разных образцов одного и того же размера. После обработки результатов экспериментальных данных было определено, что скорость капиллярной пропитки зависит от степени гидрофильности (или гидрофобности) коллектора.

Прямое измерения контактного угла смачивания для горных пород провести невозможно. Однако, смачиваемость коллектора может быть косвенно определена при помощи скорости самопроизвольной капиллярной пропитки.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО
РАЗРЫВА ПЛАСТА С ЦЕЛЬЮ ВОВЛЕЧЕНИЯ В РАЗРАБОТКУ
СЛАБОПРОНИЦАЕМЫХ НЕДРЕНИРУЕМЫХ ИНТЕРВАЛОВ
СЛОИСТО-НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ
(IMPROVING HYDRAULIC FRACTURING TECHNOLOGY TO
INVOLVE IN THE DEVELOPMENT OF LOW PERMEABLE NON-
DRAINING PART OF THE LAYERED RESERVOIRS)**

Бохан М.М., Нифадов В.В., Минкин Д.А.
(научный руководитель: Фаткуллин А.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Приоритетным направлением развития нефтегазовой промышленности на современном этапе является стабилизация и рост добычи нефти в основных добывающих регионах, в первую очередь – в Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

В настоящее время решать эти задачи стремятся за счет увеличения годовых темпов отбора нефти из высокопроницаемых коллекторов. Однако это нередко приводит к образованию зон остаточной нефтенасыщенности или целиков нефти, располагающихся в менее проницаемых прикровельной и приподошвенной частях природного резервуара. Подобная практика рассчитана на краткосрочную перспективу и не может служить основой долговременной стратегии по стабилизации добычи нефти и газа.

Достижение устойчивой стабилизации, а также роста добычи нефти и газа в современных условиях возможно за счет вовлечения в активную разработку низкопроницаемых зон и интервалов. По мнению специалистов, к ним в структуре остаточных геологических запасов относится более 50%. На сегодня их удельный вес в общем объеме добываемой продукции оценивается цифрой не более 10%.

В последние годы широкое распространение в практике нефтедобычи получили различные технологии гидроразрыва пласта (ГРП). Общепризнана их значимость в качестве технологии интенсификации добычи нефти. Однако, не все считают, что технологии ГРП способствуют повышению конечных величин КИН. Представленная работа вселяет надежду, что ГРП может рассматриваться и в качестве технологии увеличения КИН.

Таким образом, вовлечение в активную разработку низкопроницаемых коллекторов на основе технологий ГРП, способных увеличивать конечный КИН, может рассматриваться в качестве актуальной проблемы.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПУСТИМЫХ ГРАНИЦ ДАВЛЕНИЙ,
ТЕМПЕРАТУР И МИНЕРАЛИЗАЦИИ ЗАКАЧИВАЕМОЙ ВОДЫ В
ПЛАСТ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМЫ ПОДДЕРЖАНИЯ
ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ
КОЛЛЕКТОРОВ**

**(THE DEFINITION OF THE ADMISSIBLE LIMITS OF PRESSURE
TEMPERATURE AND SALINITY (MINERALIZATION) OF THE
INJECTED WATER INTO THE LAYER TO IMPLEMENT THE
MAINTENANCE SYSTEM OF RESERVOIR PRESSURE FOR
ENHANCED OIL RECOVERY COLLECTORS)**

Боярский С.В., Ахмедов К.Н.

(научный руководитель: доцент Язынина И.В.)

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

В настоящее время подавляющее большинство нефтяных месторождений в мире находятся на стадии истощения, поэтому при разработке таких месторождений активно реализуется система поддержания пластового давления (ППД) путем закачки воды в продуктивные горизонты. Однако, для эффективного воздействия закачиваемая вода должна быть схожа по химическому составу с водой, находящейся в пласте, в противном случае, высока вероятность возникновения осложнений при добыче нефти, связанных с фазовыми переходами и выпадением растворенных в воде солей. Кроме того, установлено существенное изменение коэффициента нефтеотдачи в зависимости от степени минерализации закачиваемой воды в пласт. В связи с этим, вопрос о влиянии минерализации воды на коэффициент извлечения нефти является одним из наиболее актуальных на сегодняшний день.

Целью работы является определение допустимых границ давлений, температур и минерализации закачиваемой воды в пласт для реализации системы поддержания пластового давления для повышения нефтеотдачи коллекторов. Определены допустимые диапазоны концентраций, давлений и температур, в которых целесообразно применение вод с различной степенью минерализации.

В результате проведенного анализа были рассчитаны численные значения концентраций солей, растворенных в закачиваемой воде для ППД, давлений и температур, в диапазоне которых снижена вероятность возникновения осложнений, связанных с фазовыми переходами, выпадением солей в пласте и закупориванием каналов в результате образования осадков солей.

**АНАЛИЗ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫБРАННЫХ
ДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ УПРАВЛЕНИЯ РАЗРАБОТКОЙ НА
ПРИМЕРЕ УЧАСТКА УППГ№10 ХАРВУТИНСКОЙ ПЛОЩАДИ
ЯМБУРГСКОГО НГКМ
(ANALIZE RESULTS OF EFFICIENCY METHODS THAT USED IN
PROSESSES OF MANAGEMENT DEVELOPING NATURAL GAS BY THE
EXAMPLE OF GAS FIELD№10)**

Бугрий М.С.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Ермолаев А.И.)

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

Эксплуатация Харвутинской площади началась в 1996 г. с вводом УППГ-8. Следующим в разработку в декабре 2006 г. введена УКПГ-9, УППГ-10 в ноябре 2007 г. При разработке данных участков был учтен опыт разработки центральных участков Сеноманской газовой залежи Ямбургского месторождения. А так же был реализован ряд инновационных решений на основе динамического метода управления разработкой.

Методы управления разработкой месторождения подразделяются на статические и динамические. В начальный период освоения месторождения закладываются и реализуются статические методы управления разработкой месторождения. Динамические методы управления разработкой месторождения применяются в повседневной практике эксплуатации для решения конкретных задач по обеспечению плановых объемов добычи в условиях имеющихся ограничений.

Достоверность используемой величины запасов газа предопределяет точность прогнозируемых показателей разработки. Одним из динамических методов управления разработкой является пересчет дренируемых запасов газа, по мере поступления новых данных в процессе эксплуатации месторождения. Для этого используют метод падения пластового давления, за теоретическую основу которого принято уравнение материального баланса. Этот метод позволяет оценить текущие извлекаемые запасы газа на момент его применения в зоне, вовлеченной в разработку, и, в первую очередь, из высокопроницаемых пропластков. По методу падения пластового давления определяются запасы при неопределённости фильтрационных и емкостных параметров пропластков и времени их включения в разработку.

В данной работе я провожу анализ влияния коэффициента сверхсжимаемости на точность оценки дренируемых запасов при использовании метода расчета по материальному балансу, по данным с участка УППГ№10 Харвутинской площади Ямбургского НГКМ.

На основании этого расчета я провожу анализ эффективности выбранных динамических методов системы управления разработкой данного участка по зависимости величины удельной добычи газа на единицу падения пластового давления.

**МЕТОД СБРОСА ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ РАЗРУШЕНИЯ ГИДРАТНОЙ
ПРОБКИ В МОРСКОМ ТРУБОПРОВОДЕ
(THE USE OF THE PRESSURE RELEASE FOR THE DESTRUCTION
OF HYDRATE BLOCKAGE IN THE SUBMARINE PIPELINE)**

Бурдинский Д.С.

(научный руководитель: доцент Сулейманов В.А.)

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

Сброс давления представляет собой технологическую операцию для разрушения сформировавшейся гидратной пробки в подводном трубопроводе. В этой работе будет рассмотрен механизм формирования гидратной пробки, исследован метод сброса давления и условия для его эффективного применения.

Низкие температуры и высокое давление, при перекачке углеводородов по морским трубопроводам, создают условия для формирования гидратов, парафинов и других твердых отложений. Для обеспечения бесперебойного потока углеводородной продукции были разработаны различные технологии, основными из которых являются, изоляция трубопровода, электронагрев и применение ингибиторов.

Однако гидратные пробки в морском трубопроводе могут образоваться в нештатных ситуациях, например, аварийный останов или выход из строя системы подачи ингибитора, когда на отдельных участках трассы трубопровода появляется избыток не связанной ингибитором гидратообразования свободной воды.

Во многих случаях основным и единственно возможным способом разрушения образовавшейся гидратной пробки в морском трубопроводе является сброс газа на продувочную свечу. Однако возможность использования сброса давления лимитирована эксплуатационными факторами, которые необходимо учесть для успешного применением данной методики.

**ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АЗОТА В УСЛОВИЯХ
АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ИМИЛОРСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ASPECTS OF NITROGEN APPLICATION IN TERMS OF ACHIMOV
DEPOSITS: THE CASE OF IMILORSKOE FIELD)**

Бурлаев К.А., Хытин Н.А.

(научные руководители: к.т.н. Метт Д.А., к.т.н. Суходанова С.С.)

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

Как показывает мировой и отечественный опыт, применение газовых методов позволяет повысить эффективность выработки запасов и, тем самым, увеличить КИН. Однако, несмотря на имеющуюся эффективность закачки углеводородных газов, их реализация в условиях отдельных месторождений Западно-Сибирского региона и Республики Коми осложняется техническими причинами. Ввиду высокой стоимости линий трубопровода для подачи газа на месторождение и невысоких цен на углеводородное сырье применение азота для поддержания пластового давления является наиболее обоснованным с экономической точки зрения вариантом разработки месторождения. Использование мобильных азотных установок, не требующих привлечения дополнительного финансирования на обустройство месторождения, позволяет не только организовать газовое воздействие на удаленных от промысловой инфраструктуры залежах, но и с минимальными затратами получить дополнительную нефть.

В рамках данной работы рассматривалась закачка азота на ачимовские отложения Имилорского месторождения. Выбор рабочего агента проводился на базе разработанных критериев применимости азота. Для оценки эффективности была построена гидродинамическая модель с ячейками размером 50х50х0.2м, на которой в различных вариантах были размещены скважины, полностью вскрывающие пласт. Для сравнения эффективности методов увеличения нефтеотдачи было проведено моделирование следующих технологий: закачка азота, циклическое водогазовое воздействие и закачка воды (базовый вариант).

В рамках полученных результатов гидродинамического моделирования была выполнена экономическая оценка и сделан вывод о целесообразности применения азота в качестве рабочего агента для целей повышения эффективности извлечения нефти и поддержания пластового давления в условиях ачимовских отложений Имилорского месторождения.

К ВОПРОСУ О ПОДЗЕМНОМ ХРАНЕНИИ ВОДОРОДА (TO A QUASTION OF UNDERGROUND STORAGE OF HYDROGEN)

Бутов К.А.

(научный руководитель: профессор Хан С. А.)

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

Вопросы альтернативной энергетики, поисков экологически чистого и высокоэффективного дешевого энергоносителя, легкодоступного и практически неисчерпаемого источника энергии давно и прочно заняли ведущее место в перечне проблем, влияющих на перспективу дальнейшего не только развития, но и существования всего человечества.

Один из энергоносителей, отвечающий многим этим требованиям, давно известен – водород. Водородная энергетика обладает огромным потенциалом и на это есть множество причин. Запасы водорода неисчерпаемы и легкодоступны, и автоматически возобновляемы, что устраняет затраты на поиск и разработку месторождений, а также на восполнение заменителями изъятых объемов при подземных разработках и на использование или восстановление отработанных пород.

Способность пористых коллекторов к хранению природного газа зависит от множества параметров. Поэтому, подземные хранилища водорода, содержащие природный газ, несут больше проблем, связанных с не герметичностью покрышки, диффузионного смешивания газов, целостностью колонн скважин и т.д. Все вышеперечисленные проблемы могут привести к незамедлительным потерям смеси газов. Наиболее значимой проблемой во время хранения природного газа и водорода, является высокая диффузия последнего и возможность химических реакций водорода с пластовой водой, коллектором, техническим оборудованием по всей линии газотранспортной сети использования агента.

В статье рассмотрены существующие проекты по хранению газообразного водорода, а также проблемы, с которыми сталкиваются при совместном хранении с природным газом.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СТРАТЕГИИ УПРАВЛЕНИЯ
ВЫСОКОТЕХНОЛОГИЧНЫМИ СКВАЖИНАМИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. Ю.КОРЧАГИНА
(STRATEGY MANAGEMENT IMPROVEMENT OF HIGH-TECH
WELLS IN Y.KORCHAGIN FIELD)**

Быков Д.В.

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

Бурение первых эксплуатационных скважин месторождения им. Ю. Корчагина выявило сложный геологический разрез залежи неокомских и волжских отложений. Основным осложняющим фактором при разработке месторождения является интенсивный прорыв газа газовой шапки к забоям добывающих горизонтальных скважин.

Анализ показал, что прорывы газа на первых пробуренных скважинах обусловлены заколонными перетоками из газовой шапки. Это повлияло на изменение решений по нижнему заканчиванию последующих пробуренных скважин. Для минимизации негативного влияния прорывов газа использованы нижние заканчивания с устройствами контроля притока различных конструкций: пассивные устройства Resflow ICD (забойные штуцеры) и AICD производства компаний Schlumberger и Tendeka, а также активные гидравлически управляемые клапаны (FCV) «Odin».

Активные устройства имеют несколько различных позиций (от полностью открытого состояния до полностью закрытого). Активные многопозиционные клапаны контроля притока позволяют оптимизировать профиль притока и предотвратить перекрестный поток между несколькими горизонтами. Возможности пассивных ICD для выполнения этих задач ограничены.

Возможность управления клапанами позволяет минимизировать негативные последствия. Воспроизведение таких операций в гидродинамических симуляторах помогает в определении оптимальной стратегии управления интеллектуальными скважинами.

Основным инструментом, использованным в данной работе, являлось гидродинамическое моделирование. При помощи специально разработанной программной надстройки, управляющей работой основного программного комплекса, выполнялась численная оптимизация и оценка эффективности работы высокотехнологичных скважин.

АЛЬТЕРНАТИВНЫЕ МЕТОДЫ ХРАНЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА (ALTERNATIVE METHODS OF NATURAL GAS STORAGE)

Валиева А.С.

(научный руководитель: старший научный сотрудник Долгаев С.И.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В работе рассматриваются методы хранения газа в газообразном, жидком и твердом состояниях, такие как: самый популярный на сегодняшний день метод – подземное хранение газа (ПХГ), хранение газа в газогидратах, хранение газа в сжатом и сжиженном виде (СПГ), а также хранение газа в адсорбентах. Каждый из методов имеет свои особенности, достоинства и недостатки. Когда речь идет о больших объемах хранения газа и имеет место оснащение газом территорий регионов, городов или крупномасштабных предприятий уместней всего подземное хранение газа. При достаточной отдаленности оснащаемой газом местности, невозможности провести трубопроводные линии, немногочисленном населении и малых объемах требуемого газа предпочтение отдается газовым гидратам, сжиженному либо сжатому природному газу. Хранение газа в адсорбентах – достаточно новое направление, которое в будущем, возможно, найдет огромное практическое применение. Недостатками подземного хранения газа являются необходимость наличия структур, позволяющих вмещать в себя газ, дороговизна строительства и обслуживания подземного хранилища газа, сезонность его работы. Для сжижения природного газа по сравнению с технологией образования газогидратов требуются большие затраты энергии, более низкие температуры, более высокие давления.

В настоящее время разрабатываются способы синтеза газовых гидратов, консервации и хранения, отвечающие запросам их массового производства и транспортировки. Если раньше их состав и кристаллическая структура исследовались с фундаментальных позиций, с точки зрения определения новых клатратных каркасов, плотно заполняющих пространство, поиска новых форм пространственной организации клатратного вещества, то сейчас на первый план выходят вопросы, связанные с газовым заполнением кристаллических ячеек, поиска возможностей для осознанного управления газосодержанием гидратов, их стабильностью.

**ТЕСТИРОВАНИЕ КОМПЬЮТЕРНОГО ПАКЕТА ДЛЯ
ГИДРАВЛИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ РАСПРЕДЕЛЕНИЙ ДАВЛЕНИЙ
ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН С
ПРОМЫВКОЙ ВЯЗКОПЛАСТИЧЕСКОЙ ЖИДКОСТЬЮ
(TESTING OF COMPUTER PROGRAM FOR HYDRAULIC
CALCULATIONS OF PRESSURE DISTRIBUTIONS IN DRILLING OF
DIRECTIONAL WELLS WITH WASHING BY VISCO-PLASTIC
LIQUID)**

Валишин Э.Ф., Бодрягина К.И.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Исаев В.И.)

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

Правильно запроектированный режим промывки скважин является одним из определяющих условий для успешного ведения буровых работ. Бурение всегда сопровождается промывкой, то есть с прокачкой жидкости через циркуляционную систему скважины. Для осуществления этого процесса требуется определить распределение давлений в циркуляционной системе скважины при разбуривании заданного интервала с учётом: конструкции скважины; реологических свойств промывочной жидкости; характеристик подъёмного механизма; параметров работы компрессоров и насосов, цементировочных агрегатов и смесительных машин; забойных двигателей; условий выноса выбуриваемого и выносимого из скважины шлама; условий залегания пластов и давлений в них.

В докладе излагаются результаты тестирования студентами группы РФ – 11 – 09 и авторами (группа РФ – 13 – 09) данных тезисов прикладного программного обеспечения (ППО), разработанного компанией ООО НИИЦ «Недра-тест». ППО DiPC Engineer разработано для сферы бурения скважин в нефтегазовой отрасли. Тестированию подвергался гидравлический расчет нефтяных и газовых наклонно-направленных скважин при бурении с промывкой вязкопластической жидкостью. Сравнение аналитических результатов [1] с результатами, которые были получены с помощью программы DiPC Engineer, показало хорошее совпадение с минимально допустимым расхождением.

Таким образом, гидравлический расчет с использованием ППО DiPC Engineer можно использовать для оперативного контроля непосредственно при бурении, а также при написании курсовых и дипломных проектов.

Литература:

1. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин. 2-е изд., испр. и доп. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – Ч.1: Гидроаэромеханика в бурении. – 413с.

**АНАЛИТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ПРИТОКА К ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ
СКВАЖИНЕ С ТРЕЩИНАМИ ГИДРОРАЗРЫВА В ПЛОТНЫХ
НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ
(ANALYTICAL FLOW MODEL FOR MULTIPLY FRACTURED
HORIZONTAL WELL IN TIGHT RESERVOIRS)**

Ван Аньлунь

(научный руководитель: профессор Якушев В.С.)

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

В настоящее время все большее внимание уделяется месторождениям с плотными низкопроницаемыми коллекторами, разработка которых тесно связана с технологиями горизонтального бурения и гидроразрыва пласта. Во многих случаях в плотных низкопроницаемых коллекторах имеются природные трещины, в результате соединения которых с помощью трещин гидроразрыва пласта создается так называемый стимулированный объем пласта. Одновременное наличие горизонтального участка скважины, трещин гидроразрыва, и стимулированного объема в пласте осложняет процесс прогнозирования фильтрации пластовых жидкостей и газов и затрудняет моделирование фильтрационных течений.

В данной работе представлена новая аналитическая модель притока к горизонтальной скважине с трещинами гидроразрыва пласта в плотных низкопроницаемых коллекторах на основе модели аномальной диффузии для описания фильтрационного течения в стимулированном объеме пласта. В аналитической модели природные трещины сильно отличаются от матрицы по фильтрационно-емкостным свойствам и существенно влияют на процесс фильтрации. В модели также применяются предложенные формы проницаемости и пористости Коссио в целях описывания радиального течения, возникающего за границами линейного течения. Применение новой модели не требует данных о свойствах матрицы и природных трещин в стимулированном объеме пласта, и может описывать все режимы фильтрации, возникающие в плотных низкопроницаемых коллекторах.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГЕЛИЕВОГО КОНЦЕНТРАТА В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ (MODELING THE GAS-STORAGE PROCESSES OF HE-N₂ MIXTURES IN UNDERGROUND POROUS RESERVOIRS)

Ванина А.С., Паливода В.Р.

(научный руководитель: старший преподаватель Некрасов А.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Рациональный подход к использованию природных ресурсов требует максимального извлечения ценных компонентов из природного газа, тем более таких редких газов как гелий. Благодаря своим уникальным особенностям, гелий имеет стратегическое значение и используется в высокотехнологичных отраслях промышленности и медицины. Крупнейшие месторождения Восточной Сибири (Ковыктинское, Собино-Пайгинское, Чаяндинское и др.) характеризуются высоким содержанием гелия (от 0,24 до 0,6%), что позволяет создать современные газохимические предприятия. Однако неравномерность газопотребления требует создания мощностей для временного хранения произведенной азотно-гелиевой смеси - гелиевого концентрата (ГК).

В настоящее время хранение ГК в России осуществляется только в Оренбургской области посредством закачки в подземные выработки соляных пластов, но, в связи с отсутствием подходящих пластов вблизи создаваемых производств и необходимостью хранения больших объемов ГК возможно в течение длительного срока, рассматривается вариант создания временного подземного хранилища гелия (ВПХГ) в пористом пласте. Из-за возможных проблем с герметичностью покрышки связанных, в частности, с высокой проникающей способностью гелия, наилучшим образом для создания такого ВПХГ подойдет уже сформировавшееся месторождение природного газа, например такое, введение в промышленную эксплуатацию которого является нерентабельным.

В представленной работе с использованием композиционного гидродинамического моделирования изучалась эффективность создания ВПХГ в существующем газовом месторождении. В ходе работы произведено обоснование использования уравнения состояния для моделирования ГК, проанализированы трехпараметрические уравнения Пенга-Робинсона, Редлиха-Квонга и Соаве-Редлиха-Квонга, оценена их сходимость с экспериментальными данными. На модели получены оценки влияния гравитационных процессов, явления диффузии, интенсивности процессов закачки и отборов на состояние исследуемой смеси, что позволяет судить о надежности и эффективности хранения ГК в пористом коллекторе газового месторождения.

**ПОВЫШЕНИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ
МЕХАНИЗИРОВАННОГО ФОНДА СКВАЖИН С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ЗАКАЧКИ ИНГИБИТОРОВ
АСПО В ПРИЗАБОЙНУЮ ЗОНУ ПЛАСТА
(IMPROVING THE EFFICIENCY OF MECHANIZED WELLS, USING
PARAFFIN INHIBITOR INJECTION TECHNOLOGY IN THE
BOTTOMHOLE FORMATION ZONE)**

Варданян Д.Р.

(научный руководитель: к.х.н. Коновалов В.В.)

Самарский государственный технический университет

В настоящее время в России наблюдается значительный рост доли трудноизвлекаемых запасов нефти, которая достигает 20% в общем балансе запасов, что сопровождается увеличением содержания в нефти асфальтенов, смол и парафинов. Повышение содержания высокомолекулярных соединений в нефти приводит к образованию отложений в пласте, погружном оборудовании, системе сбора и подготовки скважинной продукции, вызывая осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций. Одним из эффективных химических методов предотвращения выпадения высокомолекулярных соединений является применения ингибиторов отложений АСПО. Подачу ингибитора можно осуществлять следующими способами: периодическое нагнетание ингибитора в призабойную зону продуктивного пласта; периодическая подача ингибитора в затрубное пространство скважины; постоянная подача ингибитора на прием насоса с использованием дозирующего устройства.

В настоящей работе представлены результаты тестирования ингибитора АСПО по технологии закачки в ПЗП. В ходе выполнения работы установлен групповой состав АСПО; разработаны методы определения концентрации реагента в нефти; установлены текстурные характеристики и рассчитана удельная поверхность породы; проведены фильтрационные испытания и установлены адсорбционно-десорбционные характеристики ингибитора АСПО. По результатам лабораторных испытаний выполнен расчет параметров закачки ингибитора АСПО в пласт и оценена технологическая эффективность реагента.

Полученные в ходе выполнения исследований результаты позволили оценить возможность применения реагента для ингибирования отложений АСПО (по технологии закачки ингибитора в пласт) с учетом геолого-физических условий месторождения.

ЗАМЕДЛЕНИЕ ТЕМПА РАЗУПРОЧНЕНИЯ КЫНОВСКИХ ГЛИН РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (SLOWING DOWN THE WEAKENING KYNOVSKIN CLAYS ROMASHKINSKOE FIELD)

Васюк А.В.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Зозуля В.П.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Опыт бурения и эксплуатации скважин на нефть и газ показывает, что одной из причин разрушения стенок ствола в процессе бурения, а также нарушения целостности крепи в процессе эксплуатации скважин является гидратационная активность вскрытых бурением глинистых отложений. Высокая гидратационная активность глин обуславливает ряд осложнений при строительстве скважин: сужение ствола, осыпи, обвалообразование и, как следствие, затяжка и прихват бурильного инструмента, ухудшение свойств бурового раствора, удорожание строительства, а при эксплуатации - разрушение крепи скважин с вытекающими отсюда последствиями. В начале 1980 годов при разработке залежей в пласте до кыновских отложений с повышенным значением давления на устье скважины были выявлены нарушения целостности эксплуатационных колонн нагнетательных скважин в виде смещения или смятия труб. Нарушения происходили в интервале залегания глинистых отложений и были связаны с закачиванием пресной воды при разработке залежей на северо-западных площадях Ромашкинского месторождения. В настоящее время, проблема разрушения глинистых пород в скважине не решена. Не обобщен механизм происходящих процессов, не определен оптимальный класс реагентов для стабилизации глин и условия их применения.

Для достижения поставленной цели в работе решались следующие задачи:

- анализ промысловых данных по строительству и эксплуатации скважин при наличии в их разрезе гидратационно активных глинистых отложений;
- теоретические и экспериментальные исследования взаимодействия составляющих в системе "глина - вода";
- исследование свойств глины и глинистых пород геолого-геофизическими, физико-химическими и физико-механическими методами анализа;
- исследование процессов гидратации глин в водных растворах;

Основной целью работы является повышение устойчивости глинистых отложений при строительстве скважины

ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТОВ (THE FEATURES OF ASSESSING FILTRATION PROPERTIES OF NON-UNIFORM FORMATIONS)

Вержбицкий В.В.

(научный руководитель: доцент Гунькина Т.А.)

Северо-Кавказский федеральный университет

Анализ результатов лабораторных исследований образцов горной породы (кернов) различного литологического состава показывает, что фильтрация пластового флюида (жидкости или газа) описывается двучленным уравнением, в котором выделяется линейная фильтрация по закону Дарси и нелинейная фильтрация за счет вихреобразования в порах и трещинах. Качество лабораторных исследований кернов существенно зависит от неоднородности горной породы, одни образцы обладают в основном пористостью, а другие образцы – трещиноватостью с наличием трещин различной ориентации, поэтому лабораторные исследования дают противоречивую информацию о фильтрационных свойствах пласта.

При газогидродинамических исследованиях пласта необходимо учитывать взаимодействие скважин и особенности конструкции скважины (с горизонтальным окончанием, с трещиной гидроразрыва), перетоки между пропластками с различной проницаемостью.

При теоретических решениях задач, связанных с неоднородностью пласта-коллектора, принимаются некоторые допущения, в частности: радиус зоны дренирования пласта-коллектора скважиной принимается равным половине расстояния между скважинами при равномерной сетке разработки; пластовое давление на внешней границе зоны дренирования принимается равным давлению на забое остановленной скважины без учета реакции соседних скважин; толщина пласта, участвующая в фильтрации не зависит от депрессии на пласт и от общего дебита скважины, коэффициент проницаемости принимается постоянным для каждого пропластка при слоистой неоднородности или в зависимости от выделенной зоны дренирования при зональной неоднородности.

Расчеты, выполненные нами при обработке газодинамических исследований, показали, что при отборе или закачке газа за все время исследования занимает объем порового пространства вблизи скважины на расстоянии от забоя скважины не более 20 м. В это же время давление в каждой точке пласта изменяется от давления на забое скважины перед ее остановкой до статического давления перед пуском скважины в эксплуатацию.

В настоящее время поставлена задача аналоговых методик обработки результатов исследования кернов и пласта в зоне дренирования скважины.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ РОСТА ТРЕЩИН ГРП В НЕОДНОРОДНОМ
ПОЛЕ НАПРЯЖЕНИЙ С УЧЁТОМ ЕСТЕСТВЕННОЙ
ТРЕЩИНОВАТОСТИ
(MODELING THE FRACTURING CRACKS GROWTH IN NON-
UNIFORM STRESS FIELD AND IN NATURALLY FRACTURED
FORMATION)**

Владимиров Д.С., Вострикова В.А.
(научный руководитель: к.ф.-м.н. Пустовских А.А.)
МФТИ (ГУ)

На данный момент существуют различные подходы к решению задачи определения траектории НФ - трещин ГРП: трёхмерное геомеханическое моделирование позволяет достаточно точно определить траекторию ценой значительных вычислительных затрат; существующие симуляторы ГРП могут работать быстрее, но при их использовании вопросу траектории отводится второстепенное значение. В настоящее время активно изучаются месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, которые характеризуются сложными фильтрационно-ёмкостными свойствами и системой NF - естественных трещин, основным методом разработки таких месторождений является гибридный ГРП. На траекторию НФ существенным образом влияют NF, с которыми пересекаются НФ. Таким образом, возникает необходимость создания расчётного модуля, позволяющего быстро рассчитать траекторию трещины ГРП с учётом естественной трещиноватости.

В работе решается двумерная задача распространения трещины в неоднородном поле напряжений с учётом естественной трещиноватости: учитывается возмущение напряжения, вызванное самой трещиной, тектоническое напряжение, система разработки, взаимодействие НФ с NF. В классической постановке вышеуказанной задачи мощность пласта считается инфинитной, введение поправки на конечную мощность пласта приводит к другому результату, данный случай рассматривается в настоящей работе.

При распространении трещины на её траекторию влияет множество параметров, в частности: давление жидкости в трещине, раскрытость предыдущих стадий за счет закрепления на проппант, изменение поля напряжений, вызванное взаимным влиянием трещин, естественная трещиноватость. В работе рассматривается одновременное и последовательное развитие трещин ГРП, взаимодействие трещин при их пересечении, показано влияние закрепленного профиля ширины на траектории последующих стадий ГРП.

**БУРЕНИЕ СЛОЖНЫХ ПРОФИЛЕЙ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ
И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ УЧАСТКОВ СКВАЖИН, С
ПРИМИНЕНИЕМ ОСЦИЛЛЯТОРА В КОМПАНОВКЕ НИЗА
БУРИЛЬНОЙ КОЛОНЫ
(DRILLING COMPLEX PROFILE OF DIRECTIONAL AND
HORIZONTAL SECTION OF THE WELL, WITH USE OSCILLATOR
VALVE IN THE BOTTOMHOLE ASSEMBLY)**

Власов А.С.

(научный руководитель: аспирант Самсонов Е.А.)
Северный (Арктический) федеральный университет
имени М.В. Ломоносова

Актуальность данной работы обусловлена повсеместным строительством наклонно-направленных скважин с горизонтальными участками, такие скважины позволяют разрабатывать как месторождения с нетрадиционными коллекторами, так и традиционные месторождения, достигая более высокой продуктивности. Стоит отметить, что горизонтальные скважины имеют очень большую значимость для освоения Арктического шельфа, они могут использоваться и используются при бурении с платформы, (МЛСП «Приразломная»), и при бурении месторождений находящихся в море, но когда устье находится на берегу, Юрхаровское нефтегазоконденсатное месторождение.

К основным причинам необходимости использования осциллятора можно отнести следующие технологические ситуации, возникающие при бурении наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин:

- невозможность обеспечения необходимой и плавной нагрузки на долото;
- плохая управляемость КНБК;
- подвисания и срывы инструмента, удары долота, смещение отклонителя на ВЗД и т.д.

Вышеперечисленные ситуации связаны с увеличением сил трения, особенно статичных, они возникают из-за увеличения зенитного угла, который в свою очередь вызывает усиленное трение колонны о стенки скважины.

Осциллятор, устанавливаемый в состав стандартной управляемой компоновки - простое и эффективное решение проблем.

В работе рассмотрены показатели, полученные при бурении с использованием осциллятором и без него. Проанализированы преимущества использования его в КНБК. Рассмотрена механика горных пород, процесс образования прихвата, режимы промывки скважины, взаимосвязь данных факторов.

Ключевые слова: осциллятор, КНБК, ННБ, нагрузка на долото, прихват, горная порода, режим бурения, статичные силы трения.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ КОНСТРУКЦИЙ И ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ СКВАЖИН ВИНТОВЫМИ ЗАБОЙНЫМИ ДВИГАТЕЛЯМИ (THE DESIGN OF STRUCTURES AND PARAMETERS OF WELL DRILLING BY DOWNHOLE SCREW MOTORS)

Волкотрубов Д.А.

(научный руководитель: профессор Двойников М.В.)

Санкт-Петербургский Горный университет

С усложнением буровых работ и работ по ремонту скважин (горизонтальное и наклонно-направленное бурение, разбуривание дополнительных стволов в пробуренной скважине) постоянно возрастает роль винтовых забойных двигателей (ВЗД). В настоящее время доля их использования в качестве привода долота достигает 85 %.

Однако, при сложившейся на сегодня технологии бурения, отмечаются явления, связанные с нестабильностью и потерей эффективности работы ВЗД, их остановками, низким моторесурсом рабочих органов, а также авариями компоновки бурильной колонны. Во многом это обусловлено проблемой несоответствия технологических параметров бурения техническим параметрам используемых при бурении ВЗД.

Целью данной работы является повышение эффективности бурения скважин определением оптимальных технических характеристик ВЗД, соответствующих фактическим параметрам бурения.

Задачи исследования включали разработку математической модели расчета проектирования конструкций и параметров бурения скважин винтовыми забойными двигателями. Исходные данные для модели – параметры бурения, параметры используемого инструмента и промывочной жидкости. Для решения поставленной задачи предусматривались модули расчета: 1) гидравлический расчет промывки скважины; 2) расчет геометрических параметров рабочего органа; 3) оптимизация характеристик ВЗД и параметров бурения (корректировка с учетом эксплуатационных возможностей двигателя).

В результате был создан алгоритм и разработана программа для ПК, что позволяет значительно упростить и автоматизировать процесс расчетов. Реализована возможность выбора пользователем для фактических условий бурения наиболее подходящего ВЗД по выборке из каталога с учетом его технических и стоимостных характеристик. Предусмотрена возможность вывода результатов расчетов в MS Excel и оформление отчета в MS Word.

Результаты работы могут быть внедрены в отраслевые образовательные учреждения, научно-исследовательские и производственные организации нефтегазового и геологоразведочного профиля РФ.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ И
РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ХАРАКТЕРИСТИК
ГИДРОСТРУЙНЫХ НАСОСОВ И ИХ ПОДБОРА ДЛЯ ДОБЫЧИ
НЕФТИ ИЗ НИЗКОДЕБИТНЫХ СКВАЖИН
(EXPERIMENTAL STUDIES OF JET PUMPS AND
DEVELOPMENT OF ITS PERFORMANCE CALCULATION
PROCEDURE FOR LOW-RATE OIL WELLS)**

Выходцев Д.О., Горидько К.А.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Вербицкий В.С.)

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

В настоящее время актуальными задачами при добыче нефти из низкодебитных скважин является увеличение межремонтного периода (МРП) работы скважин и снижение удельного расхода энергии (УРЭ) на подъем продукции на дневную поверхность. Гидроструйный способ эксплуатации скважин позволяет решить обозначенные выше задачи нефтедобычи. При всех известных преимуществах гидроструйного способа эксплуатации, таких как добыча продукции с повышенным содержанием газа и механических частиц, возможность дренирования пластов с низким притоком, одним из недостатков является отсутствие простой инженерной методики расчета характеристик гидроструйных насосов, адаптированной для скважинных условий. Модели, которые используются в настоящее время для подбора гидроструйных насосов, получены для термобарических условий и конструкции эжекторов, значительно отличающихся от промысловых.

В данной работе представлены экспериментальные исследование характеристики гидроструйных насосов, полученные в широком диапазоне давлений активного потока $P_p = 7.2-13.1$ МПа, пассивного потока $P_{\pi} = 0.2-3.1$ МПа, которые моделируют скважинные условия. В результате обработки экспериментальных данных разработана инженерная методика расчета характеристик гидроструйных насосов и их подбора к скважинам. Выявлены наиболее энергоэффективные режимы работы гидроструйных насосов в зависимости от отношений давлений пассивного и активного потоков.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ КРАХМАЛЬНОГО РЕАГЕНТА НА
СВОЙСТВА БИПОЛИМЕРСОЛЕВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ
ЖИДКОСТЕЙ
(STUDY OF THE EFFECT OF THE STARCH REAGENT ON THE
PROPERTIES OF BIOPOLYMERIC DRILLING FLUIDS)**

Вязниковцев А.С.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Зозуля В.П.)

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

Учитывая наличие в геологическом разрезе месторождений севера Тюменской области наличия двух резко отличающихся по величинам пластовых давлений - интервалы сеноманских и покурских залежей, где коэффициент аномальности невысок, до 1,24 и интервал неокомских залежей с коэффициентом аномальности 1,46 и выше решение проблемы осуществлялось в два этапа. На первом – оптимизация состава бурового раствора осуществлялась с учётом условий первого интервала, а на втором – второго.

Исследованиями показано, что оптимальные концентрации крахмального реагента в растворе составляют: для минерализованных систем 1,0 - 2,0 %, для пресных составов 0,75 до 2%. При этом обеспечиваются значения показателей свойств в пределах регламентируемых значений.

По результатам изучения кинетики фильтрационных процессов установлено, что при содержании крахмального реагента в растворе в количестве 2% фильтрационная корка формируется в первую минуту, причём максимальная скорость фильтрации отмечается в начальный момент, далее темп её роста снижается с последующим затуханием через 3 минуты.

При содержании в растворе крахмального реагента менее 0,75 % происходит более медленное формирование фильтрационной корки, при этом начальная скорость фильтрации в 5-7 раз выше. Это связано с низким содержанием полимера в растворе, не достаточным для коагулирующих свойств.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕФОРМАЦИИ СТЕНОК СКВАЖИНЫ В
ГЛИНИСТЫХ ПОРОДАХ И СОЛЯХ ПРИ БУРЕНИИ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МОДЕЛИ ВПЖ
(MODELING OF THE DEFORMATION OF WELLBORE WALL IN
CLAY ROCKS AND SALTS DURING DRILLING WITH THE USE OF
THE MODEL OF VISCO-PLASTIC FLUID)**

Габбасова А.Ф.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Исаев В.И.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

При бурении скважин происходят различные виды осложнений, одним из видов которых является прихват бурильной колонны. Основной причиной такого осложнения являются деформации и ползучесть пород околоскважинной зоны пласта (ОЗП), особенно в толщах глин и солей, вызывающие сужение и разрушение стенок скважины. Этот процесс зависит от сжимаемости и реологических свойств породы [1, 3].

Считаем, что деформируемые породы соответствуют модели вязкопластической среды (ВПЖ). Тогда течение такой породы будет происходить только в той области пласта, где градиент давления превышает некоторое критическое значение, которое соответствует предельному напряжению сдвига.

Рассматривается течение вязкопластических пород ОЗП в виде, позволяющем прогнозировать сужение необсаженных стволов при бурении. Изучается методика расчета средней скорости сужения ствола скважины, в основе которой лежат уравнение движения, уравнение массы, а также термодинамическое уравнение состояния и реологическое уравнение. По этой методике также можно определить максимальную скорость сужения стенок скважины [2]. Знание скорости сужения ствола скважины дает возможность прогнозировать возникновение осложнений, связанных с прихватами бурового инструмента.

Литература:

1. Леонов Е.Г., Триадский В.М. Деформация стенок скважины в глинистых породах и солях.– Труды МИНХ и ГП, вып. 152, 1980, с 62–70.
2. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Ч.1: Гидроаэромеханика в бурении. – 413с.
3. Янтурин А.Ш., Матвеев Ю.Г., Булюкова Ф.З., Янтурин Р.А. О сужении ствола скважин и напряжениях на стенках обсадных и бурильных колонн при упругопластической деформации пород // Нефтяное хозяйство. – 2015. – №6. – с.40-43.

ПУТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ КИСЛОТНОГО МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА (WAYS OF IMPROVING THE TECHNOLOGY OF ACID MULTISTAGE FRACTURING)

Гадирова Ю.М., Рачкова Е.Е.

(научный руководитель: Веремко Н.А.)

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

Дальнейшее совершенствование технологии стоит проводить по принципу увеличения площади контакта созданной трещины с пластом, повышения стимулированного объема пласта. Наилучшего эффекта возможно добиться при комплексном подходе к концепции заканчивания скважин и проведения ГРП. Так, например, при цементировании ствола и ограничении точки инициации трещины ГРП существует возможность вернуться к стратегии проппантного ГРП. Ограничение точки инициации и отсутствие дополнительных утечек по открытому стволу существенно сократит риски неконтролируемого «СТОПа» во время проппантного ГРП и позволит размещать трещины требуемой геометрии. Стоит заметить, что большая часть низкопроницаемых карбонатных коллекторов в мире закончена цементированным стволом с многостадийным гидроразрывом пласта, и при условии размещения трещины оптимальной геометрии эффективная полудлина и площадь контакта проппантной трещины могут быть значительно больше, нежели в кислотном ГРП. В случае кислотного ГРП современные технологии также позволяют значительно повысить площадь контакта породы со стволом за счет увеличения количества трещин в заданном интервале посредством использования отклонителей кислотного ГРП. Например, применение современного отклонителя кислотного ГРП Entage Sequence, состоящего из биоразлагаемых частиц, которые временно блокируют созданные трещины, позволяет инициировать трещины ГРП в других местах.

Таким образом, в пределах одной стадии ГРП появляется возможность создать сеть наведенной трещиноватости, кратно увеличивающей площадь контакта трещины с породой и, как следствие, продуктивность скважины в низкопроницаемом коллекторе.

**ПОСТРОЕНИЕ ТРЁХМЕРНОЙ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
(3D ГММ) ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
НА ЮРСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ НА ТОРТАСИНСКОМ НЕФТЯНОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ
(DEVELOPMENT OF 3D GEOMECHANICAL MODEL DURING THE
HORIZONTAL WELLS CONSTRUCTION AT THE JURASSIC
FORMATION OF THE TORTASINSKOE OILFIELD)**

Галимханов А. Р.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Крылов В. И.)

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

Тортасинский лицензионный участок недр в административном отношении находится в 137 км к северу от г. Ханты-Мансийск. Месторождение открыто в 1989 г. и введено в промышленную разработку в 2013 г. На изучаемой площади находятся несколько перспективных объектов для добычи углеводородов, одним из которых является комплекс Юрских отложений.

На месторождении пробурено 11 скважин, пять из которых имеют S-образный профиль с максимальным значением зенитного угла $\approx 30^\circ$. Проведенный анализ пробуренных скважин показал, что основные проблемы при строительстве скважин связаны, во-первых, с потерей стабильности ствола в результате сдвиговых разрушений в интервалах неустойчивых глинистых пород Ханты-Мансийской и Фроловской свит, а во-вторых, с критически узким безопасным «окном» бурения, что связано с аномально высоким пластовым давлением (АВПД) в верхнеюрских отложениях ($K_a \approx 1,34$).

Для промышленной эксплуатации Юрских отложений Заказчиком запланировано бурение горизонтальных скважины (ГС). Однако усложнение профилей и конструкций, а также недостаток опыта бурения и информации о залежах на таких глубинах увеличивают риски при строительстве горизонтальных скважин, связанные, прежде всего, с наличием особых геологических и геомеханических факторов, что подтверждается результатами бурения разведочных скважин.

На стадии проектирования принято решение о проведении необходимых геомеханических исследований и расчётов. Полученные результаты легли в основу проектной документации на строительство скважин (программы по бурению, буровым растворам, цементированию и др.).

Результатом выполненной работы является пример успешного строительства первой горизонтальной скважины с опережением графика бурения на Тортасинском месторождении при комплексном подходе к решению поставленных задач, частью которого являлось 3D геомеханическое моделирование.

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА СТРОИТЕЛЬСТВА
ЗАВОДА СПГ НА ПЛАТАФОРМЕ ДЕЛЬТАНА
(TECHNICAL AND ECONOMIC ASSESSMENT OF CONSTRUCTION
OF THE LNG PLANT ON PLATAFORMA DELTANA)**

Галиндо Б.Р.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Ермолаев А.И.)

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

Целью работы было определить лучших технологии (APCI, Conoco Philips, Linde и PRICO), которые существуют в мире для сжижения природного газа в Венесуэла. Также оценивали каждой альтернативы с точки зрения экономики, для проведения исследования были собраны данные побочные различных заводах по сжижению существующих во всем мире.

В исследовании использовалось программное обеспечение моделирования HYSYS, для выполнения моделирования процесса сжижения выбрали. С результатами полученные удалось предложить проектирование концептуальной процессов для сжиженного природного газа на платформе Дельтана, который оказался осуществимо с технической и экономической точки зрения для монетизации запасов в море.

Основные технологии получения сжиженного природного газа, которые нашли применения в промышленности:

- Модернизированный каскадный процесс (Conoco Philips)- процесс СПГ на трех чистых хладагентах: Пропан, этилен и метан.

- Технологический процесс на однопоточном холодильном цикле PRICO. Отличие от предыдущей технологии состоит в том, что в смеси хладагентов используется изопентан.

- SMR (LINDE) - процесс с дроссельным циклом на СХ с одним значением давления расширения и тремя температурными уровнями расширяемого хладагента.

- APCI – процесс с предварительным трехуровневым предварительным охлаждением пропаном и основным дроссельным циклом на СХ с одним значением давления расширения и двумя.

В результате расчета было показано, что с процессом Conoco Philips получены лучшие результат, Таким образом, с помощью технологии можно построить завод СПГ на платформе Дельтана, что приведет к максимальным технико-экономическим показателям.

АНАЛИЗ ИНГИБИРОВАННЫХ РАСТВОРОВ ПРИМЕНЯЕМЫХ НА РОМАШКИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ. (ANALYSIS INHIBIT SOLUTIONS USED FOR ROMASHKINSKOYE FIELD)

Ганеев Э.Э.

(научный руководитель: старший преподаватель Голубь С.И.)
Альметьевский Государственный Нефтяной Институт

Повышение роли промывочных растворов в современной буровой технологии, а также более жесткие требования к ним обусловлены возросшими трудностями сохранения естественной проницаемости продуктивных пластов при вскрытии их горизонтальными стволами из-за особенностей напряженного состояния горных пород стенок и выноса шлама из скважины, увеличения времени воздействия инородной для продуктивного коллектора среды на физико-химическое состояние пристволенной зоны. Количество пробуренных скважин с горизонтальным окончанием в ПАО «Татнефть» стремительно увеличивается. В 2010 году было пробурено 168 скважин со средним дебитом нефти 4 т/сут., а в 2016 году - 467 со средним дебитом нефти 11,7 т/сут.

Геологический разрез нефтяных скважин Татарстана, как и большинство месторождений мира, представлен на 70-75% глинистыми отложениями, что определяет необходимость применения ингибированных растворов при бурении активных глин. На Ромашкинском месторождении кыновские горизонты являются осложненными участками при строительстве скважин. Специалистами по буровым растворам выполняются работы по оптимизации рецептур ингибированных систем, с целью увеличения технико-экономических показателей бурения.

В статье рассматриваются следующие типы ингибированных систем: UNIDRILL, MUDMAX, PREMIUMGEL. Данные системы многокомпонентные, отличаются различной степенью ингибирования и индивидуальностью свойств.

Среди основных преимуществ растворов:

- UNIDRILL совместное ингибирование и капсулирование ;
- MUDMAX практически нулевые показатели фильтрации и осмоса, направленного из пласта в скважину.

В работе был проведен анализ основных преимущественных свойств исследуемых растворов, выбран оптимальный тип ингибированного раствора, при бурение горизонтальных стволов, позволяющий минимизировать осложнения.

АНАЛИЗ ХАРАКТЕРНЫХ КРИВЫХ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ВЫРАБОТКИ СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОЙ МЕТОДИКИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ (ANALYSIS OF THE CHARACTERISTIC BUILD UP PRESSURE TO DEVELOP SPECIALIZED DATA INTERPRETATION)

Гарипов Р.Р.

(научный руководитель: аспирант Шангараева А.И.)

Казанский (Приволжский) федеральный университет

Совершенствование методов интерпретации данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС) остается актуальным вопросом и по сей день. Как известно, данные, получаемые в результате анализа данных ГДИС, является важной информацией, характеризующей текущее энергетическое состояние залежи при разработке нефтегазовых месторождений. Неоднократно специалисты в области интерпретации данных ГДИС сталкиваются с неоднозначностью решения при определении фильтрационно-емкостных параметров пласта. В связи с этим возникает необходимость разработки методик и подходов для получения более достоверных параметров призабойной зоны пласта для специализированных случаев.

Целью работы является выработка методики интерпретации характерных кривых давлений, для определения модели пласта и модели течения жидкости по характерному поведению производной Бурде. В данной статье рассматриваются кривые восстановления давления (КВД), полученные в процессе многовариантных расчетов. За основу, для расчетов были использованы теоретические классические модели пласта и модели скважин, используемые при интерпретации данных.

Для решения поставленных задач использовался гидродинамический симулятор tNavigator от компании RFD. Для исследования были выбраны и рассчитаны следующие варианты с различными вариациями проницаемости и скин-фактора, а также с различным количеством скважин (одна добывающая скважина; одна добывающая и одна нагнетательная скважины; одна добывающая и четыре нагнетательные скважины; влияние границ на одну добывающую), при этом различные вариации пласта:

1) модель однородного пласта; 2) модель двойной пористости.

По результатам тестирования прямых задач были получены наборы кривых, характеризующие, к примеру, нелинейность и неоднородность, то есть имеющие характерное поведение. Исследование вида кривых изменения давления и сопоставление с исходными данными прямой задачи (начальные параметры пласта, задаваемые в гидродинамической модели в симуляторе) дает возможность сделать выводы и выявить некоторые особенности интерпретации подобного рода класса кривых.

ИЗУЧЕНИЕ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ ГАЗОПРОЯВЛЕНИЙ В ПЕРИОД ОЗЦ (THE STUDY AND PREVENTION OF GAS SHOWS DURING WOC)

Гатауллин А.М., Ризванов Ш.З., Коток А.А.

(научный руководитель: профессор Агзамов Ф.А.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

На специально изготовленной экспериментальной установке, позволяющей оценить изменение гидростатического давления цементного раствора при его затвердевании и оценить устойчивость цементного раствора на газопрорыв, были исследованы различные тампонажные растворы.

Объектом исследований являлся ПЦТ-I-50 (портландцемент тампонажный бездобавочный для низких и средних температур) с В/Ц=0,5 (водоцементное отношение), как в бездобавочном варианте, так и с добавками полиэлектролитов.

Полученные результаты, позволили сделать вывод, что рост СНС (статического напряжения сдвига тампонажного раствора) является причиной падения гидростатического давления в скважине. Проверка данного тампонажного раствора на газопрорыв с пластовым давлением 90% от гидростатического давления цементного раствора показало, что спустя полчаса на устье скважины было обнаружено проявление газа в виде пузырей.

Для предотвращения газопроявления, были использованы добавки реагентов полиэлектролитов - ВПК-402 (водорастворимый катионный полиэлектролит) и ПАК (полиакриловая кислота), которые, за счёт избирательной адсорбции на S_3A (трехкальциевый алюминат) замедляют структурообразование раствора, тем самым поддерживая гидростатическое давление цементного раствора. Эксперименты показали, что указанные реагенты эффективно предотвратили возникновение газопроявлений в период ОЗЦ.

В то же время при проведении экспериментов в наклонной модели скважины, с углом наклона 60^0 , при использовании всех тампонажных растворов предотвратить возникновения газопроявлений не удалось. Из-за образования на верхней границе цементного раствора, сквозного канала по выход газа на поверхность у раствора из ПЦТ-I-50 наблюдался, уже через несколько минут после начала эксперимента.

При использовании в наклонной скважине тампонажного состава с добавкой ВПК-402, выход газа на поверхность начался значительно позже (через 4 часа) после начала проведения эксперимента.

В наклонных скважинах необходимы дополнительные исследования и подбор более эффективных реагентов газоблокаторов.

ИННОВАЦИОННЫЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ ПРОФИЛЯ СТВОЛА СКВАЖИНЫ НА ПРИРАЗЛОМНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (INNOVATIVE APPROACH TO THE SELECTION OF BOREHOLE PROFILE IN PRIRAZLOMNAYA FIELD)

Гатиатуллин Ф.Х.

(научный руководитель: доцент Балицкий В.П.)

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

На сегодняшний день многие нефтяные месторождения в нашей стране находятся на поздней стадии эксплуатации. Поэтому для сохранения уровня добычи нефти и газа необходимо не только применение методов повышения продуктивности пластов, но и наращивание объема буровых работ.

Одним из эффективных методов повышения коэффициента извлечения нефти является бурение горизонтальных скважин. Вскрытие продуктивной толщи горизонтальными скважинами увеличивает площадь фильтрации, исключает возможность поступления воды в процессе эксплуатации.

Важную роль при проектировании горизонтальных скважин имеет грамотный выбор профиля ствола скважины.

В данной работе была рассмотрена возможность замены вертикального вскрытия продуктивного пласта на вскрытие пласта горизонтальным участком скважины на примере Приразломного месторождения. С этой целью был спроектирован профиль горизонтальной скважины и произведен сравнительный анализ типичного для этого месторождения S-образного профиля и спроектированного автором горизонтального профиля ствола скважины.

При анализе двух разных профилей сделана попытка оценить экономическую эффективность каждого способа вскрытия продуктивного пласта. С этой целью задача была разбита на два этапа.

На первом этапе были подсчитаны расходы на проведение буровых работ и рассчитана кумулятивная добыча нефти из рассматриваемых скважин за период 10 лет, используя модели притока нефти в скважину Дюпюи и Борисова.

На втором этапе, используя критерий максимального дисконтированного дохода, была оценена эффективность того или иного профиля ствола скважины.

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ
КИСЛОТОГЕНЕРИРУЮЩИХ ТОПЛИВ
(EVALUATION OF THE ACTION ACID GENERATES FUEL)**

Гильмутдинов Д.К., Шаклеина О.С., Петров А.С.

(научный руководитель: доцент Косарев А.А.)

Казанский национальный исследовательский технологический
университет

Для интенсификации добычи нефти и газа применяют различные способы обработки призабойной зоны скважины, существенно повышающие дебит скважины. Одновременное воздействие барического и термогазохимического воздействия на пласт реализуется в устройстве, совмещающем кумулятивный перфоратор и термогазокислотный генератор. Целью настоящего исследования являлась оценка эффективности действия продуктов горения твердотопливных зарядов, способных при сгорании генерировать высокоактивную кислоту.

Исследовался ряд составов топлива, содержащих в качестве окислителя нитрат аммония марки Б, гексахлорэтан, фторопласт-4, поливинилхлоридную смолу хлорированную марки ПСХ-ЛС 10. В этой композиции гексохлорэтан является образователем соляной кислоты и выполняет роль горючего. Порошкообразный фторопласт – образователь плавиковой кислоты. При его деструкции в волне горения выделяется 76% масс. фтора. Смола ПСХ-ЛС введена в основном как добавка, повышающая прочностные характеристики топлива, хотя она содержит меньшее количество хлора (64%) по сравнению с гексахлорэтаном (90%).

Состав композиции подбирался с таким расчетом, чтобы соотношение образующихся соляной и плавиковой кислот было равным или более 2/1, а также чтобы концентрация кислот была достаточной для обработки как карбонатных, так и терригенных коллекторов: HCl не менее 8 – 10%, HF – не менее 3 – 5%.

Для оценки взаимодействия продуктов сгорания кислотогенерирующих композиций с карбонатными породами были получены водные растворы продуктов сгорания составов с различным соотношением компонентов. Исследовалась растворимость карбонатной и терригенной породы в образованной кислотной смеси. Измерялся объем выделившихся газов в различные моменты времени от начала эксперимента и потеря массы породы. Эксперименты проводились при различных температурах. Также исследовались закономерности горения кислотообразующих топлив.

ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ СКВАЖИН, ИМЕЮЩИХ ЗАБОЙНЫЕ ДАВЛЕНИЯ МЕНЬШЕ ОПТИМАЛЬНЫХ (FEATURES WORK WELL WITH BOTTOM HOLE PRESSURE LESS THAN OPTIMAL)

Гимазова Л.Я. Ефарова А.А.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Маннанов И.И.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

Установлено, что при эксплуатации добывающей скважины снижение забойных давлений и пластовых давлений приводит к существенному изменению фильтрационных свойств продуктивного пласта.

Авторами изучены вопросы снижения забойных давлений ниже давления насыщения для скважин в пределах отложений тульского, верейского горизонтов и башкирского, турнейского ярусов одного из НГДУ ПАО «Татнефть». Приведены результаты корреляционного анализа влияния забойного давления на межремонтный период скважин, коэффициент продуктивности и обводненность.

Следующим этапом работы стало дифференцирование общего фонда скважин, имеющих забойное давление ниже оптимальных и вышедших в ремонт по причине осложнений, возникающих в процессе эксплуатации скважин, с целью определения величины забойного давления по частоте появления вышеуказанных ремонтов. После того проведен многофакторный дисперсионный анализ влияния забойных давлений, дебитов жидкости и глубин спуска насоса на МРП. Для более детального изучения все ремонты скважин выделены в группы часто возникающих ремонтов и проанализированы величины забойных давлений. Условно величины забойных давлений разделены на области минимальных значений (0-30 атм), средних (30-60 атм) и высоких (60-100 атм). Результаты многофакторного дисперсионного анализа позволили сделать вывод, что наибольшее влияние на МРП скважин оказывают такие факторы как обводненность, забойное давление и дебит жидкости и наиболее подвержены влиянию данных факторов, скважины, вышедшие в ремонт по причине осложнений.

В результате выполнения работы установлено, доказано, что снижение забойного давления ниже давления насыщения не приводит к существенному увеличению коэффициента продуктивности и возможно получение лишь кратковременного эффекта. Так как основной фонд скважин анализируемого объекта относится к категории малообводненных, установлено, что с увеличением обводненности скважин, дебиты нефти смещаются в сторону более низких значений, а эксплуатация с забойным давлением ниже и выше давления насыщения допустима в малообводненных скважинах.

СПОСОБ ОЦЕНКИ КОЭФФИЦИЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ (METHOD OF ESTIMATION OF OIL DISPLACEMENT FACTOR)

Гладких Е.А.

(научный руководитель: профессор Хижняк Г.П.)

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

В работе предложен способ оценки коэффициента вытеснения нефти расчетным способом без его лабораторного определения. Для этого предполагается использовать статистическую модель, которая представляет собой многомерное регрессионное уравнение зависимости значений коэффициента вытеснения от фильтрационно-емкостных параметров коллектора и свойств флюидов, определяемых при стандартных исследованиях керна, как правило в массовом порядке.

Коэффициент вытеснения, наряду с коэффициентом охвата, является одним из основных параметров при подсчете извлекаемых запасов углеводородов и разработке нефтяных залежей.

Существует несколько способов определения коэффициента вытеснения. Основным является метод лабораторного определения вытеснением нефти из модели пласта согласно ОСТ 39-195-86. В условиях недостаточности кернового материала коэффициент вытеснения определяется на одиночных образцах методом центрифугирования, оценивается по аналогии с соседними месторождениями или по аналитическим зависимостям, включающим, например, проницаемость коллектора и вязкость нефти. Также разработаны способы оценки коэффициента вытеснения по материалам геофизических исследований скважин и при вытеснении нефти фильтратом бурового раствора при заканчивании скважин.

В Пермском крае коэффициент вытеснения определяется с 1970 года. За этот период накоплен большой объем экспериментальных данных по его определению. Это позволило выполнить обоснование для построения статистической модели. Построение статистической модели выполнено с помощью пошаговых регрессионного и дискриминантного анализов. Применение полученной статистической модели позволяет с высокой достоверностью оценить значение коэффициента вытеснения без его лабораторного определения.

**ТЕХНИЧЕСКАЯ ДИАГНОСТИКА СТРУЙНОГО НАСОСА
ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ДЛЯ ОЧИСТКИ ПЕСЧАНЫХ ПРОБОК
(TECHNICAL DIAGNOSTICS IN JET PUMP USE FOR CLEANING
SAND PLUGS)**

Гребнев И.В.

(научный руководитель: доцент Ахияров Р.Ж.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

В работе описывается диагностика струйного погружного насоса во время его эксплуатации при создании депрессии на забой скважины и очистки песчаной пробки. Рассмотрены условия эксплуатации, на основе этого принято решение использовать метод параметрического контроля для диагностики технического состояния насоса. Определены контролируемые параметры, составлен алгоритм их учета, обработки и анализа. Сопоставляя направление и степень отклонения полученных данных от нормальных статистических значений, делаются выводы о техническом состоянии насосного оборудования в момент времени.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ, НЕ ПОЛНОСТЬЮ ВСКРЫВШЕЙ ФРАГМЕНТ ЗАЛЕЖИ В ФОРМЕ СЕКТОРА (DETERMINATION OF HORIZONTAL GAS WELL PRODUCTIVITY IS NOT COMPLETELY PENETRATED THE INTERCLAST OF SECTOR DEPOSIT)

Гуляев Н.А.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Алиев З.С.)

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

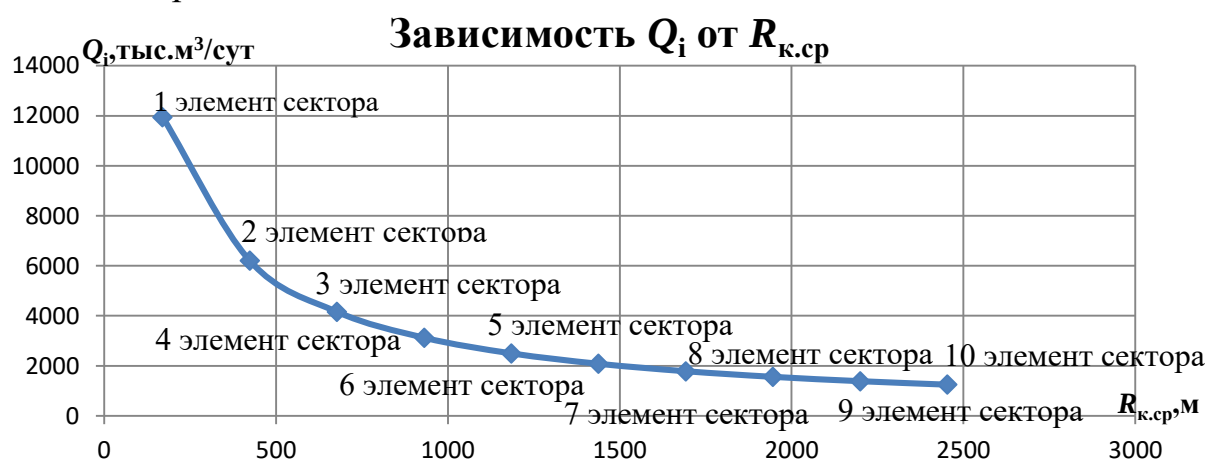
В работе предлагается расчет производительности горизонтальной скважины, частично вскрывшей сектор, по приближенной методике путем разделения сектора на прямоугольные блоки, так как к настоящему времени нет предложенной формулы для ее определения. Расчет произведен путем разделения сектора на 10 элементов, имеющих форму трапеции с кривыми основаниями с последующей заменой их на прямоугольники.

Цели: доказать, что данная предлагаемая методика может быть использована при расчетах производительности горизонтальных скважин, и рассчитать производительность для полосообразного фрагмента пласта для асимметричных случаев относительно границ зоны дренирования.

Задачи данной работы:

1. Изучить данный метод определения производительности горизонтальной скважины; 2. Рассчитать производительность горизонтальной скважины по предложенному методу при следующих исходных данных: $R_{к.сек}=6000$ м и $L_r=590$ м.

Из графика видно, что увеличение радиуса фрагмента приводит к снижению производительности скважин.



Вывод: приближенная методика расчёта производительности горизонтальной скважины, вскрывшей частично сектор при веерно – кустовом размещении, может быть использована.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВЛИЯНИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ЗАРЕЗОК ПО ТОЛЩИНЕ И ПО ПЛОЩАДИ НА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ИЗ ТРЕХ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН (EFFECT DETERMINATION OF THE AREA PLACEMENT AND PLACEMENT IN THICKNESS OF THE HORIZONTAL BRANCH ON THE PRODUCTIVITY OF THE THREE VERTICAL WELLS)

Гуляев Н.А.

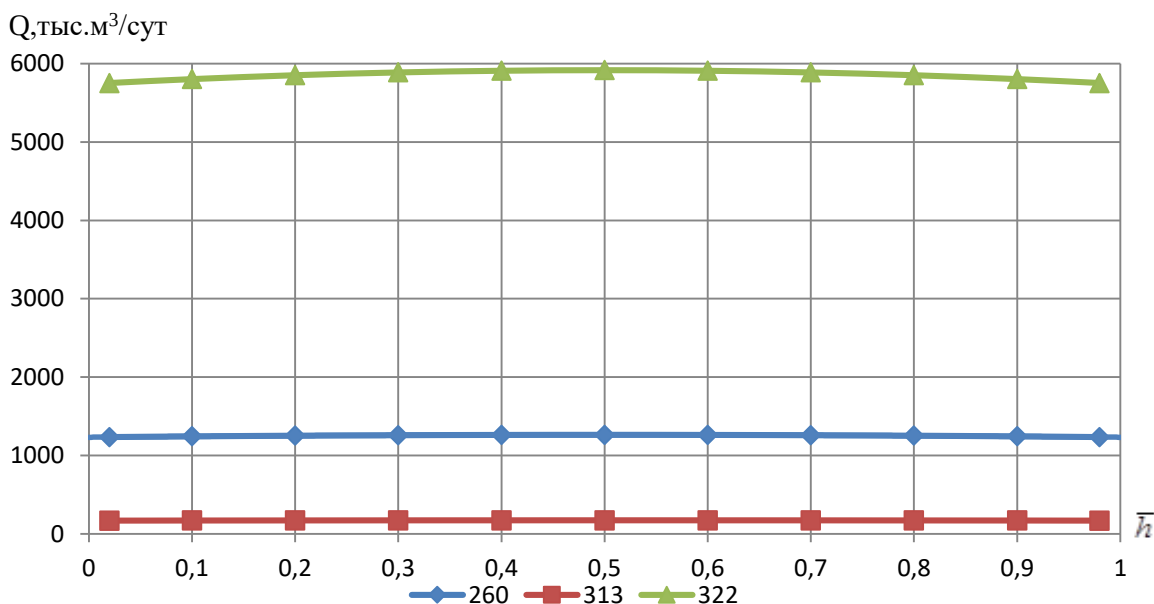
(научный руководитель: д.т.н., профессор Алиев З.С.)

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

В работе произведен расчет производительности из трех вертикальных скважин с зарезкой бокового горизонтального ствола на Оренбургском нефтегазоконденсатном месторождении. Зарезка бокового горизонтального ствола производится на обводнившихся и остановившихся вертикальных скважинах, которая в конечном итоге должна увеличить или восстановить производительность скважин.

Целью работы является расчет производительности трех горизонтальных зарезок при различных возможных асимметричных случаях относительно толщины пласта, а также при различных расстояниях до границ зоны дренирования по ширине фрагмента и определение производительности при неполном вскрытии пласта.

Из полученных результатов погрешность коэффициента a_T при различных асимметричных случаях относительно толщины пласта по скважине № 260 составила $\Delta=2,42$, по скважине № 313 составила $\Delta=2,26\%$ и по скважине № 322 составила $\Delta=3,12\%$.



**МЕТОДЫ РЕГУЛИРОВАНИЕ РАБОТЫ ГАЗОВОЙ ЗАЛЕЖИ В ПХГ,
СОЗДАНЫХ В ВОДОНОСНЫХ ПЛАСТАХ (НА ПРИМЕРЕ
КАСИМОВСКОГО ПХГ)
(METHODS OF WORK REGULATION OF GAS DEPOSIT IN THE
UNDERGROUND GAS STORAGE ESTABLISHED IN THE AQUIFERS
(FOR EXAMPLE KASIMOV UGS))**

Данилов С.А.

(научный руководитель: к.т.н. Воронов С.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Пласт является наиболее консервативной частью ПХГ и как следствие технологические решения по прогнозированию и регулированию создания и циклической эксплуатации искусственных газовых залежей ПХГ будут определять эффективность работы хранилища в целом.

Выделяют следующие методы формирования искусственной газовой залежи:

- варьирование количеством активного и буферного объема газа пласте;
- регулирование темпа закачки отбора газа;
- временной график закачки отбора газа;
- площадное регулирование закачки отбора газа;
- профильное регулирование закачки отбора газа.

На данный момент для Касимовского ПХГ стоит задача компактизации газовой залежи с целью увеличения максимального пластового давления до 115 кгс/см².

В данной работе предлагается применить следующие методы регулирования: варьирование количеством активного объема газа, регулирование темпа закачки-отбора газа, временной график закачки отбора газа. Суть технологии заключается в следующем. После периода отбора, в период закачки, необходимо недозакачать определенный объем газа в пласт, тем самым среднегодовое пластовое давление будет ниже гидростатического пластового давления, что в свою очередь приведет к снижению газонасыщенного порового объема пласта и росту максимального пластового давления.

По проведении комплекса работ ожидаются следующие результаты:

Увеличение максимального пластового давления газовой залежи Касимовского ПХГ;

Снижение газонасыщенного порового объема;

Увеличение периода работы хранилища с максимальной производительностью;

Снижение риска ухода газа за замыкающую изогипсу;

Снижение минимального допустимого объема газа в ПХГ, обеспечивающий предотвращение растекания газа.

НОВЫЕ ПРИНЦИПЫ РАЗВЕДКИ И ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА (NEW PRINCIPLES OF EXPLORATION AND PRODUCTION OF OIL AND GAS)

Дегтярев Д.С., Антипина М.И.

(научный руководитель: профессор Нестеров И.И.)

Тюменский индустриальный университет

Разведка и разработка нефти и газа в нетрадиционных коллекторах Баженовской свиты, не имеющих жесткого скелета, требует особого подхода к извлечению углеводородного сырья, а именно, установление дилатансного режима, основанном на новообразовании более мелких молекул нефти за счет крекинга в пластовых условиях недр части оставшегося органического вещества (РОВ), асфальтенов, смол, мазутов и частично газойлей остаточных запасов нефти при понижении пластового давления.

На сегодняшний день разработка месторождений происходит в обычных (традиционных) коллекторах. Но, как показывает практика, запасы в таких коллекторах начинают себя исчерпывать, происходит выработка месторождения, а годовые объемы добываемой нефти падают. Чтобы Россия по – прежнему оставалась на лидирующих позициях по добыче нефти и газа в ближайшие годы, нужно обратиться к новым технологиям, в которых альтернативой обычным (традиционным) коллекторам с залежами нефти и газа будут являться залежи в глинистых плитчатых и кремнисто-глинистых породах.

При формировании залежей углеводородного сырья, наряду с бензинами, керосинами и легкими газойлями образуются тяжелые углеводороды и гетерогенные молекулы – тяжелый газойли, смолы, асфальтены, в которых концентрируются изотопы с угловым магнитным моментом. Это является теоретической базой для обводненных (более 95-98%) залежей и искусственном формировании их в пластовых условиях недр. Природный крекинг – это новообразование новых более мелких молекул за счет тяжелых фракций нефти (смолы, асфальтены). Крекинг сланцевой нефти из органического вещества происходит при снижении давления с учетом содержания в нем неспаренных возбужденных электронов вокруг ядер смежных ядер углерода, которые проявляются в создании электромагнитных полей, взаимодействующих с неспаренными электронами вокруг смежных ядер углерода в органическом веществе с образованием свободных углеводородных радикалов H , CH , CH_2 , CH_3 и др., которые способны разорвать связи – $C - C -$ и CH_2 в алифатических цепях кольцевых структур с образованием более мелких молекул.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИ СВЯЗАННЫХ ПЛАСТОВ НА ОСНОВЕ
ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ ВОДЫ С
СОДЕРЖАНИЕМ ВЗВЕШЕННЫХ ЧАСТИЦ
(COMMINGLED INJECTION OF WATER CONTAINING FINE
PARTICLES AS AN OPTION FOR IMPROVED RECOVERY ON OIL
RESERVOIRS WITH CONNECTED LAYERS)**

Демидов А.В.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Пятибратов П.В.)

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

Цель работы заключается в разработке технологии повышения нефтеотдачи многопластовых месторождений, с гидродинамически связанными пластами, которые значительно отличаются по своим фильтрационно-емкостным свойствам, разрабатываемых с применением заводнения. Проблема разработки подобных залежей связана с низкой выработкой запасов низкопроницаемого пласта из-за возникающих межпластовых перетоков жидкости. Для решения данной проблемы необходимо разработать технологию, позволяющую снизить объемы перетоков жидкости в межскважинном пространстве или исключить их совсем, т.е. обеспечить раздельную разработку пластов. Анализ существующих технологий показал отсутствие эффективных способов изоляции гидродинамически связанных пластов. Поэтому в работе рассматривается возможность нагнетания воды с содержанием взвешенных частиц для создания условий раздельной разработки гидродинамически связанных пластов. Раздельная разработка достигается за счет использования технологии одновременно-раздельной эксплуатации и избирательного воздействия воды с содержанием взвешенных частиц на пласты с различными фильтрационными свойствами. Способность взвешенных частиц при определенных условиях блокировать фильтрационные каналы предлагается использовать с целью создания дополнительных фильтрационных сопротивлений на границе высоко- и низкопроницаемого пластов. Расчеты на секторных и полноразмерных трехмерных гидродинамических моделях показали возможность создания зоны разобшения со значительными фильтрационными сопротивлениями на границе между пластами. Таким образом, обеспечивается более эффективная выработка запасов низкопроницаемого пласта и, как следствие, увеличение коэффициента извлечения нефти на 2-10% в зависимости от геологических особенностей залежи и стадии разработки, на которой начинается реализация технологии.

КОМПЕТЕНЦИИ ДАТЧИКОВ ДАВЛЕНИЯ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ (FUNCTIONS OF PRESSURE SENSORS IN OIL WELLS)

Денисламова Г.И.

(научный руководитель: доцент Денисламов И.З.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

На сегодняшний день нефтедобывающая скважина с электроцентробежным насосом может быть укомплектована техническим манометром на выкидной линии и датчиком давления в составе термоманометрической системы (ТМС). С помощью датчиков давления в скважинах возможно информационное сопровождение различных технических решений:

- наличие нескольких датчиков давления в межтрубном пространстве обеспечивает определение местоположения газожидкостного раздела;
- с помощью датчика давления в составе ТМС возможно вести контролирование своевременности обработок скважин растворителями асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) и контролировать объемы выбросов попутного нефтяного газа в атмосферу;

Предлагается к рассмотрению технология воздействия на АСПО в колонне насосно-компрессорных труб скважины с помощью органических растворителей. Скважина оборудована УЭЦН, имеет в нижней части перепускной клапан или клапан трехпозиционный типа КОТ-93 и два датчика давления внутри колонны НКТ – на устье и над насосом. Растворитель закачивается в колонну НКТ с устья скважины с помощью передвижного насосного агрегата типа ЦА-320 с понижающимся во времени объемным расходом. Во время закачки периодически обеспечивается статическое положение флюидов в НКТ и определяется разница давлений в зоне датчиков как давление гидростатического столба жидкости в колонне лифтовых труб. Стабилизация давления на величине, соответствующей плотности растворителя, покажет заполнение лифтовых труб реагентом. Последующее повышение давления будет свидетельствовать о повышении плотности растворителя за счет растворения и диспергации АСПО.

Наблюдение за показаниями датчиков дает возможность организовать управляемое и экономичное воздействие на асфальтосмолопарафиновые отложения в НКТ.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МОДЕЛИРОВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В РАЗЛИЧНЫХ СИМУЛЯТОРАХ (COMPARATIVE ANALYSIS OF MODELING OF HORIZONTAL WELLS IN DIFFERENT SIMULATORS)

Джарекенова Ж.Б.

(научный руководитель: Фаттахова К.В.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

В современной разработке месторождений углеводородов для достижения наиболее полного коэффициента охвата и коэффициента извлечения нефти используются передовые технологии, одним из ключевых направлений которого по праву является компьютерное, а именно гидродинамическое моделирование.

Этот факт доказывается тем, что в большинстве стран мира законодательно закреплено требование для компаний-операторов подтверждать проекты разработки месторождений численными гидродинамическими моделями.

Интерес к горизонтальным скважинам стремительно ускоряется из-за совершенствования технологии бурения, повышения эффективности и экономичности операций по извлечению нефти.

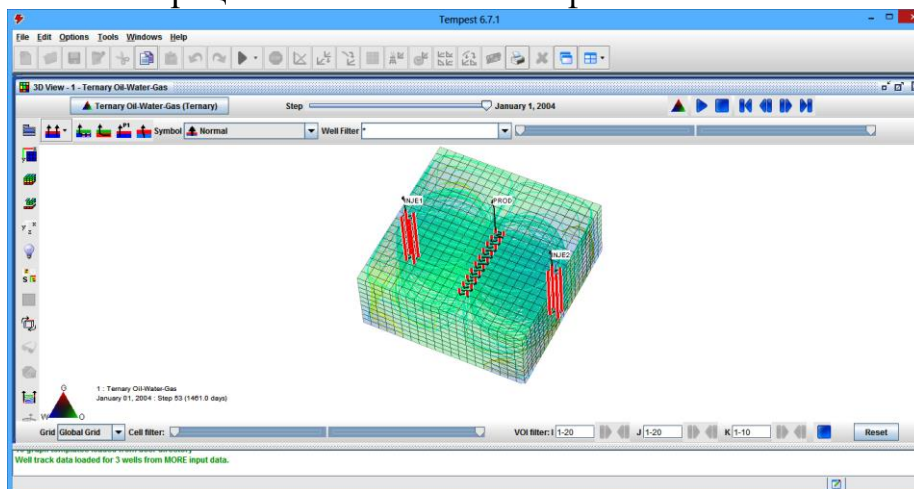


Рисунок 1

В настоящей работе проиллюстрированы результаты сопоставления подходов к моделированию горизонтальной скважины (ГС) в двух разных симуляторах при одинаковых условиях (рисунок 1).

Данная работа будет полезна для студентов и молодых ученых, занимающихся исследованиями в сфере гидродинамического моделирования для учета некоторых моментов при создании, адаптации моделей под историю и расчете прогнозных вариантов при планировании ГТМ.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ СИСТЕМ
ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОГО ЗАКАНЧИВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМЕНИ Ю.КОРЧАГИНА
(THE ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF SMART WELL
COMPLETION BY THE EXAMPLE OF THE DEPOSIT NAMED
Y.KORCHAGIN)**

Джиджаев Г.В., Некрасов А.В., Третьяков В.В.
(научный руководитель: к.т.н. Шеляго Е.В.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В связи с необходимостью поддержания добычи нефти и газа актуальным является вопрос освоения ресурсов шельфа. Месторождение имени Ю. Корчагина, является одним из перспективных объектов разработки шельфа Севера Каспийского моря. Данное месторождение характеризуется тонкой нефтяной оторочкой с мощной газовой шапкой и активной подошвенной водой. Месторождение разрабатывают с помощью горизонтальных скважин, длины которых более 8000 м.

Работа скважин осложнена прорывами газа из-за близости газонефтяного контакта и неоднородности фильтрационно-ёмкостных свойств. Технология интеллектуального заканчивания скважин (ИЗС) позволяет эффективно контролировать профиль притока в подобных условиях разработки залежи.

Применение систем ИЗС позволяет: увеличить коэффициент извлечения нефти, минимизировать объёмы прорывного газа или воды, перераспределить депрессию, оптимизировать работу скважины на протяжении всей её эксплуатации с достижением максимальных объёмов добычи нефти, выравнивать профиль притока нефти к скважине. Это позволяет увеличить производительность скважины, повысить в целом эффективность освоения запасов и увеличить экономическую рентабельность скважин.

В работе произведён анализ эффективности эксплуатации скважин, оборудованных системой интеллектуального заканчивания на примере месторождения имени Ю. Корчагина и сформировано заключение об эффективности применения систем интеллектуального заканчивания на данном промысловом объекте.

Рассмотренный анализ включает в себя: анализ показателей работы и осложнений, возникающих при работе скважин; анализ эффективности методов контроля, применяемых для предотвращения осложнений; анализ оптимального расположения клапанов контроля притока в скважинах; сформированы выводы и рекомендации по совершенствованию эксплуатации скважин, оборудованных ИЗС.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПРОЕКТИРОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (INTEGRETED DESIGN APPROACH)

Джиджаев Г.В.

(научный руководитель: к.ф.-м.н. Хисматуллина Ф.С.)

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

Истощение запасов лёгкой нефти и реализация дорогостоящих проектов разработки месторождений в осложнённых условиях предъявляет повышенные требования к проектированию разработки, которое традиционно строится на проведении последовательных расчётов разработки пласта, наземного обустройства, после чего производится расчёт экономических показателей проекта.

Как показывает опыт, оптимальный выбор варианта разработки пласта, рассматриваемого независимо от наземного обустройства, затем оптимальный выбор варианта наземного обустройства, который рассчитывается без учёта влияния пласта, в конечном итоге не дают оптимальных экономических показателей системы в целом. При таком подходе отсутствует возможность провести анализ чувствительности одной системы на другую, что приводит к расхождению проектных и фактических показателей разработки.

Эффективные решения могут быть приняты только в случае реализации проекта при совместном рассмотрении всех элементов, влияющих на технологические и экономические показатели разработки месторождения.

В настоящее время для повышения эффективности разработки месторождений реализуются проекты по созданию интеллектуальных месторождений, которые основаны на интегрированном подходе построения единой модели, учитывающей все аспекты разработки (пласт, скважины, поверхностные сети, система поддержания пластового давления). Использование полноценной интегрированной модели позволяет избежать непродуктивных затрат на построение малоинформативных и недостоверных геолого-технологических моделей, определить необходимые условия для полномасштабного моделирования, оценить погрешность прогноза показателей разработки и, следовательно, повысить доверие к результатам моделирования и прогнозирования.

Такая система, ядром которой является регулярно актуализируемая интегрированная модель промысла, повышает качество принятия решений и общий уровень планирования разработки и эксплуатации месторождений.

**РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ
АС9-11 ЛЯНТОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(RECOMMENDATION ON OIL RECOVERY INCREASE AS9-11
LYANTOR FIELD)**

Добролюбов А.И.

(научный руководитель: доцент Иванов А.В)

Саратовский государственный технический университет
имени Гагарина Ю.А

Нефтяная промышленность является одной из важнейших составляющих экономики России, непосредственно влияющей на формирование бюджета страны и её экспорт.

Состояние ресурсной базы нефтегазового комплекса является наиболее острой проблемой на сегодняшний день. Запасы нефти постепенно истощаются, большое число месторождений, в том числе и в Западной Сибири находится в конечной стадии разработки, и имеют большой процент обводненности, поэтому, наиболее актуальной и первостепенной задачей является введение в эксплуатацию обводнённых и бездействующих скважин.

Разработка Лянторского газонефтяного месторождения осуществляется уже более 35 лет и находится на поздней стадии. Эта стадия характеризуется значительной выработкой запасов основных залежей и интенсивным снижением темпа разработки на фоне прогрессирующего обводнения продукции. Общая обводненность в настоящее время составляет более 90%.

Одним из самых эффективных путей повышения нефтеотдачи пластов является технология восстановления старых скважин, бездействующих или эксплуатирующихся с низким дебитом по нефти при помощи зарезки боковых стволов, ввод в работу нефтенасыщенных участков, неохваченных разработкой, довыработка остаточных запасов из высоко обводненных пластов и низко проницаемых коллекторов. Учитывая сложность геологического строения Лянторского месторождения и сложность строения основного объекта разработки пласта АС9–11, выбор потенциально перспективных для бурения боковых стволов участков и зон залежей, оценка эффективности конкретного бокового ствола проведены с использованием постоянно действующих геолого-технологических моделей разрабатываемых залежей.

На основании проведенного анализа для зарезки боковых стволов рекомендованы скважины 3082 куста 468 и 3925 куста 430, расположенные на участках ДНС-10 и ДНС-13 в центральной части Лянторского месторождения.

При эксплуатации второго ствола в каждой скважине, добыча составит 10–12 тыс. т до обводненности более 97%.

АНАЛИЗ ОПЫТА СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВЫХ СТОЛОВ С ПОТАЙНОЙ КОЛОННОЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

(ANALYSIS OF EXPERIENCE IN THE CONSTRUCTION OF SIDETRACKS WITH A SECRET COLUMN ON THE WESTERN SIBERIA FIELDS)

Доброчасов А.И., Попова Ж.С.

(научный руководитель: профессор Кулябин Г.А.)

Тюменский индустриальный университет

Капитальный ремонт скважин зарезкой бокового ствола является важным технологическим процессом, позволяющим восстановить бездействующий фонд скважин, проводить доработку месторождений за счет уплотнения сетки, что в конечном итоге способствует стабилизации и повышению объемов добычи углеводородов прежде всего при эксплуатации месторождений, разрабатываемых длительное время.

При проводке боковых горизонтальных стволов (БГС) на месторождениях Западной Сибири возникают осложнения из-за несовместимых условий бурения. К примеру, в результате взаимодействия фильтра бурового раствора глинисто-аргиллитовые породы, слагающие кровли продуктивных пластов и пробуренные под большим зенитным углом, расклиниваются и осыпаются, что приводит к дестабилизации ствола скважины. Это приводит к осложнениям, на ликвидацию которых затрачивается значительное количество производительного времени и дополнительный расход материалов. Кроме того, из-за подобных осложнений скважину не удастся довести до проектной глубины. Проблема разбуривания пачек глин над кровлей продуктивного пласта при больших зенитных углах боковыми горизонтальными стволами – характерное явление при реконструкции скважин в Западной Сибири.

Одним из методов решения подобных проблем несовместимости условий бурения в БГС является использование двухколонной конструкции бокового ствола: техническая колонна спускается до кровли продуктивного пласта и цементируется на всю длину; в интервал продуктивного пласта, в том числе в горизонтальный участок спускается хвостовик фильтр (либо цементируемый хвостовик).

Целью работы является поиск технико-технологических решений по повышению эффективности бурения боковых стволов с потайной колонной.

В работе проведён сопоставительный анализ конструкций БГС с потайными колоннами, КНБК и технологий бурения на месторождениях компаний ООО «Газпром добыча Уренгой», ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь», ООО «РН-Пурнефтегаз».

**ЧИСЛЕННОЕ РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ОБ ОБРАЗОВАНИИ ГИДРАТА
ДВУОКИСИ УГЛЕРОДА В ПОРИСТОМ ПЛАСТЕ, ИЗНАЧАЛЬНО
НАСЫЩЕННОМ ГИДРАТОМ МЕТАНА
(NUMERICAL SOLUTION OF THE PROBLEM OF CO₂ HYDRATE
FORMATION IN A POROUS MEDIUM INITIALLY SATURATED BY
METHANE HYDRATE)**

Додова М.И.

(научный руководитель: профессор Гималтдинов И.К.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Изучение особенностей процессов образования и разложения газовых гидратов (клатратов) в пористой среде является актуальной проблемой для практики добычи и транспортировки природного и попутного газов. Это объясняется тем, что многие технологические процессы в нефтегазовой отрасли сопровождаются образованием и отложением газовых гидратов, как в пласте, так и в системах подземного и наземного оборудования нефтяных и газовых скважин. Гидратообразование характеризуется как негативное явление, приводящее к аварийным остановкам трубопроводов.

Однако гидратообразование может иметь и положительный аспект при использовании этого явления с целью увеличения емкости подземных резервуаров хранения углеводородного сырья. Такая возможность обусловлена резким ростом массового содержания газа в газогидратном состоянии в единице объема в сравнении со свободным состоянием при тех же термобарических параметрах. Кроме того, рядом исследователей предлагается подземная консервация парниковых газов (например, углекислого газа) в виде гидратов.

В данной работе проведено численное решение задачи об образовании гидрата двуокиси углерода в пористой среде, изначально насыщенной гидратом метана. Для решения поставленной задачи, заключающейся в нахождении распределения полей давления и температуры, а также в определении положения границы фазового перехода был применен численный метод ловли фронтов в узел пространственной сетки. Установлено, что процесс замещения газогидрата сопровождается незначительным понижением давления и повышением температуры среды. Показано, что температура на границе фазового перехода зависит от давления закачиваемого газа. При высоких значениях давления нагнетаемого газа она стремится к своему предельному значению, зависящему от исходной гидратонасыщенности пласта. Исследованы зависимости времени полного вытеснения метана из пласта в зависимости от его проницаемости и давления нагнетаемого газа.

**КОМПЛЕКСНЫЕ МЕТОДЫ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ПЕЧОРСКОГО МОРЯ
(COMPLEX METHODS OF FIELD INFRASTRUCTURE
DEVELOPMENT IN PECHORA SEA)**

Долгов Ю.Е.

(научный руководитель: профессор Мирзоев Д.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Перспективы освоения арктического шельфа для Российской Федерации огромны, но несмотря на эти возможности, существует ряд сложностей, влияющих на успешную реализацию проектов в Арктике. Для месторождений Печорского моря, прежде всего, это суровые природно-климатические условия и тяжелая ледовая обстановка в регионе.

Основные экономические показатели проекта освоения морских нефтегазовых месторождений зависят от количества запасов углеводородов (УВ), капитальных и эксплуатационных затрат. Значительное снижение затрат на освоение морских месторождений УВ возможно при так называемом "синергетическом" эффекте.

В качестве основного источника "синергетического" эффекта при освоении нескольких морских нефтегазовых месторождений можно выделить комплексное использование технологической и транспортной инфраструктуры. При этом возможно рассмотрение двух вариантов. Либо создание единого комплекса, мощность которого достаточна для освоения всех рассматриваемых объектов, либо последовательное вовлечение в разработку месторождений за счёт использования освобождающихся производственных мощностей. Особенно оправданно применение комплексного обустройства для нефтегазоносных структур Печорского моря, извлекаемые запасы которых не обеспечивают рентабельность их обустройства индивидуальными добычными комплексами и транспортными системами.

В данной работе представлены результаты анализа различных вариантов комплексного обустройства нефтегазовых месторождений Печорского моря. В ходе проведенного анализа возможных способов обустройства были выявлены преимущества и недостатки каждого варианта, предложены решения проблем, которые могут возникнуть при комплексном обустройстве по одному из предложенных вариантов.

**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ ГИДРОФОБНЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ С ПОМОЩЬЮ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С
МГРП**

**(THE COMBINED SOLUTIONS FOR DEVELOPMENT OF WATER-
REPELLENT RESERVOIRS USING HORIZONTAL WELLS WITH
MULTISTAGE FRACTURING)**

Евдокимова А.С., Перминов Д.Е.

(научный руководитель: Перминов Д.Е.)

СпбПУ, ООО «Газпромнефть-НТЦ»

На сегодняшний день одной из главных задач нефтегазовой индустрии является максимальная выработка остаточных запасов с минимальными технологическими и экономическими затратами.

Основным геолого-техническим мероприятием, позволяющим рационально вести разработку, путем создания фронта вытеснения, является заводнение.

Выполнение проектных показателей нефтяных месторождений при заводнении в значительной степени зависит от эффективной работы нагнетательных скважин при стабильной приемистости. Однако в процессе закачки в результате неизвестных причин может происходить снижение, иногда и полная потеря приемистости. В таких случаях особо важно наиболее точно выявить причины такого поведения приемистости, на фоне которых необходимо разработать эффективные методы ее регулирования, позволяющие качественно и количественно восстановить надлежащее состояние работы нагнетательных скважин, а также увеличить охват пластов заводнением.

В работе предлагается рассмотреть комплексный анализ причин, отсутствия приемистости нагнетательных скважин на примере основной залежи месторождения Х. Актуальность работы заключается в разработке матрицы, при помощи которой возможно обозначить основные причины отсутствия приемистости, произвести их проверку и определиться с решением данной проблемы. Основываясь на аналитических, гидродинамических и других расчетах был выбран участок ОПР для дальнейшей разработки данной залежи горизонтальными скважинами с МГРП.

Помимо этого, целью данной работы был подбор рецептуры агента заводнения для повышения коэффициента нефтеотдачи на месторождении Х. В рамках настоящего этапа проведен анализ возможных технологий заводнения на месторождении, соответствующих по критериям применимости геолого-физическим особенностям разрабатываемого объекта.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЙ СТЕНД ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ
ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ В НЕФТЕВОДЯНОЙ СМЕСИ
(EXPERIMENTAL STAND FOR MOISTURE CONTENT
DETERMINATION OF OIL-WATER MIXTURE)**

Евстегнеев Н.О., Горбунов А.О.

(научный руководитель: профессор Антипов Б.Н.)

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

Внедрение в Российской Федерации требований ГОСТР8.615-2005, устанавливающего характеристики извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа, в том числе точность измерения расхода жидкости, объема свободного нефтяного газа и обводненности, потребовало разработки и внедрения нового оборудования по замеру данных характеристик.

Целью данной работы является разработка нового метода для непрерывного определения влагосодержания нефтеводяной смеси, транспортируемой по трубопроводу. Данный метод основан на анализе изменения температуры протекающей через устройство смеси нефти и воды до и после обработки волнами СВЧ. С целью повышения точности измерения, перед обработкой волнами СВЧ из смеси образуется водно-нефтяная эмульсия посредством воздействия ультразвуком.

В работе описана опытная установка по определению влагосодержания нефти и методика проведения эксперимента. Изложен алгоритм определения массовой концентрации воды в газонасыщенной водонефтяной эмульсии по результатам экспериментального исследования на опытном стенде.

Ожидаемым результатом исследования является получение патента на полезную модель. Учитывая, что Российская Федерация является одним из мировых лидеров по добыче углеводородного сырья, при правильной организации работы с потенциальными разработчиками измерительной аппаратуры и компаниями, осуществляющими добычу нефти, можно ожидать успешного внедрения устройства, основанного на предлагаемом методе, в отрасль с высокой рентабельностью в течение длительного времени.

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИЗМЕНЕНИЯ
ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ПЛАСТА ПРИ
ЗАКАЧКЕ ХИМИЧЕСКИ АКТИВНОГО ВЕЩЕСТВА
(MATHEMATICAL MODELING OF RESERVOIR PROPERTIES
CHANGES DURING THE INJECTION OF CHEMICALLY ACTIVE
AGENTS)**

Егоров А.В., Ярыш В.В.

(научный руководитель: доцент Кравченко М.Н.)

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

Кислотная обработка нефтяных пластов является одним из наиболее широко распространенных способов воздействия на коллектор. Как правило, эта методика применяется в коллекторах с низкой проницаемостью, при этом улучшаются эксплуатационные качества пласта, такие как коэффициент извлечения или суточная добыча нефти, что является следствием увеличения в размерах старых или образования новых каналов для нефти. Кислотная обработка пластов применяется весьма активно, особенно в России, и проблема расчета данного физического процесса остается актуальной. По данным проектного института ООО "СамараНИПИнефть" ежемесячно только по Самарской области компанией ОАО «Роснефть» проводится порядка 50 операций кислотной обработки пластов. Выбор режима кислотной обработки и технологических параметров в зависимости от геолого-физических параметров залежи играет решающую роль в успешном проведении мероприятий.

Математическая модель включает в себя систему дифференциальных уравнений, описывающих многофазную фильтрацию вытеснения углеводородов водным раствором соляной кислоты из карбонатного образца пласта, учитывающих изменение фильтрационно-емкостных свойств флюидов и породы. Результаты процесса моделирования соответствуют лабораторным исследованиям на керне пород баженовской свиты, проведенным в центре коллективного пользования Горного университета. Термобарические условия эксперимента соответствовали пластовым.

На основе численных расчетов, моделирующих реальные физические эксперименты на кернах, проведены оценки эффективности метода кислотной обработки на параметры нефтеотдачи, показана зависимость КИН не только от времени воздействия реагента на керн, но и от характера и последовательности проводимых серий обработок.

**ОСОБЕННОСТИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
МЕХАНИЗМА ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ И ОБВОДНЕНИЯ
СКВАЖИН В ТУРНЕЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ БАШКИРИИ ПРИ
НАЛИЧИИ ПЛОТНЫХ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КАРБОНАТНЫХ
ПОРОД
(SOME FEATURES OF HYDRODYNAMIC MODELING RESERVOIR
DEVELOPMENT AND WELLS WATER CUTTING IN BASHKIRIA
TOURNAISIAN SEDIMENTS IN THE PRESENCE OF DENSE LOW-
PERMEABILITY CARBONATE ROCKS)**

Емельянов К. В.¹

(научный руководитель: доцент Кравченко М.Н.²)

¹ООО «Роксар Сервисиз», ²РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В настоящей работе рассмотрен механизм вытеснения и динамики обводнения скважин при разработке нефтяной залежи турнейского яруса одного из месторождений Башкортостана, представлены рекомендации по моделированию подобных залежей.

Породы рассматриваемой залежи турнейского яруса представлены карбонатной матрицей, отмечается система плохо связанных между собой микротрещин, макротрещиноватость отсутствует. По разрезу прослеживаются плотные низкопроницаемые карбонатные породы, которые по результатам интерпретации ГИС считаются неколлекторами, т.е. являются флюидоупорами.

Анализ фактических показателей работы скважин показывает:

1. наличие порового объема в «неколлекторах» и движение жидкостей по ним, в том числе вертикальная фильтрация пластовых жидкостей (массивное строение залежи), что противоречит классическому представлению о геологическом строении с флюидоупорами;
2. незначительное влияние нагнетательных скважин, источник обводнения – пластовая вода;
3. выделение двух групп скважин, принципиально отличающихся динамикой обводненности: ряд скважин работает со стабильной обводненностью 15-20% в течение 20-30 лет, для второй группы характерен резкий рост обводненности от входной до 70-80% за короткий промежуток времени.

Актуальность проблемы заключается в том, что при классическом рассмотрении залежи с плотным неколлектором становится невозможным корректное моделирование всех значимых гидродинамических процессов. Проблему с энергетикой залежи приходится решать за счёт нагнетания, но это приводит к обводнению соседних добывающих скважин, что расходится с историческими показателями и с данными ПГИ, которые показывают, что присутствует большое количество нецелевой закачки. Некорректное воспроизведение механизма вытеснения при моделировании карбонатных коллекторов может привести к следующим негативным последствиям: недостоверный прогноз динамики показателей работы скважин, недостоверный прогноз остаточных запасов и механизма их извлечения, выбор неподходящих методов РИР и т.д.

Объяснение противоречия механизма вытеснения, характерного для массивного строения залежей, при наличии в разрезе неколлекторов-флюидоупоров заключается в том, что при достижении определенных значений депрессий через плотные низкопроницаемые карбонатные породы начинается фильтрация. В дополнение к этому наблюдается зависимость вертикальной проводимости от мощности этих низкопроницаемых пород, а также от величины создаваемых депрессий.

Для корректного моделирования и прогнозирования всех значимых гидродинамических процессов рекомендуется в качестве основы использовать геологическую модель, воспроизводящую свойства всех пород, встречающихся в разрезе, в том числе относящихся к неколлекторам. Также рекомендуется использовать зависимости вертикальной проводимости от мощности низкопроницаемых пород и создаваемых депрессий. Реализация указанного подхода на залежи одного из месторождений позволила с хорошей точностью описать наблюдаемый механизм выработки запасов.

К ВОПРОСУ ВЛИЯНИЯ ВЕЛИЧИНЫ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИН БАШКИРСКОГО ЯРУСА (THE QUESTION OF INFLUENCE OF VALUES ON BOOTOM HOLE PRESSURE PRODUCTIVE WELLS BASHKIR TIER)

Ефарова А.А., Гимазова Л.Я.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Маннанов И.И.)

Снижение забойного давления скважин ниже давления насыщения принято считать одним из способов интенсификации разработки нефтяных месторождений [1]. При разработке месторождений с применением законтурного и внутриконтурного заводнения такое снижение давлений является вполне приемлемым. Прогнозирование динамики продуктивности добывающих скважин в сложных геолого-физических условиях является одной из важных задач при установлении режимов работы скважин. Однако, в процессе эксплуатации, бурения и последующего освоения происходит снижение продуктивности скважин, вследствие уменьшения забойного давления ниже давления насыщения в процессе разгазирования нефти. Если сохранить пластовое давление выше давления насыщения, то разгазирование нефти происходит только в ограниченной зоне вокруг скважин [2]. Авторами в данной работе на примере одного из НГДУ ПАО «Татнефть» рассматривается вопрос изменения обводненности, депрессии на пласт и проводится анализ влияния забойного давления на дебиты жидкости в пределах отложений башкирского яруса. Отметим, что для башкирского яруса рассматриваемого месторождения $P_{\text{нас}}=12,5$ атм. В процессе анализа определена минимально допустимая величина забойного давления и рассмотрена возможность снижения забойного давления ниже давления насыщения и ее влияние на продуктивность скважин. Отмечено, что при снижении забойного давления может происходить как уменьшение, так и увеличение коэффициента продуктивности, что является взаимнообратимым процессом.

Также рассмотрено снижение забойного давления на 10,20,30 и 40 % относительно давления насыщения. Наблюдается, что снижение забойного давления на 30% не привело к значительному изменению коэффициента продуктивности относительно базового варианта. Снижение же на 10, 20, 40 % приводит к резкому снижению коэффициента продуктивности.

В результате снижения коэффициентов продуктивности и производительности скважин увеличиваются сроки выработки извлекаемых запасов нефти. Для решений данной проблемы предлагается сохранение пластового давления на высоком уровне, что достигается при помощи раннего ввода в эксплуатацию системы заводнения.

**МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАВ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ
ЖИДКОСТИ ИЗ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
(METHODS OF EVALUATION OF TECHNICAL AND ECONOMIC
EFFICIENCY OF THE USE OF SURFACTANTS FOR REMOVAL OF
LIQUIDS FROM GAS WELLS)**

Ефимов С.И.

(научный руководитель: профессор Ермолаев А.И.)

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

Предлагается приближенная методика определения экономического эффекта от применения технологии эксплуатации обводняющихся газовых скважин, основанной на использовании жидких и твердых поверхностно-активных веществ (ПАВ) для удаления конденсационной жидкости из скважин. Закачивая в виде раствора жидкие ПАВ в скважину, или сбрасывая на ее забой в виде брикетов твердые ПАВ, изменяют физико-химические свойства накопившейся в скважине жидкости (плотность, поверхностное натяжение), тем самым обеспечиваются условия выноса с забоя скважин конденсационной жидкости, что, в конечном итоге, ведет к продлению срока рентабельной эксплуатации обводняющихся скважин.

Необходимость в оценке эффективности применения ПАВ возникает в случае, когда требуется для конкретных геолого-промысловых условий сравнить эффективность различных способов удаления жидкости из газовых скважин и выделить из заданного перечня технологию, наиболее приемлемую с точки зрения технико-экономических показателей.

Наряду с экономическими характеристиками (ценой газа, стоимостью ПАВ, затратами на проведение технологических операций и т.п.), исходными параметрами являются текущее значение дебита скважины, величина снижения уровня скопившейся в скважине жидкости.

Методика может быть использована как для оценки эффективности применения как твердых, так и жидких ПАВ. Изменения могут касаться различия в цене ПАВ и затратах на подготовку и проведение операции.

Работа выполнена в рамках реализации федеральной целевой программы «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 – 2020 годы» при финансовой поддержке Министерства образования и науки РФ, уникальный идентификатор ПНИЭР RFMEFI57715X0175.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ АЧИМОВСКИХ
ОБЪЕКТОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ МНОГОЗОННОГО
ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ
НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(ENHANCED DEVELOPMENT OF ACHIMOV OBJECTS OF
WESTERN SIBERIA FIELD APPLYING HORIZONTAL WELLS WITH
MULTI-STAGE FRACKING)**

Жарков Д.М., Агульжанов А.Т.

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

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

ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Отложения Ачимовской толщи являются одним из наиболее сложно построенных нефтегазосодержащих объектов в разрезе неокма. Эти объекты Месторождения Западной Сибири относятся к низкопродуктивным коллекторам и разрабатываются, начиная с 1981г. Бурение изначально велось по площадной избирательной девятиточечной системе. Более двадцати лет разработка данных объектов производилась низкими темпами отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) (годовой темп отбора от НИЗ - менее 1%). С целью эффективного вовлечения трудноизвлекаемых запасов углеводородов (УВ), в ПАО «ЛУКОЙЛ» была принята масштабная программа реализации опытно-промышленных работ (ОПР) по проведению многозонного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальном участке скважин.

После успешного проведения ОПР в 2008 г. произведен ввод в эксплуатацию всех скважин по Ачимовским объектам с применением ГРП. Позже были приняты изменения к технологической схеме разработки Месторождения, которые были представлены уплотнением сетки за счет бурения наклонно – направленных скважин (ННС), горизонтальных скважин, бурения боковых стволов с горизонтальным окончанием. На всех скважинах после бурения проводился многозонный гидроразрыв пласта.

В данной работе проведен анализ эффективности введения в разработку горизонтальных скважин с МГРП на Ачимовской толще. Входные показатели в усовершенствованной системе с МГРП в разы превышают входные показатели по базовой технологии.

Темп падения дебитов по жидкости по части скважин с МГРП за три месяца работы несколько больший, чем по соседним ННС, что объясняется большими темпами отбора запасов. Однако совершенствование системы разработки позволило достичь более высоких значений коэффициента извлечения нефти трудноизвлекаемых запасов Месторождения.

**ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДОВ ИНТЕРПРЕТАЦИИ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ
СКВАЖИН
(INVESTIGATION OF HORIZONTAL WELLS HYDRODYNAMIC
RESEARCHES INTERPRETATION METHODS)**

Жубанов М.С.

(научный руководитель: к.т.н. Деньгаев А.В.)

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

В настоящее время в Российской Федерации ведутся активные работы по вводу в полномасштабную разработку месторождений углеводородов в Восточной Сибири и на Дальнем Востоке. Данные регионы являются сравнительно новыми на карте нефтегазодобычи, а процесс извлечения нефти сопряжен с новыми вызовами по сравнению с запасами, характерными для Западной Сибири, Тимано-Печорского и Волго-Уральского регионов.

В настоящей работе рассматриваются сравнительный анализ методов интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин в подгазовых зонах и рассматриваются результаты интерпретации гидродинамических исследований (ГДИС) горизонтальных скважин одного из нефтегазоконденсатных месторождений, расположенных в Республике Саха (Якутия), введенного в промышленную разработку осенью 2013 г.

После ввода месторождения в промышленную эксплуатацию при работе скважин в газонефтеводяных зонах проявились осложнения, связанные с разработкой пластов под газовой шапкой: образование конусов газа и его ранние прорывы к забою добывающих скважин.

В работе решается задача интерпретации результатов гидродинамических исследований горизонтальной скважины в подгазовой зоне. Для решения поставленной задачи применяется численное моделирование в программном продукте KARPA Saphir, которое позволило интерпретировать результаты ГДИС с учетом влияния расширяющейся газовой шапки.

Результаты моделирования показали удовлетворительную сходимость фактических и расчетных данных кривой падения давления. На основе моделирования сделан вывод о расширении газовой шапки месторождения, что позволит скорректировать карту распространения газонефтяного контакта, расположение которого необходимо учитывать при бурении новых скважин и задании режима существующих.

РАСПРОСТРАНЕНИЕ ПЛОСКОЙ УДАРНОЙ ВОЛНЫ В ПОРИСТОМ ТЕЛЕ (THE PROPAGATION OF A PLANE SHOCK WAVE IN A POROUS BODY)

Задова Е.А.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Исаев В.И.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В докладе рассматривается распространение слабых ударных волн в пористой среде, которое можно рассматривать в акустическом приближении при помощи метода Ландау [1]. Одним из разновидностей метода Ландау является приближенный аналитический метод расчета, разработанный Г.М. Ляховым и Н.П. Поляковой [2]. В докладе рассматривается пористое тело, как упруго-пластическая среда. Метод основан на том, что кривая, выражающая закон сжимаемости среды, заменяется ломаными звеньями. Так как число звеньев может быть взято сколько угодно большим, а размеры их малыми, то результаты расчетов могут быть достаточно точными.

Течение за фронтом слабой УВ или в волне разряжения определяется уравнениями движения, выражающими законы сохранения количества движения и массы. В начальный момент времени давление в нулевом сечении скачком возрастает, а затем падает по заданному закону. Давление и скорость частиц в каждый момент времени имеют максимальное значение на фронте волны и убывают с приближением к начальному сечению. С увеличением времени действия давления в начальном сечении, интенсивность падения максимального давления с расстоянием уменьшается [3].

По итогам расчетов получаем уравнения линии фронта ударной волны, а так же уравнения для давления на фронте УВ в разных областях решения, по которым можно определить скорость распространения УВ и давление за ней.

Литература:

1. Ландау Л. Д., Лифшиц Е.М. Теоретическая физика: Учебное пособие т.6 Гидродинамика. Москва.: Наука. Гл. ред. Физ.-мат. Лит., 1988. 736с.
2. Ляхов Г.М., Полякова Н.И. Приближенный метод расчета ударных волн и их взаимодействий. Изв. АН СССР. ОТН, 1959 №2
3. Ляхов Г.М., Покровский Г.И. Взрывные волны в грунтах. М.:ГОСГОРТЕХИЗДАТ, 1962. 103с.

**ВНЕДРЕНИЕ ПРОЕКТА «ТЕХНИЧЕСКИЙ ПРЕДЕЛ»
НА КУСТЕ 725.1 ЮЖНО-ПРИБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(THE IMPLEMENTATION OF THE PROJECT "TECHNICAL LIMIT"
ON THE WELL PAD 725.1 OF YUZHNO-PRIOBSKOYE OILFIELD)**

Зайков Д.Л.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Кульчицкий В.В)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

По итогам последних десятилетий в мировом нефтегазовом комплексе лидирующее место по капиталоемкости затрат однозначно занимает сектор «Upstream», точнее его дорогостоящий сегмент строительства скважин. Если разделить его расходы на капитальные (CapEX) и операционные (OpEX), то на долю временно-зависимых приходится большая часть затрат. Соответственно, сокращение сроков бурения скважин влечет за собой существенную экономию средств, вследствие этого повышается эффективность всей нефтегазодобычи.

Цель проекта «Технический предел» – достижение эффективной слаженности всех трех компонентов производства: Человек-Процессы-Техника.



«Технический предел» оперирует инструментами качественного планирования скважины: подготовка подробных программ бурения, проведение рабочих групп по планированию с подрядчиками, проведение сессий «БнБ» (бурение на бумаге) с обязательным выездом на буровые к бригадам. На этапе оперативного управления происходит внедрение производительного проведения планерок с буровыми бригадами, анализ рисков, контроль текущих результатов и анализ извлеченных уроков. Бурение скважин — повторяющийся процесс. Задача — сделать каждый следующий цикл лучше, чем предыдущий».

Внедрение проекта «Технический предел» на группе скважин куста №725.1 Южно-Приобского месторождения уже дает свои положительные результаты: срок строительства скважины №799 составил 14,08 суток при проходке 3306м, получен рекордный показатель 4,26 сут./1000м.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОНИЗИТЕЛЕЙ ФИЛЬТРАЦИИ НА ОСНОВЕ КАРБОКСИМЕТИЛИРОВАННЫХ ПОЛИСАХАРИДНЫХ РЕАГЕНТОВ

(THE RESEARCH OF FLUID LOSS ADDITIVES BASED ON CARBOXYMETHYLATED POLYSACCHARIDES)

Захаров А.С., Сагитов Р.Р., Сухарев М.А.

(научный руководитель: к.х.н., доцент Минаев К.М.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Буровой раствор - неотъемлемая составляющая часть в процессе строительства нефтегазовых скважин. Промывочная жидкость выполняет ряд важных функций, которые обеспечивают безаварийный процесс на всем интервале строительства скважины.

Для обеспечения оптимальных реологических и фильтрационных свойств промывочной жидкости широко используют полисахаридные реагенты. Наибольшее применение для снижения водоотдачи бурового раствора находит полианионная целлюлоза низкой и высокой вязкости (ПАЦ НВ, ПАЦ ВВ) и различные модифицированные крахмалы.

Высококачественная полианионная целлюлоза является дорогостоящим реагентом, что сильно повышает стоимость промывочной жидкости. Поэтому актуальной является задача поиска более дешевых реагентов при сохранении проектных технологических свойств бурового раствора. Наиболее перспективным реагентом для замены ПАЦ НВ может выступать карбоксиметилированный крахмал (КМК). Крахмал - это резервный углерод, содержащийся в большей части растений. Не смотря на сходство с целлюлозой, основные элементы крахмала всё же имеют некоторое различие. Незначительные различия являются причиной бактериальной деструкции крахмала и устойчивости к ферментации целлюлозы. Однако, устойчивость КМК к бактериальному и температурному воздействию гораздо выше, поэтому было проведено сравнительное исследование для оценки перспектив по замене ПАЦ НВ на КМК в современных рецептурах буровых растворов.

Установлено, что при низких концентрациях (менее 3%) бентонита КМК менее эффективен как понизитель фильтрации по сравнению с ПАЦ НВ, однако при большем содержании глинопорошка воздействие полимеров на водоотдачу бурового раствора равноэффективно. При выдержке исследуемых буровых растворов в течение 2-х недель при комнатной температуре и температуре 120 °С в течение суток буровой раствор, содержащий КМК сохраняет технологические свойства на приемлемом уровне.

Работа выполнена при поддержке ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 - 2020 годы» (уникальный идентификатор работы RFMEFI57815X0119).

АНАЛИЗ ИЗМЕНЕНИЯ ОПТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ ДОБЫВАЕМОЙ НЕФТИ В РЕЗУЛЬТАТЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА (ANALYSIS OF CHANGES IN THE OPTICAL PROPERTIES OF THE OIL PRODUCED AS A RESULT OF HYDRAULIC FRACTURING)

Зимин В.Д., Садыков Н.Н.

(научный руководитель: старший преподаватель Рыбаков А.А)

Альметьевский государственный нефтяной институт

В данной работе проводились исследования проб нефти для подбора скважин-кандидатов на проведение исследований динамики оптической плотности нефти до и после проведения ГРП, характеризующей свойства остаточных нефтей и степени их преобразованности. Также данное исследование позволяет выявить механизм, за счёт которого обеспечивается дополнительная добыча нефти. Оптические свойства нефти исследовались как на добывающих скважинах, так и на реагирующих на участке нагнетательных скважин, на которых был проведен ГРП.

Спектрофотометрический метод анализа заключается в определении степени поглощения веществом лучей света различной длины волны. Для количественной характеристики поглощения света веществом используют понятие оптической плотности вещества и коэффициента светопоглощения.

Увеличение коэффициента светопоглощения нефти свидетельствует о вовлечении в разработку преобразованной нефти, т.е. увеличении коэффициента вытеснения. Уменьшение коэффициента светопоглощения нефти свидетельствует об увеличении коэффициента охвата пластов, т.е. о вовлечении в разработку новых запасов.

В результате выполненных исследований было показано, что исследование коэффициента светопоглощения нефти позволяет быстро контролировать свойства нефти по поглощению света.

Комплексный сравнительный анализ проб нефтей до и после проведения ГРП позволил заключить:

- Проведение ГРП на участке добывающей скважины №**20 привело к увеличению эффективности вытеснения остаточных запасов нефти;
- Проведение ГРП на участках нагнетательных скважин позволило включить в разработку в основном непреобразованные запасы нефти.
- Выбор объектов применения и последующая оценка эффективности ГРП требует тщательного индивидуального подхода с использованием оценки оптических свойств добываемой нефти.
- По результатам исследований нефти до и после применения ГРП обнаружено существенное изменение оптических свойств нефти и значительное уменьшение $K_{сп}$ по сравнению с исходной нефтью.

**АНАЛИЗ ИССЛЕДОВАНИЯ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА
КАЧЕСТВО КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ
ПОРОДАХ
(ANALYSIS OF INVESTIGATION OF FACTORS IMPACTING THE
QUALITY OF WELL CASING IN PERMAFROST)**

Зими́на Д.А.

(научный руководитель: профессор Двойников М.В.)

Санкт-Петербургский Горный университет

В работе исследуются проблемы, возникающие при цементировании скважин в криолитозоне. Контракция тампонажного камня, низкие водоудерживающие свойства и седиментационная стабильность тампонажного раствора, плохая адгезия цементного камня с сопредельными средами, характерные для большинства традиционных тампонажных материалов, являются основными причинами низкого качества крепи скважины.

Приведены результаты анализа адгезии цементного камня с обсадной колонной и окружающими горными породами по четырем эксплуатационным наклонно-направленным скважинам на примере Бованенковского нефтегазоконденсатного месторождения.

Для уменьшения осложнений, возникающих при креплении скважин в многолетнемерзлых породах, рекомендуется применять специальные тампонажные растворы, для которых прогнозирование теплофизических свойств играет существенную роль в разработке их состава. Расширяющиеся цементы способны более длительное время сохранять радиальные и тангенциальные напряжения в камне и компенсировать образование зазоров на его контактных поверхностях при технологических операциях внутри обсадных колонн. При температуре ниже 0°C процесс гидратации замедляется, так как тепло, необходимое для реакции, оказывается в основном израсходованным. Роль противоморозных ускоряющих добавок заключается в активизации процесса гидратации цемента.

Были проведены лабораторные эксперименты с целью определения наиболее подходящей для дальнейшего исследования морозостойкой быстросхватывающей добавки с использованием различных реагентов, способных к сильному ускорению процессов схватывания с хорошими антифризными свойствами.

МОНИТОРИНГ ИЗМЕНЕНИЯ ПЬЕЗО- И ГИДРОПРОВОДНОСТИ КАК ИНСТРУМЕНТ ВЫЯВЛЕНИЯ ОСЛОЖНЕНИЙ РАЗРАБОТКИ (MONITORING OF THE CHANGES OF PIEZO CONDUCTIVITY AND HYDRAULIC CONDUCTIVITY AS A TOOL OF THE DEVELOPMENT PROBLEMS DETECTION)

Зинуров Л.А., Салахова М.Ф., Шакирзянов Р.А.
(научный руководитель: доцент Шакиров А.Н.)
Казанский (Приволжский) федеральный университет

На сегодняшний день гидродинамические исследования скважин (ГДИС) – одно из наиболее эффективных направлений промыслово-геофизического контроля разработки нефтяных и газовых скважин. Методами ГДИС решается множество задач на различных этапах разработки месторождений. С помощью интерпретации данных ГДИС получают информацию непосредственно о системе скважина пласт. Для понимания динамики параметров динамики параметров системы скважина – пласт с целью эффективного решения задач управления разработкой требуется проведение большого объема ГДИС, что связано с потерями в добычи из-за остановок скважин. В связи с чем становится актуальным проведение нестандартных методов гидродинамического исследования, таких как фильтрационные волны давления.

Целью работы является выработка методики определений осложнений разработки нефтяных и газовых месторождений проведением исследований фильтрационных волн давления и гидродинамических исследований и их дальнейшей интерпретацией

Для решения поставленных задач использовался гидродинамический симулятор tNavigator от компании RFD. Для исследования были выбраны и рассчитаны следующие варианты с различными вариациями осложнение на добывающей и нагнетательной скважине с образованием заколонного перетока, отключений пластов из разработки в нагнетательных и добывающих скважинах, уход закачиваемой воды по разлому. Все расчеты проводились на синтетической модели с реальными параметрами флюидов и коллекторов.

По результатам тестирования были получены ряд закономерностей увеличения или уменьшения пьезо- и гидропроводности в зависимости от осложнений. При постоянном мониторинге месторождения и проведения гидродинамических исследований с получением значений пьезо- и гидропроводности возможно выявление осложнений, возникающих при разработке нефтяных и газовых месторождений.

**КОНТРОЛЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАВОДНЕНИЯ КАРБОНАТНОГО
КОЛЛЕКТОРА МЕТОДОМ ИМПУЛЬСНО-КОДОВОГО
ГИДРОПРОСЛУШИВАНИЯ
(CARBONATE RESERVOIR WATERFLOOD EFFICIENCY
MONITORING WITH CROSS-WELL PULSE-CODE TESTING).**

Зинуров Л.А., Фарахова Р.Р.

(научные руководители: Кричевский В.М., Асланян А.М)

Казанский (Приволжский) федеральный университет

Низкая проницаемость и слабая активность аквифера зачастую приводят к ускоренному темпу падения пластового давления и вынуждают разработчиков карбонатных коллекторов организовывать систему ППД. Заводнение таких систем требует тщательного контроля во избежание прорывов воды по отдельным пропласткам или трещинным системам, которые чреваты значительными потерями извлекаемых запасов.

В работе рассматривается пример исследования связи нагнетательной скважины с добывающим окружением методом импульсно-кодowego гидропрослушивания (ИКГ) на карбонатном месторождении. Исследуемый участок включал 5 скважин, одна из которых – нагнетательная – не оказывающая видимого влияния на 4 добывающие скважины. Исследование проводилось по следующей технологии: на нагнетательной скважине, путем смены режимов, был сгенерирован волнообразный импульс давления. В то же время в добывающих скважинах велась регистрация забойного давления. В результате, на всех скважинах окружения был зарегистрирован сигнал, по итогам интерпретации были определены: проницаемость межскважинных интервалов и гидродинамически связанная мощность.

Помимо очевидного результата о подтверждении связи между скважинами, исследования показали, что вертикальный охват вытеснением невысокий – дренируется в разных случаях от 10 до 40 %. Анализ этих результатов совместно с данными открытого ствола и промыслово-геофизическими исследованиями позволили определить направления вытеснения по площади и разрезу, а также рекомендовать мероприятия по оптимизации заводнения. Кроме того, полученные значения межскважинной проницаемости позволили уточнить зависимость пористость/проницаемость, использованную при построении модели месторождения, улучшить качество ее адаптации, и как следствие – повысить прогнозную ценность.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА
ПЛАСТА В УСЛОВИЯХ ПЕРВОМАЙСКОГО НЕФТЯНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(HYDRAULIC FRACTURING EFFICIENCY ANALYSIS FOR
PERVOMAISKOE OIL FIELD)**

Зыкова В.Е.

(научный руководитель: профессор Рогачев М.К.)

Санкт-Петербургский Горный университет

Первомайское нефтяное месторождение было открыто в 1969 году. Находится оно в Каргасокском районе Томской области. Продуктивные пласты месторождения характеризуются коллекторами с высокой степенью неоднородности и низкой проницаемостью.

Одним из методов интенсификации разработки низкопроницаемых коллекторов является метод гидравлического разрыва пласта (ГРП). Но не всегда ГРП приводит к удачным результатам.

Основным недостатком «вертикального» ГРП, в условиях данного месторождения, считают малую толщину продуктивных слоев и связанное с этим практически необратимое проникновение вершин трещин в зоны водо- и газонефтяного контактов (ВНК и ГНК).

В качестве еще одного недостатка, можно отметить сложность расположения трещины ГРП в нужной плоскости.

Необходимость предотвращения выхода трещин в зону ВНК подтолкнула к разработке горизонтального ГРП. Но и у данного вида ГРП существует ряд недостатков.

Обязательным условием управляемого наклона распространения трещины является расположение траектории данного участка скважины в предполагаемой плоскости проведения разрыва пласта.

Помимо вышеперечисленных недостатков ГРП существуют неудачи, связанные с нерациональным выбором параметров обработки.

Всего за период 1993-2008 гг. на Первомайском месторождении было проведено 153 операции ГРП, неудачный эффект получен в 15 случаях. Снижение нефтеотдачи было вызвано более интенсивным ростом обводненности продукции, ухудшением проницаемости из-за набухания глин и блокированием трещин жидкостью разрыва, а также отказами электроцентробежных насосов.

Нами предлагается применение физико-химических методов, направленных на увеличение коэффициента охвата, прежде всего- потокоотклоняющих технологий (ПОТ).

Таким образом, применение потокоотклоняющих технологий способствует выравниванию профиля приемистости нагнетательных скважин, перераспределению фильтрационных потоков в неоднородных по проницаемости высокообводненных пропластках продуктивных пластов.

**ПЕРСПЕКТИВЫ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА
ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ВОДОГАЗОВОГО
ВОЗДЕЙСТВИЯ
(PROSPECTS OF IMPROVING OIL RECOVERY THROUGH OF
TECHNOLOGY SIMULTANEOUS WATER AND GAS INJECTION)**

Иванов А.А.

(научный руководитель: Кузнецов Д.В.)

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз»

Данная работа посвящена изучению влияния процессов мелкодиспергированного водогазового воздействия (МВГВ) на эффективность вытеснения нефти. Несмотря на обширный мировой опыт применения водогазового воздействия, в различных его вариациях, вопрос дисперсности растворенной в воде газовой фазы остается недооцененным.

Работа построена на теоретических и лабораторных исследованиях с использованием современных методов сбора, обработки и анализа исходной информации, а так же при помощи гидродинамических симуляторов.

Основная задача заключалась в поиске эффективной и экономически оправданной технологии повышения нефтеотдачи пластов. Так же, в целях реализации политики импортозамещения, все необходимое для осуществления технологии водогазового воздействия оборудование производится в нашей стране.

Исследования проведены применительно к месторождениям ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ», но данная технология может осуществляться и на других месторождениях. Для подбора “кандидатов” под ВГВ была разработана матрица критериев применимости, основанная на анализе мирового опыта применения данной технологии. С ее помощью был выделен участок опытно промышленных работ (ОПР). Затем подобраны скважины под закачку водогазовой смеси, и разработана технологическая схема осуществления технологии.

В заключительной части работы произведен расчет технико-экономической составляющей. Определен размер капитальных и операционных затрат на осуществление технологии на участке ОПР, а так же индекс доходности и срок окупаемости проекта.

**СОЗДАНИЕ БАНКА ДАННЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ
ПОКАЗАТЕЛЕЙ ДЛЯ АДАПТАЦИИ ПОСТОЯННО
ДЕЙСТВУЮЩИХ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ
УРЕНГОЙСКОГО И СЕВЕРО-УРЕНГОЙСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(COMPILATION OF DATA BANKES OF OPERATIONAL
INDICATORS FOR ADAPTATION OF PERMANENT GEOLOGICAL
AND TECHNOLOGICAL MODELS OF THE URENGOY AND
SEVERO-URENGOYSKY FIELDS)**

Иванова А.И.

(научный руководитель: д.ф.-м.н. Пятахин М.В.)

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Основной целью разработки газовых и газоконденсатных месторождений является наиболее полное извлечение полезных ископаемых при минимальных экономических затратах. Одним из инструментов для выполнения задач по повышению эффективности эксплуатации залежей углеводородов является создание 3D моделей продуктивных горизонтов с учетом их геологического строения и гидродинамических характеристик, адаптация истории разработки месторождения и ее прогноз.

В ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в рамках осуществления Авторского сопровождения разработки созданы постоянно действующие трехмерные геолого-технологические модели Уренгойского и Северо-Уренгойского месторождений. В связи с уменьшением спроса на газ за период 2014-2016 гг. и, как следствие, расхождением фактических и проектных значений отбора газа, была произведена адаптация ПДГТМ Уренгойского и Северо-Уренгойского месторождений, которая заключалась в наполнении истории разработки и эксплуатации месторождений Большого Уренгоя фактическими данными с использованием ежемесячных рапортов и данных промысловых исследований.

Для уточнения фильтрационно-емкостных свойств с учетом термобарических и гидродинамических изменений в процессе длительной эксплуатации месторождения выявилась необходимость составления банка данных по эксплуатационным показателям, позволяющих систематизировать большой объем информации по каждой скважине с момента ввода месторождения в эксплуатацию, а также наглядно иллюстрирующих изменения основных технологических показателей разработки. Были созданы банки данных с целью выявления скважин-кандидатов на ремонт по причине возможного обводнения, а также был проведен анализ восстановления давления в скважинах в связи с остановками промыслов. Последующая синхронизация сводных информационных массивов с ПДГТМ Уренгойского и Северо-Уренгойского месторождений является основным приоритетом для проведения качественного прогнозирования дальнейшей разработки месторождения.

**УВЕЛИЧЕНИЕ КОНЕЧНОЙ КОНДЕНСАТООТДАЧИ ПУТЕМ
ПРИМЕНЕНИЯ ЧАСТИЧНОГО САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА НА
СРЕДНЕВИЛЮЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
(INCREASE OF FINAL CONDENSATE EFFICIENCY USING PARTIAL
CYCLING PROCESS IN SREDNEVILYUISK DEPOSIT)**

Иванова Е.И., Долгаева А.К.

(научный руководитель: Петрова М.Н.)

Северо-Восточный федеральный университет имени М.К. Аммосова
в г. Мирном

Разработка газоконденсатных залежей, расположенных на территории России, направлено на получение максимального конечного коэффициента конденсатоотдачи. Конденсат – ценное сырье, поэтому необходимо наиболее полное извлечение конденсата из пласта.

Газоконденсатные месторождения целесообразно разрабатывать с поддержанием пластового давления, то есть с закачкой сухого газа в пласт. Он обеспечивает наибольшие значения коэффициента газо- и конденсатоотдачи за весь период разработки месторождения.

В настоящее время Средневиллюйское месторождение разрабатывается на режиме естественного истощения. В данной работе изучена газоконденсатная характеристика пластового флюида. В ходе работы рассмотрен вариант разработки месторождения с частичным нагнетанием сухого газа обратно в пласт, с целью поддержания пластового давления, которые приведут к минимализации пластовых потерь конденсата, следовательно, увеличению конечного КИК. Разработка Средневиллюйского месторождения характеризуется высокой сезонной неравномерностью. Основная добыча приходится на зимний период. В весенне-летнее время из-за малого потребления газа, сокращается отбор газа, некоторые скважины выводят из рабочего строя, тем самым ухудшается технологический режим скважины.

В период уменьшения потребления газа, рекомендуется добывать то же количество газа. Отделившийся газ от высококипящих углеводородов, нагнетается обратно в пласт, тем самым снижает темп падения пластового давления, обеспечивает бесперебойную работу скважин, увеличивает добычу конденсата, что в итоге приведет к увеличению конечного извлечения конденсата.

**ТЕСТИРОВАНИЕ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ
КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
(TESTING OF ACID COMPOSITIONS FOR CARBONATE
RESERVOIR TREATMENT)**

Иванова И.А., Павлов А.В., Закирова З.Р.

(научный руководитель: доцент Ибрагимова Д.А.)

Казанский национальный исследовательский технологический
университет

В последнее время в значительной степени выросла доля трудноизвлекаемых запасов сырьевой базы нефтяной отрасли, что влечёт за собой необходимость совершенствования подходов к их освоению. Ввиду петро-физических свойств терригенных коллекторов, их разработка, а соответственно и степень их изученности, характеризуются более высокими показателями по сравнению с карбонатными. Несмотря на то, что карбонатные коллекторы представляют собой широкий и разнообразный тип нефтеносных пластов, содержащих до 50 % общих известных запасов нефти, вопросы разработки таких месторождений в настоящее время сложны и мало изучены. Степень нефтенасыщенности карбонатных коллекторов составляет от 40 до 80 % (выше, чем терригенных), что также в значительной мере увеличивает интерес к их освоению.

В основу данного исследования легли научные данные о том, что карбонатные коллекторы отличаются от терригенных способностью к существенному улучшению фильтрационных и емкостных свойств под воздействием растворов соляной кислоты (чаще всего её концентрация варьируется от 5 до 12 %). Однако на практике используются так называемые кислотные композиции, содержащие в своем составе, помимо самой соляной кислоты, различного рода присадки: деэмульгаторы, диспергаторы, стабилизаторы (преобразователи) железа и т.д. Их основное назначение - упростить извлечение нефтяной эмульсии из пласта, а именно, предотвратить образование сгустков и слэджей, затрудняющих работу нефтедобывающего оборудования.

Целью данной работы является подбор подобного рода кислотных композиций на основе ряда опытов. Приведены ключевые этапы подбора, включающие в себя тесты на стабильность кислотных композиций, совместимость их с пробой сырой нефти Утевского месторождения, осадкообразование и в том числе определение их коррозионного воздействия на образец насосно-компрессорной трубы (НКТ), показателем которого в данном случае является скорость коррозии. Сделаны выводы о процентном соотношении добавок наиболее эффективных композиций.

**ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ АЗОТА ДЛЯ
ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(ASSESSMENT OF THE POSSIBILITY OF USING NITROGEN FOR
MAINTENANCE OF RESERVOIR PRESSURE ON THE FIELDS OF
WESTERN SIBERIA)**

Ивченкова З.С.

(научный руководитель: доцент Синцов И.А.)

Тюменский индустриальный университет

В Западной Сибири в качестве вторичных методов поддержания пластового давления традиционно используется только заводнение, однако за рубежом также распространена практика закачки газа. Данный опыт может найти применение и на российских месторождениях. Например, отдельные меловые и юрские отложения являются гидрофобными и характеризуются низкой фазовой проницаемостью по воде, что обуславливает низкую приемистость и появляется необходимость работать с давлением выше давления разрыва. Все это приводит к заколонным перетокам, неэффективности закачки и, в конечном итоге, существенному снижению давления в зоне отбора из-за невозможности компенсировать отборы жидкости из пласта. В Западной Сибири достаточное распространение имеют низкопроницаемые коллектора, например, баженовская, абалакская и тюменская свиты, где обеспечить необходимую приемистость по воде не всегда возможно.

Вышеперечисленные проблемы могла бы решить закачка газа в качестве агента поддержания пластового давления, однако на сегодняшний день опыта применения данных методов в России очень мало, что и обуславливает сложность реализации подобных проектов. В качестве дешевого и доступного агента для поддержания пластового давления идеально подходит азот, однако его отделение и компримирование связано с определенными капитальными затратами. Были рассмотрены преимущества и недостатки применения азота на месторождениях России.

Для обоснования возможных способов внедрения данной технологии нами были рассмотрены все известные на сегодняшний день месторождения, где реализовались проекты, основанные на использовании азота в качестве закачиваемой среды. Было произведено сравнение месторождений до внедрения проекта и оценены результаты, а также рассмотрены экономические затраты с учетом состояния рынка на момент начала проекта.

В нашей работе была проведена оценка возможности применения азота в качестве агента для поддержания пластового давления на низкопроницаемых и гидрофобных коллекторах, распространенных в Западной Сибири, и предположен технологический и экономический эффект от закачки азота.

**ПОСТРОЕНИЕ УНИВЕРСАЛЬНЫХ ПАЛЕТОК ДЛЯ
ОПРЕДЕЛЕНИЯ КРИТИЧЕСКОЙ БЕЗВОДНОЙ ДЕПРЕССИИ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПРИ НАЛИЧИИ
АКТИВНОЙ ПОДОШВЕННОЙ ВОДЫ
(UNIVERSAL PALLETS CONSTRUCTION FOR DETERMINING
CRITICAL WATER-FREE PRODUCTION RATE OF HORIZONTAL
GAS WELLS WHILE ACTIVE BOTTOM WATER AVAILABLE)**

Имамов Р.В.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Молчанова А.Г.)

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

Во многих газодобывающих регионах мира крупные и средние по запасам газа месторождения вступили в стадию падающей добычи. Доля добычи вновь открытых мелких месторождений с каждым годом увеличивается, но в связи с относительно небольшими запасами газа и сложными геологическими условиями: небольшая газонасыщенная толщина, низкая проницаемость коллектора и наличие активной подошвенной воды; разработка таких месторождений сопровождается конусообразованием и прорывом воды к забоям добывающих скважин.

В настоящее время среди специалистов в этом вопросе нет единого мнения относительно пределов ограничения депрессии при эксплуатации скважин. Проблемы определения оптимального значения депрессии в различных геологических условиях на сегодняшний день остаются актуальными.

В научно-исследовательской работе был создан программный модуль с помощью которого было сгенерировано большое количество секторных гидродинамических моделей и проведены многовариантные расчёты для различных длин горизонтального ствола скважин, проницаемости коллектора, анизотропии пласта и соотношения газонасыщенной и водонасыщенной толщин. После обработки и анализа полученных результатов были построены универсальные палетки для экспресс-оценки значений оптимальной депрессии реальных скважин.

АНАЛИЗ ОПЫТОВ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТОК (ANALYSIS OF THE RESULTS OF THE ACID TREATMENT)

Исхаков Р.Э., Ахмедьянов Б.И

(научный руководитель: Токарева Н.М.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

В процессе разработки нефтяных месторождений, как правило, дебит эксплуатационных скважин со временем падает. Вследствие ухудшения проницаемости пород в призабойной зоне скважины (ПЗС). Это связано из-за закупорки пор отложениями парафина, глинистыми частицами, отложениями солей и т.д.

Нами были проанализированы статьи научных журналов таких как «Нефтяное хозяйство», «Интервал», «Нефтепромысловое дело» и данные по применению кислотной обработке ПЗС на Быстрикинском нефтегазоконденсатном месторождении.

Таким образом, нами было установлено, что большинство соляно-кислотных обработок позволяет улучшить проницаемость призабойной зоны пласта. Но и бывают случаи, когда кислотная обработка ПЗС ухудшает проницаемость пласта, основными причинами недостижения запланированного прироста является: кольматация ПЗС продуктами реакции кислот из-за длительного нахождения в поровом пространстве (оксида железа и алюминия, фториды кальция, магния, железа); образование стойких водонефтяных эмульсий при длительном нахождении в продуктивном пласте.

Были получены следующие выводы: кислотная обработка призабойной зоны скважины является эффективным методом повышения интенсификации скважины. Но лишь в том случае, если мы не «передержим» раствор кислоты в ПЗС.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТЕРМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
НА ИЗМЕНЕНИЕ СВОЙСТВ КЕРНА И СВН
(RESEARCH OF THERMAL-RECOVERY METHOD AND CORE'S
PROPERTIES OF EXTRA-VISCOSITY OIL)**

Ишкулов И.М., Саяхов В.А., Шайдуллин Л.К.

(научный руководитель: профессор Гуськова И.А.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

В научно-исследовательской работе предложена методика исследования влияния температуры на компонентный состав СВН. При проведении исследования отбирался керн, затем нагревался, после нагрева образец керна растворялся в толуоле и производился ввод раствора в газохроматограф.

Для проведения исследований использовался ряд приборов: газожидкостной хроматограф GC 2010 Plus, который позволяет определить компонентный состав исследуемого вещества, кроме того проводились микроскопические исследования керна с использованием микроскопа Leica DM 750 и вспомогательных приборов, таких как сушижаровой шкаф Binder ED 53 и перемешивающее устройство LOIP LS 110. [3]

На основании полученных результатов выполнялся анализ содержания алканов в образцах нефтенасыщенного керна при различных видах воздействия. Были получены следующие результаты. После нагрева и охлаждения концентрация группы УВ C_{10} - C_{19} изменилась в 1,65 раза, или на 25%.

Если технология предусматривает одновременное воздействие температуры и растворителя, то компонентный состав выделившегося СВН практически не меняется по сравнению с контрольным образцом, что свидетельствует о перспективности разработки технологий добычи СВН, предусматривающих комплексное воздействие температуры и растворителя.

Также можно отметить, что независимо от вида нагрева группа более тяжелых компонентов C_{30} - C_{40} в исследованных образцах увеличивается по сравнению с контрольным образцом.

Проведено исследование изменения свойств нефтенасыщенного керна до и после термического воздействия. Выработаны рекомендации по эксплуатации месторождений сверхвязкой нефти.

Результаты работы могут быть внедрены на битумных месторождениях, а также месторождениях сверхвязкой нефти, где добыча нефти осуществляется с помощью тепловых методов.

**УЧЕТ УПРУГИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПЛАСТА ПРИ РАЗРАБОТКЕ
ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ
(ACCOUNTING FOR THE ELASTIC PROPERTIES OF THE GAS
RESERVOIR DEVELOPMENT)**

Кадочникова Е.С.

(научный руководитель: к.ф.-м.н., доцент Вольф А.А.)

Тюменский государственный университет

При проведении технико-экономических расчетов для обоснования рентабельности разработки месторождений основными параметрами являются количество и качество запасов углеводородов, производительность проектных скважин. Корректность прогноза этих параметров определяет инвестиционную привлекательность объекта и выбор оптимального решения по разработке. При этом для подсчета запасов нефтегазоконденсатных месторождений одним из важных параметров является пористость коллектора, а для оценки продуктивности скважин важным параметром является проницаемость породы.

Традиционно параметры пористость и проницаемость принимаются неизменными во времени, хотя общеизвестно, что эти параметры изменяются в зависимости от эффективного напряжения, которое испытывает горная порода в процессе разработки. Изменение пористости с давлением учитывается в расчетах посредством коэффициента сжимаемости породы. Что касается изменения проницаемости от эффективного напряжения, то данному вопросу уделяется мало внимания, несмотря на то, что его влияние на эффективность разработки пластов на истощение велико.

Цель работы - на основе анализа лабораторных исследований на керне в термобарических и барических условиях, акустических исследований получить универсальную зависимость изменения проницаемости от эффективного напряжения.

Полученная в работе зависимость использовалась для технико-экономических расчетов. Приведен пример расчета профиля добычи проектной скважины. Показано влияние эффекта снижения проницаемости на динамику добычи.

РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ УНИФИЦИРОВАННОЙ ЛЕДОСТОЙКОЙ ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ ГЛУБИНЫ ВОДЫ ОТ 20 ДО 60 М

(DEVELOPMENT OF A UNIFIED ICE-RESISTANT PLATFORM CONSTRUCTION FOR DEPTHS OF 20 TO 60 METERS)

Калмыков А.А.

(научный руководитель: профессор Мирзоев Д.А.)

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

Российская Федерация обладает крупнейшей территорией в мире, а также самой продолжительной береговой линией. Углеводородный потенциал стимулирует освоение суровых и необжитых территорий в условиях крайнего севера.

Целью данной работы является разработка конструкции унифицированной ледостойкой платформы (УЛСП) для замерзающих морей шельфа России. Были рассмотрены наиболее важные и основные аспекты научной работы:

1. Определение локаций потенциальных надводных промыслов для добычи углеводородного сырья.
2. Анализ гидрометеорологических условий региона.
3. Анализ навигационного периода замерзающих морей.
4. Анализ технической доступности месторождений Арктики.
5. Изучение рельефа дна морей.
6. Определение критериев выбора конструкции опорного основания.
7. Конструктивные особенности унификации ледостойкой стационарной платформы.
8. Расчет ветровых и волновых нагрузок на УЛСП.
9. Анализ местонахождения заводов-изготовителей.

В последнее пятидесятилетие на шельфе России было открыто много нефтяных и газовых месторождений с уникальными запасами, разработка и ввод в эксплуатацию которых, требуют значительных интеллектуальных, материальных и финансовых инвестиций.

Унификация ЛСП является ключом для снижения затрат на разработку и строительство гидротехнических сооружений, а также послужит толчком для развития шельфовых проектов в Арктическом регионе.

ВНЕДРЕНИЕ НОВЫХ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА

(THE INTRODUCTION OF NEW METHODS TO IMPROVE OIL RECOVERY)

Калошин Р.А., Столбовский А.А.

(научный руководитель: Кутлиахметова Е.А.)

Муравленковский многопрофильный колледжв г. Губкинском

На сегодняшний день все известные методы позволяют извлечь из недр 25-50 % углеводородного сырья, поэтому степень извлекаемости запасов сырья является одной из основных задач добывающих компаний.

Плазменно-импульсное воздействие (ПИВ) на пласт при добыче нефти – один из методов повышения нефтеотдачи, применяется как аналог гидроразрыва пласта. В основе метода – использование способности пород пласта вступать в резонанс. ПИВ инициируется в естественных (реальных) геологических условиях без добавок химических реагентов при любой обводненности скважины, и способствует возникновению параметрического резонанса в целом в системе, при этом возмущенная среда не оказывает на источник колебаний никакого обратного воздействия.

Целью работы является изучение возможности внедрения ПИВ как метода повышения нефтеотдачи пласта в условиях Крайнего Севера.

Объект исследования – процесс нефтедобычи в условиях Крайнего Севера.

Предмет исследования – повышение эффективности нефтедобычи на месторождениях Крайнего Севера путем использования ПИВ.

К преимуществам ПИВ относятся: экологическая чистота; использование при любой обводненности; улучшение проницаемости прискважинной зоны добывающих, и нагнетательных скважин и продуктивных пластов в целом; значительное увеличение дебита нефти на скважинах эксплуатируемых на месторождениях поздней стадии разработки; кратное увеличение приемистости нагнетательных скважин вне зависимости от их предыдущего назначения; воздействие на соседние с обрабатываемой скважины, которые откликаются положительным дебитом. Технология дает положительные результаты на месторождениях в коллекторах любой геологической сложности, безопасна в эксплуатации; сокращает период освоения новой скважины и срок вывода ее на режим эксплуатации.

Внедрение ПИВ позволит значительно увеличить дебит скважин, заменит трудоемкий и затратный многоступенчатый метод гидроразрыва пласта.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА КОЛЛЕКТОРАХ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТЬЮ (ANALYSIS OF RESULTS OF FRACTURING MANIFOLD WITH HIGH-VISCOSITY OIL)

Каракаев Р.Ш.

(научный руководитель: доцент Хромых Л.Н.)

Самарский государственный технический университет

В данной работе рассмотрены результаты применения гидравлического разрыва пласта на месторождениях ПАО «Самаранефтегаз» и ПАО «Татнефть». В первой части работы рассмотрена эффективность реализуемых мероприятий ГРП по технологии TSO на месторождениях Самарской области. Представлены технологические результаты мероприятий ГРП на коллекторах с высоковязкой нефтью, а именно параметры скважин до и после испытаний. Детально рассмотрены закономерности изменения технологических показателей в зависимости от вязкости пластовой нефти. Определена зависимость прироста обводненности после проведения ГРП от вязкости пластовой нефти. Результаты проведенных ГРП показывают возможность вовлечения в разработку низкодебитных месторождений высоковязких нефтей с целью увеличения их потенциала. Полученный опыт проведения ГРП на месторождениях высоковязких нефтей ПАО «Самаранефтегаз» позволяет повысить потенциал добычи аналогичных месторождений, подтверждена эффективность проведения ГРП по технологии TSO. Так же в данной работе рассмотрен опыт применения ГРП на месторождениях с высоковязкой нефтью ПАО «Татнефть». Отличительной особенностью мероприятий по ГРП в скважинах «Татнефть», вскрывших пласты с высоковязкой нефтью, является увеличение обводненности продукции сразу после проведения ГРП, в отличие от скважин месторождений ПАО «Самаранефтегаз», так же вскрывших пласт с высокой вязкостью нефти, обводненность в этих скважинах проявлялась не сразу или же вовсе не менялась. Выявлена закономерность, при которой повышение вязкости увеличивает риск преждевременной обводненности добываемой продукции, потому как увеличивается вероятность прорыва подошвенной воды через образовавшиеся трещины ГРП. Таким образом, полученные результаты работы позволяют уменьшать или сохранять уровень обводненности добываемой продукции и обеспечить увеличение нефтеотдачи пластов.

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
ДЛЯ КАРБОНАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНО-
ХОРЕЙВЕРСКОГО ПОДНЯТИЯ
(WATER-ALTERNATING-GAS EFFICIENCY EVALUATION FOR
CARBONACEOUS FIELDS OF CENTRAL KHOREYVER UPLIFT)**

Каримов Т.С.¹, Сансиев Г.В.¹, Кубрак М.Г.²

(научный руководитель: Верещагин В.В.²)

¹АО «ВНИИнефть», ²ООО «СК «РУСВЬЕТПЕТРО»

Работа посвящена вопросу оценки эффективности применения технологии водогазового воздействия (ВГВ) для карбонатного коллектора месторождений Центрально-Хорейверского поднятия (ЦХП).

Нефтяные месторождения ЦХП приурочены к карбонатным органогенным известнякам, характеризуются трещинно-каверно-порового типом коллектора и преимущественно гидрофобным типом смачиваемости. Сложности, связанные с разработкой гидрофобных карбонатных коллекторов (прорывы воды к добывающим скважинам, низкая эффективность ППД, сравнительно низкие $K_{\text{выт}}$, $K_{\text{охв}}$ и КИН) хорошо известны и ставят вопрос о применении технологий увеличения нефтеотдачи. Одним из возможных решений является технология водогазового воздействия (ВГВ), полезными эффектами которой являются: выравнивание подвижностей воды и нефти, что влияет на $K_{\text{охв}}$, и увеличение коэффициента вытеснения нефти.

ВГВ протекает в сложной совокупности процессов фазовых переходов, диффузии, смешиваемости, гистерезиса и др. Поэтому оценку технологической эффективности ВГВ необходимо основывать на численных расчётах гидродинамических моделей (ГДМ). Прогностическая ценность ГДМ напрямую зависит от содержания лабораторных работ и качества измерения физических характеристик.

В настоящей работе предлагается подход к планированию и порядку проведения лабораторных экспериментов, а также созданию гидродинамических моделей. Приведены результаты оценки технологической эффективности ВГВ для одного из месторождений ЦХП.

**КОМПЛЕКСНАЯ СХЕМА ОБУСТРОЙСТВА И ОСВОЕНИЯ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ КАЛАМКАС-МОРЕ И БЛОКА
"ЖЕМЧУЖИНА" В КАЗАХСТАНСКОМ СЕКТОРЕ
КАСПИЙСКОГО МОРЯ
(COMPLEX SCHEME OF DEVELOPMENT OF KALAMKAS-SEA
FIELD AND BLOCK "PEARL" IN KAZAKHSTAN SECTOR OF
CASPIAN SEA)**

Касимов Р.Б.

(научный руководитель: профессор Мирзоев Д.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Целью данной работы является определение возможных схем комплексного обустройства и освоения месторождений Каламкас-море и блока "Жемчужина" в казахстанском секторе Каспийского моря и выбор наилучшей из них.

Для достижения поставленной цели были решены следующие основные задачи:

- ознакомление с районом проведения работ;
- анализ природно-климатических условий Северного Каспия;
- выбран вид обустройства и тип морского нефтегазового сооружения (МНГС);
- определен состав основных объектов обустройства;
- рекомендована наилучшая схема комплексного обустройства и освоения месторождений Каламкас-море и блока "Жемчужина".

Учитывая, что рассматриваемые месторождения находятся в условиях мелководья (глубина акваторий менее 10 м) и при наличии появления ледовых образований, были рассмотрены следующие типы МНГС:

- искусственные островные основания из местных материалов (по примеру обустройства месторождения «Кашаган» в Каспийском море);
- ледостойкие стационарные платформы (по примеру месторождений «Приразломное» в Печорском море и им. Ю. Корчагина и им. В. Филановского в Каспийском море);

На начальном этапе в предполагаемый состав основных объектов обустройства для рекомендуемой схемы входят: ледостойкий искусственный остров в западной части месторождения Каламкас-море, 2 ледостойких стационарных платформы блока "Жемчужина", единая подводная транспортная трубопроводная система до берега, специальный флот.

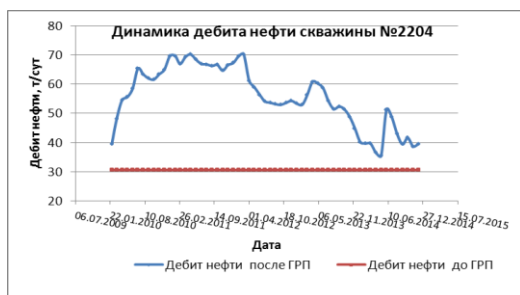
АНАЛИЗ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ (ANALYSIS OF FRACTURING AS EXEMPLIFIED BY THE OIL FIELD OF TOMSK OBLAST)

Ким Ю.В., Ильина Г.Ф.

(научный руководитель: доцент Ильина Г.Ф.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Гидравлический разрыв может быть определен как механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности, под воздействием на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида. Флюиды (жидкости разрыва), передают необходимую для разрыва энергию с поверхности на забой скважины. После разрыва, под действием давления жидкости, трещина увеличивается, возникает ее связь с системой естественных трещин, не вскрытых скважиной, и с зонами повышенной проницаемости; таким образом, расширяется область пласта, дренируемая скважиной. В образованные трещины жидкостями разрыва транспортируется зернистый материал (проппант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления [1].



Проведение ГРП с образованием протяженных трещин приводит к увеличению как проницаемости призабойной зоны, так и охвата пласта воздействием, вовлечению в разработку дополнительных запасов нефти и повышению нефтеизвлечения в целом. При этом возможно снижение текущей обводненности добываемой продукции. Оптимальная длина

закрепленной трещины при проницаемости пласта $0,01–0,05 \text{ мкм}^2$ обычно составляет 40–60 м, а объем закачки – от десятков до сотен кубических метров жидкости и от единиц до десятков тонн проппанта [2].

На 01.01.2015 г. дополнительная добыча нефти от ГРП, проведенных в 2010–2014 гг., на скважинах нефтяной площади уже работающих составляет 55,2 тыс.т. Наибольший прирост нефти (52,9 тыс.т) получен в скважине № 2204 (рис.1).

ГРП рекомендуется к дальнейшему применению на нефтяном месторождении, так как является эффективным и быстро окупаемым мероприятием за короткий срок.

Список литературы

1. Мищенко И.Т. Скважинная добыча нефти: Учебное пособие для вузов. - М:ФГУП Изд-во «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2003.- 816 с..
2. Ильина Г. Ф. Методы и технологии повышения нефтеотдачи для коллекторов Западной Сибири: учебное пособие / Г. Ф. Ильина, Л. К. Алтунина; Национальный исследовательский Томский политехнический университет (ТПУ). — 2-е изд.. — Томск: Изд-во ТПУ, 2012. — 164 с.

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН (IMPROVING THE QUALITY OF WELL CASING)

Кобилжонов К.Ш.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Зозуля В.П.)

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

При креплении скважин в геолого-технических условиях Узбекистана возникают следующие осложнения:

- плохое сцепление цементного камня со стенкой скважины в слабосцементированных неогеновых и меловых отложениях;
- поглощение тампонажного раствора в бухарском ярусе палеогена;
- смятие обсадных колонн в соляных отложениях вследствие некачественного крепления (отсутствие контакта цементного камня с породой вследствие осмоса, разрушение цементного кольца из-за его недостаточной прочности и т. д.)

Все это осложняет разработку и существенно повышает стоимость добываемых углеводородов.

Повышение эффективности поисково-разведочных и буровых работ немыслимо без совершенствования технологии крепления скважин при бурении. Значительного улучшения технико-экономических показателей бурения можно достичь за счет совершенствования технологии крепления. Правильный выбор тампонажного материала для крепления позволит проводить бурение с большей эффективностью и высоким качеством буровых работ, а также увеличить сроки службы скважин, что очень немаловажно в геолого – технических условиях Узбекистана.

Благодаря использованию для цементирования промежуточной и эксплуатационной обсадных колонн тампонажных цементов фирмы «Тамалюкс» обеспечивается повышение качества цементирования за счёт улучшения сцепления между обсадной колонной и цементным камнем, между цементным камнем и породой, отсутствием усадки тампонажного раствора и создания однородного цементного камня во всем интервале крепления. Это способствует повышению герметичности заколонного пространства, что позволяет снизить вероятность межпластовых перетоков и объём ремонтно-изоляционных работ и увеличить срок безводной эксплуатации скважины, обеспечивая при этом охрану недр к окружающей среды.

В процессе схватывания подавляются и кольматируются водоносные пласты и поглощающие пласты, образуется корка уплотнённого цемента, что препятствует проникновению пластовых флюидов в цементный раствор.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В РАЗРЕЗАХ С ПРИРОДНЫМИ ГАЗОГИДРАТАМИ (THERMAL REGIME OF WELLS BORING IN SECTIONS OF GASHYDRATES FORMATIONS)

Ковальчук В.С.

(научный руководитель: профессор Чистяков В.К.)

Санкт-Петербургский Горный университет

Освоение газогидратных ресурсов требует разработки новых, гораздо более эффективных и безопасных технологий их поиска, разведки и добычи. Одной из важнейших задач совершенствования методов поиска и разведки природных газогидратных залежей является совершенствование и разработка новых способов и технических средств бурения скважин различного назначения в геологических разрезах с отложениями природных газовых гидратов.

Бурение разведочных и эксплуатационных скважин в разрезах, содержащих отложения природных газовых гидратов, как правило, сопровождается изменениями термобарических условий в окружающем их массиве горных пород, что может вызвать диссоциацию гидратов с переходом их из твердого состояния в жидкое и газообразное. Это вызывает целый ряд осложнений в процессах бурения, исследования и эксплуатации скважин [1 - 4].

Для предупреждения геологотехнических и экологических опасностей, связанных с сооружением скважин в гидратосодержащих разрезах, требуется проведение дополнительных исследований для изучения температурного режима на всех технологических стадиях, бурения, исследования и эксплуатации скважин [4].

С целью регулирования температурного режима промывки при бурении скважин в геологических разрезах, характерных для континентальных месторождений газогидратов (наличие зоны многолетнемерзлых пород в верхней части разреза и пород с положительной температурой – в нижней), разработана методика определения температурного режима скважины для конкретных температурных условий циркуляции промывочной среды в мерзлых и гидратосодержащих породах.

Литература:

1. Басниев К.С. Природные газогидратные ресурсы, проблемы, перспективы. – Вып. 28, М.: Нефть и газ, 2003. – 20 с.
2. Чистяков В.К. Геотехнологические опасности при поисках, разведке и эксплуатации месторождений природных газовых гидратов // Геология и полезные ископаемые Мирового. Океана. – НАНУ, Киев, 2008. – № 32. – С. 103-112.
3. Collett, T., Johnson, A., Knapp, C., Boswell, R., 2009. Natural gas hydrates – a review, in Collett T., et al., eds, Natural gas hydrates—Energy resource potential and associated geologic hazards: *AAPG Memoir* 89. 146-220.
4. Кудряшов Б.Б., Чистяков В.К., Литвиненко В.С.: Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород (монография) Л.: Недра, 1991. - 295 с.

**РАЗРАБОТКА НЕТРАДИЦИОННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ –КАК
РЕШЕНИЕ ОБОГАЩЕНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО
КОМПЛЕКСА СТРАНЫ
(THE DEVELOPMENT OF UNCONVENTIONAL RESERVOIRS –AS A
SOLUTION TO THE ENRICHMENT OF THE FUEL AND ENERGY
COMPLEX OF THE COUNTRY)**

Кодиров Ю.М.

(научный руководитель: доцент Ибрагимов Х.Р.)

Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте

Мир повседневной жизни построен на разных видах энергии. Несмотря на то, что экономика испытывает взлеты и падения, как общая тенденция спроса энергии идет вверх, из-за того, что наша современная жизнь в основном зависит от электричества и природного газа. Вследствие, с одной стороны с каждым годом спрос на природный газ увеличивается огромными темпами, а с другой стороны добыча природного газа с традиционных месторождений постепенно уменьшается. Хотя возобновляемые источники энергии как энергия ветра, солнца и атомная энергия могли бы восполнить спрос на энергетические затраты, но этот объём энергии недостаточен для полного восполнения всех затрат.

Актуальным становится решение проблемы освоения все возрастающей доли трудно извлекаемых запасов газа, а именно разработка нетрадиционных коллекторов, которые помогут нам увеличить запасы флюидов в 2-3 раза, по сравнению с запасами при добыче с традиционных коллекторов. В основном нетрадиционные коллекторы — это толщи, сложенные глинистыми, кремнистыми, вулканогенными, интрузивными, метаморфическими породами. Глинистые коллекторы, слабопроницаемые коллекторы и угольные отложения являются основными источниками газа из нетрадиционных коллекторов. Я думаю, что породы такого рода станут единственным путем обогащения топливно-энергетического комплекса страны.

**ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ В ОЦЕНКЕ
ВЕЛИЧИНЫ ДОПУСТИМОЙ ДЕПРЕССИИ ДЛЯ СКВАЖИНЫ С
ОТКРЫТЫМ ЗАБОЕМ
(GEOMECHANICAL MODELING IN ESTIMATION OF LIMIT
DRAWDOWN PRESSURE FOR THE OPEN HOLE WELL)**

Кондрашова Ю.В.

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

Прогнозирование выноса породы для скважин с открытым забоем – одна из главных задач при назначении рабочей депрессии таких скважин.

Как известно, к вопросу пескопроявления и выноса твердой фазы необходимо подходить с двух сторон: с геомеханической, когда нужно оценить степень разрушения околоскважинного пространства, а также с гидродинамической, когда определяется скорость потока и ее влияние на вынос разрушенных частиц. Но очень часто наблюдается незакономерный вынос породы в силу особых процессов в призабойной зоне, когда при снижении забойного давления вынос отсутствует, и, наоборот, с его повышением обломки породы появляются на поверхности. Это говорит о том, что разрушения около ствола скважины уже имеют место быть. В этом случае 1D геомеханическая модель (1D MEM - Mechanical Earth Model) позволяет оценить уровень и характер разрушений и говорить о возможности увеличения депрессии на текущий период эксплуатации скважины, чтобы избежать полного разрушения - коллапса скважины.

Оценка возможности повышения депрессии с целью увеличения добычи была произведена для скважины одного карбонатного месторождения, коллектор которого характеризуется АВПД, а вынос твердой фазы происходил не обусловлено.

Для решения данной задачи был произведен анализ 1D MEM при разных глубинах повреждений (depth of damage) призабойной зоны; была определена степень разрушения при разных забойных давлениях и назначена «модель разрушения». Количество разрушенной породы по данной модели сопоставлялось с накопленным фактическим выносом на поверхности. Так производилась оценка критичности положения резервуара в открытом забое. Так как пластовое давление падает с течением разработки, вероятность вывалов и разрушений возрастает в силу увеличения эффективных (тангенциальных) напряжений около ствола скважины. Для того чтобы компенсировать эти нарастающие напряжения, необходимо уменьшать допустимую депрессию с течением разработки.

Таким образом, в ходе работы была рассчитана допустимая депрессия с учетом тангенциальных напряжений на текущий период эксплуатации скважины. Кроме того, были выявлены основные неопределенности и риски, влияющие на результаты исследования и устойчивость ствола скважины.

РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОВЕРХНОСТНОГО НАТЯЖЕНИЯ ПО МЕТОДУ РЕБИНДЕРА (DESIGN OF THE SURFACE TENSION METER BY REHBINDER'S METHOD)

Коноплева В.С.

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

Знание межфазного натяжения между водой и нефтью позволяет наиболее грамотно выбрать ПАВ для обработки призабойной зоны пласта. В данной работе разработана установка, за основу которой взят прибор Ребиндера, позволяющая определить поверхностное натяжение методом максимального давления в пузырьке воздуха.

В разработанной установке используется источник питания АТАКОМ 0-18V/0-5A АТН-1441, мультиметр АТАКОМ АВМ-4307, на котором установлен режим милливольтметра, воздушный компрессор, прецизионный дифференциальный датчик давления Huba Control DTT5-420 с параметрами: ВПИ 0..500 Па; относительная погрешность измерений 0,1%.

Установка позволяет определить максимальное давление, при котором пузырек отрывается от кончика капилляра. Данные о давлении записываются в специально разработанную для работы с установкой программу, с разверткой по времени.

Определив постоянную капилляра, используемого в приборе, и давление, можно рассчитать межфазное натяжение. В ходе работы проведена калибровка капилляра. Эксперименты по определению поверхностного натяжения на границе с воздухом проводились на следующих чистых жидкостях: диэтиленгликоль, бензиловый спирт, н-декан, гексан, о-ксилол, вода (бидистиллят). В Microsoft Excel строили зависимости справочного коэффициента поверхностного натяжения от рассчитанного в ходе эксперимента.

При аппроксимации данной зависимости линейной функцией, коэффициент множественной регрессии составил $R^2=0,987$, что указывает на наличие надежной корреляции и позволяет использовать калибровочную кривую для выполнения дальнейших исследовательских работ на промысловых образцах.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ХИМИЧЕСКОГО МЕТОДА ОБРАБОТКИ СКВАЖИН ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

(IMPROVING THE EFFICIENCY OF CHEMICAL TREATMENT METHOD OF WELL FOR IMPROVED OIL RECOVERY)

Концевич О.В.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Омелянюк М.В.)

Кубанский государственный технологический университет,

Основной причиной снижения продуктивности нефтяных скважин является химический, механический, биологический кольтатаж, из-за которого происходит снижение проницаемости и пористости прискважинной зоны пласта и фильтрационных отверстий вследствие закупорки пор.

В работе был выполнен анализ существующих технологий раскольтатации с использованием химических составов на основе синтетических кислот. Многие из них имеют ряд недостатков, которые чаще всего приводят к снижению дебита и повышению обводненности продукции.

Опираясь на результаты проведенного анализа, была поставлена задача повышения дебита добывающих скважин за счет обработки прискважинной зоны пласта предлагаемым химическим составом с применением гидроударного и кавитационного воздействия. Для решения поставленной задачи были проведены аналитические, экспериментальные и натурные скважинные исследования, в результате усовершенствована технология.

Сущность разработанной технологии кислотной обработки включает спуск струйного насоса, совмещенного с роторным гидродинамическим вибратором, на двухрядной колонне насосно-компрессорных труб и осуществление с их помощью промывки забоя скважины от песка и отложений. После чего производится закачка оторочки углеводородного растворителя для растворения асфальтосмолопарафиновых отложений на призабойной зоне пласта (ПЗП) скважины, закачка кислотосодержащих эмульсий с внутренней углеводородной фазой для повышения охвата ПЗП воздействием по толщине и глубине. Завершающим этапом осуществляется подача, в 3-7 циклов закачки и отбора продуктов реакции, непосредственно соляной кислоты 15%-ной концентрации с ингибитором коррозии. Закачка реагентов осуществляется через роторный гидродинамический вибратор, т.е. обеспечивается совмещение реагентной обработки и волнового воздействия на пласт в результате чего очищается внутренняя часть обсадной колонны и перфорационные отверстия.

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ КОНЦЕНТРАЦИИ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ В
РАСТВОРЕ НА СОСТОЯНИЕ ЭЛАСТОМЕРА ПРИ
МЕХАНИЧЕСКОМ ВОЗДЕЙСТВИИ НА НЕГО
(ASSESSMENT OF INFLUENCE OF CONCENTRATION OF THE
FIRM PHASE IN SOLUTION ON THE CONDITION OF ELASTOMER
AT MECHANICAL IMPACT ON HIM)**

Коровкин П.И., Хохлов А.Л., Епихин А.В.

(научный руководитель: старший преподаватель Епихин А.В.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

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 числе под воздействием абразивных механических примесей. 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.

В результате проведенных исследований было подтверждено влияние твердой фазы бурового раствора на степень износа экспериментальных образцов. Было обнаружено, что износ и деформация образца происходит интенсивнее в присутствии дизельного топлива. С ростом концентрации твердой фазы в растворе для всех дисперсионных сред происходит активный износ и увеличение массы образца за счет внедрения частиц твердой фазы в него.

Другая серия экспериментов была посвящена износу образцов эластомера в присутствии реальных полимерглинистых буровых растворов с различной концентрацией структурообразователей: полимерного реагента (полианионная целлюлоза) и глины.

Было отмечено, что повышение концентрации как полианионной целлюлозы, так и глины в составе бурового раствора приводит к увеличению скорости полного износа образцов, что может быть связано с изменением реологических свойств бурового раствора.

Сделаны выводы о том, что для повышения ресурса винтового забойного двигателя необходимо следить за содержанием в составе бурового раствора твердой фазы и структурообразователей. Это налагает дополнительные требования на проектирование рецептуры раствора и средств для его очистки от выбуренной горной породы.

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ СУСПЕНЗИОННОЙ ФОРМЫ ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ ДЛЯ БУРОВЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ

(DEVELOPMENT AND RESEARCH OF SUSPENSION FORM OF POLYMER REAGENTS FOR DRILLING FLUIDS)

Королев А.С., Сагитов Р.Р., Захаров А.С.

(научный руководитель: к.х.н., доцент Минаев К.М.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Современные буровые промывочные жидкости являются сложным комплексом химических реагентов, при этом регулирование основных технологических параметров осуществляется за счет ввода синтетических и природных модифицированных полимерных реагентов различного состава. В первую очередь полимерные реагенты обеспечивают требуемые реологические и фильтрационные свойства промывочной жидкости. Для контроля фильтрационных свойств используются специальные реагенты понизители фильтрации, из которых наиболее часто применяемыми являются полимеры: КМЦ, ПАЦ, модифицированные крахмалы. Эффективность применения данных реагентов определяется не только их концентрацией в промывочной жидкости, но и порядком ввода и скоростью растворения в буровом растворе. Применение высокоочищенных и высокозамещенных карбоксиметилловых эфиров целлюлозы зачастую приводит к образованию так называемого «рыбьего глаза», в результате чего возможна потеря дорогостоящих реагентов на виброситах и увеличение стоимости обработки промывочной жидкости. Связано это с тем, что на поверхности агломератов вводимого полимерного реагента очень быстро образуется гидратная оболочка, состоящая из нескольких слоев, которая препятствует дальнейшему растворению полимера.

Для обеспечения более эффективного растворения нами предложено использовать в качестве реагентов понизителей фильтрации суспензий полимеров. Предлагаемая суспензия образована инертной жидкой фазой и твердой фазой – требуемым полимером. Оценка эффективности производилась путем измерения показателя фильтрации в зависимости от времени, затрачиваемого на перемешивание. Результаты показали высокую эффективность реагента, поскольку за минимальное время перемешивания (5 мин) показатель фильтрации выходил на проектную величину.

Работа выполнена при поддержке ФЦП «Исследования и разработки по приоритетным направлениям развития научно-технологического комплекса России на 2014 - 2020 годы» (уникальный идентификатор работы RFMEFI57815X0119).

МЕТОДЫ БОРЬБЫ СО СНИЖЕНИЕМ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ (CONTROL METHODS OF SLASHING THE FLOW CAPACITY IN FIELD PIPELINES)

Короткевич В.М.

(научный руководитель: доцент Ламбин Д.Н.)

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

В процессе получения нефти, как рыночного продукта, промышленные сбор и подготовка скважинной продукции представляют собой достаточно сложную единую систему, и важнейшей задачей является обеспечение бесперебойной работы этой системы. В то же время, нефтяникам приходится иметь дело со «сложными» нефтями, как по своим свойствам, так и по технологиям для их извлечения. Пропускная способность промысловых трубопроводов является важным параметром, и её снижение приводит к нарушению работы всей системы промышленного обустройства.

В данной работе рассмотрены основные причины снижения пропускной способности трубопроводов и методы борьбы с ними. В качестве основных причин рассматриваются:

- 1) отложение солей,
- 2) образование гидратов,
- 3) коррозия материала труб,
- 4) асфальтосмолопарафинистые отложения.

При подготовке работы было изучено более 30 литературных источников. Среди них работы как отечественных, так и зарубежных авторов. Были изучены и проанализированы материалы периодических изданий, имеющие отношение к нефтегазовой области. По результатам работы выявлены и описаны основные методы борьбы с указанными осложнениями, проведена систематизация методов. Даны рекомендации о возможностях их улучшения и применения.

БЕЗОПАСНОСТЬ НЕФТЕДОБЫЧИ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ И В МИРЕ (SECURITY OF OIL PRODUCTION IN THE RUSSIAN FEDERATION AND AROUND THE WORLD)

Кочнев А.Д.

(научный руководитель: Омельченко Е.В.)

Донской государственный технический университет

Отрасль добычи нефти является ведущей отраслью мировой топливно-энергетической промышленности и одной из самых экологически опасных отраслей. Нефтедобыча включает в себя: разведку нефтяных месторождений, бурение скважин, добычу и транспортировку нефти.

При введении работ по извлечению нефти и подготовки к подаче её в магистральный трубопровод в почву, воду и атмосферу попадает множество вредных химических веществ, таких как: 1) химические реагенты для бурения скважин ПМ-104 и ПМ-105; 2) ингибиторы; 3) деэмульгаторы; 4) высокоактивные пластовые воды.

В результате выбросов этих вредных веществ возникают негативные нарушения в гидросфере, почве, нарушается биологическое разнообразие животного мира и снижается его численность. Кроме того, вредные выбросы при добычи нефти ведут к развитию профессиональных заболеваний у работников нефтяной отрасли и жителей населённых пунктов, находящихся рядом с нефтяными скважинами. Прежде всего, высокий травматизм и заболеваемость связаны с добычей нефти по устаревшим технологиям, отсутствием средств индивидуальной защиты или работы с просроченными защитными средствами.

Для снижения травматизма, роста заболеваемости среди работников и населения, проживающего вблизи нефтяных скважин, а также для уменьшения загрязнения окружающей природной среды, необходим ряд мероприятий:

1. Внедрение автоматизированных установок для добычи нефти, автоматизированных систем управления технологическим процессом добычи нефти;
2. Обеспечение работников современными средствами индивидуальной защиты;
3. Выбор оптимальных методов ведения буровых работ, для снижения поражения экологических систем;
4. Внедрение в эксплуатацию современных и эффективных буровых установок, которые позволят минимизировать разлив нефти, химических реагентов для ведения буровых работ;
5. Переработка и обновление нормативно-технической базы в области нефтедобычи.

**ВЛИЯНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ НЕОДНОРОДНОСТЕЙ СТРОЕНИЯ
ЗАЛЕЖЕЙ НА ВЫРАБОТКУ ЗАПАСОВ УВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ
ИМ. Ю. КОРЧАГИНА**

**(INFLUENCE OF GEOLOGICAL NONUNIFORMITY OF THE
RESERVOIR ON THE PRODUCTION OF HYDROCARBON
RESERVES ON THE KORCHAGIN FIELD)**

Кошманов П.Е.

(научный руководитель: к.г.-м.н., Катаев О.И.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Объектом исследования является месторождение им. Юрия Корчагина, расположенное в акватории Каспийского моря.

Основная доказанная продуктивность месторождения им. Ю. Корчагина связана с неокомскими и волжскими отложениями. Причем для неокомского надъяруса нефтегазоносность отложений связана с тремя терригенными пластами-коллекторами, в то время как волжский ярус представлен карбонатным коллектором. При этом все перечисленные продуктивные являются неоднородными и представлены чередованием различных литотипов. Также ранее предполагалось наличие непроницаемой крыши между залежами. Но по результатам мониторинга разработки месторождения и проведения трассерных исследований установлена гидродинамическая связь между залежью волжского яруса и газовой шапкой неокома. При этом наблюдается значительный рост газового фактора и осложнения при эксплуатации скважин. Вследствие перечисленных выше факторов выработка запасов и достижение проектных показателей затрудняются.

В связи с возникшими осложнениями важно было получить представление о выработке запасов УВ как в целом по месторождению, так и для отдельных пластов. Представление о текущем распределении запасов позволят выявить проблемные зоны разработки, а рассчитанные прогнозные показатели позволяют принимать решения, оптимизирующие выработку запасов на месторождении.

Важно отметить, что использование упрощенных моделей, как это часто происходит, дает нам неточную картину о выработанности запасов. Разделение по типам пород позволяет нам строить более точные модели и делать более корректные прогнозы. При анализе разработки месторождения необходимо учитывать все особенности его геологического строения, так как они напрямую связаны с имеющимися текущими проблемами.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ В СКВАЖИНАХ НЕФТЕГОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (TECHNOLOGY DEVELOPMENT FOR SIDETRACKING WELLS NEFTEGORSKIJ FIELD)

Кравченко А.С., Туригин А.Н.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Пахлян И.А.)

Кубанский государственный технологический университет

Зарезка боковых стволов - это эффективная технология, позволяющая увеличить добычу нефти на старых месторождениях и коэффициент извлечения нефти из пластов.

Путем бурения боковых стволов в разработку вовлекаются ранее не задействованные участки пласта, а также трудноизвлекаемые запасы нефти, добыча которых ранее не представлялась возможной.

Был выполнен анализ существующих технологий и устройств для зарезки боковых стволов в добывающих скважинах. Опираясь на результаты проведенного анализа, была поставлена задача: разработка технических средств для осуществления зарезки бокового ствола без осуществления вращения бурильной колонны, а именно – к прорезке боковых «окон» в обсадной колонне скважины для дальнейшего бурения вторых стволов.

В результате разработаны технология и устройство для прорезке бокового «окна» в обсадной колонне скважины.

Сущность технологии: вначале формируют компоновку низа бурильной колонны, в состав которой вводят отклоняющее устройство, верхним концом которое крепят к нижней части комплекта фрезер-райберов, верхний конец комплекта фрезер-райберов соединяют с валом-удлинителем, последний верхним концом жестко соединяют с выходным валом винтового забойного двигателя, в верхнем переводнике винтового забойного двигателя на резьбе крепят устройство стопорения выходного вала винтового забойного двигателя, после чего указанную компоновку на бурильной колонне спускают в скважину в интервал прорезки бокового «окна», с устья скважины бурильной колонной производят азимутальное ориентирование компоновки, далее подают через бурильную колонну рабочую жидкость под давлением, чем приводят во вращение выходной вал винтового забойного двигателя с закрепленной с ним компоновкой низа бурильной колонны, благодаря чему обеспечивают ориентированную прорезку бокового «окна» в обсадной колонне скважины.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ МНОГОФАЗНОСТИ ТЕЧЕНИЯ (MATHEMATICAL MODELING OF MULTIPHASE FLOW IN PIPELINES)

Кроха А.В.

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

Одной из важнейших задач освоения морских месторождений является обеспечение доставки углеводородного сырья в многофазном режиме течения по магистральным подводным трубопроводам. Это требует знания основных законов многофазных сред и их использования при выборе режима и определении физических параметров смеси.

Газожидкостные потоки в вертикальных и горизонтальных каналах могут иметь различную структуру: пузырьковую, пробковую, эмульсионную, дисперсно-кольцевую и дисперсную. При изучении многофазного течения необходимо уметь определять текущий режим течения, а также предсказывать возможный режим с использованием аналитических и численных методов.

Существуют различные теоретические исследования движения газожидкостных смесей в трубах. При практическом моделировании как правило используются две модели - дрейфовая и двухжидкостная.

Дрейфовая модель представляет собой одномерное описание многофазного потока, для которого записывается одно уравнение сохранения количества движения, законы сохранения массы для фаз, а также соотношения, позволяющие связать скорости фаз и скорости смеси. Для замыкания системы уравнений двухфазной смеси необходимо добавить уравнения состояния. Численное решение уравнений двухфазного потока позволяет определить требуемые параметры течения: расходы газовой и жидкой фазы, изменение газового фактора, давление.

Моделирование многофазных потоков проводится на примере морского трубопровода Киринского газоконденсатного месторождения. На Киринском ГКМ впервые в России применена технология подводного заканчивания скважин в условиях большой удаленности от берега и глубины (начальная точка трубопровода расположена в 28 километрах от берега, на глубине 91 метр). При расчетах необходимо учесть влияние внешних факторов: низкие температуры воды и окружающей среды, долгий период становления льда и т.д. Образование льда в открытом море на шельфе острова Сахалин является характерной особенностью данной области и связано с выходом на поверхность холодных глубинных вод. Учетные факторы приводят к появлению различных добавок в многофазном потоке, например, ингибиторов гидратообразования и коррозии, что так же влияет на параметры многофазного течения.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИНЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА (ASSESSMENT OF THE IMPACT OF THE DEVELOPMENT DIRECTION OF THE CRACK ON THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING)

Круглов Д.С.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Телков В.П.)

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

На основе анализа многочисленных исследований, проводимых в последние годы зарубежными и отечественными учеными по тенденциям изменения поля напряжений в процессе выполнения операций по созданию гидравлических трещин, предложена методология вовлечения в активную разработку зон остаточной нефтенасыщенности латерального или площадного распространения с помощью управления направлением распространения гидравлических трещин. Это является предельно простым, чрезвычайно эффективным и экономичным методом для вовлечения в разработку зон остаточной нефтенасыщенности.

При наличии достоверной информации о направлении развития трещин гидравлического разрыва пласта (ГРП) и правильном выборе системы разработки уменьшается риск прорыва фронта нагнетаемых вод, и, следовательно, значительно увеличивается коэффициент извлечения нефти. В связи с этим большое значение приобретают определение оптимального азимута трещины ГРП и получение достоверной информации о направлении развития трещин первого и повторного ГРП.

Данная работа представляет результаты расчётов, проведенных по данным опытного участка Приобского месторождения. Модель расчётов учитывает угол развития трещин относительно горизонтального ствола скважины с многостадийным ГРП (МГРП). Также в работе проведен анализ влияния направления трещин на добычу нефти в зависимости от числа трещин ГРП на горизонтальном участке скважины при МГРП.

На основании результатов данной работы можно сказать, что пространственная ориентация трещин гидравлического разрыва пласта в процессе разработки месторождений углеводородов сильно влияет на дебит скважины при малом числе трещин ГРП и при большом числе трещин. Но существует такое число трещин ГРП для каждой конкретной скважины, при котором угол отклонения практически не влияет на конечный дебит скважины.

**ПРИМЕНЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПОВЫШЕНИЯ
НЕФТЕОТДАЧИ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ВЫСОКОВЯЗКОЙ
НЕФТЬЮ, ОСНОВАННОЙ НА ПОЛИМЕРНОМ ЗАВОДНЕНИИ
(IMPLEMENTATION OF ADVANCED TECHNOLOGY OF
ENHANCED OIL RECOVERY AT THE HEAVY OIL DEPOSITS,
BASED ON POLYMER FLOODING)**

Круглов С.В., Бурмистров И.А.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Термические методы долго считались основным методом повышения нефтеотдачи для тяжелых нефтей, но в последнее время ситуация начала меняться. Успешное применение полимерного заводнения на нескольких экспериментальных участках с высоковязкой нефтью доказывает перспективность развития данной технологии, в данный момент проводятся аналогичные эксперименты. Только в России несколько миллиардов баррелей нефти могут быть добыты при помощи данного метода, в остальном мире и, в Латинской Америке в частности, также существуют большие запасы, которые могут быть извлечены при помощи данной технологии. Несмотря на то, что эффективность полимерного заводнения ниже эффективности термических методов, оно требует меньших капитальных вложений и может быть единственным экономическим решением для этих месторождений.

Как и любой другой проект по повышению КИН, полимерное заводнение, проводимое на месторождениях тяжелых нефтей осуществляется поэтапно: скрининг, технико-экономическое обоснование, пилотное приготовление, пилотное исполнение и применение ко всему месторождению. Каждый из этих этапов требует повышенного внимания к деталям и грамотного анализа информации – это позволяет наиболее достичь наибольшего нефтеизвлечения.

В данной работе был обобщен труд зарубежных авторов с целью составления методических рекомендаций по всему процессу, базирующиеся на практическом опыте и иллюстрированные настоящими решениями, с целью дальнейшего применения данной технологии в Российских условиях.

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

В строительстве нефтяных скважин после бурения и спуска эксплуатационной колонны применяются различные виды тампонирующих цементных растворов, которые в зависимости от геолого-технических условий, могут быть добавлены разнообразные модифицирующие химические добавки. Добавление различных вяжущих, пластифицирующих, редуцирующих и прочих химических добавок влияет на технологию закачки, свойства цемента и цементного камня. Рассмотрев параметры эксплуатируемых пластов Приволжских месторождений нефти, можно объединить их в одну группу по температурным условиям 28-38 °С, глубинам 1000-2500м, и барическим условиям в 150-250 атм, все эти условия слагают применение химических добавок, рассмотренных в данной работе.

По общепринятым международным стандартам API 10A (American Petroleum Institute), ISO 10426-2:2003, испытаны модельные цементные тампонажные растворы облегченной и нормальной плотности. Проводилось сравнение с результатами цементных растворов, приготовленных по ГОСТ 1586-96 в которых определялись функциональные свойства. Для соответствия свойств цементных составов оптимальным параметрам подбирались модифицирующие добавки. С целью проведения дополнительных испытаний было использовано оборудование: НРНТ консистометр, вискозиметр, фильтр-пресс, ультразвуковой анализатор прочности. Дополнительно рассмотрены варианты технологического применения добавок в промысловых условиях. Предложены варианты ввода добавок в цементный раствор. По результатам исследований получены рецептуры цементных растворов, превосходящие в несколько раз по своим функциональным свойствам модельные тампонажные растворы.

**ОПТИЧЕСКИЙ МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ
ПОГРАНИЧНЫХ КРИВЫХ ОКОЛОКРИТИЧЕСКИХ
УГЛЕВОДОРОДНЫХ СМЕСЕЙ
(OPTICAL METHOD FOR DETERMINING THE DEW-BUBBLE
CURVES OF NEAR-CRITICAL HYDROCARBON MIXTURES)**

¹Кузнецов Д.А., ²Нечаев В.Ю.

(научный руководитель: в.н.с. ИПНГ РАН Кияченко Ю.Ф.)

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

²МФТИ (ГУ)

Целью работы является разработка и апробация методики оптического определения пограничной кривой и положения критической точки жидкость – пар околокритических многокомпонентных углеводородных смесей, моделирующих газоконденсатные месторождения переходного типа.

Работа является частью первого этапа проводимого в ИПНГ РАН комплексного исследования фазового поведения модельных околокритических углеводородных смесей, включающего помимо оптических калориметрические и PVT-измерения.

Разработана оптическая ячейка высокого давления и создана установка для измерения интенсивности рэлеевского рассеяния света в углеводородных смесях при температурах от 10 до 120 °С и давлениях до 50 МПа. Объем измерительной ячейки составляет 3.5 см³. Интенсивность светорассеяния измерялась под углом 90°. В качестве источника света использовался лазер с длиной волны 635 нм. Калибровка измерительной системы проводилась на критической изохоре двуокиси углерода.

Измерения проводились вдоль изохор при охлаждении из однофазной области. Положение пограничной кривой смеси определялось по изменению характера температурной зависимости интенсивности рассеянного света при переходе из однофазного в двухфазное состояние. Положение критической точки определялось по максимуму интенсивности светорассеяния на пограничной кривой. Температурная зависимость аномалии интенсивности светорассеяния в однофазной области анализировалась в рамках обобщенной «линейной модели» – скейлингового параметрического уравнения состояния околокритического флюида.

Представлены результаты экспериментального изучения околокритического фазового поведения бинарной смеси метан-пентан (50/50 весовых процента) и 5-ти компонентной углеводородной смеси метан-этан-пропан-пентан-гексан (37/12/17/16/19 весовых процента). Проведено сравнение критических параметров указанных смесей с определенными ранее другими методами в работах Sage et al. (1942) и Hanson et al. (1945) и даваемыми инженерными программами Nysys (Aspen) и Refprop (NIST).

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ГЛИНИСТЫХ ЧАСТИЦ
НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ И ВОДНЫХ
РАСТВОРОВ
(RESEARCH OF INTERACTION BETWEEN CLAY PARTICLES OF
LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS AND AQUEOUS SOLUTIONS)**

Кузнецова А.Н., Кинах А.С.

(научный руководитель: профессор Рогачев М.К.)

Санкт-Петербургский Горный университет

В настоящее время в России наблюдается ухудшение сырьевой базы углеводородов, в основных регионах нефтедобычи постоянно растет доля месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти. На фоне падения темпов добычи нефти и введения в разработку трудноизвлекаемых запасов получают развитие всевозможные методы увеличения нефтеотдачи пластов. Среди прочих широкое распространение получают химические методы, а именно применение поверхностно-активных веществ (ПАВ), которые растворяются в нагнетаемой воде и закачивают в нефтеносный пласт через систему поддержания пластового давления (ППД).

Основной проблемой разработки месторождений с глинодержащими низкопроницаемыми коллекторами является взаимодействие нагнетаемой воды с глинистыми частицами пород-коллекторов при искусственном заводнении. Глинистые минералы относятся к числу характерных компонентов коллекторов и определяют их фильтрационные и емкостные свойства. Хорошо известна повышенная сорбционная активность глин, а также способность некоторых глин к набуханию, снижающему проницаемость и пористость. Следовательно, повышение эффективности разработки таких месторождений может быть достигнуто за счет детального изучения свойств глинистых частиц, которые входят в состав породы-коллектора, и улучшения свойств закачиваемой воды, путем добавления к ней поверхностно-активных веществ.

В проводимых экспериментах в качестве ПАВ использовался реагент под условным названием НГ-2 (ПАВ на основе этоксилированных аминов) [1]. Основными требованиями к данному реагенту были следующие: растворимость в воде, подавление гидратации глин, доступность, экологическая безопасность.

В результате данной работы было установлено, что ПАВ НГ-2 эффективно подавляет набухание глинистых минералов и совместим с пластовой водой. Из вышесказанного следует, что применение поверхностно-активного вещества НГ-2 в системе заводнения позволит повысить коллекторские свойства глинодержащих низкопроницаемых коллекторов, а также коэффициент извлечения нефти.

**ИЗУЧЕНИЕ ВЛИЯНИЯ УЛЬТРАЗВУКОВЫХ ВОЛН НА ПРОЦЕСС
ДЕКОЛЬМАТАЦИИ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА МОДЕЛИ
ПЛАСТА
(STUDY ON ULTRASONIC WAVES INFLUENCE ON ROCK POROUS
MEDIA CLEANING PROCESS)**

Кузьмин Е.А.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Вербицкий В.С.)

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

Разработка нефтяных, нефтегазовых и нефтегазоконденсатных месторождений влечет за собой проявление целого спектра техногенных изменений в залежах. В частности, в ходе строительства и эксплуатации скважин происходит изменение структуры порового пространства пласта-коллектора: появление различных отложений на поверхности поровых каналов, их засорение твердыми частицами. Все это сказывается на фильтрационно-емкостных свойствах пласта, следовательно, на эффективности работы всей добывающей системы. Применяемые на данный момент методы увеличения продуктивности добывающих скважин, например, ГРП и кислотные обработки, зачастую оказываются сложно реализуемыми и малоэффективными.

Актуальным направлением в области повышения эффективности обработки закольматированной призабойной зоны скважин является метод волновых эффектов.

По данным литературного обзора установлено, что существует целый ряд волновых методов для воздействия на призабойную зону скважин и на пласт в целом.

Применение волнового воздействия основано на способности волн механических колебаний распространяться в пластах. Происходящие при этом физические явления могут положительно сказываться на процессе добычи углеводородов.

На кафедре РиЭНМ при непосредственном участии автора был разработан экспериментальный стенд и разработана методика проведения эксперимента по изучению влияния ультразвуковых волн на процесс декольматации порового пространства микромоделей пласта. Проведены стендовые исследования.

В процессе исследований получены характеристические зависимости влияния ультразвука на изменение коэффициента проницаемости, представлены графики распространения волновой энергии по параметру распространения площади декольматированных участков модели пласта, в том числе с эффектом визуализации, а также проведена оценка эффективности предложенной технологии на практике.

**СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ РАЗРУШЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ
ЭМУЛЬСИЙ, ПРИМЕНительно ДЛЯ ТАЛАКАНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ADVANCED TECHNIQUES OF DEMULSIFICATIONS IN RELATION
TO TALAKAN FIELD)**

Куницкий П.А., Шкаплерова К.А., Короткевич В.М.
(научный руководитель: к.т.н., доцент Деньгаев А.В.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

На сегодняшний день большинство разрабатываемых месторождений в Российской Федерации находятся на последней стадии разработки. В связи с этим, в нефтедобыче наблюдается тенденция существенного роста обводнённости продукции скважин. Разделение водонефтяных эмульсий на промыслах составляет существенную часть расходов, связанных с добычей и транспортировкой продукции. Главным образом это связано с применением химических реагентов (деэмульгаторов), а также больших ёмкостей сепараторов и отстойников.

Для сокращения времени разделения водонефтяных эмульсий на нефтепромыслах используют химические и тепловые методы. Все эти решения имеют ряд ограничений. Среди инновационных методов в мировой практике отмечается возможность использования ультразвукового излучения. С целью изучения возможности использования акустических методов для разделения водонефтяных эмульсий были проведены лабораторные исследования. Акустические волны получали при использовании ультразвукового излучателя. В результате исследований определяли влияние мощности излучателя при разном уровне вязкости и типах эмульсии. При этом проводилось сравнение с тепловыми и химическими методами разделения эмульсий.

По результатам проведённых экспериментов определено положительное влияние ультразвукового излучения на разделение водонефтяных эмульсий. Изучено совместное использование деэмульгаторов с ультразвуком и выявлено сокращение времени разделения по сравнению с гравитационным отстаиванием. Сделаны выводы о возможности применения ультразвука в комплексе с деэмульгаторами, что существенно снижает затраты на разделение эмульсий.

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ИЗОЛЯЦИИ ВЯЗКОПЛАСТИЧЕСКИМ
ТАМПОНАЖНЫМ РАСТВОРОМ ЗОНЫ ПОГЛОЩЕНИЯ С
ВЕРТИКАЛЬНОЙ ТРЕЩИНОЙ
(DEVELOPMENT OF TECHNIQUE OF LOST-CIRCULATION ZONE
ISOLATING WITH VERTICAL BREAKING BY VISCOPLASTIC
GROUT CURTAIN)**

Куприн Я.Е.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Леонов Е.Г.)

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

Поглощение промывочной жидкости - одно из наиболее распространенных видов осложнений при бурении разведочных и эксплуатационных скважин. От решения проблем, связанных с предупреждением и устранением уходов бурового раствора, во многом зависит технический прогресс в бурении скважин.

Для успешной борьбы с уходом бурового раствора необходимо знать местоположение поглощающего горизонта, его проницаемость, характер изменения проницаемости по мощности пласта, раскрытие трещин (пор), скважность (трещинную пустотность) и пластовое давление. Однако даже при наличии этих данных успех работы во многом обусловлен правильным выбором способа устранения поглощения и надлежащим его проведением.

В данной работе приведена методика изоляции зоны поглощения с вертикальным типом трещин. Отмечено ключевое информационное значение кривой восстановления давления (КВД) вязкой жидкости при определении проницаемости, радиуса контура влияния, раскрытия трещин и их числа. С помощью уравнений потерь давления при течении вязкой и вязкопластической жидкости (ВПЖ) в трубах и вертикальных трещинах найдены радиус распространения и объем тампонажной завесы, обеспечивающей изоляцию зоны поглощения. Построена хронограмма процесса изоляции.

**ТЕРМОГАЗОХИМИЧЕСКОЕ ВОЗДЕЙСТВИЕ КАК МЕТОД
УПРАВЛЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТЬЮ СКВАЖИН
(THERMAL-GAS-CHEMICAL FORMATION TREATMENT AS
CONTROL METHOD OF WELL DELIVERABILITY)**

Кучеров К.В.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Молчанова А.Г.)

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

В процессе эксплуатации скважин их производительность, как правило, снижается по целому ряду причин. Именно поэтому в настоящее время широко применяются методы, направленные на увеличение продуктивности скважин. Цель увеличения продуктивности скважин – восстановление и улучшение фильтрационной характеристики призабойной зоны, главным образом за счет увеличения ее проницаемости и снижения вязкости флюидов, снижения темпов обводнения добывающих скважин.

Сущность рассматриваемого в работе метода термогазохимического воздействия (ТГХВ) заключается в использовании тепловой, химической энергии и механического воздействия на пласт пороховыми газами, образующимися при сжигании порохового заряда, установленного в интервале продуктивных пластов. Данный метод дает возможность регулирования интенсивности указанных факторов при использовании зарядов различной массы и конструкций из порохов разных марок.

В работе уделено особое внимание изучению теоретических основ метода термогазохимического воздействия и применяемого при этом оборудования, а также выполнен анализ эффективности обработки и проведен анализ опыта применения ТГХВ на отечественных и зарубежных месторождениях. Дебиты скважин по нефти практически после каждой обработки призабойной зоны увеличились, причем во многих случаях многократно.

УСТРОЙСТВА КОНТРОЛЯ ПРИТОКА ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН (INFLOW CONTROL DEVICES FOR IMPROVE GORIZONTAL WELLS PRODUCTION)

Кучеров К.В.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Телков В.П.)

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

Горизонтальные скважины на сегодняшний день набирают все большую и большую популярность на различных месторождениях во многих нефтегазодобывающих компаниях мира.

Для того, чтобы максимально увеличить добычу нефти из горизонтальной скважины, необходимо иметь равномерный ее приток по всей длине заканчивания. Неравномерные темпы отбора вдоль горизонтального ствола могут привести к преждевременному прорыву газа или воды в скважину и, следовательно, к снижению темпов добычи нефти.

Для предотвращения прорывов газа и воды к горизонтальному участку скважин были разработаны устройства контроля притока (УКП), которые изменяют расход в зависимости от депрессии между пластом и внутренним пространством горизонтального ствола таким образом, чтобы компенсировать потери на трение в трубопроводе и изменение давления в пласте на всей протяженности горизонтальной скважины.

В работе приведено сравнение различных типов уже существующих устройств контроля притока и новых - адаптивных устройств контроля притока (АУКП), которые находятся на стадии испытаний. АУКП показали более высокие результаты по сравнению с уже имеющимися ранее УКП. Также представлены результаты моделирования многофазного потока жидкости через заканчивание скважины с использованием АУКП и прискважинную область.

ТЕХНОЛОГИЯ И РАСЧЕТ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН АЭРИРОВАННЫМИ ТАМПОНАЖНЫМИ РАСТВОРАМИ (CALCULATION AND TECHNOLOGY OF CEMENTING OF WELLS AERATED GROUTING SOLUTIONS)

Кучерявый П.Д.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Исаев В.И.)

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

Цементирование скважины – одна из самых важных операций при строительстве скважины, от которой зависит дальнейший срок ее эксплуатации. Некачественное цементирование является причиной межпластовых перетоков, которые в свою очередь могут привести к обводнению продукции, коррозии обсадной колонны и ее негерметичности, что вызывает уменьшение межремонтного периода скважины и снижение эффективности ее эксплуатации.

Цементирование может проводиться аэрированными тампонажными жидкостями при аномально низких давлениях в пласте.

Технология цементирования пеноцементными растворами скважин [1] позволяет установить основные параметры режима цементирования при постоянной или переменной степенях аэрирования тампонажного раствора. Эта технология требует выполнения условия поддержания требуемых свойств газожидкостной системы в кольцевом **пространстве**, скважины от устья или заданной отметки до наиболее "слабого" поглощающего пласта, в результате чего его **пластовое давление** уравнивается **давлением** столба газожидкостной смеси, и поглощения исключаются.

На основе предложенной методики разработано программное обеспечение для расчетов режимов цементирования с учетом постоянного или переменного коэффициента аэрации по стволу скважины с помощью компьютерного пакета Borland Delphi. По результатам вычислений построены графики зависимости коэффициента аэрации от глубины скважины, а также графики изменения подачи компрессоров и насосов от времени их работы.

В докладе приведены примеры расчетов цементирования скважины аэрированными растворами при переменной и постоянной степеней газирования.

Литература:

1. Бондаренко В.В., Бакшуттов В.С., Ангелопуло О.К., Исаев В.И., Леонов Е.Г., Овчинников Н.Т. Крепление скважин пеноцементными тампонажными растворами. – М.: ВНИИОЭНГ, 1989. – Обзор. информ. Сер. «Строительство скважин». – 60 с.
2. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: в 2 частях. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – Ч.1: Гидроаэромеханика в бурении. – 413 с.

**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.)

Санкт-Петербургский Горный университет

Основным решением проблемы прорыва вод является изоляция пластов, которая осуществляется применением различных тампонажных материалов. В настоящее время существует множество составов для ограничения водопритоков (ОВП): быстросхватывающиеся тампонажные материалы, гелцементные 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 целесообразным 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.

В работе проведен анализ отечественного и зарубежного опыта блокирования проницаемых пластов различными составами, проведены исследования трехфазных блокирующих составов и обобщены требования к ним.

Проведено исследование трехфазных пен на основе биополимерных растворов, включающих в свой состав биополимер (ксантановая смола), ПАВ (лаурилсульфат натрия), бикарбонат натрия, мел, карбонат кальция. Исследованные составы имеют плотность не более 1 г/см³, обладают высокой стабильностью (составы не разрушаются в течение нескольких суток), характеризуются низкими фильтрационными свойствами, низкими показателями напряжения сдвига при высоких скоростях вращения и высокими – при низких.

Таким образом, исследованные составы могут найти применение при проведении работ по изоляции водоносных горизонтов в условиях низких пластовых давлений, однако, для оценки возможности применения составов в реальных условиях, необходимо провести ряд исследований по оценке термостабильности и кислоторастворимости составов.

ОПТИМИЗАЦИЯ ДОБЫЧИ: МЕТОДИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ. ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ (PRODUCTION OPTIMIZATION: METHODOLOGICAL APPROACHES. PRACTICAL USE)

Кырнаев Д.В.
АО «РИТЭК»

В настоящее время для повышения эффективности разработки месторождений и внедрения инструментов оптимизации добычи ряд предприятий, входящих в группу «ЛУКОЙЛ», реализуют пилотные проекты по созданию интеллектуальных месторождений. Среди них: «РИТЭК», «ЛУКОЙЛ-Пермь», «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» и «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть». «РИТЭК» в качестве пилотного интеллектуального участка выбрал Речное и Антиповско-Балыклейское месторождения.

Проекты по внедрению технологий интеллектуального месторождения основаны на интегрированном подходе построения единой модели, учитывающей все аспекты разработки (пласт, скважины, поверхностная инфраструктура, система поддержания пластового давления). Использование интегрированной модели месторождения позволяет прогнозировать профили добычи углеводородов путем расчета различных вариантов развития добычи, оценки технологических рисков и показателей экономической эффективности.

Ключевым критерием выбора оптимальных информационно-технических и организационных решений является обоснование экономической целесообразности применения дорогостоящих технологий интеллектуального месторождения. Экономическая оценка строится на основных показателях эффективности, таких как увеличение коэффициента извлечения нефти, сокращение технологических потерь, повышение энергоэффективности, увеличение наработки оборудования на отказ и, как следствие, снижение себестоимости добываемой продукции.

Достижение этой цели заключается в совершенствовании методов разработки месторождений, оптимизации системы поддержания пластового давления и отборов углеводородного сырья, оперативном управлении и оптимизации режимов работы скважин и оборудования посредством интегрированного моделирования технологического процесса и мониторинга рабочих параметров объектов в режиме реального времени. Применение последних двух из перечисленных методологий делает процесс добычи прозрачным и понятным для управления на всех этапах планирования и анализа результатов.

Эксплуатация интегрированной модели процесс трудоёмкий и требует развития новых опыта и компетенций. Выходом из сложившейся ситуации является создание центров компетенций интегрированного моделирования, мониторинга и оптимизации производства для нескольких добывающих подразделений. Эти центры будут являться инструментом для принятия управленческих решений на оперативном уровне.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ
ОТБОРОВ ЖИДКОСТИ НА БОБРИКОВСКОМ ОБЪЕКТЕ
САБАНЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ANALYSIS OF BOOSTED LIQUID PRODUCTION EFFICIENCY AT
THE BOBRIKOVSKY HORIZON OF THE SABANCHINSKOE FIELD)**

Лагутаев В.А., Исламова Л.А., Вафин А.Р.
Инженерный центр ПАО Татнефть

В данной работе предлагается рассмотреть влияние повышения отборов жидкости на разработку бобриковского горизонта Сабанчинского месторождения НГДУ «Бавлынефть» ПАО «Татнефть». В ходе работы были проанализированы все скважины с повышением отбора жидкости в период с 2010 года и до текущего момента. При этом, критерием отнесения скважины в категорию форсирования было условно принято увеличение отборов жидкости более чем в 1,5 раза при снижении забойного давления. Приведённому критерию форсирования отборов соответствует 71 скважина.

Скважины, в которых проводился ФОЖ, разделяются на три группы: скважины с высокой эффективностью форсирования, с удовлетворительной эффективностью форсирования и скважины с отрицательными результатами. Исходя из результатов можно сказать, что положительный эффект в виде роста дебита нефти был получен в 92,7% случаях.

Отдельно рассмотрен участок Сабанчинского месторождения с наименьшим КИН (0,14). Построена характеристика вытеснения. Установлено, с увеличением темпов отбора жидкости характеристика вытеснения и ее тренд изменяется так, что конечный КИН уменьшается. Это подтверждает то, что не всегда дополнительная добыча нефти от ФОЖ благоприятно влияет на разработку месторождения.

На основе проведенного анализа сформулированы основные выводы:

- в рассмотренных геолого-физических условиях бобриковского объекта Сабанчинского месторождения повышение отборов жидкости вело к росту дебита нефти в 92,7% случаях. Данные подтверждают высокую эффективность повышения отборов жидкости в краткосрочной перспективе;
- форсирование отборов жидкости на рассматриваемом объекте наиболее эффективно на скважинах с обводнённостью продукции свыше 90%;
- в рассматриваемых геолого-физических условиях, несмотря на высокую эффективность повышения отборов в краткосрочной перспективе, масштабное применение данного подхода может негативно сказаться на показателях разработки и привести к проблеме достижения высокого коэффициента извлечения в долгосрочной перспективе.

**АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКИ ГАЗА НА
ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С НЕФТЯНОЙ
ОТОРОЧКОЙ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. Ю.
КОРЧАГИНА
(ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF THE REVERSE PUMPING OF
GAS ON THE INDICATORS OF DEVELOPMENT OF DEPOSITS
WITH OIL FRINGE ON THE EXAMPLE OF FIELD Y. KORCHAGINA)**

Лазарев Р.А.

(научный руководитель: к.т.н. Гавура А.В.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

На данный момент состояние разработки месторождения характеризуется устойчивым падением добычи нефти и жидкости. В предыдущие годы падение добычи по переходящему фонду компенсировалось вводом в разработку новых скважин.

С января 2016 года было запланировано и реализовано прекращение обратной закачки газа в газовую шапку. Попутный газ подается на газоперерабатывающую установку для дальнейшей переработки в продукты нефтехимии и поставки на собственные энергогенерирующие мощности и в ЕСГ. Проектная продолжительность периода отсутствия обратной закачки добываемого газа – 5 лет.

Однако, уже сейчас показатели разработки иллюстрируют негативное влияние данного решения: увеличение темпа обводнения добываемой продукции и уменьшение накопленной компенсации. Сложившаяся тенденция может повлиять на изменение энергетического баланса и режима разработки – с вытеснения нефти газом на режим вытеснения нефти водой.

Так же, после ежегодной плановой остановки добычного комплекса на техническое обслуживание, с пятью скважинами возникли проблемы с запуском в работу по причине отсутствия фонтанирования из-за высокой доли воды в продукции. Что так же является следствием принятых решений об ограничении обратной закачки газа.

**ИНТЕГРИРОВАНИЕ МОДЕЛИ ГАЗОСБОРНОЙ СЕТИ В
ГИДРОДИНАМИЧЕСКУЮ МОДЕЛЬ ПРИ ПРОГНОЗИРОВАНИИ
ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ НА ПРИМЕРЕ РУСАНОВСКОГО
ГКМ
(INTEGRATION OF THE GAS NETWORK IN THE HYDRODYNAMIC
MODEL IN PREDICTION OF THE DEVELOPMENT DATA ON THE
EXAMPLE RUSANOVSKOYE GAS-CONDENSATE FIELD)**

Ле Туан Ву

(научный руководитель: д.г.-м.н. Дзюбло А.Д.)

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

Использование цифровой трехмерной модели позволяет более точно оценить показатели разработки месторождений и найти наиболее эффективный вариант, позволяющий достигать максимальной газоотдачи пласта. При этом необходимо рассматривать три типа объектов моделирования технологически связанных между собой – это залежи месторождения; лифт (ствол) скважины; газосборная сеть (ГСС).

Русановское ГКМ открыто в 1989 году. Расположено на Западно – Ямальском шельфе Карского моря, в 100 км к северо-западу от побережья полуострова Ямал. В настоящее время пробурены 2 скважины и выявлено 7 газоконденсатных залежей в терригенных аптских и альб-сеноманских отложениях. Начальные запасы составляют в пределах 3,0 трлн. м³ природного газа. По запасам Русановское месторождение относится к уникальным.

Месторождение является очень сложным для обустройства в связи с тяжелыми арктическими условиями. С учетом этого и глубины моря, в работе рассмотрены варианты разработки и обустройства Русановского ГКМ с применением подводных промыслов.

В работе использованы комплексные программы Petrel, Eclipse, Pipesim (компании Schlumberger) для создания трехмерной газогидродинамической модели залежи Русановского ГКМ, а также модели систем транспорта газа от устья скважины до входа в подводное оборудование подготовки и компримирования газа.

Интегрирование модели ГСС в гидродинамическую модель предполагает создание VFP-таблиц потерь давления на скважинах и участках газопровода с помощью программы Pipesim, которые представляют собой многомерные зависимости параметров суточного расхода газа, давления входа в шлейф, давления выхода из шлейфа и водогазового фактора; и также применение опции наземной сети в программе Eclipse.

Таким образом, предполагаемый подход при использовании модели для прогнозирования показателей разработки Русановского ГКМ, может позволить: спрогнозировать показатели разработки с учетом существующих ограничений ГСС и промыслового оборудования; оценить взаимодействие газовых скважин в одном ПДК; дать прогноз конструкции газопроводов, обеспечивающих приемлемые скоростные режимы течения газа.

**ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ МЕТОДА
ТЕРМОБАРОХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ
ЗАЛЕЖЕЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ СКВАЖИНАМИ С
ДУАЛЬНОЙ СИСТЕМОЙ СТВОЛОВ
(JUSTIFICATION FOR THE USE OF THE THERMAL VACUUM AND
CHEMICAL IMPACT TO PRODUCE HEAVY HIGH-VISCOSITY
CRUDE OIL BY DUAL-WELL SYSTEM)**

Левин И.А., Губанов С.И.

(научный руководитель: ассистент Губанов С.И.)

Самарский государственный технический университет

Опыт разработки месторождений, расположенных на территории Российской Федерации, в частности, в Самарской области и республике Татарстан, а также месторождений ближнего и дальнего зарубежья указывает на отсутствие универсальных технологий и способов комплексного воздействия на залежи высоковязкой нефти. В ряде случаев при добыче трудноизвлекаемых запасов, высокая вязкость которых имеет существенное влияние на скорость течения углеводородов, применяют тепловые методы и увеличение депрессий на пласт.

Наиболее предпочтительны тепловые методы, которые могут быть реализованы без применения наземных парогенераторов. Если источник тепла находится непосредственно в пласте или в призабойной зоне скважин, это способствует рациональному использованию тепловой энергии для интенсификации добычи нефти и сопровождается значительным сокращением энерго- и ресурсозатрат.

Основываясь на данном принципе, нами предложена технология использования скважин с дуальной системой стволов и термобарохимического воздействия при разработке месторождений высоковязкой нефти. Для обоснования использования данной технологии были проведены лабораторные исследования зависимости вязкости от температуры проб высоковязкой нефти с месторождений Самарской области, построена 3х – мерная математическая модель продуктивного пласта непосредственной зоны теплового воздействия в программном комплексе Ansys, рассчитано увеличение дебитов скважин и коэффициента нефтеотдачи при изменении температуры.

Применение данной технологии позволит поддерживать проектные дебиты скважин при сниженных депрессиях, а также увеличить коэффициент нефтеотдачи месторождений высоковязких нефтей.

**АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ РАЗРАБОТКИ И ОБУСТРОЙСТВА
ЛЕНИНГРАДСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
НА ЗАПАДНО-ЯМАЛЬСКОМ ШЕЛЬФЕ КАРСКОГО МОРЯ
(ANALYSIS OF OPTIONS OF THE DEVELOPMENT AND
ARRANGEMENT OF LENINGRADSKOE GAS-CONDENSATE FIELD
ON THE WESTERN YAMAL SHELF OF THE KARA SEA)**

Летунов М.В.

(научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Дзюбло А.Д.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Западно-Ямальский шельф Карского моря является одним из самых перспективных газоносных районов Северного Ледовитого океана. Ресурсы газа в этом районе по разным оценкам составляют от 60 до 80 трлн. м³. В связи с неизбежным истощением крупнейших сухопутных газовых месторождений Ямала (с учетом недавно введенного в эксплуатацию Бованенковского НГКМ), а также с ростом доли данного вида ресурсов в глобальном энергопотреблении до 25% к 2040 году, необходимо уже сейчас начать подготовку к обустройству морских месторождений в данном регионе. Особое внимание следует уделить Русановской и Ленинградской структуре, где по результатам проведенного поискового бурения в аптских и альб-сеноманских отложениях выявлены крупные газовые и газоконденсатные залежи.

Ленинградское газоконденсатное месторождение открыто в 1992 году. Расположено в 90 км к северо-западу от побережья полуострова Ямал. Глубины моря в районе месторождения составляют 50-100 м. На данный момент пробурены две поисковые скважины. Месторождение является многозалежным (свыше 10), залежи пластовые сводовые. Газ по составу сухой, метановый (от 91 до 99 %). Конденсат присутствует лишь в аптских отложениях. Залежи на глубине 1700 - 2600 м. Начальные запасы составляют около 2,5 трлн. м³ природного газа.

Месторождение является очень сложным для обустройства из-за короткого межледового периода (70-90 дней), отсутствия на данный момент в нашей стране необходимого оборудования и опыта для работы в тяжелых арктических условиях, экономических (санкции, мировой рынок) и экологических трудностей.

В данной работе рассмотрены различные варианты разработки и обустройства Ленинградского месторождения с учетом влияния всех перечисленных факторов проведен их сравнительный анализ.

**ОЦЕНКА ГЕОЛОГИЧЕСКИХ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА
РАЗРАБОТКУ ТОНКИХ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК НА ПРИМЕРЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ.Ю.КОРЧАГИНА
(APPRAISAL OF GEOLOGICAL FACTORS AFFECTING THE THIN
OIL RIMS OF YURI KORCHAGIN FIELD DEVELOPMENT)**

Литвинцева Е.В., Некрасов А.В.

(научный руководитель: к.г.-м.н. Лесной А.Н.)

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

Разработка нефтяных оторочек на естественных режимах, даже при благоприятных фильтрационно-емкостных свойствах пласта, занимает длительный период времени из-за необходимости вести разработку с небольшими депрессиями и, соответственно, малыми коэффициентами извлечения нефти. Низкая нефтеотдача обусловлена быстрым образованием конусов воды и газа, приводящих к резкому снижению дебитов нефти. Кроме того, разработка нефтяных оторочек сопряжена со значительными трудностями, связанными с разбуриванием и эксплуатацией нефтяных скважин при высоких значениях газового фактора.

Целью работы является оценка геологических факторов, влияющих на разработку нефтегазоконденсатных месторождений с маломощными нефтяными оторочками и определение рациональных технологических параметров работы скважин и освоения залежи.

В работе показано влияние геологических факторов (структурный, тектонический, литологический и флюидораспределяющий) на эффективность разработки (динамика дебитов нефти, обводненности, газового фактора и накопленной добычи) тонких нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений на примере реальной разработки месторождения им.Ю.Корчагина.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ ИЗ СКВАЖИН С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ (INCREASING ENERGY EFFICIENCY OF OIL PRODUCTION OF WELLS WITH HIGH CONTENT OF FREE GAS)

Литвинцева Е.В.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Вербицкий В.С.)

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

Целью настоящей работы является разработка технико-технологических решений оптимизации процесса энергоэффективной добычи нефти из скважин, оборудованных погружными электроцентробежными насосными установками.

Для достижения поставленной цели проведен анализ промысловых исследований скважин шельфового нефтяного месторождения "Жасмин" в Сиамском Заливе, оборудованных погружными установками ЭЦН. Современные условия эксплуатации скважин сопряжены с различными осложняющими факторами, например, такими как: повышенное содержание CO_2 в составе скважинной продукции; высокий газовый фактор; ограничения по сепарационной способности на приеме погружного оборудования и как следствие образование кратковременных режимов фонтанирования; негерметичность эксплуатационной колонны скважины и др.

Рассмотрены различные варианты компоновок погружного насосного оборудования с учетом оценки наиболее энергоэффективного режима: ЭЦН, ЭЦН + струйный насос, ЭЦН + перепускной клапан, ЭЦН + струйный насос + перепускной клапан. Погружная насосная система "ЭЦН + струйный насос + перепускной клапан" была впервые использована при эксплуатации скважин шельфового нефтяного месторождения "Жасмин". Однако общие подходы к расчету оптимальных параметров эксплуатации скважин для данной комбинации не были представлены до сих пор.

Результатами научной работы являются:

- 1) расчетные кривые распределения давления и показатели энергоэффективности для различных вариантов компоновок погружного насосного оборудования: ЭЦН, ЭЦН + струйный насос, ЭЦН + перепускной клапан, ЭЦН + струйный насос + перепускной клапан;
- 2) методика подбора погружного оборудования: "ЭЦН + струйный насос + перепускной клапан" в условиях скважинных ограничений для решения задач по эффективному использованию свободного газа;
- 3) внедрение системы "ЭЦН + струйный насос + перепускной клапан" на осложненном фонде скважин.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СЕКВЕСТРАЦИИ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА В ВОДОНОСНОМ ПЛАСТЕ В ВИДЕ ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ (SIMULATION OF CARBON DIOXIDE SEQUESTRATION IN WATER FORMATION BY WAY OF WAG MIXTURE)

Лихачева Н.В., Щербакова А.В.

(научный руководитель: профессор Хлебников В.Н.)

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

Изменение климата на планете является важной экологической проблемой, которую связывают с эмиссией техногенной углекислоты. Один из путей решения этой проблемы заключается в захоронении углекислого газа в геологических ловушках (отработанных нефтяных и газовых месторождениях, угольных и водоносных пластах и т.п.). Наиболее распространенным типом геологических ловушек является глубокозалегающий водоносный пласт с минерализованной водой.

Целью работы было исследование того, как секвестрация CO_2 в виде водогазовой смеси (ВГС) отразится на ёмкости геологической ловушки и условиях их закачивания в пласт. Опыт нефтяной промышленности показывает, что ВГС обладает способностью более полно охватывать пласт закачкой, чем вода и газ по отдельности. Водоносные горизонты, как и нефтяные коллектора, обладают неоднородностью, т.е. имеют неодинаковые фильтрационно-ёмкостные свойства, как по разрезу пластов, так и по их простиранию. Поэтому, только за счет большего охвата пласта закачиванием при использовании ВГС, можно ожидать роста ёмкости геологической ловушки. Однако, эффект от роста ёмкости ловушки может быть нивелирован за счет наличия воды в составе ВГС, также заполняющей пустотный объем поровой среды. Поэтому основными задачами работы была оценка влияния состава ВГС (отношения газ/вода) на ёмкость пористой среды и на сопротивление фильтрации. В работе исследовано влияние соотношения CO_2 /вода в ВГС на ёмкость модели водоносного горизонта и на фильтрационные характеристики ВГС.

Проведенное фильтрационное исследование показало следующее.

1. Правильный подбор состава ВГС увеличивает эффективную (допрорывную) ёмкость геологической ловушки (водоносного пласта) для секвестрации техногенного углекислого газа. Оптимальный состав ВГС для секвестрации CO_2 содержит около 40-50% газа, его состав зависит от пластового давления и, возможно, от минерализации воды.

2. Секвестрация углекислого газа в виде ВГС позволит увеличить надежность и безопасность хранения (микрокапсулирование), облегчить и снизить расходы на осуществление проектов секвестрации.

3. ВГС являются перспективными флюидами для секвестрации других газообразных и жидких отходов, т.к. замедляют прорывы и выравнивают фронт движения флюидов в геологических ловушках.

ПОИСК АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВАРИАНТОВ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА РАЗРАБОТКИ ЦЕНТРАЛЬНО-АСТРАХАНСКОГО ГКМ (THE SEARCH FOR ALTERNATIVE VARIANTS OF THE PROJECT OF DEVELOPMENT OF THE CENTRAL-ASTRAKHAN GAS CONDENSATE FIELD)

Лобанов Е.В., Карслян О.П., Алибекова А.Э.
(научные руководители: Попов Е.В., Якшина Т.В.)
АО «РИТЭК»

Актуальность работы заключается в предложении новых, ранее не рассматриваемых альтернативных вариантов реализации проекта разработки Центрально-Астраханского газоконденсатного месторождения с учётом особенностей данного месторождения при улучшении экономической эффективности проекта.

В результате анализа имеющейся информации было выбрано три перспективных способа реализации проекта:

Первый вариант основан на информации о наличии на ЦАГКМ нефтеносных надсолевых структур и предполагает, что при проведении испытания скважины пластовый газ, содержащий сероводород (до 35%) и газовый конденсат утилизируется способом закачки в нефтеносный горизонт надсолевых структур. Данный способ позволит повысить пластовое давление и увеличить коэффициент извлечения нефти.

Второй вариант основан на современных достижениях в бурении наклонно-направленных скважин. Предлагается выполнить бурение с правого берега р. Волги, с длинного ствола скважины около 10-12 км. Данное решение минимизирует экологические риски, позволит круглогодично выполнять бурение скважин и последующую эксплуатацию месторождения независимо от тяжелых погодных условий.

Третий вариант предполагает использование передвижного комплекса исследования и освоения скважин (ПКИОС) с плазмохимической установкой разложения сероводорода. Применение технологии мембранного разделения газовой смеси совместно с технологией плазмохимического разложения позволяет из сероводорода получать серу и водород, а в смеси с углеводородами – синтез-газ. Водород (H_2), синтез-газ ($CO+H_2$) при испытании скважин предполагается использовать в качестве экологически чистого топлива для ГПЭС.

С экономической точки зрения наиболее выгодным из рассматриваемых вариантов разработки является плазмохимический метод разложения сероводорода в потоке газа, предполагающий дополнительную прибыль от реализации серы. Вариант закачки сероводородсодержащих газов в нефтяной пласт надсолевых структур также предполагает дополнительный доход от добычи нефти. Вариант разработки с бурением наклонно-направленной скважины с правого берега р. Волги является наименее выгодным, однако наиболее выгодным с точки зрения решения экологических и социальных проблем.

КАТАЛИТИЧЕСКИЙ АКВАТЕРМОЛИЗ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ: ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ КАТАЛИЗАТОРА НА ОСНОВЕ Co(II) , ОБРАЗУЮЩЕГОСЯ В ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ ИЗ НЕФТЕРАСТВОРИМОГО ПРЕКУРСОРА (CATALYTIC AQUATHERMOLYSIS OF HEAVE CRUDE OIL: INVESTIGATION OF Co(II) -BASED CATALYST, FORMED IN SITU FROM OIL SOLUBLE PRECURSOR)

Лотфуллин Б.Р., Феоктистов Д.А., Михайлова А.Н.
(научный руководитель: профессор Каюкова Г.П.)
Казанский (Приволжский) федеральный университет

В последние годы в мире широко ведутся исследования, связанные с созданием новых высокоэффективных технологий извлечения и переработки тяжелого нефтяного сырья, к основным видам которого относятся тяжелые высоковязкие нефти и природные битумы. Одним из перспективных методов, позволяющих интенсифицировать процесс добычи тяжелой высоковязкой нефти, является применение катализаторов в технологиях паротепловой обработки пласта. Катализаторы, вводимые в пласт, могут использоваться в различной форме: дисперсные, нефте- или водорастворимые.

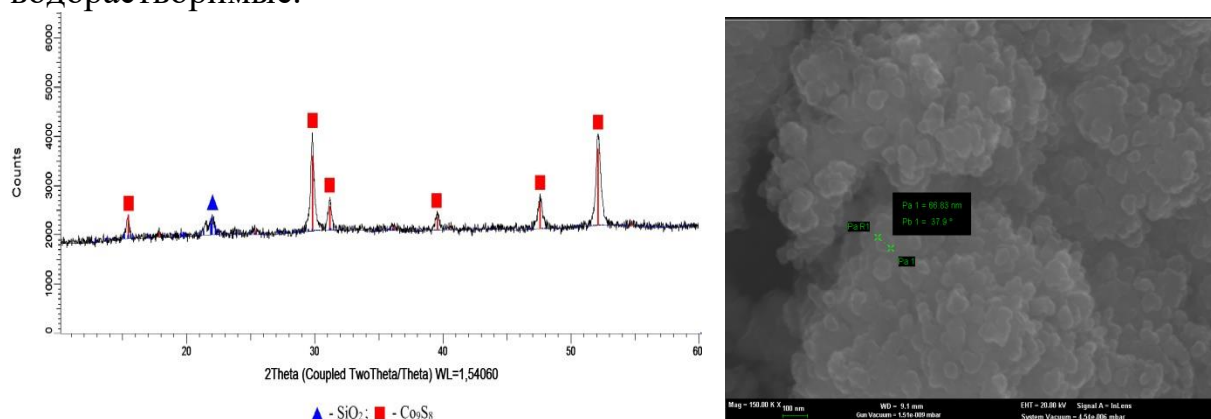


Рисунок. Рентгенограмма и фотография СЭМ наночастиц катализатора

В данной работе представлены результаты исследования активной формы катализатора, образующегося в пластовых условиях из нефтерастворимого прекурсора по результатам лабораторного моделирования каталитического акватермолиза высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения (Татарстан). Прекурсор катализатора представляет собой нефтерастворимый комплекс Co(II) с органическим лигандом. Эффективность катализатора установлена по SARA методу, изменению динамической вязкости и структурно-группового состава высокомолекулярных фракций нефти. Проведен элементный и рентгеноструктурный анализ активной формы катализатора, определена морфология и размер частиц.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ НЕФТЕИЗВЛЕЧЕНИЯ ВЫНГАЯХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (THE EFFICIENCY OF OIL RECOVERY VYNGAYAKHINSKOE FIELD)

Лунёв Д.А.

(научный руководитель: доцент Кудрейко А.А.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Вынгаяхинское месторождение в тектоническом отношении приурочено к одноименной локальной структуре, осложняющей северную часть Вынгаяхинского вала. В нефтегазоносном отношении расположено в юго-западной части Пурпейского нефтегазоносного района Надым-Пурской нефтегазоносной области.

Основные промышленные запасы нефти и газа приурочены к залежам пластов БП₁₁¹. Пласт представлен терригенным коллектором, выявлено три залежи нефти. Основная залежь пластово-сводового типа, размер — 6,4-13,0×28,3 км, высота — 114,5-144,5 м. Залежь в районе скважины № 363Р пластово-сводового типа; размер — 2,8×4,6 км, высота — 20 м. Залежь в районе скважины № 59ПО пластово-сводового типа, тектонически экранированная; размер — 3,7×10,3 км, высота — 40 м.

Нефть легкая, маловязкая, малосернистая, смолистая, парафинистая.

Месторождение открыто в 1968 году, в разработку введено в 1987 году. По состоянию на 01.01.2015 г. в действующем фонде числятся 265 скважин, из них 210 добывающих и 55 нагнетательных. В бездействии 23 добывающих и 96 нагнетательных, 452 — в консервации, одна — наблюдательная, 133 — в пьезометрическом фонде, три скважины — ликвидированы, 11 — в ожидании ликвидации.

По состоянию на 01.01.2015г. отбор от НИЗ — 33,8%, текущий КИН — 0,129 доли ед. В 2014 году из недр извлечено более 450 тыс.т нефти, более 2100 тыс.т жидкости. Обводненность продукции составила 78,3%, при отборе от НИЗ — 35,1% (57,6% — по разбуренной части).

Для достижения проектных показателей и с целью повышения эффективности системы нефтеизвлечения рекомендуется провести геолого-технологические мероприятия (ГТМ), которые включают: бурение БГС — 475 скв./опер.; вывод из бездействия — 89 скв., вывод из консервации — 424 скв., РИР — 515 скв./опер., ГРП — 157 скв./опер.

Прогнозирование результатов применения гелеобразующих составов на эксплуатационном объекте БП₁₁ показало, что удельная технологическая эффективность составит более 1,2 тыс.т./скв.-опер., а дополнительно добытая нефть — более 6,5 тыс.т.

При положительных результатах опытно-промышленных работ аналогичные работы провести и на остальных частях эксплуатационного объекта.

**ДОСТИЖЕНИЕ СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ
ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ГАЗОВЫХ И ВОДОГАЗОВЫХ МЕТОДОВ
ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ
(REALIZATION OF MISCIBLE OIL DISPLACEMENT IN GAS AND
WATER-GAS INFLUENCE (WAG) ON THE OIL RESERVIOR)**

Любимов Н.Н., Телков В.П.

(научный руководитель: доцент Телков В.П.)

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

В настоящее время наблюдается устойчивое падение доли традиционных запасов углеводородов в общей их структуре. Это подталкивает инженеров-нефтяников к поиску решений по увеличению нефтеотдачи на месторождениях с падающей добычей, вовлечению в разработку месторождений с аномальными свойствами нефти и месторождений с трудноизвлекаемыми запасами. Перспективными методами увеличения нефтеотдачи (МУН) являются газовые (ГВ) и водогазовые методы воздействия (ВГВ) на нефтяные пласты. Эти методы в качестве рабочего агента, нагнетаемого в пласт, используют газ, либо водогазовые смеси. Сейчас наблюдается устойчивый рост применения этих методов, как на отечественных, так и на зарубежных месторождениях. При обобщении мирового опыта использования ГВ и ВГВ можно выделить газы, которые чаще всего используются в качестве вытесняющего агента. Самым популярным в использовании является диоксид углерода (CO_2), для этого существует несколько важных предпосылок. Попутный нефтяной газ в странах с развитой экономикой в основном используется в качестве сырья на газоперерабатывающих заводах или в виде топлива. И смешиваемость диоксида углерода с нефтью, при давлениях близких к пластовым, несколько выше, чем для попутного газа с нефтью.

При использовании технологий ГВ и ВГВ одним из главных параметров, влияющих на их эффективность, является минимальное давление смесимости (МДС) нефти и закачиваемого в пласт газа. Это давление, при котором наступает полная взаимная растворимость нефти и газа.

При пластовом давлении, равном или выше МДС, в пласте начинает реализовываться механизм смешивающегося вытеснения нефти, что обеспечивает увеличение коэффициента вытеснения. Из этого вытекает, что одним из критериев при выборе этих методов увеличения нефтеотдачи является величина пластового давления, установившегося на месторождении. В настоящей работе рассматривается использование в качестве газовой фазы вытесняющего агента – смесей на основе попутного нефтяного газа, позволяющих достигать режима смешивающегося вытеснения в широком диапазоне пластовых давлений.

**ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ
ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА ПУТЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ТЕХНОЛОГИИ СТРУЙНОЙ ОБРАБОТКИ ПРОНИЦАЕМЫХ
ПОРОД
(IMPROVING THE QUALITY OF PRIMARY PAY ZONE
COMPLETION BY UTILIZING THE TECHNOLOGIES OF JET
PERMEABLE ROCKS ACIDIZING)**

Мазин М.С.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Зозуля В.П.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Качественное вскрытие нефтегазонасыщенных пластов бурением имеет исключительно важное, часто решающее, значение для правильной оценки продуктивности пластов, подсчета запасов нефти и газа, достижения максимально возможной нефтегазоотдачи пластов, сокращения сроков строительства, испытания и освоения скважин, выбора эффективных методов интенсификации работы скважин и пластов, успешного выполнения плановых заданий по добыче нефти и газа.

При вскрытии продуктивного пласта происходит кольматация пристволенной части пласта твердой фазой промывочной жидкости; проницаемая зона блокируется фильтратом промывочной жидкости; происходит физико-химическое взаимодействие фильтрата с пластовыми флюидами и породоразрушаемыми минералами пласта и т.д. В связи с этим, дебиты добывающих скважин значительно меньше потенциально возможных дебитов. Поэтому повышение качества первичного вскрытия продуктивного пласта и выбор промывочной жидкости, обеспечивающей сохранение коллекторских свойств пласта, является важным этапом в процессе проектирования и строительства нефтяных и газовых скважин.

Таким образом, необходимо предотвратить загрязнение продуктивного пласта и сохранить естественную проницаемость пристволенной части пласта путем применения научно обоснованных технологий вскрытия продуктивных пластов.

В данной работе рассматривается технология струйной обработки, реализующая процесс кольматации за счет энергии струи, истекающей из гидромониторных насадок, установленных в корпусе наддолотного переводника. В силу того, что применение технологии кольматации естественно предполагает проникновение в поровую структуру пласта и фильтрата промывочных жидкостей, обуславливается выбор биополимерного кольматационного агента.

**РАЗРАБОТКА ПОДХОДА РАСЧЕТА ПЕРЕОРИЕНТАЦИИ
ТРЕЩИНЫ ГРП С ПОМОЩЬЮ ОПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРАВЛЕНИЙ
ДЕФОРМАЦИЙ И НАПРЯЖЕННОГО СОСТОЯНИЯ ПЛАСТА
(DEVELOPMENT APPROACH FOR CALCULATING CRACK
REORIENTATION FRACTURING BY DETERMINING THE STRAIN
AND STRESS STATE OF ROCKS)**

Максаков К.И.

(научный руководитель: к.т.н. Метт Д.А.)

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

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) на данный момент является одним из самых популярных методов воздействия на призабойную зону скважины (ПЗС) с целью уменьшения фильтрационных сопротивлений и, следовательно, интенсификации добычи нефти. Существует несколько подходов к моделированию распространения трещины ГРП, основанных на механике сплошной среды или механике дискретной среды. Также существует достаточно программных комплексов для моделирования процесса ГРП (FracPro, Terra-Frac и т.д.). Одной из проблем моделирования процесса ГРП в настоящее время является недостаточно точное воспроизведение процесса распространения трещины в горной породе. Зачастую остается без внимания момент переориентации трещины.

Цель данной работы – проследить процессы влияющие на переориентацию трещины. В качестве инструмента, позволяющего определить напряжения, возникающие в различных точках пласта, а также его деформации под воздействием давления разрыва породы, выбран программный комплекс ANSYS.

На данный момент удалось получить деформации и эпюры напряжений при воздействии давления разрыва без учета динамики жидкости на ПЗС с равномерным и неравномерным распределением коэффициента Пуассона. По данным эпюрам видно, что даже небольшое неравномерное распределение коэффициента Пуассона (от 0,21 до 0,24) и пластового давления влияет на распределение напряжения в породе, и, следовательно, на ориентацию трещины. В качестве дальнейших исследований будет выполнено моделирование процесса распространения трещины на основе возникающего неравновесного напряженного состояния в породе.

**ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН С ОТВЕТВЛЕНИЯМИ МАЛОГО
ДИАМЕТРА
(THEORETICAL JUSTIFICATION OF USING MULTILATERAL
WELLS WITH SMALL DIAMETER BRANCHES)**

Мальцев А.А.

(научный руководитель: к.т.н. Петраков Д.Г.)

Санкт-Петербургский Горный университет

Современное состояние нефтегазодобывающего сектора в России, да и во всем мире хорошо характеризует процесс замещения традиционных запасов нефти в общем объеме добычи на трудноизвлекаемые (ТРИЗ).

На сегодня известно четыре типа вскрытия коллектора, позволяющие эффективно разрабатывать ТРИЗ. Технологии совершенствуются, и в обозримой перспективе все большую долю среди операций по интенсификации добычи нефти (ИДН) будут занимать технологии создания глубокопроникающих каналов на забое скважины.

Целью работы является теоретическое изучение гидродинамических характеристик и обоснование применения систем каналов малого диаметра на забое добывающей скважины.

Основные задачи: 1. Выявление потенциальных объектов и локаций, где создание многозабойных скважин с ответвлениями малого диаметра наиболее эффективно; 2. Построение идеализированных гидродинамических моделей для проведения вычислительных экспериментов и определения типа распространения депрессионной воронки и образования водопромытых каналов в окрестности добывающей скважины при различных вариантах её заканчивания.

В ходе исследований было предположено, что основным направлением применения исследуемых систем будут ситуации, где применения ГРП или МГРП нецелесообразно из-за активной подошвенной воды. Далее были созданы двухфазные модели (проницаемость - $0,01 \text{ мкм}^2$ с анизотропией 0,5) с подошвенной водой и расположением скважин по типу пятиточечной прямой системы. РVT-свойства, фазовые проницаемости и капиллярные силы были взяты средние по Западной Сибири. Проведены также расчеты однофазных моделей.

По результатам численных экспериментов проведенных в ПК“Tempest More” и “Техсхема” получены зависимости основных показателей (продуктивность, КИН, время подтягивания конуса воды и т.д.) от типа закачивания, от геометрических параметров системы каналов и от ГФХ пласта. Выявлены закономерности продвижения фронта воды к скважинам. Разработаны рекомендации по применению систем каналов на забое скважины и намечены направления дальнейших исследований в данной области.

**РАСЧЕТ ВЕЛЕЧИНЫ ПОДВИЖНЫХ ЗАПАСОВ
УГЛЕВОДОРОДОВ СЕВЕРО-ДАНИЛОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(CALCULATIONS OF MOVEABLE OIL RESERVES NORTH
DANILOV FIELD)**

Мальцева А.А.

(научный руководитель: аспирант Дадакин Н.М.)

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

Месторождения Восточной Сибири - одно из перспективных направлений в разработке и добычи углеводородов в ближайшее время. Северо-Даниловское месторождение нефти и газа открыто в 2011 году приурочено к Непско-Ботуобинской антеклизе. Промышленная продуктивность месторождения связана с карбонатными отложениями венда и раннего кембрия, залегающие на глубине 1680 метров.

Актуальность работы заключается в том, что в основном, КИН, который вводится в технологическую схему разработки, под который планируется обустройство месторождения и вся последующая экономика, рассчитывается аналитическим методом в лабораториях путём перемножения $K_{\text{охв}}$ и $K_{\text{выт}}$, или же на гидродинамических моделях, в которых тоже используется $K_{\text{охв}}$ и $K_{\text{выт}}$ из лабораторных исследований. Так как в лабораторных исследованиях содержится процент ошибок, который искажает действительность, КИН, который часто закладывается на практике, не всегда достигаем. Поэтому, существует такое понятие, как величина подвижных извлекаемых запасов, то есть такие запасы углеводородов, которые можно извлечь, не используя дополнительно различных методов увеличения нефтеотдачи. Те запасы, которые будут фильтроваться в любом случае. Для получения этой величины нужна практика, то есть – работающая скважина. Имея данные по работающей скважине, а именно: параметры пласта и пластового флюида, историю работы скважины, её дебит, давление, время работы - можно определить величину подвижных запасов.

В данной работе были проанализированы данные ГДИ одной скважины, построены кривые КВД и КПД, с помощью уравнения материального баланса рассчитана искомая величина подвижных запасов.

Чаще всего для расчета экономики важно знать именно эту величину. Под них и рекомендуется планировать все проектные документы, так как именно подвижные запасы определяют эффективность разработки и добычи.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ БАЛТИЙСКОГО МОРЯ (PROSPECTS OF DEVELOPMENT OF OIL FIELDS IN BALTIC SEA)

Мальцева А.А.¹

(научный руководитель: к.г.-м.н. Дорофеев Н.В.²)

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

²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Шельф, вне сомнения, следующая «большая история» российской нефтегазовой отрасли.

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

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

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

Комплексная разведка и разработка шельфа Балтийского моря несёт в себе достаточно перспектив. Несмотря на то, что данный участок был известен ещё с 1980-х годов, и разрабатывается порядка 15 лет, Балтийское море содержит значительный потенциал углеводородов.

**ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ОБЛЕГЧЕННОЙ БУРОВОЙ КОЛОННЫ
ПРИ БУРЕНИИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН НА
ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
(APPLICATION OF DRILL PIPE FROM ALUMINIUM IN
CONSTRUCTION DIRECTIONAL WELLS AT THE VANKOR FIELD)**

Мамаевский П.В., Орлов Е.А., Корнеева О.А.

(научный руководитель: ассистент Букин П.Н.)

Самарский государственный технический университет

С каждым годом возрастает объем бурения с использованием легкосплавных бурильных труб (ЛБТ).

Значительная легкость труб из алюминиевых сплавов при нахождении в буровом растворе позволяет получать повышение эффекта облегчения всей бурильной колонны (БК).

Прочностные свойства ЛБТ уступает стальным, однако компоновка БК из ЛБТ создает положительный эффект на процессе бурения.

Применение легкосплавных бурильных труб способствует повышению эффективности бурения, приводит к значительной экономии по сравнению с классической технологией за счет снижения капитальных и эксплуатационных затрат на обслуживание и ремонт основного оборудования. Меньший вес таких труб позволяет снизить нагрузки на силовой верхний привод (СВП), крюко-блок, канат и лебедку и другие механические части. По сравнению с СБТ это продлевает время эксплуатации оборудования и увеличивает срок службы деталей без ремонта.

Основным преимуществом при применении предлагаемой технологии бурения является легкость оборудования, и как следствие выполнение быстрых спуско-подъемных операций (СПО). Сокращение времени СПО способствует сокращению времени строительства скважины в целом.

Внедрение предлагаемой технологии повысит эффективность бурения, увеличит надежность работы оборудования, тем самым позволив снизить сроки и затраты на строительство скважин.

**АНАЛИЗ СХЕМ ЗАМЕРА ПРОДУКЦИИ КУСТОВЫХ ПЛОЩАДОК
НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(ANALYSIS OF SCHEMES OF MEASUREMENT OF PRODUCTION
OF WELL PADS OF OIL AND GAS FIELDS)**

Мамаевский П.В., Корнеева О.А., Сазонова Е.С.
(научный руководитель: ассистент Силантьева А.М.)
Самарский государственный технический университет

Сбор, подготовка и транспорт продукции на промысле, а так же обустройство месторождений являются одними из наиболее капиталоемких отраслей нефтегазодобывающей промышленности. В них имеются значительные резервы, выявление и использование которых способствует сокращению средств на добычу продукции.

В данной статье рассматриваются два варианта схемы замера скважинной продукции: лучевая и коллекторная. Основным отличием схем является принцип трубопроводной обвязки. При лучевой схеме – каждая скважина на кусте имеет свой вход подключения на АГЗУ. При коллекторной – продукция всех кустовых скважин собирается в общий нефтегазосборный трубопровод и имеет один вход на АГЗУ.

Каждый из приведенных способов имеет свои преимущества и недостатки. Выбор наиболее оптимального из них зависит от конкретных условий, а именно: от сложности рельефа и природных условий, площади месторождения, количества скважин, дебета скважин, физико-химических свойств перекачиваемой жидкости.

Коллекторная трубопроводная обвязка обеспечивает наиболее рациональную схему замера, позволяющую сократить расходы материалов при строительстве и увеличить гибкость трубопроводной системы. По результатам технико-экономической оценки с увеличением количества скважин коллекторная схема характеризуется наименьшими суммарными капитальными затратами, однако, при количестве скважин на кусте меньше 5, лучевая схема является более предпочтительной.

Применение коллекторной схемы при обустройстве кустовых площадок экономически и технологически более целесообразно по сравнению с лучевой. Внедрение коллекторной схемы повысит эффективность замера продукции, обеспечит возможность перспективного развития месторождения, тем самым позволив снизить затраты на обустройство кустовых площадок.

**РАЗРАБОТКА ПОТОЧНОЙ СХЕМЫ ГПЗ
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(DEVELOPMENT OF THE STREAM DRAFT OF GAS PLANT OF OIL
AND GAS CONDENSATE DEPOSIT)**

Мансуров М.А., Неробов Н.И.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Кемалов Р.А.)

Казанский (Приволжский) федеральный университет

Определение состава газа в массовых и объемных % для Ямбургского месторождения.

Исходные данные		Решение					
Комп. н.	Кг.	Мас. %	x_i	M_i	N_i	x_i'	% об.
CH_4	76,0	76,0	0,76	16	4,75	0,8967	89,67
C_2H_6	7,0	7,0	0,07	30	0,23	0,0439	4,39
C_3H_8	4,0	4,0	0,04	44	0,09	0,0164	1,64
C_4H_{10}	2,0	2,0	0,02	58	0,03	0,0074	0,74
C_5H_{12}	8,7	8,7	0,087	72	0,12	0,0236	2,36
N_2	0,3	0,3	0,003	28	0,01	0,0026	0,26
CO_2	2,0	2,0	0,02	44	0,04	0,0094	0,94
Итого:	100,0	100,0	1,0000	-	5,27	1,0000	100,00

Таблица 1.1 – Состав газа Ямбургского месторождения

Объёмные проценты газовой смеси в большинстве случаев можно считать равными мольным процентам — потому что 1 моль любого газа занимает примерно один и тот же объём, а при смешивании газов объём смеси равен сумме объёмов компонентов. Найдем M_{cp} — средняя молекулярная масса смеси; $M_{cp} = \sum M_i \cdot x_i'$, Найдем массовую долю компонента x_i по формуле $x_i = x_i' \cdot \frac{M_i}{M_{cp}}$, возьмем общую массу за 100 кг

Затем находим число молей компонента N_i $N_i = \frac{V_i}{22,4}$, $V_i = \frac{m_i}{\rho_i}$, $\rho_i = \frac{M_i}{22,4}$,

где ρ_i — плотность газа при нормальных условиях, кг/м³.

Определив состав газа в массовых и объемных процентах для примера с вариантом, с добавлением N_2 и для Ямбургского месторождения были получены графики зависимости функций, на которых мы замечаем:

- Для примера с вариантом мы видим обратную зависимость между молекулярной массой и объемным процентом УВ - с ростом молекулярной массы наблюдается уменьшение показателей объемного процента УВ.

- При добавлении N_2 мы замечаем изменение показателей объемных и массовых процентов УВ, т.к. свой процент уже имеет и N_2 и на графике можно заметить как меняется зависимость.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ PDC ДОЛОТ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ (EFFICIENCY OF APPLICATION OF PDC BITS OF NEW GENERATION)

Мансуров С.И.

(научный руководитель: к.т.н. Абдурахманова Н.К.)

Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте

Рациональный выбор буровых долот способен снизить затраты на строительство нефтегазовых скважин, поэтому оптимизация процессов бурения стимулирует внедрение новых типов и конструкций породоразрушающего инструмента. В последние годы долота с поликристаллическими алмазными резцами (PDC) стремительно завоевывают популярность. Среди них особое место занимают долота PDC с вращающимися резцами ONYX 360.

Новое долото с резцами ONYX 360 за счет вращения резца на 360° способствует равномерному изнашиванию режущей кромки, что позволяет ей дольше сохранять остроту и кратно увеличить срок работы долота, повысить механическую скорость бурения и проходку на долото, а также уменьшить число спускоподъемных операций для замены породоразрушающего инструмента.

В работе рассматривается применение и сравнение показателей работы долот PDC с вращающимися резцами с долотами PDC премиум-класса с запрессованными поликристаллическими алмазными резцами.

Проведен анализ механической скорости бурения и проходки на долото. Анализ показал, что долото PDC с новыми резцами способно повысить эффективность бурения и уменьшить объем экономических затрат. С технологической позиции долота с вращающимися резцами имеют явное преимущество по сравнению с традиционными PDC долотами при бурении скважин. В связи с этим предлагается применение нового долота PDC с резцами ONYX 360 для бурения нефтегазовых скважин на месторождениях Узбекистана.

СРАВНЕНИЕ МЕТОДОВ МОДЕЛИРОВАНИЯ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (COMPARISON OF METHODS FOR MODELING FRACTURED RESERVOIRS)

Маргарян Л.Р.

(научный руководитель: доцент Хайдина М.П.)

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

Целью работы является сравнение результатов моделирования трещиноватых коллекторов.

Рассматривается строение трещиноватых коллекторов, принципиальное отличие трещин от пор, анализируется специфика моделирования двойной пористости/проницаемости трещиноватых коллекторов.

Построена модель пласта аналога месторождения «Х», которое находится в сейсмически активной зоне и было смоделировано единичной пористостью.

В качестве исходных данных для моделирования двойной пористости/проницаемости были рассчитаны все параметры трещин, влияющие на фильтрацию флюида, исходя из известной проницаемости, по которой была вычислена их раскрытость, пористость, рассчитано напряжение, влияющее на перетоки между блоком матрицы и трещинами и/или другими блоками (с допущениями о величине густоты трещин), произведен пересчет всех свойств матрицы с учетом трещин, расположенных в одном из пластов вышеуказанного месторождения. Приведены графические изображения полученных распределений свойств как для матрицы, так и для трещин.

В ходе анализа рассматривается сложность получения и подготовки данных для дальнейшего моделирования месторождения. В данном случае одним из главных осложняющих факторов является наличие сейсмической активности, в следствие чего не всегда возможно определить точные величины необходимых параметров трещин. Точно построенная гидродинамическая модель месторождения дает возможность определить оптимальное размещение скважин, должны ли они пересекать существующие трещины или же наоборот находится вдали от них.

ИССЛЕДОВАНИЕ КОМПОЗИЦИЙ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЯ (INVESTIGATION MUD COMPOSITIONS FOR PREVENTING FORMATION OF SEALS)

Мартель А.С., Моренов В.А.

(научный руководитель: к.т.н., ассистент Леушева Е.Л)

Санкт-Петербургский Горный университет

Как известно, множество разрезом скважин (особенно в Западной Сибири) сложено глинистыми породами или их переслаиванием. Такие породы при бурении промывочными жидкостями на водной основе склонны к гидратации, прилипанию к долоту и элементам компоновки низа бурильной колонны (КНБК), что снижает скорость бурения и приводит к различным осложнениям. В таких условиях необходимо применение технологических и технических решений. Одно из них – разработка и применение специальных буровых растворов, предотвращающих сальникообразование и улучшающих буримость пластичных горных пород.

Сальники на долоте и элементах КНБК могут образовываться по причине: недостаточная очистка забоя; работа долота при отсутствии циркуляции промывочной жидкости; бурение липких пород.

Улучшение качества полимерных ингибированных промывочных жидкостей достигается введением в рецептуру дополнительных добавок, выбор которых производится на основе специальных научно-исследовательских работ.

В данной работе сделана попытка определить взаимосвязь между сопротивлением искусственных глинистых образцов внедрению стального цилиндра и составом бурового раствора. Лабораторные исследования проводились на приборе Вика с пестиком (также его называют «Пестик Майера»).

На основании теоретических и полученных экспериментальных данных был сделан вывод о том, что для бурения скважин в глинистых отложениях возможно применение бурового раствора на основе биополимеров с небольшими добавками поверхностно-активных веществ, например таких, как сульфанол. Снижение возможности сальникообразования происходит за счет образования полимерной пленки на искусственном забое, что снижает степень проникновения бурового раствора в зону предразрушения породы. При этом рост скорости углубления в промысловых условиях отмечается за счет лучшей очистки забоя от выбуренной породы.

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ДАВЛЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА В ПОРОДЕ
ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ИРАНА
(PREDICTION OF BREAKDOWN PRESSURE IN RESERVOIR ROCK
FOR AN IRANIAN OIL FIELD)**

Масооми Реза

(научный руководитель: профессор Долгов С.В.)

Кубанский государственный технологический университет

Геометрия трещины зависит от напряжений и свойств породы в процессе ГРП. Коэффициент Пуассона вводится прямо в процессе расчета пластового напряжения. Наиболее важной причиной ограничения высоты трещины является природная разница в напряжениях, как результат разницы в коэффициенте Пуассона. Без этой разницы трещина будет иметь неконтролируемую длину.

Цель данной статьи – математические рассуждения о влиянии ν -та Пуассона на пластовое напряжение, которые считаются необходимыми для выбора давления разрушения при операции ГРП. В данной работе для математического моделирования прогноза напряжения в различных пластах использовалась программа MATLAB. Эта программа позволяет выгружать результаты расчета для различных значений ν -та Пуассона в цифровой и графической форме.

Наконец, с помощью разработанной модели возможно рассчитать напряжения в пласте породы реального паста.

Ключевые слова: Коэффициент Пуассона, MATLAB, ГРП, Пластовое напряжение

ОБОСНОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА НА ОСНОВЕ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ (PROVISION OF A RATIONALE FOR EFFECTIVENESS OF WATER SHUTOFF BASED ON THE GEOLOGICAL AND PROCESS SIMULATION)

Матвеев Л.Н., Балашова А.В.

(научный руководитель: доцент Чертенков М.В.)

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

Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии является особо актуальной задачей для нефтедобывающей промышленности России. Так как основной целью современной разработки месторождений углеводородов является наиболее полное извлечение их запасов при максимальной экономической рентабельности, необходимо проводить мероприятия, направленные на повышение нефтеотдачи пластов. В этих условиях успешно применяют потокоотклоняющие технологии, которые позволяют снизить количество попутнодобываемой воды.

Целью работы является прогнозирование эффекта применения технологии ограничения водопритока с помощью геолого-технологического моделирования для решения задачи снижения обводненности добывающих скважин.

Для решения поставленной задачи были проведены следующие мероприятия: подбор подходящего водоизолирующего реагента, определение его реологических свойств и особенностей проведения технологии. Для обоснования эффективности применения технологии ограничения водопритока создана секторная геолого-технологическая модель месторождения. На основе структурно-стратиграфического каркаса выполнено геостатистическое моделирование свойств – фаций и пористости в программном продукте Petrel компании Schlumberger. Кубы проницаемости и начальной водонасыщенности построены по петрофизическим зависимостям от пористости, полученных на основе анализа керна. Расчет процессов фильтрации выполнен в программном продукте Tempest More компании Roxar.

Анализ результатов показал как технологическую, так и экономическую эффективность применения технологии ограничения водопритока для месторождения, находящегося на поздней стадии разработки.

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ВМЕЩАЮЩИХ ПОРОД НА РАБОТУ
МЕТАНОУГОЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ДО И ПОСЛЕ ПРОВЕДЕНИЯ
ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА
(ESTIMATION OF HOST ROCK IMPACT ON COALBED METHANE
WELL OPERATION BEFORE AND AFTER COALBED HYDRAULIC
FRACTURING)**

Матниязова Г.И.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Хайдина М.П.)

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

Метан угольных пластов (МУП), получаемый из залежей угля, в промышленных масштабах добывается уже на протяжении более чем 40 лет в Северной Америке, и с достаточно недавнего времени в Австралии, Китае, Индии и России. Ресурсы МУП в нашей стране сопоставимы с традиционными месторождениями природного газа и оцениваются в 83 трлн м³.

Угольный пласт с адсорбированным в них метаном представляют собой трещиновато-пористую среду, включающую генетически и пространственно связанную систему органического вещества угля, сорбированного газа, газонасыщенных вод и природных трещин в угле (кливажа).

Однако значительный объем залежи по толщине в многопластовых бассейнах с тонкими прослоями угля (например, месторождение Блэк Ворриер, США; Кузбасс, Россия) занимает вмещающая порода. Причем характерные свойства (ФЕС, коэффициент Пуассона, модуль Юнга) вмещающих пород могут значительно отличаться от угольной породы, что, в свою очередь, может сильно влиять на динамику добычи МУП. Например, исследования Палмера показали, что минимальные различия в значениях пластовых напряжений ограничивают рост трещины в высоту при проведении ГРП. Однако влияние вмещающих пород на динамику добычи МУП до и после проведения ГРП в настоящее время достаточно не изучено.

В данной работе будет представлена оценка влияния вмещающих пород на работу метаноугольной скважины до и после проведения ГРП в зависимости от характеристик угольных пластов и вмещающих пород, условий выбора места проведения ГРП.

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ПОДПАКЕРНЫМИ ОБЪЕКТАМИ (INCREASE OF ECONOMIC EFFICIENCY OF OPERATION OF WELLS WITH BELOW-PACKER OBJECTS)

Минабутдинов Р.Д., Даумов Р.А.
Инженерный центр ПАО «Татнефть»

Актуальность определения забойного и пластового давления в подпакерной зоне скважин неуклонно возрастает в результате большого объёма внедрения пакерующего оборудования в скважины с установками для одновременно-раздельной эксплуатации, а также для изоляции нарушений герметичности эксплуатационных колонн.

Внедрение дорогих глубинно-измерительных комплексов (ГИК), несмотря на их высокую точность, не всегда оправдано с точки зрения повышения экономической эффективности эксплуатации скважин.

В настоящее время отсутствуют методическое руководство и достоверный алгоритм расчёта забойного давления для скважин, оборудованных пакерами. Используемые расчётные методы определения забойного давления имеют высокую погрешность, что не позволяет им получить широкого применения.

Нами разработана и утверждена методика определения давлений в подпакерной зоне добывающих скважин по результатам динамометрирования.

В рамках опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) для наработки статистики и определения погрешности методики было произведено более 300 исследований на добывающих скважинах. В расчётах использовались значения абсолютных нагрузок и динамограммы, полученные переносными межтраверсными датчиками компании «СИАМ», а в качестве эталонных значений забойного давления приняты показания ГИК.

Доработанная на основе статистической информации методика позволила значительно повысить сходимость расчётного метода с фактическими показаниями ГИК. Абсолютное и процентное отклонения значений забойного давления от контрольных не превышают 8%.

Высокая точность метода позволяет отказаться от необходимости внедрения ГИК. С учетом средней стоимости ГИК порядка 280 тыс. руб., экономия по компании на сегодняшний день составила более 16,2 млн. руб. на внедрение (без учета затрат на сервисное обслуживание).

В корпоративной информационной системе «АРМИТС» реализован автоматический расчёт пластового и забойного давлений с первичной отбраковкой некорректных динамограмм. Это позволяет значительно сократить время на дублирование и ручной ввод исходных данных, повысить оперативность принятия решений технологическими службами и полностью исключает человеческий фактор.

**ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ И ТЕКТОНИЧЕСКИХ
НАРУШЕНИЙ ПЛАСТА НА ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ
ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ «СЭЙНТ КАРА»
(IMPACT OF THE RESERVOIR HETEROGENEITY AND TECTONIC
DEFORMATIONS ON THE DEVELOPMENT PARAMETERS ON GAS
CONDENSATE FIELD SAINT KARA)**

Мирзахалилов Э.Э.

(научный руководитель: ассистент Халилов А.А.)

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

Эффективное решение проблем, возникающих при переходе от простых пликативных моделей строения природных резервуаров к сложным разломно-блоковым и русловым моделям невозможно без внедрения принципиально новых методологических и технологических приемов в области интегрирования данных бурения, ГИС и сейсморазведки. В связи с этим нефтегазовые компании переходят на постоянно действующие геолого-гидродинамические модели сложных по строению залежей нефти и газа, достоверность которых напрямую зависит от решения вопросов тектонической и литолого-фациальной неоднородности строения продуктивных пластов.

В данной работе была изучена оценка характера влияния анизотропии пласта, трещиноватости, массивных разломов, и прочих параметров, которые непосредственным образом влияют на фильтрационные процессы, а также на показатели разработки месторождения в целом. Для решения данной задачи было решено использовать геолого-гидродинамическое моделирование, как один из методов стратегии для достижения желаемой цели на сегодня. Приоритетным являлось условие повышения отдачи флюида из пластов при поиске и выборе оптимальной стратегии в процессе моделирования.

«Сэйнт Кара» - крупное и сложное месторождение, находится на начальной стадии своего жизненного цикла разработки. Для того, чтобы в полной мере отобразить структуру гидрогеологии месторождения следует отметить наличие таких параметров в пластах, как тектонические нарушения, фильтрационная неоднородность продуктивной толщи, низкий уровень давления в пластах, слабая гидродинамическая связь залежи с законтурными водами, не высокая скорость движения пластовой воды.

Изучение геологического строения, а также анализы результата девятилетней эксплуатации данного месторождения подвели к следующим выводам:

- Выявление и интерпретация тектонических нарушений пород коллекторов определяют схему размещения скважин, определение уровней линий контакта;
- Фильтрационно-емкостные свойства коллектора позволяют использовать разнообразные по траектории проводки ствола и конструкции скважины с продолжительным безводным периодом эксплуатации.

**ПРИМЕНЕНИЕ КОЛТЮБИНГОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ И
ЭНЕРГЕТИКИ СВЧ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОГИДРАТНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(THE APPLICATION OF COILED TUBING TECHNOLOGY AND
MICROWAVE ENERGY IN THE DEVELOPMENT OF GAS HYDRATE
DEPOSITS)**

Митяшина В.А., Мухтаров Р.Р.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Мухтаров Р.Г.)

Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Оренбурге

Газовые гидраты являются единственным еще неразработанным источником природного газа на Земле, который может составить реальную конкуренцию традиционным месторождениям.

Добыча газа из газогидратных месторождений представляет собой сложную научно-техническую и технологическую проблему.

Известны два метода разработки и эксплуатации месторождений газогидратосодержащих залежей: с закачиванием жидкого теплоносителя под непроницаемую подошву и с использованием двухсетевой многоствольной горизонтальной скважины для одновременной добычи углеводорода и нагнетания в продуктивный пласт рабочих агентов.

Одним из перспективных методов для создания теплового воздействия на газогидратную залежь может быть использован нагрев энергией ЭМВ ВЧ и СВЧ диапазонов.

Время нагрева зоны пласта на глубину проникновения L “чисто” теплопроводного нагрева забойным нагревателем $P=20\text{кВт}$ и идентичного по мощности ВЧ электромагнитного нагревателя, до примерно равных температур, следующие:

ВЧ, ЭМ- воздействие	Теплопроводный нагрев	ВЧ, ЭМ- воздействие	Теплопроводный нагрев
10 суток	57,3 года	60 суток	200 лет
30 суток	128 лет	100 суток	355 лет

Анализ конструкций и возможностей современного оборудования показал, что наиболее подходящим для этих целей могут быть колтубинговые установки с колонной гибких труб КГТ при их соответствующей модернизации, кроме того, необходимо создать ряд СВЧ-устройств для воздействия на продуктивный пласт.

Использование КГТ дает возможность комбинированного одновременного воздействия на пласт и электромагнитными полями и традиционными методами, что может оказаться чрезвычайно результативным и эффективным. Такая технология разработки является энергоресурсосберегающей, более безопасной и экологичной.

**ГАЗОДИНАМИЧЕСКИЕ ПРОЦЕССЫ ДЛЯ РАЗДЕЛЕНИЯ
КОМПОНЕНТОВ ПРИРОДНОГО И ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО
ГАЗА
(GASDYNAMIC PROCESSES FOR THE SEPARATION OF
COMPONENTS OF NATURAL AND ASSOCIATED PETROLEUM
GAS)**

Мияссаров Р.Ф.

(научный руководитель: профессор Ишмурзин А.А.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Природный газ (ПГ) и попутный нефтяной газ (ПНГ) в последние годы расширили свои функции, перестав просто быть нефтехимическим сырьем, а становясь заменителями нефти. Поэтому актуальной задачей является более четкое отделение от метана высших сопутствующих компонентов на базе создания инновационного оборудования, используя современные газодинамические процессы, которые обеспечат углубленное извлечение целевых компонентов.

Технология промышленной обработки природных газов газоконденсатных месторождений в настоящее время характеризуется низкой степенью извлечения фракций: этана - около 4%, пропан-бутанов – 13-17%, компонентов $C_5 + \text{в}$ - до 95 мас.% от их потенциального содержания в пластовом газе. К примеру, этан является самым эффективным сырьем для получения этилена, базового сырья для получения полиэтилена, так как при получении из него этилена не образуется никаких побочных продуктов. По объему производства и структуре потребления этилена определяют уровень развития промышленности органического синтеза в стране. Относительно низкий уровень извлечения ценных компонентов, особенно этана на промышленных установках обусловлен применением процесса низкотемпературной сепарации (НТС) на температурном уровне до $-30\text{ }^{\circ}\text{C}$. Поэтому в перспективе при изменении конъюнктуры рынка могут приобрести значительную актуальность технологические процессы обработки газа на температурном уровне до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$, которые сейчас реализуются исключительно в заводских условиях. На этом температурном уровне практически полностью извлекаются углеводороды $C_{5+\text{в}}$ и примерно 50 — 60% пропан-бутановой фракции. Кроме того, при необходимости может быть извлечено и до 30-40 % этана. В этом направлении большое значение имеет повышение интенсивности отделения от метана сопутствующих его компонентов. За счет этого можно значительно уменьшить размеры аппаратов, увеличить температуру обработки газов до $-50\text{ }^{\circ}\text{C}$ и увеличить выход целевых компонентов.

НЕОБХОДИМОСТЬ УЧЕТА ЯВЛЕНИЯ САМОЭМУЛЬГИРОВАНИЯ НЕФТЕЙ ПРИ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ (SPONTANEOUS EMULSIFICATION PHENOMENON AFFECTING CRUDE OIL PRODUCTION STIMULATION)

Могильниченко М.А.

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

Традиционно результативность конкретных технологических операций, как правило, считается априори подтвержденной. В частности, одна из технологий интенсификации добычи – кислотная обработка ПЗС, – считается потенциально апробированной и эффективной. Несмотря на это, промысловые данные свидетельствуют о том, что на ряде месторождений кислотные обработки не дают эффекта, либо приводят к полной потере притока.

Анализ таких провальных результатов показывает, что при проектировании данной операции руководствуются лишь данными о растворимых (реагирующих) составляющих пластов-коллекторов, не обращая внимания на насыщающие пласт флюиды. Отдельные предприятия проводят предварительные исследования совместимости, руководствуясь преимущественно методиками динамического смешивания. Как показывают последние исследования, проблемы несовместимости могут быть обусловлены эффектом самоэмульгирования технологических жидкостей в нефти уже практически в статических условиях, что в настоящий момент времени вообще не учитывают при подборе технологических жидкостей при интенсификации добычи.

В настоящей работе была предпринята попытка определения причины эмульгирования легкой нефти иранского месторождения Dorood-3 в результате проведения технологических операций глушения скважины морской водой и соляно-кислотной обработки (СКО) ПЗС.

По результатам первичных испытаний было установлено, что устойчивая эмульсия образуется в результате СКО. Были проведены оптические исследования с целью выявления природы образования эмульсии исследуемой нефти с соляной кислотой в статических условиях. Экспериментально зафиксировали зарождение микроскопических капель кислоты на границе раздела фаз нефть/кислота. С течением времени популяция капель кислоты достигала своего устойчивого состояния, сопровождающаяся ростом капель и увеличением их дисперсности вблизи границы контакта, что приводило к образованию устойчивой эмульсии.

Также была подобрана система деэмульгатор-растворитель для разрушения эмульсии в осложненной скважине по стандартному Bottle-test. Смесь была успешно применена на месторождении Dorood-3.

ВЫБОР ОСНОВНЫХ РЕШЕНИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК (OIL RIMS DEVELOPMENT MAIN DECISIONS)

Мороз А.С.

(научный руководитель: ведущий научный сотрудник Труфанов С.В.)
Ухтинский государственный технический университет

Разнообразный и богатый опыт освоения нефтяных и газовых месторождений по всему миру говорит нам о том, что более 50% разрабатываемых и новых месторождений содержат в себе так называемые ТРИЗы (трудноизвлекаемые запасы углеводородов). Как правило трудноизвлекаемой называют нефть из-за качества самого сырья (физико-химические свойства), залегания нефти на больших глубинах и в сложных горно-геологических условиях, а также в виде тонких нефтяных оторочек нефтегазовых месторождений.

Такие нетрадиционные запасы углеводородов в большинстве своем не позволяют получить высокие технико-экономические показатели при разработке, и характеризуются экономической неэффективностью их извлечения при применении традиционных методов. Однако, доля таких нефтей в России, как и во всем мире, превышает 50 %.

Целью работы является выбор наиболее рациональных и экономически эффективных решений по разработке малопродуктивных тонких нефтяных оторочек нефтегазовых месторождений.

В данной работе применяются математические и численные методы исследования для прогнозирования основных показателей разработки тонких нефтяных оторочек при различных схемах расстановки, длинах горизонтальных участков и взаимной ориентации в пласте добывающих и нагнетательных скважин.

По мнению автора, научную новизну работы определяют следующие результаты исследований:

1. С использованием математических и численных инструментов дана качественная и количественная оценка коэффициентов извлечения углеводородов из тонких нефтяных оторочек.
2. Даны рекомендации по разработке тонких нефтяных оторочек, в том числе с применением горизонтальных скважин.
3. Предложены инженерно-технические и технологические решения для компенсации влияния осложняющих факторов.

Практическая ценность исследования состоит в том, что на основе применяемых математических, статистических и численных методов получены результаты, показывающие, что существуют рациональные и экономические эффективные варианты разработки тонких нефтяных оторочки.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ НЕФТЕОТДАЧИ МЕТОДОМ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ (INTENSIFICATION OF OIL RECOVERY BY SIDETRACKING ON THE EXAMPLE OF VANKOR FIELD)

Москалюк А.А.

(научный руководитель: доцент Нухаев М.Т.)

Институт нефти и газа Сибирский федеральный университет

Бурение горизонтальных скважин с боковыми стволами дает высокую производительность и существенное увеличение дебитов.

Для эксплуатации скважины с боковым стволом необходима максимальная глубина его забуривания, так как от глубины интервала горизонтального участка зависит многократное увеличение вероятности и возможности спуска глубинного насоса в старый ствол и обеспечение его бесперебойной работоспособности в течении долгого времени.

Бурение боковых стволов на месторождениях Западной и Восточной Сибири имеет ряд особенностей.

Во первых, большинство месторождений уже находится на последней стадии разработки, и для обеспечения стабильного уровня добычи нефти требуются все новые и новые подходы для рентабельной эксплуатации скважин, проведение продуктивных геолого-технических мероприятий.

Во вторых, это последствия ранее проведенных ГТМ, которые оказались неэффективны или малоэффективны.

В третьих, это конечно, же суровые климатические условия данного региона.

В статье рассмотрена эффективность ЗБС на Ванкорском месторождении, расположенного на севере Красноярского края. Месторождение было введено в эксплуатацию в 2009 году, а с 2016 года наблюдается снижение добычи нефти в связи с окончанием активной фазы бурения, недостаточными ГТМ на базовом фонде и большим процентом обводнённости продукции.

С 2014 по 2016 гг. на Ванкорском месторождении было пробурено более шестидесяти боковых стволов, большинство из которых оказались весьма удачными проектами.

На данный момент не существуют более эффективной концепции по решению проблемы снижения дебитов на заключительных стадиях жизни месторождения, чем ГС с БС, но только тесное сотрудничество геологов, геофизиков, буровиков, разработчиков и промысловиков может обеспечить успех и развитие новой технологии.

**ВЛИЯНИЕ ДЕЗАГРЕГАЦИИ ГЛИНИСТОЙ КОМПОНЕНТЫ НА
ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА НЕФТЕНОСНОГО
КОЛЛЕКТОРА
(THE INFLUENCE OF CLAY DESAGGREGATION ON FILTRATION
CAPACITY PROPERTIES OF OIL FIELD)**

Мосоян М.М.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Кадет В.В.)

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

Физико-химические явления, возникающие в пористой среде в ходе нарушения гидрохимического равновесия системы коллектор-пластовая вода, на сегодняшний день недостаточно изучены. Одно из таких явлений – дезагрегация глинистой компоненты горной породы и последующая миграция частиц в поровом пространстве. Движение взвеси в пласте в значительной степени влияет на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. От изменения проницаемости по отношению к соответствующим флюидам зависит продуктивность нефтяных и приемистость нагнетательных скважин.

В работе построена модель течения флюидов и произведен расчет технологических показателей разработки, позволяющих учитывать влияние переноса взвеси (частиц) в пористой среде. Данная модель основана на использовании перколяционной теории. Также получены зависимости относительной фазовой проницаемости от структуры порового пространства и характерного размера частиц взвеси. На основе численного моделирования процесса вытеснения нефти водой представлены расчеты профилей проницаемости и пористости.

Результаты численных расчетов, проведенных на базе перколяционной модели течения взвеси в пористой среде, хорошо согласуются с данными экспериментальных исследований.

**АНАЛИЗ ДЛИТЕЛЬНОЙ, БОЛЕЕ 10 ЛЕТ, ЭКСПЛУАТАЦИИ ПХГ В
НЕОДНОРОДНОМ КОЛЛЕКТОРЕ
(ANALYSIS OF MORE THAN 10 YEARS UNDERGROUND GAS
STORAGE EXPLOITATION)**

Муймаров В.А.

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

Создание и эксплуатация подземных хранилищ газа в водоносных пластах предполагает учёт различных природных явлений, оказывающих существенное влияние на эксплуатацию объектов. Одним из таких является гистерезис относительных фазовых проницаемостей (ОФП).

В случае многофазной фильтрации в поровом пространстве при изменении направления вытеснения пластового флюида на противоположное проявляется гистерезис ОФП, который проявляется в изменении зависимостей фазовых проницаемостей от насыщенностей и значений остаточных насыщенностей. Данные изменения происходят после каждого цикла закачки и откачки газа. Поэтому при проектировании ПХГ в пористых водоносных пластах является существенным учёт изменения зависимостей фазовых проницаемостей от насыщенности при разных направлениях вытеснения флюидов – воды газом и газа водой и разных последовательностях насыщения – дренаже и пропитке.

Метод оценки влияния гистерезиса ОФП на эксплуатацию ПХГ предполагает выполнение гидродинамических расчётов на примере участка пласта, дренируемого одной скважиной. Последовательность выполнения гидродинамических расчётов следующая:

1. Создание ПХГ – закачка газа в водоносный пласт в течение 3-х лет;
2. Циклическая эксплуатация ПХГ в течение 2, 5, 10 и 12 лет без учёта гистерезиса ОФП;
3. Циклическая эксплуатация ПХГ в течение 2, 5, 10 и 12 лет с учётом гистерезиса ОФП;

Выполненные расчёты позволят оценить влияние гистерезиса фазовых проницаемостей на работу ПХГ и сделать выводы об изменении интенсивности проявления гистерезиса за различные периоды эксплуатации.

СИЛЫ ТРЕНИЯ БУРИЛЬНОЙ КОЛОНЫ О СТЕНКИ СКВАЖИНЫ (FRICTION FORCES BETWEEN DRILL STRING AND BOREHOLE WALLS)

Мязин Т.О.

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

В работе рассматриваются силы трения буровой колонны о стенки скважины. Рассмотрен процесс перехода силы трения покоя к силе трения скольжения, а также теоретические и практические подходы к оценке значения сил, действующих в противоположном направлении движению колонны буровых труб. Проведена оценка влияния вращения колонны буровых труб на осевую составляющую силы трения. При вращении большая часть сопротивления трения действует в тангенциальном направлении, а поступательному перемещению трубы препятствует очень небольшая оставшаяся часть. Значение осевой составляющей силы трения находится в прямой зависимости от скорости вращения колонны, таким образом, теоретически, при угловой скорости, стремящейся к бесконечности, осевая составляющая силы трения будет стремиться к нулю.

В настоящее время широкое применение находят скважины с большим отходом от вертикали, где влияние сил трения на перемещение буровой колонны имеют исключительное значение. В данной работе проведен ряд симуляций поведения колонны буровых труб в скважинах с тангенциальным профилем и одинаковой глубиной начала искривления, но с различными зенитными углами. Результатом симуляции явилось определение зависимостей силы трения от ряда факторов, таких как, скорость вращения долота, величина нагрузки на долото. Сила трения находится в прямой зависимости от нагрузки на долото, очевидно по причине увеличения прижимающей силы из-за потери устойчивости буровой колонны. В скважинах с большим отходом от вертикали сила трения может приобретать такие значения, при которых колонна буровых труб, при определенных нагрузках на долото, может переходить к синусоидальному и даже винтовому изгибу. Возможность снижения значения силы трения посредством вращения буровой колонны показывает явное преимущество использования верхних силовых приводов в совокупности с роторно-управляемыми системами и растворов на углеводородной основе для создания оптимальных режимов бурения во время строительства скважин.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЕБИТА ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ (DETERMINING THE OIL FLOW IN A HORIZONTAL WELL DURING THE DEVELOPMENT OF RESERVOIRS WITH HIGHLY VISCIOUS OIL)

Надыров А.И.

(научный руководитель: профессор Владимиров И.В.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Одной из важнейших особенностей разработки залежей высоковязких нефтей является наличие при фильтрации через пористую среду градиента динамического давления сдвига (ГДДС). При проектировании разработки таких залежей важен правильный прогноз технологических режимов работы добывающих и нагнетательных скважин, который бы обеспечил более полную выработку коллектора. Снижение пластовых градиентов давления ниже ГДДС будет приводить к значительному уменьшению удельных подвижных запасов добывающих скважин, и соответственно к образованию больших застойных зон на периферии коллектора.

Цель работы состояла в анализе результатов расчета дебита горизонтальной скважины на гидродинамической модели при наличии ГДДС и сравнении их с расчетами по аналитической формуле Joshi.

В итоге, выделим следующие выводы по проделанной работе:

1. Использование формулы Joshi в случае разработки залежей высоковязких нефтей с ГДДС будет приводить к некорректному прогнозу дебитов добывающих скважин.

2. С увеличением абсолютной проницаемости коллектора при тех же значениях ГДДС, дебиты горизонтальной скважины будут снижаться более интенсивно.

3. С увеличением длины горизонтального ствола будут расти градиенты давления в пласте, и соответственно влияние ГДДС на производительность скважины будет меньше.

4. При использовании любой длины горизонтального ствола имеются определенные значения ГДДС, при которых дебиты скважин практически одинаковые вне зависимости от абсолютной проницаемости коллектора.

5. При больших значениях ГДДС вследствие уменьшения зоны дренирования с увеличением проницаемости коллектора будет происходить снижение дебитов горизонтальных скважин.

Выявленные закономерности представляют большой теоретический и практический интерес при разработке трудноизвлекаемых запасов нефти.

**КРАТКОВРЕМЕННАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН –
ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНЫЙ СПОСОБ ДОБЫЧИ НЕФТИ ДЛЯ МАЛО-
И СРЕДНЕДЕБИТНЫХ СКВАЖИН.
(SHORT-TERM WELL OPERATION [STWO] - ENERGY-EFFICIENT
METHOD OF PRODUCTION FOR LOW AND MEDIUM
PRODUCTION WELLS)**

Назин Е.А.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Игrevский Л.В.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Экономия электроэнергии – крайне важный аспект жизни современного общества, затрагивающий не только отдельно взятого человека, но также и производительные сферы, например, нефтедобывающую отрасль.

По данным некоторых нефтяных компаний РФ около 50% затрат на добычу нефти приходится именно на электроэнергию.

Количество мало- и среднедебитных скважин значительно превышает количества высокодебитных скважин, а удельное энергопотребление мало- и среднедебитных скважин больше, чем на высокодебитных скважинах, что приводит к огромным затратам на электроэнергию.

Одним из способов энергоэффективного решения для добычи нефти является эксплуатация в периодическом режиме, а в частности, кратковременная эксплуатация скважин (КЭС).

С экономической точки зрения, кратковременная эксплуатация является наиболее эффективным способом механизированной добычи. Главное конкурентное преимущество кратковременной эксплуатации – снижение себестоимости добычи нефти. Оно достигается одновременным положительным воздействием на все основные составляющие себестоимости добычи нефти: увеличение объёмов добычи, увеличение МРП, снижение энергопотребления. При незначительном увеличении стоимости добывающего оборудования КЭС позволяет не только увеличить объёмы добычи нефти на 10–15%, но и в два-три раза сократить энергопотребление.

Для сравнения энергоэффективности было сделано моделирование работы скважины в режиме непрерывной эксплуатации насосом ЭЦН-20-1500 и моделирование работы скважины при КЭС с помощью насоса ЭЦН-80-1500 на учебной модели, проведены расчеты энергопотребления, включая расчеты потерь энергии и показан экономический эффект режима кратковременной эксплуатации скважин.

МЕТОДИКА ПОДСЧЕТА ЦИКЛОВ НАГРУЖЕНИЙ ДЛЯ ИССЛЕДОВАНИЯ НАДЕЖНОСТИ БУРИЛЬНОГО ИНСТРУМЕНТА (METHOD OF CALCULATION OF LOAD CYCLES FOR DETERMINATION OF DRILLING TOOL RELIABILITY)

Насери Я.С.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Кульчицкий В.В.)

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

Для определения срока службы элементов бурильного инструмента традиционно заполняется таблица в паспорте бурильного инструмента. Например для бурильной трубы указываются номер скважины, месторождение, вес трубы, длина трубы, количество трубы, способ бурения, интервал проходки, накопленная эксплуатация, дата начала и окончания работы комплекта на скважинах.

Новый метод контроля рекомендован Для определения срока службы элементов компоновок низа инструментов. Инструмент моделируется в программном обеспечении для трехмерного-моделирования на основе его схемы или чертежа в паспорте. Далее на основе ожидаемых осевой нагрузки, крутящего момента и давления с помощью программных обеспечений с применением метода конечных элементов проводят анализ для выяснения допустимых количества циклов до усталостного износа инструмента при различных механических условиях.

Целью методов подсчета циклов является сравнение переменных амплитуд данных усталости и графиков с простыми циклическими нагрузками с постоянными амплитудами. С помощью линейного правила повреждения, то есть накопления каждого отдельного вида цикла $\sum n_i/N_{fi} = 1$, для определения срока службы инструмента.

Метод течения дождя, предложенный Матсуисши и Эндо применяется для выполнения подсчета циклов. Данный метод самый известный и вероятно лучший метод подсчета циклов. История нагрузка-время, напряжение-время, или деформация-время рисуется таким образом, чтобы вертикальная ось вниз отобразила время, эти авторы считают, что горизонтальное смещение на следующий уровень напоминает течение дождя вниз на кровлях пагоды, тут дождь соответствует истории пиков и подошв механических параметров. Поэтому этот метод называется «Подсчет течением дождя».

**ПРОБЛЕМЫ ОЧИСТКИ СКВАЖИН ПРИ БОЛЬШИХ ЗНАЧЕНИЯХ
ЗЕНИТНЫХ УГЛОВ
(PROBLEMS OF CUTTING TRANSPORTATION IN HIGHLY
DEVIATED WELLS)**

Нгуен К.К.

(научный руководитель: к.т.н., профессор Левинсон Л.М.)
Уфимский государственный нефтяной технический университет

За последние годы с развитием технологии бурения, направленные и горизонтальные скважины играют важную роль в поддержании объемов добычи и поиска новых запасов. Однако до сих пор остается много вопросов, которые требуют скорейшего решения. Одной из таких проблем является очистка скважины от бурового шлама.

При бурении направленных и горизонтальных скважин возникают проблемы передачи нагрузки на долото и очистки скважины от шлама. Опыт бурения подобных скважин показывает, что сложности по нагрузке на долото начинаются при зенитных углах примерно с 50-55°. При бурении горизонтальных участков, когда стальная бурильная колонна лежит на нижней стенке скважины, а замки препятствуют прохождению шлама и скребут стенку, очень сложно создать необходимую нагрузку на долото и определить ее по гидравлическому индикатору веса. Очистка скважины от бурового шлама, наряду с передачей нагрузки на долото, также является одной из главных проблем при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин. Интервалы скважин с большим зенитным углом являются местами оседания бурового шлама и возникновения шламовых пробок, что может привести к прихватам и дополнительному времени на их устранение.

Транспортирование выбуренной породы в горизонтальном стволе является сложным процессом, познание которого требует привлечение таких наук, как гидроаэромеханика, реология, термодинамика, механика. Несмотря на многочисленные исследования бурения наклонных и горизонтальных скважин, в открытой печати имеется незначительное количество работ, посвященных этой тематике. В работе рассмотрены проблемы, возникающие при очистке ствола направленных и горизонтальных скважин и пути их решения.

СКРИНИНГ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ (ENHANCED OIL RECOVERY SCREENING)

Несмелов Р.В.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Пятибратов П.В.)

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

Современная ситуация в нефтедобывающей отрасли Российской Федерации характеризуется ростом доли трудноизвлекаемых запасов. Для поддержания темпов добычи приходится вовлекать в разработку месторождения с остаточной или высоковязкой нефтью, тонкие нефтяные оторочки или нефтяные месторождения с обширными подгазовыми зонами. Для поддержания высоких темпов добычи и приемлемых коэффициентов нефтеизвлечения традиционных (базовых) методов недостаточно, поэтому особую роль приобретают методы увеличения нефтеотдачи (МУН). Развитие и внедрение этих методов позволило увеличить мировые извлекаемые запасы нефти в 1,4 раза. Эксперты предполагают, что масштабное применение методов увеличения нефтеотдачи к 2020 году позволит увеличить нефтеотдачу в мире с 35 до 50%.

Руководствуясь вышесказанным, можно заявить, что одной из важнейших задач в настоящее время является правильный анализ информации для качественного принятия решения по выбору того или иного метода увеличения нефтеотдачи в зависимости от геологических условий рассматриваемого объекта.

Поиск наиболее эффективного метода воздействия осложняется неоднозначностью критериев выбора или неполнотой входной информации, а также необходимостью обработки как количественной, так и качественной информации. Поэтому целью работы является создание программного продукта, позволяющего в условиях нечетких входных данных, руководствуясь критериями, дать экспертную оценку применимости какого-либо метода увеличения нефтеотдачи в конкретных геолого-физических условиях.

Решения по эффективности применения какого-либо метода принимаются на основе обобщения опыта практического применения этих методов на месторождениях мира.

Программный продукт был написан в среде программирования Visual Basic, на основе троичной “булевой” логики и нечеткой логики, и позволяет численно оценить применимость того или иного метода воздействия.

**КОМБИНИРОВАННЫЙ МЕТОД ОСВОЕНИЯ ОСЛОЖНЕННЫХ
НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ УСТРОЙСТВА
ГИДРОИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ И
МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНОГО КИСЛОТНОГО РЕАГЕНТА RM-EC
(COMBINED METHOD OF MASTERING THE COMPLICATED OIL
WELLS USING DEVICES HYDROPULSE STIMULATION AND
MULTI-ACID REAGENT RM-EC)**

Нигматов Л.Г.

(научный руководитель: старший преподаватель Ахмедзянов О.Х.)
Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Оренбурге

В связи с быстро растущим числом осложненных скважин и скважин с малым дебитом, проблема освоения нефтяных месторождений Оренбургской области является важной проблемой для экономики региона. Основными причинами снижения продуктивности большинства скважин является снижение проницаемости пласта и снижение фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны скважины (ПЗС) при их эксплуатации.

Техногенные изменения природной структуры порового пространства происходят и при фильтрации флюидов в процессе разработки залежей. Технологические (закачиваемая в пласт вода) и природные (нефти) флюиды содержат большое количество твердых частиц самого различного происхождения – механические, солевые, биологические, парафиновые, смолоасфальтеновые и др. При фильтрации флюидов происходит закупорка части пор этими частицами (кольматация поровых систем).

При определенной степени насыщения порового пространства кольматирующей средой может быть достигнут порог проводимости и поровая система станет практически нефилтующей. Такая ситуация возможна при использовании некачественных глинистых растворов для вскрытия пластов. В таких случаях природная проницаемость может быть снижена в сотни раз.

Целью работы является совершенствование технологии повышения фильтрационных свойств пластов путём очистки ствола и призабойной зоны скважин воздействием многократного гидроимпульсного воздействия на пласт, а также внедрение разработанных технических и химических средств, обеспечивающих её реализацию.

Рассмотрев существующие технические решения устройств позволяющие разрушить призабойную зону пласта, и выявив их недостатки, нами предложено устройство для многократного гидроимпульсного воздействия на пласт, которое можно применять совместно со струнными насосами при освоении скважины.

**ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ
ФАКТОРА ВЫНОСА ТВЕРДЫХ ЧАСТИЦ ИЗ ПРИЗАБОЙНОЙ
ЗОНЫ СКВАЖИН
(RESEARCH OF WELL OPERATION CONDITIONS UNDER
REMOVAL OF SOLID PARTICLES FROM WELL BORE ZONE)**

Никонов Е.И.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Вербицкий В.С)

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

Эксплуатация многих добывающих скважин погружными установками электроцентробежных насосов (УЭЦН) осложнена выносом из коллектора, представляющего собой слабосцементированный песчаник, твердой фазы. При попадании твердой фазы на прием погружного электроцентробежного насоса может происходить заклинивание и разрушение вращающихся элементов, ухудшаться напорно-энергетическая характеристика погружной насосной установки, накапливаться твердая фаза в выкидном патрубке верхней секции погружной насосной установки и на забое скважины.

В связи с этим в работе были рассмотрены причины разрушения пласта-коллектора и, как следствие, интенсивного выноса механических примесей в скважину. Рассмотрены способы предупреждения и предотвращения выноса твердых частиц из пласта и дальнейшего движения в составе добываемой продукции твердой фазы на прием погружного оборудования. Проведен сравнительный анализ эффективности использования забойных фильтров и погружных сепараторов механических примесей в составе погружного насосного оборудования.

На основе результатов исследований разработаны рекомендации по повышению эффективности эксплуатации скважин, осложненных выносом твердых частиц из пласта.

**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ
ТЕХНОЛОГИИ ПОДОГРЕВА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ
ГРЕЮЩИМ КАБЕЛЕМ ДЛЯ БОРЬБЫ С АСПО
(INTEGRATED APPROACH TO THE DEVELOPMENT OF WAX IN
WELL FLUID CONTROL TECHNOLOGY USING HEATING CABLE)**

Никулин В.Ю.

(научный руководитель: профессор Зейгман Ю.В.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

В работе предлагается комплексный подход к совершенствованию теплового метода борьбы с образованием асфальтеносмолопарафиновых отложений с использованием нагревательных кабелей, спускаемых в НКТ добывающих скважин. Данный подход подразумевает более точное определение как глубины начала образования АСПО, так и прогнозирование оптимальной мощности греющего кабеля для достижения парафинобезопасного режима работы скважины.

Для повышения точности глубины начала образования АСПО предлагается адаптированная для условий рассматриваемого месторождения методика расчета температуры, основанная на численном решении уравнений градиентов давления и энтальпии. Анализ точности показал, что полученная модель обладает максимальной точностью определения температуры по стволу скважины с отклонением в 4°C.

Был проведен анализ работы добывающих скважин с целью определения парафинобезопасного режима. Выяснено, что при достижении температуры продукции на устье выше 17°C (или при дебите выше 100 м³/сут) интенсивность образования отложений минимальна, а потребляемая кабелем мощность будет оптимальной для условий рассматриваемого месторождения.

Произведено исследование множества параметров эксплуатации скважины и получена зависимость между температурой жидкости на устье скважины и её подогревом от греющего кабеля, на основании которой построена номограмма для подбора удельной мощности кабеля при известных дебите и обводненности продукции. Полученная модель дублирует фактические данные применения кабеля на месторождении и может использоваться для прогнозирования оптимальных параметров его работы при любых режимах эксплуатации скважин.

Также подтвердилась полученная в более ранних исследованиях граница применимости метода в скважинах – при дебитах менее 60 м³/сут. Эффективность метода возрастает с уменьшением производительности.

**ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ ДЕВОНСКИХ КАРБОНАТНЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ
ПРОВИНЦИЙ
(ESPECIALLY THE DEVELOPMENT OF THE DEVONIAN
CARBONATE DEPOSITS OF THE TIMAN-PECHORA OIL AND GAS
PROVINCE)**

Нифадов В.В., Корепанова В.С., Казаков К.В.

(научный руководитель: Никитин В.Т.)

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

На территории Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции порядка 30% запасов нефти связаны с карбонатными отложениями. Около половины месторождений с запасами в карбонатных коллекторах приурочены к девонским отложениям и залегают на глубинах две тысячи и более метров. В разработку введено 53 таких месторождений.

Относительно непродолжительная история освоения этих объектов выявила ряд отличительных особенностей их разработки по сравнению со сравнительно хорошо изученными залежами карбонатов в Волго-Уральской провинции. Как правило, структура пустотного пространства девонских карбонатных отложений Тимано-Печорской провинции представлена ёмкостью порово-кавернозно-трещиноватого типа. Особенности выработки запасов в значительной мере определяются соотношением пустот указанных видов.

Промышленная нефтеносность рассматриваемого объекта связана главным образом с карбонатными отложениями нижнего девона расположенных на глубинах более 3000 м и содержащих нефть с вязкостью, не превышающей 5 мПа*с.

На основании выполненного комплекса исследований по данным пластам проведён сопоставительный анализ результатов интерпретации FMI, ГИС, ПГИ и выявлено, что:

- интервалы притока определяются, в основном, каверновыми интервалами, и вклад трещин в приток к скважинам незначительный;
- приток к скважинам из каверновых интервалов становится доминирующим при вторичной ёмкости выше 5%;
- каверны распространены, в основном, в верхней части пласта D1op1 (по изученным скважинам);
- высокие темпы падения дебита скважин и пластового давления указывают на прерывистость распространения каверновых зон по площади.

Указанные результаты легли в основу решений по совершенствованию системы разработки рассматриваемого объекта.

**АНАЛИЗ И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
РАЗРАБОТКИ. ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ И
РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ДАЛЬНЕЙШЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
СКВАЖИН ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
АКОБИНКА**

**(ANALYSIS AND FORECASTING OF THE MAIN INDICATORS OF
DEVELOPMENT. EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF GTM
AND RECOMMENDATIONS FOR FUTURE OPERATION OF WELLS
OF GAS CONDENSATE FIELD AKOBINKA)**

Нурмухамедов Т.Б.; Кравцов А.Н.

(научный руководитель: Халилов А.А.)

Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте

Газоконденсатное месторождение Акобинка административно расположено на территории Ямало-Ненецкого автономного округа. Продуктивные пласты небольшой мощности, залегающие в юрских и меловых отложениях, могут иметь тектонические экраны в виде разрывных нарушений с небольшими амплитудами смещения. Экспериментально установлено, что дизъюнктивные нарушения могут заполняться непроницаемыми для нефти, газа и пластовой воды карбонатными разностями. В процессе эксплуатации скважин отмечается образование гидратных пробок, забивающих скважинное оборудование. От выбора технологического режима разработки зависит вся последующая жизнь месторождения: количество скважин и сетка их расположения, сроки эксплуатации, выбор технического оснащения и оборудования ствола, устья и забоя, дебит, экологическая составляющая проекта. В работе приводится анализ основных показателей разработки для газоконденсатного месторождения Акобинка. Авторы при этом ссылаются на геологическую модель месторождения и, сравнивая ее с фактическими данными, полученными в ходе эксплуатации скважин, составляют прогноз дальнейшей разработки. Была проведена статистическая работа по определению технического состояния скважин, представлены предложения по их дальнейшей эксплуатации.

В ходе реализации проекта разработки под действием различных факторов могут возникнуть осложнения в виде кольтмации призабойной зоны скважины, обводнения, песчано-жидкостных пробок, гидратов и ряд других технологических образований. Данные явления крайне негативно сказываются на эффективности разработки месторождения, уменьшают межремонтный период и коэффициенты извлечения запасов. Для решения подобных проблем применяют соответствующие геолого-технические мероприятия.

**ПРИМЕНЕНИЕ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ КАК МУН И
АНАЛИЗ ЕГО ЭФФЕКТИВНОСТИ НА ПРИМЕРЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(APPLICATION OF THE CYCLIC FACTORY AS THE ENHANCED
OIL RECOVERY METHOD AND ANALYSIS OF ITS EFFICIENCY ON
EXAMPLE OF THE WEST SIBERIA FIELD)**

Нуртдинов А.Р.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Яркеева Н.Р.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Заводнение пласта является наиболее популярным и доступным средством поддержания пластового давления. Правильная схема заводнения коллектора является залогом успеха дальнейшего применения МУН.

На сегодняшний день многие месторождения России находятся на последних стадиях разработки, что означает большие потери добычи из-за существенной выработки запасов. Это вызвано тем, что фильтрационные потоки стабилизировались и выработали свой профиль вытеснения. Появляется необходимость перераспределения направления потоков жидкости в продуктивном коллекторе, что является основой для увеличения нефтеотдачи.

Известно, что периодическая остановка и возобновление закачки воды благоприятно влияет на повышение продуктивности добывающих скважин, а также снижает их обводненность и повышает нефтеотдачу пласта. В данной работе рассмотрены методы и последствия циклического заводнения на примере месторождений западной Сибири, обсуждается целесообразность и необходимость этого процесса в низкопроницаемых коллекторах и анализируются основные факторы, которые влияют на результаты циклического заводнения. Произведен сравнительный анализ месторождений, разрабатываемых как на обычном, так и на циклическом заводнении.

Преимуществами метода являются простота осуществления, применимость в широком диапазоне пластовых условий и достаточно высокая экономическая и технологическая эффективность. В работе также показано, что циклическое заводнение может быть реализовано не только на ранней, но и с достаточной эффективностью на любой стадии разработки. Предложены решения по повышению эффективности закачки и снижения возможных потерь подвижных запасов нефти.

**МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ОЦЕНКИ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ
ПОКАЗАТЕЛЕЙ СКВАЖИНЫ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ
ДАННЫМ
(MATHEMATICAL MODEL OF EVALUATION OF INDICATORS
GASDYNAMIC WELL ON PERFORMANCE DATA)**

Овчинников Ю.А.¹

(научный руководитель: к.т.н. Ротов А.А.²)

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

Для принятия решений на уровне менеджмента по разработке газовых месторождений необходимо производить детальную и глубокую обработку данных. Газодинамические исследования скважин на установившихся режимах фильтрации являются одним из способов получения информации, необходимой для контроля за разработкой газовых месторождений.

Целью данной работы является разработка методики оценки газодинамических характеристик газовой скважины по ее эксплуатационным показателям и создание средств автоматизации данного процесса.

Наблюдения за результатами исследований добывающих скважин северных месторождений сеноманского газа позволяют сделать вывод, что фильтрационные характеристики скважин, как правило, являются медленно изменяющимися во времени параметрами. А изменение режимов эксплуатации скважины по своей сути является схожим процессом с ГДИ, различие состоит лишь в более узком диапазоне расходов газа. Определение оптимальной периодичности ГДИ было проведено на основе анализа накопленной информации о результатах предшествующих исследований с помощью разработанной математической модели скважины, позволяющей контролировать соответствие результатов исследований эксплуатационным режимам на основании сравнения фактического и расчетного устьевого давления. Возникновение существенных отличий фактических и расчетных режимов скважины свидетельствует о необходимости уточнения ее характеристик и может рассматриваться как критерий для определения наиболее оптимального момента проведения очередного ГДИ.

Результаты исследования показали, что разработанная модель способна существенно сократить затраты на проведение исследований, повысить точность определения характеристик газовой скважины и оптимизировать периодичность проведения ГДИ на промысле.

АНАЛИЗ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ (ANALYSIS OF MULTI-STAGE HYDRAYLIC FRACTURING OF WESTERN SIBERIA FIELD)

Паливода В.Р., Ванина А.С.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Деньгаев А.В.)

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

На данный момент Россия является одной из стран, добыча в которой затруднена, а доля трудноизвлекаемых запасов (ТриЗ) с 1965 года возросла с 20 до 70%. Также Россия занимает лидирующее место в мире по объему запасов сланцевой нефти. В данных условиях сохранить темпы добычи нефтяных месторождений возможно с применением новых либо усовершенствованием уже существующих технологий разработки.

Одним из способов удержания рентабельных уровней добычи углеводородов в ухудшающихся геологических условиях является применение новых систем заканчивания скважин, в том числе и многостадийный гидроразрыв пласта в горизонтальных скважинах (МГРП в ГС). Многостадийный гидроразрыв пласта является основным способом разработки месторождений углеводородов в плотных, низкопроницаемых породах, которые составляют большую часть месторождений Западной Сибири.

Основным методом оценки эффективности МГРП являются численные решение задач с использованием гидродинамических симуляторов, позволяющих моделировать различные варианты разработки. В данной работе представлен анализ уже существующих скважин.

В результате проделанной работы были получены характерные зависимости параметров работы скважины в зависимости от дизайна МГРП, в том числе на Приобском месторождении, а также выработаны рекомендации по проведению операции.

КОНЦЕПЦИЯ ОСВОЕНИЯ РУСАНОВСКОГО И ЛЕНИНГРАДСКОГО ГКМ (DEVELOPMENT CONCEPT OF THE RUSANOV AND LENINGRAD GCF)

Пантелеев В.О.

(научный руководитель: профессор Мирзоев Д.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Освоение шельфовых месторождений – это первоочередная задача, стоящая перед нефтедобывающей отраслью. Учитывая роль нефти и газа в современной экономике России, перспективы развития углеводородного потенциала российского шельфа Арктики, и ухудшающуюся тенденцию динамики добычи и структуры запасов в традиционных районах освоения. Безусловно, арктический шельф необходимо рассматривать, как стратегический резерв углеводородов, стратегический потенциал России.

На шельфе Карского моря сосредоточено большое количество запасов углеводородов, преимущественно газ и газоконденсат. Ленинградское и Русановское ГКМ, по предварительной оценке, суммарно содержат 4,54 трлн м³ газа и 15,4 млн т конденсата, по категории С2.

Для того, чтобы выбрать технико-экономически рациональную концепцию обустройства данного региона, необходимо детально разобрать вопросы, связанные с комплексным освоением входящих в него месторождений.

В работе рассмотрена концепция освоения Русановского и Ленинградского ГКМ Карского моря.

Поставленная задача, включает в себя рассмотрение ряда факторов, в частности:

- ознакомление с районом проведения работ;
- природно-климатические условия Карского моря;
- технико-технологические решения по обустройству;
- выбор оптимальной схемы освоения месторождений.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ПАВ НА
АБРАЗИВНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД
(INVESTIGATION OF VARIOUS SURFACTANTS INFLUENCE ON
ROCKS ABRASIVITY)**

Пантюхин А.А

(научный руководитель: ассистент Моренов В.А.)

Санкт-Петербургский Горный университет

При строительстве скважины, процесс углубления напрямую связан со свойствами буримых горных пород, одним из основных является - абразивность. Как известно, абразивность – это свойство горных пород изнашивать контактирующие с ними части бурового оборудования, в том числе и элементы КНБК (компоновки низа бурильной колонны), что приводит к износу и, соответственно, выходу из строя.

Наиболее абразивными являются крупнокристаллические породы, состоящие из зерен твердых минералов, слабо связанных между собой, и образующие при бурении крупный остроугольный шлам. При бурении в трещиноватых и пористых породах резцы буровой коронки обкалывают острые края трещин и образующиеся при этом крупные угловатые частицы породы перетираются под торцом, вызывая интенсивный износ породоразрушающего инструмента. Кроме того, объем бурового шлама при бурении таких пород значительно увеличивается за счет частичного разрушения керна в зоне его входа в колонковую трубу, что также существенно повышает износ инструмента

В связи с этим, исследования, направленные на снижение влияния абразивного износа, являются актуальными. Поэтому в данной работе оценивается влияние различных веществ на абразивный износ, что позволит увеличить продолжительность работы бурового оборудования и элементов КНБК.

В статье представлены исследования влияния различных видов водных растворов ПАВ на абразивность горных пород. Экспериментальные исследования были проведены на приборе ПОАП-2.

Абразивность горной породы зависит от твердости породообразующих минералов, от характера сцепления зерен друг с другом, от крупности и формы зерен, от плотности породы и степени ее трещиноватости.

На основании полученных результатов можно сделать вывод, что наибольшее снижение коэффициента абразивности, в сравнении с сухим песком показывает раствор Катамина-АБ концентрацией 0,5 %.

Дальнейшие исследования направлены на разработку составов буровых растворов, с добавкой Катамина-АБ, для снижения коэффициента абразивности горных пород и снижения изнашивания, контактирующих с ними частей бурового оборудования, в том числе и элементов КНБК.

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ АЗОТАНАПОЛНЕННЫХ
ТАМПОНАЖНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН
В ИНТЕРВАЛАХ АНПД
(ANALYSIS OF THE APPLICATION OF NITROGEN FILLED
PLUGGING SYSTEMS FOR CEMENTING IN THE ABNORMALLY
LOW RESERVOIR PRESSURE (ALRP) INTERVALS)**

Пастернак Н.А.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Зозуля В.П.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Наличие пластов с аномально низкими давлениями часто является причиной поглощений цементных растворов, что приводит к недоподъему тампонажной смеси до необходимой высоты и к некачественному разобщению продуктивных горизонтов. В большинстве случаев поглощение цементных растворов приводит к межколонным нефтегазопроявлениям и нарушению целостности обсадных колонн. Для успешного цементирования скважин и разобщения продуктивных горизонтов в условиях аномально низких пластовых давлений необходимо в первую очередь создать на пласты такое противодействие, чтобы в период образования достаточно прочного цементного камня система пласт - скважина находилась в равновесном состоянии.

Равновесное состояние этой системы при цементировании можно поддерживать, применяя тампонажные растворы с соответствующими свойствами:

- Плотность раствора должна быть от 1000 до 1400 кг/м³;
- Реологические параметры, в первую очередь вязкостные, должны обеспечивать равновесие системы пласт — скважина при цементировании обсадных колонн регулированием гидравлических сопротивлений в заколонном пространстве.

Использование минеральных облегчающих добавок способствует снижению плотности цементного раствора с 1860 до 1400 кг/м³. Имеется необходимость применения тампонажных растворов плотностью ниже 1400 кг/м³, что невозможно при использовании минеральных облегчающих добавок с сохранением свойств раствора (камня), удовлетворяющих требованиям обеспечения надежности разобщения вскрываемых пластов. Получение тампонажных растворов с более низкой плотностью возможно за счет аэрирования тампонажных композиций. Применение инертных газообразных веществ и их смесей с тампонажными растворами позволяет создавать новые технологии, совершенствовать и интенсифицировать известные методы.

Основной целью работы является исследование повышения качества крепления скважин, имеющих в разрезе, высокопроницаемые, с низкими пластовыми давлениями пласты, путем применения технологии цементирования азотонаполненными тампонажными системами.

ЗАВИСИМОСТЬ ГЕОМЕТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНЫ ГРП ОТ ОБЪЕМА ЗАКАЧАННОЙ ЖИДКОСТИ В ПЛАСТЕ С РАЗЛИЧНЫМИ СЖИМАЮЩИМИ НАПРЯЖЕНИЯМИ В СЛОЯХ (DEPENDENCE OF THE GEOMETRIC PARAMETERS OF THE FRACTURE ON THE VOLUME OF INJECTED FLUID IN THE FORMATION WITH DIFFERENT COMPRESSIVE STRESSES IN THE LAYERS)

Перепечкин И.М., Быков А.А., Евдокимов А.Ю.
МФТИ (ГУ)

В данной работе исследуется зависимость геометрических параметров трещины от объема закачанной жидкости. Основным параметром для описания ее геометрии рассматривается отношение ширины к высоте (aspect ratio). При этом объем закачиваемой жидкости является одним из наиболее просто варьируемых параметров, характеризующих процесс закачки жидкости в разрываемый пласт, что только повышает интерес к результирующему влиянию этого параметра на результат. Принимается, что свойства пласта описываются упругой моделью, а свойства жидкости - степенной.

Для моделирования роста трещины применялась Planar3D модель, критерием продвижения фронта трещины служило превышение коэффициентом интенсивности напряжения значения трещиностойкости породы пласта.

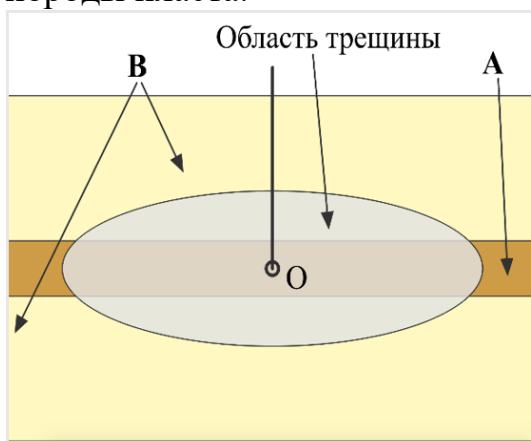


Рисунок 1, расчетная область

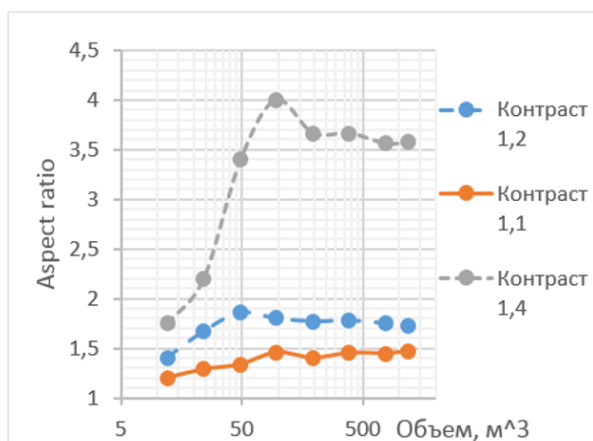


Рисунок 2, результаты

В области А на Рис. 1 горизонтальное сжимающее напряжение равно $1\text{E}+7$ МПа, а области В варьируется для разных расчетов. Упругие модули одинаковы по во области расчета. Дебит жидкости постоянен во времени. Закачка жидкости производится из точки О.

Как видно на рисунке 2, соотношение длины к высоте трещины монотонно растет при увеличении объема закачки до момента, когда соотношение сторон достигает максимума, а затем, наблюдаются незначительные колебания соотношения сторон.

НОВЫЙ СПОСОБ ОБРАТНОГО ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ (A NEW METHOD OF REVERSE CEMENTING)

Петров П.В., Веселухин Н.В., Зарипов А.Р.

(научный руководитель: профессор Агзамов Ф.А.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Обратный способ цементирования обсадных колонн, несмотря на свои очевидные преимущества, имеет недостатки, которые сдерживают его широкое использование. Нами предложен способ обратного цементирования в значительной степени лишенный недостатков.

Суть способа состоит в том, что перед цементным раствором в затрубное пространство закачивается буферная жидкость, содержащая ферромагнитный наполнитель или обладающая ферромагнитными свойствами. Для активации ферромагнитной буферной жидкости внутрь обсадной колонны на кабеле спускается магнит постоянный или электрический. Под действием магнита ферромагнитная жидкость в затрубном пространстве структурируется и образует высоковязкую пачку, поверх которой закачивается тампонажный раствор. Для обеспечения свободного прохождения магнита внутри обсадной колонны он имеет специальное роликовое устройство.

Технология проведения работ: при закачке цементного раствора одновременно производится спуск магнита, который через ферромагнитный буфер удерживает цементный раствор. По мере заливки цементного раствора в затрубное пространство производится спуск магнита и, соответственно буферной жидкости, причем скорости закачки и спуска должны быть синхронизированы. К моменту окончания процесса цементирования (затрубное пространство заполнено цементом, магнит дошел до забоя) электромагнит отключают и приподнимают для того чтобы цементный раствор выдавил буферную жидкость внутрь обсадной колонны и образовал небольшой цементный стакан. После этого выкидная линия на цементировочной головке закрывается и процесс цементирования считается завершенным.

Преимущество состоит в том, что исключается

- языковое течение;
- перемешивание цементного раствора и буферного раствора;
- обеспечивается контроль процесса цементирования;
- обеспечивается полное замещение промывочной жидкости.

Наибольшую перспективу данный способ может представлять при цементировании кондукторов, промежуточных, эксплуатационных колонн, а так же неметаллических (пластиковых) обсадных колонн.

ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТАДИЙНОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ (MULTISTAGE FRACTURING TECHNOLOGIES IN HORIZONTAL WELLS)

Петрова С.Д.

(научный руководитель: доцент Телков В.П.)

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

На сегодняшний день ввиду ухудшения структуры запасов, необходимости применения современных технологий разработки и стимуляции резервуаров активно тиражируется технология многостадийного ГРП (МГРП).

В условиях широкого распространения на практике технологий многократного гидроразрыва пласта актуальность теоретических исследований возрастает по причине того, что по данным опытных работ на месторождениях эффективность при повторном ГРП снижается в отличие от первого (базового) ГРП.

На данный момент существуют следующие технологии проведения повторного ГРП в горизонтальных скважинах:

1. Стандартные компоновки МГРП с шарами;
2. Компоновки с многоразовыми открывающимися/закрывающимися портами.

В результате анализа и обработки материалов промыслового внедрения технологий МГРП выявлено, что прирост по накопленной добыче нефти в ГС наблюдается при увеличении количества стадий ГРП, причем зависимость между ними нелинейна.

Применение многостадийного гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине при её проводке в наиболее продуктивной части пласта имеет преимущества над наклонной, условно горизонтальной скважиной, охватывающей все пропластки.

С учетом ежегодного увеличения объемов бурения высокотехнологичных, дорогостоящих горизонтальных скважин в работе рассмотрена проблема повышения эффективности их эксплуатации. Приведены различные варианты для проведения поинтервальных повторных ГРП в горизонтальных скважинах с компоновками МГРП.

В результате проделанной работы можно сказать, что многостадийный гидроразрыв является одной из самых современных и эффективных технологий в нефтяной отрасли.

ПЕРСПЕКТИВНАЯ РАЗРАБОТКА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ АРКТИЧЕСКОГО РЕГИОНА (PERSPECTIVE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS CONDENSATE DEPOSITS OF THE ARCTIC REGION)

Полякова В.А.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Синцов И.А.)

Тюменский индустриальный университет

Из-за сложности фильтрационных и термодинамических процессов в нефтегазоконденсатных пластах, а также недостатка промыслового опыта, нефтегазоконденсатные залежи требуют особенно тщательного изучения способов разработки и эксплуатации.

В действительности при разработке нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных коллекторов используют только наиболее простые подходы, заключающиеся в бурении горизонтальных скважин и разработке на естественном режиме, несмотря на достаточно большое количество способов и технологий их разработки.

После проведенного патентного поиска и детального анализа российской и зарубежной литературы были выделены следующие группы:

- 1) Повышение газоизолирующей способности водяного барьера, увеличение безгазовых дебитов по нефти за счет барьерного заводнения и достижение определенного уровня минерализации закачиваемой воды.
- 2) Поддержание давления в течение всего периода разработки, с помощью заводнения и создания давления смешиваемости газа из газовой шапки и нефти.
- 3) Увеличение полноты извлечения запасов, с помощью создания смешанных систем заводнения; создания искусственных депрессии в нефтенасыщенную часть залежи; воздействия на пласт упругими ваннами; закачки растворителя, раствора ПАВ.
- 4) Повышение темпов разработки залежи с помощью одновременной закачки теплоносителя и закачки воды с определенной температурой.

В работе были проведены расчеты на моделях нефтегазоконденсатных коллекторов для условий, характерных для пластов групп БП, БТ, БУ месторождений севера ЯНАО, для других групп с целью выявления наиболее оптимальных способов разработки подгазовых зон с нефтяными оторочками малой толщины. Это позволило оценить эффективность каждого из методов, а также произвести ранжирование данных методов применительно к конкретным продуктивным комплексам.

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ
ОБЪЕКТА БВ7 ЮЖНО-ВЫИНТОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(EVALUATION OF WATER FLOODING SYSTEM THE
EFFECTIVENESS OBJECT BV7 YUZHNOVIINTOISKOGO FIELD)**

Полякова Н.С.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Ваганов Л.А.)

Тюменский индустриальный университет

В административном отношении Южно-Выинтойское нефтяное месторождение расположено в Сургутском районе Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области

На месторождении выделено 3 объекта разработки: БВ₇, ЮВ₁, Ач. Наибольшая доля извлекаемых запасов по категории АВ₁ приходится на объект БВ₇ (19422 тыс.т -94,4%).

По сложности геологического строения месторождение относится ко II группе сложности («сложное» или «очень сложное»), характеризующимся наличием зон литологических замещений коллекторов неколлекторами, выклинивания, невыдержанности толщин и коллекторских свойств пластов. В составе горизонта БВ₇ выделено четыре отдельных песчаных пласта, разобщенных глинистыми прослоями толщиной от 1 до 10-15 м.

С 2007 года на объекте формируется обращенная семиточечная система разработки с расстоянием между скважинами 550 м. По результатам работы скважин, объект характеризуется значительной перекомпенсацией отборов закачкой.

Для обеспечения эффективности системы заводнения необходимо своевременно определять проблемные участки для дальнейшего назначения соответствующих мероприятий на нефтяных и нагнетательных скважинах.

Цель работы:

1. Разработка методики позволяющей проводить мониторинг процесса заводнения и отслеживание динамики обводнения добывающих скважин с использованием 6-компонентного анализ проб воды, а также статистической обработки технологических показателей работы скважин с помощью коэффициента парной корреляции Спирмена с последующим формированием адресной программы ГТМ

2. Разработка методики расчета необходимого объема закачки воды на основе анализа поскважинной компенсации с учётом коэффициента взаимовлияния скважин

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОЗАБОЙНОГО БУРЕНИЯ НА ШЕЛЬФЕ СОЦИАЛИСТИЧЕСКОЙ РЕСПУБЛИКИ ВЬЕТНАМ (APPLICATION OF MULTILATERALS DRILLING TECHNOLOGY ON OFFSHORE OF THE SOCIALIST REPUBLIC OF VIETNAM)

Потапов А.В.

(научный руководитель: профессор Оганов Г.С.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Актуальность темы работы обусловлена возможностью снижения затрат на разработку месторождения, вследствие совмещения геологоразведочных работ с бурением эксплуатационных скважин.

Блок 12/11 расположен в 350 км к юго-востоку от города Вунг Тау. В пределах данного блока находится месторождение Thien Nga на котором и рассматривается применение технологии многозабойного бурения. На месторождении пробурено 2 скважины, в первой из которых получен промышленный приток газа. Глубина моря в районе ведения работ составляет 81 м.

Строительство скважины планируется осуществлять в три основных этапа: 1) бурение пилотного наклонно-направленного ствола с последующим испытанием продуктивного горизонта в открытом стволе и дальнейшей его ликвидацией путем установки цементных мостов; 2) бурение первого горизонтального ствола; 3) зарезка из эксплуатационной колонны и бурение второго горизонтального ствола.

Соединение основного ствола с боковым будет реализовано по 5 уровню сложности, в соответствии с международной классификацией. В работе приводится обоснование выбора уровня сложности. Кроме того, подобрано необходимое оборудование, с учетом его наличия в конкретном регионе. Также был проанализирован опыт использования выбранного оборудования, в результате чего, выявлены основные достоинства и недостатки его применения.

Построение профиля скважины производилось с использованием специального программного обеспечения «Landmark Compass». Приведено обоснование количества обсадных колонн, глубин их спуска и интервалов цементирования с учетом опыта строительства скважин на соседних месторождениях.

Технология строительства многозабойных скважин является актуальным направлением для применения на шельфе Социалистической Республики Вьетнам, особенно на месторождениях с малыми запасами, что позволит сделать их разработку более рентабельной.

ПРИМЕНЕНИЕ ГАЗОВЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ КИН В НАКЛОННО-ЗАЛЕГАЮЩИХ ПЛАСТАХ (IMPROVING OIL RECOVERY FROM DIPPING RESERVOIRS BY GAS INJECTION)

Потачин Р.Е., Москвин К.С.

(научный руководитель: д.т.н., доцент Назарова Л.Н.)

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

Во всем мире с каждым годом возрастает интерес к методам повышения нефтеотдачи пластов (далее – «МУН»), проводятся научные, лабораторные и полевые испытания для выявления наиболее эффективных способов воздействия на пласт. Ведь если увеличить коэффициент нефтеотдачи пластов (далее – «КИН») на 20 – 30 %, то это будет равносильно открытию новых нефтяных месторождений при минимальных затратах на геологические изыскания и на их обустройство. Очевидно, что этот интерес напрямую связан с вступлением большого числа высокопродуктивных месторождений в позднюю стадию разработки, характеризующуюся интенсивным снижением добычи нефти и значительным ростом обводненности, а также неблагоприятными качественными характеристиками запасов нефти в залежах, вновь вводимых в разработку.

Одним из основных путей увеличения нефтеотдачи пластов, вслед за традиционным заводнением, является использование газовых методов. Данная технология пока не нашла широкого применения в РФ (сравнительно с США и некоторыми другими странами) и как следствие недостаточно широко освещена в отечественной научной литературе.

В данной работе был проанализирован и обобщен современный мировой опыт разработки нефтяных месторождений с использованием газовых МУН. Исследована возможность и эффективность применения газовых МУН в наклонно-залегающих пластах. Была построена модель наклонно-залегающего пласта, на базе которой проведено гидродинамическое моделирование различных вариантов разработки нефтяного месторождения (закачка газа в верхнюю/нижнюю части пласта, изменение состава газа и т.д.).

Полученные в результате исследования данные позволяют сделать вывод о эффективности применения газовых МУН в наклонно-залегающих пластах и, как следствие, о благоприятных перспективах развития метода в ближайшем будущем.

Гидродинамическое моделирование и расчет показателей разработки произведены в программном комплексе Landmark VIP Reservoir Simulation.

**ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
КОМБИНИРОВАННОГО ВИДА ОБУСТРОЙСТВА
НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ГЛУБОКОВОДНОЙ
ЧАСТИ ШЕЛЬФА ОХОТСКОГО МОРЯ
(ASSESSMENT OF PROSPECTIVE APPLICATION OF COMBINED
FORM OF DEEPWATER DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS
ON SEA OF OKHOTSK SHELF)**

Потысьев Е.А.

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

В настоящее время на шельфе Охотского моря уже успешно работают такие проекты, как «Сахалин-1» и «Сахалин-2», при этом используются: надводный (ледостойкие стационарные платформы) и надземный (наклонно направленные скважины, пробуренные с суши) виды обустройства месторождений. В рамках проекта «Сахалин-3» интенсивно вводятся геолого-разведочные работы, а также введено в эксплуатацию Киринское газоконденсатное месторождение, где применен подводный вид обустройства.

Однако с ростом глубины акватории и удаленности месторождений нефти и газа от суши бурение протяженных скважин (более 15 км) становится технологически невозможным, а применение ледостойких стационарных платформ экономически нецелесообразным. Стоит отметить, что на сегодняшний день ограничено и применение полностью подводного вида обустройства.

Для решения проблем, связанных с освоением отдаленных глубоководных нефтегазовых месторождений замерзающих морей, одним из перспективных является комбинированный вид их обустройства с применением плавучих технологических платформ. Поэтому целью данной работы является оценка перспективности применения комбинированного вида обустройства нефтегазовых месторождений на шельфе Охотского моря.

Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи (на примере применения комбинированного вида обустройства нефтяной залежи Южно-Киринского месторождения): анализ природно-климатических и ледовых условий; определение объектов обустройства и технологических показателей разработки залежи; выбор типа плавучей технологической платформы; оценка экономической эффективности инвестиций. Сделаны выводы о возможности и перспективности применения комбинированного вида обустройства нефтегазовых месторождений на акваториях Охотского моря.

МЕТОДИКА ВЫБОРА ВИДА ОБУСТРОЙСТВА МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (SELECTION METHODS OF MARINE OIL AND GAS FIELDS DEVELOPMENT FORM)

Потысьев Е.А.

(научный руководитель: профессор Харченко Ю.А.)

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

Целью данной работы является разработка многокритериальной методики выбора вида обустройства нефтегазового месторождения, расположенного на акватории замерзающего моря.

В соответствии с целью работы были поставлены и решены следующие основные задачи исследования:

1. Изучение и анализ особенностей обустройства морских нефтегазовых месторождений.

2. Определение критериев, необходимых для выбора вида обустройства нефтегазового месторождения на акватории замерзающего моря.

3. Разработка методики выбора вида обустройства нефтегазового месторождения, расположенного на акватории замерзающего моря.

4. Апробация разработанной методики на примере выбора вида обустройства нефтяной залежи Южно-Кириного месторождения.

Проанализировав действующие проекты и учитывая специфику обустройства нефтегазовых месторождений, расположенных на шельфе замерзающих морей, были сформированы критерии, которые необходимо принять во внимание при выборе вида обустройства морского месторождения.

В основу методики для выбора вида обустройства нефтегазовых месторождений замерзающих морей положена многокритериальная оценка альтернатив из теории принятия решений. В качестве альтернатив приняты надводный, подводный и комбинированный виды обустройства морских нефтегазовых месторождений.

В соответствии с предложенной методикой для выбора вида обустройства нефтяной залежи Южно-Кириного месторождения получены следующие результаты: комбинированный – наиболее подходящий вид обустройства; подводный – подходящий вид обустройства; надводный – наименее подходящий вид обустройства.

Стоит отметить, что полученные результаты не лишены субъективности, т.к. при ранжировании критериев были самостоятельно заданы ряд параметров, необходимых для оценки. На итоговую оценку также оказывает влияние и порядок расстановки рассматриваемых критериев, т.к. при его перестройке может измениться ход реализации методов многокритериальной оценки.

**СОЗДАНИЕ СИСТЕМЫ «ТЕХНОГЕННЫЙ КОЛЛЕКТОР» ДЛЯ
РАЗРЕЗА БАЖЕНОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ТЕКУЩИХ АКТИВОВ
ПАО «ГАЗПРОМ НЕФТЬ»
(STIMULATED RESERVOIR VOLUME FOR BAZHENOV CROSS-
SECTION FOR CURRENT ASSETS OF GAZPROM NEFT)**

Райский Ю.А.

(научный руководитель: Демо В.О.)

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

Опыт геологических и промысловых исследований показал, что около 50% разреза баженовской свиты характеризуется отсутствием естественной проницаемости. Рентабельная разработка отложений баженовской свиты невозможна при вовлечении в эксплуатацию только части разреза, для которой характерна естественная проницаемость.

Один из возможных способов решения этой проблемы – создание техногенного трещиноватого коллектора – искусственной трещиноватой системы фильтрации, создаваемой при проведении многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП).

Цель работы: оценка возможности создания системы «техногенный коллектор» с учетом имеющихся неопределенностей по геологическим, геомеханическим и технологическим параметрам для разреза баженовских отложений на текущих активах ПАО «Газпром нефть».

Особенности методики: выявление и учёт наиболее значимых параметров, влияющих на результаты расчёта; ранжирование влияющих на результаты моделирования параметров методами весовых коэффициентов.

В результате проведенной работы были получены:

- результаты оценки чувствительности модели трещины ГРП в симуляторе РОСТ МГРП к изменению геологических (общие толщины, абсолютные проницаемости пачек геологической системы) и геомеханических (горизонтальное напряжение, модуль Юнга, коэффициент Пуассона, трещиностойкость пород) параметров;
- карта значений вероятности создания системы «техногенный коллектор» на текущих активах ПАО «Газпром нефть» для определенного типа закачки во время проведения операции ГРП;
- результаты многовариантных расчётов методом Монте-Карло на геолого-гидродинамической модели скважины, созданной с использованием гидродинамического симулятора Petrel Schlumberger, с применением алгоритмов, учитывающих разное количество параметров-неопределенностей (например, успешность проведения операции ГРП, плотность системы трещин, долю дренируемого объёма резервуара в системе «техногенный коллектор», вероятность подключения пачек к системе «техногенный коллектор»).

ОСОБЕННОСТИ БУРЕНИЯ ВИКУЛОВСКОЙ СВИТЫ НА ЮЖНО-ПРИБСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (DRILLING SPECIFIC OF VIKULOVSKOE FORMATION ON YUZHNO-PRIOBSKOE OILFIELD)

Райхерт А.А.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Кульчицкий В.В)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Приобское нефтяное месторождение – одно из самых крупнейших в России, расположено в Ханты-Мансийском автономном округе – Югра. Доказанные и извлекаемые запасы оцениваются в 2,5 млрд.т, извлекаемые – более 1200 млн. т. Месторождение относится к Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Открыто в 1982 г. Залежи залегают на глубине 2400-2800м. Только за прошедший 2016 г. пробурено более трехсот скважин.

Одной из основных проблем при бурении под эксплуатационную колонну являются осложнения СПО в виде затяжек/посадок в интервале залегания Викуловской свиты. Подъемы КНБК сопровождаются постоянными затяжками от 5 до 25т.



Зачастую затяжки/посадки способствуют к прихватам компоновок низа буровой колонны (КНБК). Это приводит не только к увеличению сроков строительства скважин, но и к более тяжелым последствиям.

Основной причиной возникновения затяжек является тот факт, что стенки ствола скважины не успевают обеспечить должную устойчивость, а фильтрационная корка – низкую фильтрацию. Для предотвращения обвалов горной породы и затяжек бурового инструмента. предлагается включить в состав КНБК кольматационный переводник.

**СИНТЕЗ ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО
ОСВОЕНИЯ НЕОБСАЖЕННЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИНЫ
(SYNTHESIS OF TECHNICAL SOLUTIONS FOR IMPROVING
TECHNOLOGY OF HYDRAULIC UNCASD BOREHOLE WELL
DEVELOPMENT)**

Рафиков И.Р.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Лягов А.В.)

ООО «БашНИПИнефть»

В работе рассмотрен вопрос совершенствования техники и технологии гидравлического освоения необсаженных стволов (ГОНС), а так же разработка нормального ряда гидроперфораторов, для возможности освоения скважин различных диаметров, в том числе и малых, и с использованием как традиционных, так и колтюбинговых установок.

Было предложено устанавливать расходомер в технологическую обвязку оборудования для контроля производительности насосных агрегатов, что является необходимым условием для косвенного определения регламентированного истечения раствора из насадок перфоратора, и использования герметиков в резьбах НКТ.

Для повышения эффективности воздействия на пласт технологической жидкости была модернизирована конструкция гидроперфоратора, путем включения в компоновку насадки, в виде гидромониторного вращателя, что увеличивает площадь контакта кислотной композиции со стенками скважины и возбуждает высокоамплитудные колебания.

Наряду с этим было предложено использование спирто-пенокислотной композиции, с помощью аэрирования технологической жидкости азотом (до 75% по объему) либо применением термогазогенерирующей пенной системы. Снижение межфазного натяжения на границе «вода-нефть» способствует глубокому проникновению спирто-кислотных составов в матрицу породы и удалению спирто-кислотным составом сорбированной на поверхности капилляров пластовой воды.

Синергетический эффект за одну спуско-подъемную операцию не менее трех методов воздействия (метод гидро-импульсного, кавитационного и химического воздействия) приводит к увеличению дебита или приемистости скважины от 2 до 8 раз.

**СПЕЦИАЛЬНЫЕ ЗАБОЙНЫЕ КОМПОНОВКИ ДЛЯ БУРЕНИЯ
СКВАЖИН НА ДЕПРЕССИИ
(SPECIAL BOTTOM-HOLE ASSEMBLY FOR UNDERBALANCED
DRILLING)**

Рафиков И.Р.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Лягов А.В.)

ООО «БашНИПИнефть»

В работе подобрана и обоснована конструкция компоновки низа бурильной колонны (КНБК) для бурения скважин с сохранением коллекторских свойств пласта

Проанализирован промысловый опыт применяемых компоновок низа бурильной колонны (КНБК), в том числе и колтюбинговых технологий, для бурения скважин на депрессии.

В докладе рассмотрены различные варианты конструкций наддолотных струйных устройств, которые были разработаны и применены в нефтегазовых провинциях России, в том числе и в ОАО «АНК «Башнефть», начиная с 70-х годов прошлого века.

Рассчитаны влияния профиля забоя скважины на технические параметры струйных устройств. Обоснованы рациональные характеристики скважинной эжекционной системы, углы наклона струйных насадок и предложены методики расчета технических и технологических параметров бурения при оптимальном размещении струйных устройств в составе КНБК и предложены оптимальные режимы бурения с ними.

Предложены модели КНБК заданной изгибной жесткости, с включением в компоновку демпферов-осцилляторов, для создания управляемых колебаний, что позволит уменьшить риски прихватов в осложненных участках при бурении на депрессии. Рассмотрены влияния параметров жесткости (изгибной и крутильной) на работоспособность компоновки в прихватопасных зонах.

Разработаны феноменологические модели описывающие динамические процессы происходящие на забое скважины при работе КНБК, в состав которой включены виброгасящие элементы со струйными устройствами.

После проведенных расчетов определены оптимальные места установок элементов КНБК для бурения скважин на депрессии, с учетом динамических процессов, происходящих при их строительстве, что повышает не только качество формируемого ствола скважины, но и предопределяет дальнейшую безаварийную работу эксплуатационного оборудования, что приводит к уменьшению затрат на строительство скважины.

**ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ МНОГОСТАДИЙНОГО
ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА НА ПРИМЕРЕ ИМИЛОРСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(TECHNOLOGY OPTIMIZATION OF MULTI-STAGE FRACTURING
IN IMILORSKOYE FIELD)**

Рачкова Е.Е., Гадирова Ю.М.

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

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

Имилорское нефтяное месторождение было открыто в 1987 г. поисковой скважиной 515П, расположенной в присводовой части Имилорской структуры. Данное месторождение, находится на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, относится к Сургутскому нефтегазоносному району (НГР) Среднеобской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. По извлекаемым запасам нефти Имилорское месторождение отнесено к категории крупных (100-300 млн. тонн). По фазовому состоянию все залежи нефтяные. По состоянию изученности на 2016 г. в пределах участка недр федерального значения, включающего Имилорское, Западно-Имилорское и Восточное месторождения, пробурены 87 поисково-разведочных и 144 эксплуатационных скважины, в том числе 31 горизонтальная.

Одной из наиболее экономически эффективных технологий освоения трудноизвлекаемых запасов (ТРИЗ) в пластах с пониженными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) является бурение горизонтальных скважин (ГС) с последующим проведением многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП). Пласт вскрывается с помощью гидropескоструйной перфорации, причем в рамках одной стадии разрыва делается сразу несколько отверстий, что позволяет создавать сеть трещин, а не одну магистральную трещину, как при обычном ГРП. Стадии разрыва разделяются специальными композитными пробками.

Таким образом, с целью эффективного вовлечения трудноизвлекаемых запасов углеводородов на Имилорском месторождении, была принята программа проведения многостадийного гидроразрыва пласта (МГРП) в горизонтальных участках скважин.

В данной работе проведен анализ эффективности введения в разработку горизонтальных скважин с МГРП на Имилорском месторождении. Входные показатели в усовершенствованной системе с МГРП в разы превышают входные показатели по базовой технологии. Также произведен выбор оптимальной геометрии трещины, соответствующего типа проппанта и жидкости разрыва. Совершенствование системы разработки позволило достичь более высоких значений коэффициента извлечения нефти трудноизвлекаемых запасов месторождения.

**ЗАРЕЗКА БОКОВЫХ СТОЛОВ В ОБВОДНИВШИХСЯ
СКВАЖИНАХ ГАЗОКОНДЕНСАНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ДАЯХАТЫН КАК АЛЬТЕРНАТИВА ПЕРЕХОДУ ДОБЫЧИ НА
ВЕРХЛЕЖАЩИЕ ГОРИЗОНТЫ
(SIDETRACKING AS AN ALTERNATIVE METHOD OF CHANGING
THE TRAP OF GAS-CONDENSATE IN THE DAYAKHATIN FIELD)**

Рахматуллин Т.Р.

(научный руководитель: ассистент Ахмедов М.М.)

Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте

Бурение дополнительных боковых стволов в скважинах нашло широкое применение на многих месторождениях газа по всему миру как один из наиболее эффективных методов увеличения газоотдачи пластов в условиях падающей добычи газа и перехода на позднюю стадию разработки. На сегодняшний день технология бурения боковых стволов позволяет с высокой точностью отклоняться от вертикального ствола скважины и попадать на необходимую абсолютную отметку газонасыщенного пласта.

Возникновение конуса воды может привести к осложнению эксплуатации скважины. Бурение дополнительного бокового ствола скважины позволяет отдалиться от стягивающейся воды к скважине и вести добычу с того же насыщенного пласта, но уже на некоем расстоянии от обводненного участка забоя скважины. К преимуществам можно отнести то, что, имея фактические параметры данного пласта, мы сможем максимально правильно подобрать технологический режим работы скважины с боковым стволом. На газоконденсатном месторождении Даяхатын, при обводнении эксплуатационных скважин XVIII горизонта, добыча переводилась на вышележащий XV газонасыщенный горизонт. Это способствовало уменьшению эксплуатационного фонда скважин, истощающих XVIII горизонта, соответственно уменьшению темпа разработки данного горизонта. Бурение боковых стволов может послужить верным решением продления жизни скважины и увеличения коэффициента извлечения пластового газа и, соответственно, газового конденсата с нижележащего горизонта.

В присутствии опасности вновь подтягивания воды из нижележащих горизонтов целесообразно снизить депрессию на пласт и рассчитать вновь максимально допустимый дебит. Несмотря на дальнейшие малые темпы отбора, на месторождении Даяхатын данная технология позволит увеличить коэффициент извлечения газа с нижележащего горизонта более чем в полтора раза.

ПОДБОР КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА РАСТВОРА ДЛЯ БУРЕНИЯ В ГЛИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ (SELECTION OF COMPONENT COMPOSITION OF THE MUD FOR DRILLING IN SHALE FORMATIONS)

Розенцвет А.В., Чудинова И.В.

(научный руководитель: профессор Николаев Н.И.)

Санкт-Петербургский горный университет

Процесс строительства скважин может сопровождаться различными проблемами, связанными с неустойчивостью пород в стволе скважины. Чаще всего такие проблемы при бурении в глинистых породах, которые встречаются в разрезах большей части месторождений мира.

Разрушение стенок скважины при бурении глинистых отложений происходит вследствие двух процессов. Во-первых, при взаимодействии с буровым раствором происходит набухание глин. Это происходит из-за гидратации глин и деформации под действием давления горной породы. Для этого необходимо тщательно выбирать технологию бурения таких пород. Во-вторых, это диспергирование глин, как следствие неправильного подбора химического состава бурового раствора.

Согласно существующим классификациям глины принято разделять на пластичные и непластичные. Для этого используют такие характеристики как число пластичности и показатель текучести. Совокупность этих характеристик показывает гидратационную активность и первоначальное состояние глины, а так же их физико-химические характеристики. Основной задачей исследования являлось создание раствора стабильного как в пластичных, так и в хрупких глинистых отложениях.

Авторами были подготовлены несколько образцов глин с различной пластичностью. Исходя из активности ионов, были подобраны компоненты, которые должны были бы максимально замедлить процессы диспергирования глин

После обработки образцов, производился замер времени до частичного и полного разрушения структуры глин. Благодаря полученным данным удалось подобрать компоненты для создания растворов стабильных в любых видах глинистых пород. В дальнейшем планируется доработка этих составов и испытание в промышленных условиях.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТОВ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ НА ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОЗОННОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА (ADVANCED DEVELOPMENT OF HARD-TO-RECOVER RESERVES USING MULTI-STAGE HYDRAULIC FRACTURING)

Рязанов А.А.

(научные руководители: Карпов В.Б., Паршин Н.В.)

АО «РИТЭК»

В последние годы перспективы увеличения добычи нефти на месторождениях Западной Сибири связаны с объектами, приуроченными к низкопроницаемым коллекторам.

С 2008 года АО «РИТЭК» осуществляет разработку месторождения им. В.Н. Виноградова, расположенного на территории Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области, запасы которого составляют более 75 млн. тонн нефти. Основная часть запасов месторождения относится к трудноизвлекаемым.

Месторождение открыто более 30 лет назад, но, несмотря на значительные запасы, не вводилось в разработку из-за отсутствия рентабельных способов эксплуатации. Крайне низкая проницаемость, недонасыщенный тип коллектора, малая продуктивная мощность пласта предопределили низкую технологическую эффективность применения традиционных методов добычи.

Наиболее актуальным направлением в совершенствовании разработки коллекторов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами является применение горизонтальных скважин с проведением многостадийного гидроразрыва пласта.

Ценность работы заключается в экономическом и технологическом обосновании ключевых параметров системы разработки, а именно:

- Дизайна МГРП для конкретных геолого-физических условий месторождения (отсутствие естественных барьеров распространения трещин);

- Направление азимута скважин (поперечные/продольные трещины МГРП);

- Длины горизонтального участка, количества портов МГРП и расстояния между ними;

- Объема закачиваемого проппанта (опыт применения облегченного проппанта);

- Оценка эффективности системы ППД с учетом ориентации сетки горизонтальных скважин.

В работе представлены результаты первого в России многостадийного гидроразрыва по технологии Zipper Frac и Texas Two Step, а также результаты исследований микроГРП.

**О ХОДЕ И ПЕРСПЕКТИВАХ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИИ
ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
НА ЗАЛЕЖИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ
(TECHNOLOGICAL TRENDS OF THERMAL GAS TREATMENT FOR
BAZHENOV FORMATION DEPOSITS)**

Сабирова К.А.¹, Ахмадейшин И.А.², Щеколдин К.А.²

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

В настоящее время эффективность извлечения нефти из пластов с использованием промышленно освоенных систем разработки и соответствующего оборудования во всех нефтедобывающих странах считается неудовлетворительной.

Кроме того, продолжается ухудшение структуры запасов за счет увеличения доли трудноизвлекаемых и нетрадиционных ресурсов.

Основные запасы нетрадиционных углеводородов России сосредоточены в нефтематеринских породах баженовской свиты, запасы легкой нефти в которых во много раз превышают традиционные запасы нефти. Огромный потенциал баженовской свиты используется неэффективно – накопленный опыт свидетельствует, что применение традиционных способов разработки позволяет извлечь всего 3-5% запасов нефти.

С целью освоения нетрадиционных углеводородов баженовской свиты в АО «РИТЭК» ведётся разработка технологии ТГВ. Технология ТГВ создана на основе интеграции тепловых и газовых методов увеличения нефтеотдачи и предполагает закачку в пласт воздуха и воды.

Результаты, полученные на опытных участках компании, могут стать основой для масштабного внедрения данной разработки на всей территории распространения баженовской свиты.

Согласно оценкам, разработка и развитие технико-технологического комплекса ТГВ и его модификаций позволят увеличить нефтеотдачу залежей баженовской свиты с 3-5% до 30-40%, что, в свою очередь, обеспечит прирост извлекаемых запасов нефти России на величину более 30 млрд тонн.

На сегодняшний день закачка воздуха ведется в АО «РИТЭК» на двух участках Средне-Назымского месторождения – в районе скв. №219бис и №3003. Оценка дополнительной добычи, полученной на данных участках составляет более 40 тыс. тонн.

Учитывая накопленный положительный опыт реализации ТГВ, в 2018 году на данном месторождении создается третий участок ТГВ – в районе скважины №3019.

**РЕЗУЛЬТАТЫ ДОРАБОТКИ И ПРОМЫСЛОВЫХ ИСПЫТАНИЙ
УСТАНОВКИ ПОГРУЖНОГО БЕСШТАНГОВОГО
ПЛУНЖЕРНОГО НАСОСА С ВЕНТИЛЬНЫМ
ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕМ (НПУ-ВД-М)
(HARDWARE DEBUGGING AND FIELD TEST OF BOTTOMHOLE
PUMP COMPLEX WITH THYRATRON MOTOR)**

Сабирова К.А.¹, Бугаев К.А.², Волков Д.А.²

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

Одним из направлений снижения затрат на тонну добываемой нефти является снижение энергопотребления и автоматизация добычи.

В АО «РИТЭК» на протяжении последних лет проводится разработка установки погружного бесштангового плунжерного насоса с вентильным электродвигателем (НПУ-ВД). Установка НПУ-ВД-М предназначена для насосной добычи пластовой жидкости из скважин с малыми и средними дебитами с вязкостью нефти до 200 сП и глубиной спуска до 2000 м. В настоящее время проведено четыре этапа промысловых испытаний опытной партии модернизированных установок НПУ-ВД-М. После каждого этапа испытаний оценивалась работоспособность конструкции установки, выполнялись доработки технических узлов и элементов, повышалась наработка на отказ.

Анализ результатов опытно-промысловых испытаний установки НПУ-ВД-М показывает, что в сравнении с установками УШГН и УШВН удельная экономия энергопотребления достигает почти 100%, за счет использования вентильного электродвигателя меньшей мощности, увеличение коэффициента подачи плунжерного насоса в 2-2,5 раза, использование программного обеспечения с автоматическим подбором оптимальных параметров работы. Текущая наработка составляет более 500 суток.

Выводы

Преимущества установки реализованы в подъеме пластовой жидкости плунжерным насосом без колонны штанг, что позволяет спускать установку как в скважины, подходящие для ШГН, так и имеющие большую кривизну ствола. Кроме того, вывод установки НПУ-ВД-М на рабочий режим эксплуатации не требует периодических остановок для охлаждения двигателя, как при выводе на режим установки ЭЦН. Промысловые испытания показали, что оптимальным будет эксплуатация установки в глубоких скважинах с небольшим дебитом (не более 20 м³/сут.) и напором до 2000м.

УСЛОВИЯ ПРИМЕНЕНИЯ УГЛЕКИСЛОГО ГАЗА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ (APPLICATION CONDITIONS FOR CARBONDIOXIDE GAS IN ENHANCED OIL RECOVERY)

Сабирова К.А.¹, Дедечко В.А.²

(научный руководитель: доцент Хайдина М.П.¹)

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

В настоящее время большинство месторождений нефти выходят на последние стадии разработки, а их остаточные запасы классифицируются как трудноизвлекаемые. Это ставит задачу поиска новых запасов и увеличения нефтеотдачи трудноизвлекаемых запасов в число приоритетных. В мировой нефтедобыче базовым направлением увеличения эффективности использования начальных извлекаемых запасов за счет роста коэффициента извлечения нефти является инновационное развитие и промышленное применение современных методов увеличения нефтеотдачи. Одним из таких методов является закачка в пласт углекислого газа (CO₂). Закачка CO₂ способствует снижению межфазного натяжения на границе нефть – вода, улучшает смачиваемость породы водой, что приводит к отмыву нефтяной пленки с поверхности породы, переводя ее из пленочного состояния в капельное, увеличивая, таким образом, коэффициент вытеснения нефти.

Закачка в пласт двуокиси углерода как метода повышения нефтеотдачи пласта наиболее эффективна при вытеснении маловязкой нефти плотностью 825–898 кг/м³ из коллекторов проницаемостью (4–30)*10⁻³ мкм² при остаточной нефтенасыщенности коллектора 25–50% и глубине залегания пласта более 600 м с пластовым давлением 13–14 МПа. Согласно промысловым данным оптимальный объем закачки углекислого газа должен составлять 30–40% порового объема.

Экспериментальным путем определено, что наиболее эффективно закачивать CO₂ в жидком состоянии, оптимальная пластовая температура должна быть близка к критическому значению (критическая точка характеризуется температурой 31,2°C и давлением 7,2 МПа). Наибольший эффект при вытеснении нефти двуокисью углерода достигается при смешивающемся вытеснении, которое возможно при пластовом давлении выше давления смесимости. В сверхкритическом состоянии плотность углекислого газа соответствует плотности жидкости, а вязкость и поверхностное натяжение – газу.

Вытеснение нефти диоксидом углерода представляет собой сложный процесс, при котором проявляются эффекты массообмена, капиллярные и гравитационные эффекты. При частичной или полной смесимости CO₂ с нефтью изменяются ее реологические свойства, что способствует вовлечению в разработку ранее не задействованной нефти.

**АНАЛИЗ КРИТЕРИЕВ ПРИМЕНИМОСТИ ТЕХНОЛОГИИ АСП
(АНИОННЫЙ ПАВ-СОДА-ПОЛИМЕР) С ПРИМЕНЕНИЕМ
МЕТОДА НЕЧЕТКОЙ ЛОГИКИ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(SCREENING FOR ASP FLOODING WITH FUZZY LOGIC IN THE
CONDITIONS OF THE WESTERN SIBERIA FIELD)**

Савельев А.А., Антонова С.А.

(научный руководитель: доцент Язынина И.В.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В настоящее время большинство месторождений в традиционных нефтегазоносных провинциях России находится на поздней стадии разработки, которая характеризуется значительной долей трудноизвлекаемых остаточных запасов.

Тема повышения эффективности разработки зрелых месторождений привлекает все больший интерес в России и по всему миру во многом из-за того, что со временем появляются все новые технологии и подходы, применение которых позволит увеличить добычу и коэффициент извлечения нефти (КИН) на поздней стадии разработки.

Актуальной проблемой для большинства нефтяных компаний является подбор метода увеличения нефтеотдачи (МУН) по геолого-физическим параметрам в рамках которой решается задача оценки потенциала применения той или иной технологии на месторождении.

Для доработки месторождений в мире широко применяются физико-химические МУН, которые включают в себя полимерное заводнение, закачку ПАВ, щелочи, технологию ASP (ПАВ-щелочь-полимер) и другие комбинированные способы.

Месторождения Западно-Сибирской провинции характеризуются высоким темпом падения добычи и КИН ниже проектных значений, поэтому поиск эффективного метода повышения нефтеотдачи особенно актуален. Физико-химические методы требуют меньшего количества ресурсов для внедрения технологии, хорошо изучены, а схожесть характеристик месторождений позволит осуществить быстрый переход от промысловых испытаний к коммерческому применению.

В данной работе рассмотрены промысловый опыт применения технологии АСП (анионный ПАВ-сода-полимер) на поздней стадии разработки в России и за рубежом. Приведены актуальные критерии применимости технологии и сдерживающие полномасштабное применение факторы.

На основе анализа критериев применимости АСП с применением метода нечеткой логики была сделана оценка целесообразности применения метода в условиях месторождения Западной Сибири.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕХФАЗНОГО ПОТОКА ДЛЯ
ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН С БОЛЬШИМИ ОТХОДАМИ ОТ
ВЕРТИКАЛИ, ПРОБУРЕННЫХ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
БУРОВОГО КОМПЛЕКСА XXI ВЕКА
(MODELING OF MULTIPHASE FLOW FOR PRODUCTION WELLS
WITH WIDE VARIATIONS FROM VERTICAL DRILLED WITH A
DRILLING COMPLEX OF XXI CENTURY)**

Савельев Д.Ю., Саврей Д.Ю.

(научный руководитель: к.т.н. Буслаев Г.В.)

Ухтинский государственный технический университет

К разработке Арктического шельфа Российской Федерации, в силу сложности географических, климатических и экологических условий, необходимо применение нетрадиционных подходов освоения месторождений. Одним из инструментов для освоения арктических запасов может стать буровой комплекс с наклонным ставом, разработанный в УГТУ. Буровой комплекс XXI века позволит обеспечить поиск и разведку полезных ископаемых в массиве горных пород по полусфере с радиусом более 15 км, исключив или ограничив, таким образом, технологии, связанные со строительством платформ и использованием плавучих буровых установок. Применение комплекса обеспечит максимальную концентрацию хозяйственной деятельности на кустах при поиске, разведке, разработке и транспорте углеводородов, что особенно актуально для труднодоступных районов.

Анализируя карту месторождений Российской Федерации в районе северо-восточного шельфа Баренцева моря, шельфа Печорского и Карского морей, шельфа Обско-Тазовской губы были выбраны и изучены месторождения, перспективные для разработки бурением скважин с отклонением от вертикали при помощи предлагаемого бурового комплекса.

Таким образом, строительство скважин с большими отходами забоя от вертикали (до 15 км) с таких «мегакустов» позволяет рассматривать добывающие скважины в качестве трубопроводов с трехфазным потоком пластового флюида (газ-нефть-вода). В представленной работе будут рассмотрено течение многофазного флюида в скважине для различных траекторий скважин протяженностью 15 км: горизонтальной скважины с вертикальным устьем и горизонтальной скважины с наклонным устьем, пробуренной с Бурового комплекса XXI века. При этом моделирование проводится при помощи программного пакета VMG, позволяющего учитывать не только физические, но и химические процессы, происходящие в многофазном потоке с заданным компонентным составом попутного нефтяного газа, воды и нефти, определенной как совокупность гипотетических компонентов с усредненной температурой кипения.

**ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК
В ЗАМЕРЗАЮЩИХ АКВАТОРИЯХ
(DEVELOPMENT FEATURES OF OIL FRINGES
IN FREEZING WATER AREA)**

Савинова М.С.

(научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Дзюбло А.Д.)
ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»

В настоящее время шельф о.Сахалин является центром морской нефтегазовой добычи в дальневосточных морях РФ. Промышленное освоение запасов углеводородов ведется в рамках крупных международных проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2», «Сахалин-3». В ближайшей перспективе планируется расширение сахалинских проектов и ввод в эксплуатации новых месторождений. Одним из основных источников поставок газа станет Южно-Киринское НГКМ проекта «Сахалин-3».

Южно-Киринское месторождение открыто в Охотском море в 2010 году, относится к категории уникальных. По итогам геологоразведочного бурения получены притоки не только природного газа и конденсата, но и нефти. Акватория месторождения характеризуется суровыми природно-климатическими условиями.

Морских нефтяных промыслов в замерзающих морях немного, однако в основном они расположены на относительно небольших глубинах. Применительно к особенностям разработки нефтяных оторочек в замерзающих акваториях наибольший интерес представляет опыт работ на проектах «Сахалин-1» и «Сахалин-2». Добыча нефти ведется исключительно с платформ, и на сегодняшний день мировая практика не знает примеров использования как стационарных, так и плавучих сооружений на больших глубинах в замерзающих акваториях.

Вследствие низкой геологической изученности, высокой неопределенности исходных данных и отсутствия на сегодняшний день решений по технике и технологиям освоения нефтяных оторочек в замерзающих акваториях на больших глубинах целесообразно первоначально предусмотреть на месторождении этап опытно-промышленных работ. Стоит рассмотреть на стадии проектирования возможность применения подводных технологий для разработки нефтяной оторочки, организацию ППД при условии экологической и технической применимости, и главное для выработки запасов удаленных от платформы областей. Разработка и обустройство Южно-Киринского НГКМ требует применения передовых технологий и рассмотрение различных вариантов обустройства нефтяного промысла.

**ПЕРСПЕКТИВЫ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА
МЕТОДОМ ФИШЕРА-ТРОПША НА УДАЛЕННЫХ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
(PROSPECTS OF USE OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS BY THE
METHOD OF FISCHER-TROPSCH ON REMOTE OIL FIELDS)**

Саврей Д.Ю.

(научный руководитель: к.т.н. Буслаев Г.В.)

Ухтинский государственный технический университет

В процессе добычи нефти выделяется попутный нефтяной газ. Попутный нефтяной газ (ПНГ) – это ценное углеводородное сырье, которое может применяться как энергоресурс, в производстве топлива, так и в нефтехимической отрасли. К сожалению, в России ПНГ не нашел широкого применения, по причине отдаленности месторождений от магистральных трубопроводов, населенных пунктов, а также нефтеперерабатывающих заводов. Именно поэтому, нефтяной попутный газ сжигают в факельных установках на месте добычи нефти. А это огромные финансовые и энергетические затраты.

Среди способов полезного использования ПНГ наиболее эффективным и безопасным является его глубокая переработка и создание синтетических жидких топлив, сжижение газа. Это так называемые GTL-технологии переработки попутного нефтяного газа по методу Фишера-Тропша. Продукт, который получают в итоге данной технологии, представляет собой альтернативу бензину, а его стоимость значительно ниже. Процесс Фишера-Тропша имеет давнюю историю его использования. Так, например, в ходе Второй мировой войны Германия по этой технологии делала для своей бронетехники синтетическое топливо из угля.

При получении жидкого топлива на основе синтеза Фишера-Тропша разнообразные соединения углерода (природный газ, каменный и бурый уголь, тяжелые фракции нефти, отходы деревообработки) конвертируют в синтез-газ (смесь CO и H₂), а затем он превращается в синтетическую «сырую нефть» – синтнефть. Это – смесь углеводородов, которая при последующей переработке разделяется на различные виды практически экологически чистого топлива, свободного от примесей соединений серы и азота. Достаточно добавить 10% искусственного топлива в обычное дизельное, чтобы продукты сгорания дизтоплива стали соответствовать экологическим нормам.

Целью работы является описание технологического процесса Фишера-Тропша, его возможные улучшения, а также перспективы развития утилизации попутного нефтяного газа.

**СИНТЕЗ СИЛИКАГЕЛЯ ИЗ ПРОДУКТОВ РЕАКЦИИ
ПЛАВИКОВОЙ КИСЛОТЫ СО СКЕЛЕТОМ ПРОДЫ ДЛЯ
УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ
(SYNTHESIS OF SILICA GEL BY THE REACTION PRODUCT OF
HYDROFLUORIC ACID WITH THE ROCK TO ENHANCE OIL
RECOVERY)**

Сагиров Р.Н., Баекенов М.О.

(научный руководитель: д.г.-м.н. профессор Успенский Б.В.)

Казанский (Приволжский) федеральный университет

В настоящее время в связи с истощением на многих месторождениях активных запасов нефти, и прироста трудноизвлекаемых, все больше приобретают популярность методы увеличения нефтеотдачи, свою нишу среди которых заняли потококклоняющие технологии. Существует метод разработанный в ТатНИПИнефть основанный на применении силикагеля. В данной работе рассмотрен способ получения силикагеля при помощи плавиковой кислоты. В настоящий момент основным применением плавиковой кислоты в нефтяной промышленности является использование ее в обработке призабойной зоны пласта, с целью интенсификации добычи.

В ходе реакции плавиковой кислоты с матрицей породы образуется золь кремневой кислоты, который при определенных условиях может переходить в силикагель. Таким образом образующийся силикагель можно использовать для изменения инфильтрационных потоков, с целью увеличения охвата пласта. Из скважины 65-Т, находящейся на Тлянтчи-Тамакской площади, был отобран образец зеленовато-серого, среднезернистого, известковистого, не насыщенного песчаника. Данный образец был размолот, и равными порциями по 10 грамм помещен в углепластиковую посуду. Далее к образцу приливалась плавиковая кислота разной концентрации, после чего посуда со смесью помещалась на сутки в герметично закрытый полиэтиленовый пакет. Через сутки после начала реакции, смесь отфильтровывалась от механических примесей, и к ней постепенно добавлялся раствор гидроксида натрия с концентрацией 100 г/л. В ходе эксперимента образовывался силикагель. Далее образовавшийся силикагель оставлялся на сутки, после чего замерялся его объем. Из результатов эксперимента следует, что концентрация кислоты никак не влияет на объем образующегося силикагеля.

Выводы: 1) при определенных условиях силикагель полученный в ходе реакции может быть использован, как потококклоняющий агент. 2) Количество силикагеля, образующегося в ходе реакции, не зависит от концентрации исходной плавиковой кислоты.

**СОЗДАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ УПРАВЛЕНИЯ
РАЗРАБОТКОЙ МАЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(НА ОСНОВЕ АРДАЛИНСКОЙ ГРУППЫ МЕСТОРОЖДЕНИЙ)
(CREATING MATHEMATICAL MODELS OF MANAGEMENT OF
DEVELOPMENT OF SMALL FIELDS)
(BASED ON ARDALINS GROUP OF FIELDS)**

Садирахимов У.Р.

(научный руководитель: профессор Дорфман М.Б.)
Северный (Арктический) федеральный университет
имени М.В. Ломоносова

По мере усложнения условий разработки месторождений возрастает потребность во все более сложных методах гидродинамического моделирования. Моделирование многофазных потоков прогнозирует гидродинамические режимы на всех этапах эксплуатации месторождений от бурения до добычи, перекачки и переработки на пунктах сбора и подготовки нефти, газа и воды.

Исследуемый объект - Ардалинская группа месторождений, в которой находится большое количество малых по запасам нефти и газа месторождений и залежей, не введенных в разработку и которые являются значительным резервом повышения нефтедобычи. Предлагается объединить все месторождения в единый объект в связи с тем, что они связаны единой гидродинамической системой. Вследствие этого, появится возможность включения таких месторождений в единый объект разработки, что в свою очередь позволит повысить регулируемость добычи, снизить затраты на разработку и эксплуатацию.

Система состоит из двух направлений:

- гидродинамическое моделирование процессов фильтрации притока флюидов в скважину как единого объекта, связанного единой водоносной системой;

- система управления совместным транспортом трубопроводов.

На данном этапе создается система управления совместным транспортом трубопроводов добываемой газожидкостной продукции.

Для объединения месторождений необходимо учитывать взаимовлияние работы добывающих скважин через систему внутри промысловых трубопроводов при их остановках и изменении режимов работы. С этой целью построена детальная модель системы внутри промысловых трубопроводов и скважин, с использованием программного продукта Pipesim.

Исходя из предпосылок, что наземная нефтегазотранспортная система и подземные месторождения являются единой системой, планируется сделать н вычислительный эксперимент, и на основе этого будет создана модель трубопровода со скважинами пластов в программном продукте Pipesim.

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГТМ НА ПРИМЕРЕ ГРП (DIAGNOSIS OF EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING)

Салимгараев А.А.

(научный руководитель: профессор Кучумов Р.Я.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

На современном этапе большинство нефтяных месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки. Более 60% разрабатываемых нефтяных месторождений относятся к трудноизвлекаемым запасам(ТИЗ). В этих условиях для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений требуется в каждом конкретном случае применять эффективные методы воздействия. К числу таких методов относится гидравлический разрыв пласта(ГРП). Несмотря на повышенный интерес к методу, он является недостаточно изученным.

В данной работе исследовано повышение эффективности геолого-технологических мероприятий (ГТМ) для конкретных месторождений Западной Сибири в осложнённых условиях. Объектом исследования является Когалымская группа месторождений, которые находятся на поздней стадии разработки.

Для решения поставленной задачи использован метод потенциальных функций и метод последовательной диагностической процедуры Вальда, которая обеспечивает высокую эффективность результатов прогнозирования эффективности метода ГРП по небольшой выборке скважин. Оценили информативность факторов по критерию Манна-Уитни и по более сильному методу Кульбака. Применение этих методов позволило исключить не значимые факторы такие как: глубина искусственного забоя, длина НКТ и т.д.

Эффективность метода ГРП исследуется с применением следующих параметров: коэффициент вскрытия пласта, коэффициент пористости, коэффициент проницаемости, дебит скважины по жидкости до ГРП, дебит по нефти до ГРП, обводненность скважин до ГРП, отношение геланта к активатору, объем подушки, объем закачки жидкости с пропантом, объем жидкости продавки, количество пропанта в пласте, давление ISIP ,давление разрыва, потери давления при ГРП, среднее давление при ГРП.

В результате проведенных расчётов построены графики средневзвешенных частотей параметров, по которым производится оценка о возможности отнесения скважин, подвергавшихся к ГРП, в класс А или В. Вместе с тем построена потенциальная функция, которая применяется для оценки информативности параметров и для подбора скважин кандидатов для формирования новой выборки.

Для подбора скважин под ГРП вначале обрабатываем исходные данные методом потенциальных функций, далее путем диагностирования параметров, определяющих эффективность ГРП относим в классы «А» и «В». Для оценки ожидаемого эффекта от ГРП применяем метод последовательного анализа Вальда для ранней диагностики результатов обработки скважин. По результатам которой скважины распределили по классам.

Данная процедура реализована в программном продукте Microsoft Office Excel для месторождений Западной Сибири. Применение программного продукта обеспечивает 85% распознавание. Оставшиеся 15% скважин подвергнуты воздействию с целью перевода их из неопределенной области в класс «А».

Применение данных методов отдельно дает низкий процент распознавания, но в тандеме они дают хороший результат.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛИСТЫХ ВЕЩЕСТВ НА ТЕМПЕРАТУРУ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ПАРАФИНОМ (IMPACT ASSESSMENT OF THE ASPHALTIC SUBSTANCES ON THE SATURATION TEMPERATURE OF PARAFFIN OIL)

Сандыга М.С.

(научный руководитель: к.т.н. Коробов Г.Ю.)

Санкт-Петербургский Горный университет

Текущее состояние разработки нефтяных месторождений связано с их переходом на завершающую стадию разработки, которая сопровождается увеличением обводненности продукции скважин, падением пластовых и забойных давлений, увеличением содержания высокомолекулярных компонентов в добываемой нефти. Эти факторы увеличивают риск осложнения при эксплуатации нефтедобывающих скважин из-за образования асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на стенках скважин и на омываемом оборудовании.

Нами были проведены исследования по определению влияния асфальто-смолистых компонентов нефти на процесс образования АСПО. Для их проведения использовались модели нефти, отличающиеся друг от друга содержанием асфальтенов (при одинаковом содержании смол и парафинов) и модели нефти, отличающие друг от друга по содержанию смол (при одинаковом содержании асфальтенов и парафинов).

Результаты экспериментальных исследований показали, что содержащиеся в парафинистой и высокопарафинистой малосмолистой нефти асфальтены и смолы могут быть естественными депрессаторами. Это предположительно связано с тем, что растворенные асфальтено-смолистые вещества в нефти имеют пептизирующее действие, заключающееся в адсорбционном ингибировании кристаллов парафина.

Для определения температуры насыщения нефти парафином с учетом полученных в работе зависимостей была построена номограмма позволяющая с достаточной для практики точностью определить температуру насыщения нефти парафином. Данная зависимость справедлива для расчета температуры насыщения нефти парафином с содержанием в ней парафинов от 4,5 до 7,5% мас. и асфальтено-смолистых веществ в нефти от 4,5 до 13% мас. Глубина образования АСПО по данной номограмме определяется графически, как точка пересечения кривой распределения температуры в скважине и кривой распределения температуры насыщения нефти парафином.

Данный метод позволяет учесть, при определении глубины образования АСПО, большое количество данных: давление потока жидкости в скважине, температуру потока жидкости, газосодержание потока жидкости, температурный нагрев УЭЦН, дебит жидкости, обводненность жидкости, КПД насоса, диаметр НКТ.

**МЕТОДИКА РАСЧЕТА УДЕЛЬНОГО ПОТРЕБЛЕНИЯ
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ ПРИ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ
НЕФТИ УСТАНОВКАМИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ
(THE CALCULATION METHODOLOGY OF THE ELECTRICAL
POWER CONSUMPTION FOR ARTIFICIAL OIL LIFT PROCESSES
BY SUBMERSIBLE PUMPING UNITS)**

Сатаева А.Ф., Горлов А.Е.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Деньгаев А.В.)

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

Вопросы энергоэффективности добычи нефти наряду с вопросами повышения надежности оборудования являются наиболее важными и требующими постоянного внимания. Проведенный анализ эксплуатации российских месторождений доказал, что в подавляющем большинстве случаев самыми главными потребителями электроэнергии в нефтяной промышленности являются скважинные насосные установки.

На сегодняшний день более 80 % добытой в Российской Федерации нефти приходится на ее добычу установками электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Следовательно, мы с уверенностью можем говорить о том, что первоочередной задачей нефтедобывающих компаний является повышение энергоэффективности УЭЦН.

В работе представлена разработанная методика расчета текущего удельного потребления электроэнергии для скважин, оборудованных установками электроцентробежных насосов. Расчет основывается на данных по технологическому режиму работы добывающих скважин.

Достоверность полученных результатов обеспечивается тем, что предложенная методика расчета учитывает параметры скважины и пласта, свойства добываемого флюида (температуру, вязкость, плотность, объемный коэффициент нефти, газосодержание, коэффициент сверхсжимаемости газа, среднюю скорость потока, тип и структуру потока и т.д.), а также их изменение при движении газожидкостной смеси по стволу скважины.

Применение результатов данной работы в нефтедобывающей промышленности позволит контролировать энергоэффективность и текущие потери электроэнергии в каждой скважине, на месторождении и компании в целом, а также оценивать динамику изменения энергоэффективности механизированной добычи нефти, что в свою очередь предоставит возможность планировать меры по повышению эффективности эксплуатации мехфонда, увеличить работоспособность и долговечность скважин, значительно снизить затраты нефтедобывающих компаний.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ТЕМПЕРАТУРЫ И ХИМРЕАГЕНТОВ НА КОМПОНЕНТНЫЙ СОСТАВ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ (ASSESSMENT OF TEMPERATURE AND CHEMICAL REAGENTS EFFECT ON EXTRA-VISCOUS OIL COMPONENT COMPOSITION)

Саяхов В.А., Исроилов Н.К.

(научный руководитель: д.т.н. Гуськова И.А.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

В связи с истощением наиболее продуктивных пластов крупных месторождений в эксплуатацию вводятся новые месторождения со сложным геологическим строением и ухудшенными коллекторскими свойствами, затрудняющими извлечение нефти. В стране, также как и за рубежом, неуклонно возрастает доля месторождений сверхвязких нефтей (СВН) и природных битумов (ПБ). Поэтому важное значение приобретают методы повышения эффективности разработки месторождений, создание новых технологий, приводящих к наиболее полному извлечению нефти из недр [1].

Комплексное применение методов увеличения нефтеотдачи может приводить к изменению состава и свойств пластовых нефтей, как за счет химического превращения компонентов нефти (воздействие высоких температур, химических реагентов, окисление минерализованной водой, воздействие микроорганизмов), так и за счет процесса доотмыва нефти и вовлечение остаточных нефтей низкопроницаемых коллекторов пласта [2].

Цель настоящей работы заключалась в исследовании влияния воздействия высоких температур и химреагентов на динамику изменения состава сверхвязких нефтей Аверьяновского месторождения (Республика Татарстан).

Для проведения исследований влияния высоких температур и растворителей на состав СВН была разработана методика, которая включает отбор керна, его нагрев, воздействие растворителем и проведение хроматографического, спектрофотометрического и микроскопического анализов. Исследования компонентного состава проводились для алканов от C_{10} до C_{40} .

На основе выполненных исследований предлагается продолжить изучение возможности применения растворителей для добычи СВН.

ЛИТЕРАТУРА

1. Газизов А.А. Увеличение нефтеотдачи неоднородных пластов на поздней стадии разработки. – М.: ООО «Недра Бизнес-центр», 2002. – 639 с.
2. Серебренникова О.В., Шерстюк С.Н., Стахина Л.Д., Кадычагов П.Б. Изменение состава и свойств высоковязкой нефти при воздействии композиций для увеличения нефтеотдачи пласта // Известия Томского политехнического университета. - 2010. - Т. 317. - № 3. С.122-125.

ИССЛЕДОВАНИЕ УПРУГО-ПРОЧНОСТНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КОМПОЗИЦИОННОГО МАТЕРИАЛА РЕЗИНА-ЦЕМЕНТ (RESEARCH ELASTIC-STRENGTH PARAMETERS COMPOSITE MATERIAL – PLASTIC-CEMENT)

Селезнев Д.С.

(научные руководители: д.т.н., профессор Кульчицкий В.В., доцент Шуть
К.Ф.)

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

Исследование композиционного материала Резина-Цемент проводится с целью выработать альтернативу стандартным и зарубежным упругим тампонажным материалам для обычных и сложных горно-геологических условий, рассчитанный на повышение сроков службы скважины с учетом не только осевых нагрузок, но и поперечных, а также вибрационных воздействий при строительстве и дальнейшей эксплуатации скважины.

Автором выполнен констатирующий этап – первая часть поискового этапа исследования, определены начальные условия и составлены программы эксперимента, получены результаты, подтверждающие целесообразность использования Резина-Цемент. В данной работе автором рассматривается вторая часть поискового этапа – конкретизация исследования.

Проведена серия из 18 экспериментов, где объектом эксперимента является композиционный материал резина-цемент с нерастворенным резиновым компонентом. Скорректированы программы эксперимента, определена наиболее приемлемая пропорция резина-цементной смеси, проведен анализ первичных показателей цементного раствора, построены графики зависимостей основных параметров материала для разных концентраций в различных условиях, предложена предварительная рецептура композиционного материал с гранулированной резиновой добавкой. Основной целью эксперимента является определение такой рецептуры, при которой будут достигаться необходимые упругие и прочностные характеристики цементного камня для его эффективного применения в заданных условиях скважины при допустимых первичных условиях.

Результаты эксперимента показали, что при использовании Резина-Цемент в заданной концентрации цементный камень прокачиваемый, стабильный, становится более упругим и может применяться в скважинных условиях.

**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

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, в призабойной зоне пласта происходит выпадение и накапливание АСПО. Это вызывает снижение продуктивности скважины. В работе проведен анализ скважин пашийского горизонта Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения, работавших с забойным давлением ниже давления насыщения. Для оценки эффекта перехода на данный режим работы были выбраны следующие технологические параметры: коэффициент продуктивности по жидкости и нефти, дебит нефти, обводненность, прогнозируемая накопленная добыча нефти.

При проведении анализа было выявлено, что успешность мероприятия по снижению забойного давления зависит от обводненности, дебита жидкости, степени снижения забойного давления. Для рассматриваемого объекта были подобраны оптимальные количественные значения данных критериев.

Также в данной работе была проанализирована обратная ситуация: переход с режима работы при $R_{\text{заб}} < R_{\text{нас}}$ на режим работы при $R_{\text{заб}} > R_{\text{нас}}$. При этом в большинстве случаев наблюдается незначительное восстановление коэффициента продуктивности.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПАРАМЕТРОВ БУРЕНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ МЕХАНИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ ПРОХОДКИ В НАКЛОННОНАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИНАХ (OPTIMIZATION OF PARAMETERS OF DRILLING TO INCREASE THE MECHANICAL PENETRATION RATE IN DIRECTIONAL WELLS)

Семенов А.Ф., Русских Е.В.

(научный руководитель: профессор Кулябин Г.А.)

Тюменский индустриальный университет

Технико-экономическая эффективность строительства **нефтяных** и **газовых** скважин во многом зависит от обоснованности процесса углубления и промывки. Проектирование включает в себя выбор способа бурения, типа породоразрушающего инструмента и режимов **бурения**, конструкции компоновки низа бурильной колонны, параметры бурового раствора, качество химических реагентов и материалов для поддержания их свойств, гидравлической программы углубления.

Принятие проектных решений обуславливает выбор типа **буровой** установки, зависящей, помимо этого, от конструкции обсадных колонн и географических условий бурения. При принятии многих решений (выбор режимно-технологических параметров бурения, некоторых свойств **буровых** растворов и др.) оказывается необходимым использовать результаты ранее проводимых работ по строительству скважин для обобщения промыслово-статического материала, получаемого при **бурении** скважин на месторождениях.

Целью анализ данных, полученных в результате бурения предыдущих скважин было определение наиболее выгодных с точки зрения параметров бурения для повышения механической скорости проходки и сокращении времени строительства скважин.

В качестве параметров наблюдения при проведении аналитической работы были выбраны: средняя механическая скорость бурения, тип породоразрушаемого инструмента, забойных двигателей, средний зенитный угол и смещение скважины.

В настоящее время, на месторождения ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» применяют различные компоновки низа бурильной колонны (КНБК). В тоже время результаты при сравнении параметров наблюдения были получены различные результаты.

В работе были проанализированы результаты бурения скважин 2015-2016 гг. на месторождениях: Имилорское, Тевлинско-Русскинское, Поточное, Северо-Покачевское Покачевское.

**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.)

Самарский государственный технический университет

В работе рассчитываются параметры технологии эксплуатации скважины струйным насосом с двухрядным лифтом. К решению данной проблемы был применен комплексный подход.

Главный показатель характеризующий процесс эксплуатации скважин, оборудованных погружными электроцентробежными насосами - это межремонтный период (МРП) работы погружного оборудования. При оценке МРП, важное значение имеет повышенное содержание газа на приёме установок электроцентробежных насосов (УЭЦН). Одним из перспективных способов эксплуатации скважин в осложненных условиях является добыча нефти установками струйных насосов.

Основной проблемой, возникающей при эксплуатации скважин установками струйных насосов с пакерами является невозможность получения оперативной информации о давлении на забое скважины. Указанных недостатков лишена беспакерная компоновка струйного насоса с двухрядным лифтом. Использование двухрядного лифта для глубоких скважин связано с большими нагрузками на НКТ. 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. Для НКТ 60 мм и 102 мм выполнен расчёт на прочность, который 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.

**КОНЦЕПТУАЛЬНЫЙ ПОДХОД К СИНХРОНИЗАЦИИ
ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ С ТРЕХМЕРНОЙ
ВИЗУАЛИЗАЦИЕЙ РАЗВИТИЯ ПРОЕКТА
(CONCEPTUAL APPROACH TO SYNCHRONIZE PRODUCTION
PROCESSES WITH THREE-DIMENSIONAL VISUALIZATION OF
PROJECT DEVELOPMENT)**

Сердюков Н.И.
НШУ «Яреганефть»

Особенностью развития проекта Ярегского нефтетитанового месторождения является создание масштабного комплекса поверхностной и подземной инфраструктуры, предназначенного для реализации уникальной технологии термического воздействия на пласт.

Для решения поставленной задачи был разработан интегрированный график строительства инфраструктурных объектов по средствам специализированного программного обеспечения, учитывающий множество факторов на всех этапах строительства. Основной целью создания графика является прогнозирование сроков строительства и ввода инфраструктурных объектов в эксплуатацию.

Концепция синхронизации производственных процессов с трехмерной визуализацией развития проекта предусматривает создание модуля программного обеспечения для трехмерной визуализации производственных процессов при строительстве объектов на базе НШУ «Яреганефть».

На первом этапе работы с целью демонстрации возможностей визуализации, в качестве примера создана трехмерная визуализация особенностей геологической графики и процессов разработки Ярегского месторождения.

Второй этап работы предусматривает создание в трехмерной среде уже имеющейся на предприятии подземной и поверхностной инфраструктуры в условиях геоинформационных систем для возможности моделирования процессов строительства при планировании дальнейших решений руководства компании.

Возможность визуализации полученных на выходе из модуля материалов в единый сегмент, синхронизация процессов строительства поверхностной и подземной инфраструктуры, позволит наглядно оценить предлагаемые технические решения, предостеречь или предусмотреть дополнительные мероприятия для достижения производственных целей.

Стоит отметить, что реализация данного подхода возможна не только в рамках общества, но и на любых перспективных федеральных и зарубежных проектах компании, что в свою очередь позволит сохранить лидирующие позиции на рынке в условиях кризисных явлений в мировой экономике.

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ БУРЕНИЯ
СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ
(THE FEASIBILITY STUDY OF EXTENDED REACH DRILLING
(ERD) WELLS)**

Сеферов А.К.

(научный руководитель: профессор Халова Г.О.)

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

В данной работе после анализа применяемых конструкций для бурения скважин с большим отходом от вертикали, а также на основании произведенных расчетов, для дальнейшего рассмотрения были выбраны три типа конструкций. Для выбранных конструкций были произведены расчеты в программном продукте Landmark, оценены возможности бурения и спуска обсадных колонн по каждому из трех дизайнов. Для корректного экономического обоснования были оценены риски при строительстве скважин с большим отходом от вертикали и с учетом рисков оценена проектная стоимость скважин.

Ключевые слова:

Скважины с большим отходом по вертикали; Конструкция скважин; Экономическое обоснование конструкции скважины; Landmark.

Abstract:

In this paper after analysis of structures used for extended reach drilling (ERD) and based on calculations made for subsequent consideration have been selected. three types of well designs. For the choose the design produced calculations in the Landmark software product. Assessed the possibility of drilling and casing running for each of the three designs. For correct economic feasibility study were to assess the risks in the construction of wells with ERD and considering the risks estimated project cost of wells.

Note: Wellpath design is also a compromise meeting a large variety of requirements, of which torque and drag minimization is just one factor. For conventional wells (low reach/TVD ration), "under-section" profiles (which have a deep KOP) are better because they give tangent angles closer to the critical sliding angle. In contrast, the "build and hold" profile causes higher tension, hence torque and drag. In ERD wells however (high reach/TVD ration), a high kick off point will be required to provide the critical sliding angle in the tangent section.

**ОЦЕНКА ПОТЕНЦИАЛА ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ
НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В КАЧЕСТВЕ ИСТОЧНИКА
ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГИИ
(ASSESSMENT OF THE OIL WELLS POTENTIAL AS A SOURCE OF
GEOTHERMAL ENERGY)**

Синявский Г.В.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Пятибратов П.В.)

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

В работе рассматривается перспективность использования геотермальной установки для преобразования тепловой энергии пластовых нефти и воды в электрическую. Энергоемкие установки электроцентробежных насосов потребляют около 3% от всей генерируемой мощности в стране. В то же время, пластовые температуры многих месторождений достаточно высоки, а тепловая энергия пластовых жидкостей по мере подъема и транспортировки расходуется нерационально. В работе представлена схема возможной геотермальной установки, рассматривается термодинамический цикл Ренкина для использующегося низкокипящего рабочего тела и возможный вариант подачи выработанной геотермальной установкой электроэнергии в трехфазную сеть переменного тока. Автором была проведена серия расчетов для вырабатываемой установкой энергии, а результаты сопоставлены с потребляемой насосом мощностью. В результате применения данной технологической установки возможна компенсация до 90% затрачиваемой насосами энергии при благоприятных условиях.

ТЕХНОЛОГИЯ СОЗДАНИЯ РАДИАЛЬНЫХ КАНАЛОВ КАК МЕТОД ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДОВ (TECHNOLOGY OF CREATION RADIAL CHANNELS AS A METHOD OF HYDROCARBON'S PRODUCTION INTENSIFICATION)

Слесаренко Д.О.

(научный руководитель доцент Молчанова А.Г.)

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

Увеличение доли трудноизвлекаемых в структуре запасов нефти в нашей стране делает особенно актуальным применение методов интенсификации добычи нефти. Однако, не всегда данные методы могут быть успешно реализованы по тем или иным причинам.

За последние годы широкое распространение получили такие методы вовлечения в разработку остаточных запасов и интенсификации добычи как технология радиального вскрытия пласта – радиальное бурение. Эта технология позволяет расширить возможности добычи нефти и интенсификации её добычи.

В данной работе рассматриваются история и существующие на настоящий момент вариации технологии радиального бурения в России и за рубежом, промысловые данные её применения и критерии применимости данной технологии.

Так же в работе предложен расчёт «рабочего радиуса» радиального канала, как комплексного параметра, который учитывает множество факторов, среди которых обрушение породы, её пластические деформации, выпадение АСПО и другие, изменяющие продуктивность реального радиального канала. Расчётная продуктивность рабочего радиального канала равна продуктивности идеального радиального канала, но, чаще всего, меньшего радиуса по сравнению с изначально созданным, при прочих равных условиях.

Так как данный параметр является комплексным, то он позволяет оценить влияние всех факторов на параметры радиального канала во времени, оценить уменьшение дебитов скважин и обосновать необходимость повторного проведения обработки скважины.

КОЛИЧЕСТВЕННОЕ ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХРУПКОСТИ ГОРНОЙ ПОРОДЫ И ЕЕ ПРИМЕНЕНИЕ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ МЕХАНИЧЕСКОЙ СКОРОСТИ БУРЕНИЯ ДЛЯ ДОЛОТ PDC (QUANTIFICATION OF THE ROCK BRITTLENESS AND ITS APPLICATION TO PREDICTION OF ROP FOR PDC BITS)

Солодкин А.С.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Балицкий В.П.)

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

Механическая скорость бурения является одним из ключевых показателей при оптимизации режима бурения скважины, поскольку она в значительной степени определяет общее время бурения, и, следовательно, влияет на стоимость проведения работ по строительству скважины.

Оценка механической скорости бурения всегда представляла собой сложную задачу, поскольку она зависит от большого количества параметров, таких как тип применяемого породоразрушающего инструмента, нагрузка на него и скорость вращения, а также свойства горных породы. Известны ряд аналитических формул (моделей) для определения механической скорости бурения для поликристаллических алмазных долот (PDC). В частности, можно воспользоваться моделью Мотаххари Х.Р., одним из параметров которой является прочность горной породы на одноосное сжатие, включающая в себя количественное значение хрупкости горной породы.

Хрупкость горной породы – это ее способность к разрушению без заметной пластической деформаций. Хрупкость является важным механическим свойством горной породы и имеет большую значимость при анализе устойчивости скважины, расчете гидравлического разрыва пласта, контроле пескообразования, прогнозировании механической скорости бурения, а также при определении многих других немаловажных характеристик процессов разбуривания и освоения горных пород.

На сегодняшний день отсутствует единый стандарт или общепринятая формулировка для количественной оценки хрупкости горных пород на основе информации об их минералогии и механических характеристиках.

Были проанализированы пять основных способов определения количественного показателя индекса хрупкости горной породы, а также определена их корреляция с четырьмя петрофизическими и геомеханическими свойствами для горных пород различного типа – модулем Юнга, скоростью распространения продольной волны, коэффициентом Пуассона и пористостью.

Значения механической скорости проходки, спрогнозированные на основании количественного определения хрупкости горной породы, показывают высокую степень соответствия фактическим данным.

РАЗРАБОТКА НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В БУРЯТИИ (DEVELOPMENT OF OIL AND GAS DEPOSITS IN BURYATIA)

Сорока О.А.

(научный руководитель: профессор Ваганова В.И.)

Восточно-Сибирский государственный университет технологий и
управления

Статья посвящена разработке нефтяных и газовых месторождений в Бурятии в Усть-Селенгинском и Чарской впадине. В ходе данной исследовательской работы были проведены свои исследования. По разработке программы поисковых работ на нефть и газ в Забайкалье на 2017-2020 годы.

Выяснилось, что бурить следует не впадины, а горы. Для того чтобы месторождение нефти возникло, необходимо два обязательных условия. На разрабатываемом участке впадин должна быть пористая порода, а над ней обязательно должна быть покрывка — глинистый мощный слой или слой многолетней мерзлой породы. Этим условиям отвечают лишь две впадины региона: Усть-Селенгинская и Чарская. Но первая находится у берегов Байкала, и это нарушит природное равновесие, а вторая впадина, расположена у соседей в Иркутской области. Возникает вопрос — где же искать нефть? Мы предлагаем не разбуривать наши впадины без покрывок, а бурить горы рядом с впадинами (месторождение может быть не во впадине, а под зоной гранитного шва). Нефть теперь нужно искать не в глинах песчаника и в осадочных породах, а в кристаллических породах — в гранитах, в гнейсах. Поэтому, в Бурятии нужно изменить стратегию прогнозно-поисковых работ.

Таким образом, данное исследование позволяет разработать программу, которая даст успешные результаты по нефтяным месторождениям Бурятии и бурений скважин. По ожидаемым объемам ресурсов составит около 800 миллионов тонн. Кроме того, это не только нефть, а еще и сопутствующий ей газ: нефтяная залежь, как правило, находится чуть ниже, а сверху — газовая шапка. В этом нуждаются сейчас все, а в особенности экономика нашей страны. Бурятия вполне могла бы стать одной из серьезных сырьевых баз страны. Байкальский район давно считается потенциально нефтегазоносным бассейном, и, тем не менее, никто ничего не делает в этом направлении. Думаю, сейчас самое время начать новый этап в поиске, освоении и добыче нефти, таящейся в глубинах наших недр.

СОВРЕМЕННЫЕ ВАРИАНТЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН (MODERN COMPLETION OF HORIZONTAL WELLS)

Спивак К.С.

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

В работе рассматриваются различные компоновки заканчивания горизонтальных скважин (ГС), целью которых является частичное, либо полное устранение такого выявленного при эксплуатации ГС недостатка как неравномерный профиль притока. Он обусловлен, с одной стороны, различными по проницаемости интервалами, которые пересекает ствол ГС, расположенный в продуктивном горизонте, с другой – потерями на трение из-за большой протяженности ГС и его малого диаметра.

На данный момент на слуху у всех такое понятие как интеллектуальная (высокотехнологичная) скважина. Данная технология, судя по мировому опыту ее применения на таких месторождениях, как Iron Duke, Na Kika, Oseberg, им. Ю. Корчагина, Firebag, демонстрирует возможность эффективного управления добычей из различных интервалов, в случае ГС, или стволов, в случае многозабойных ГС, с помощью гидравлически управляемых с поверхности клапанов (ICV). Реализация такого поинтервального/поствольного контроля позволяет решить проблему неравномерного профиля притока и комплекса других негативных проявлений, обусловленных этой проблемой, таких как преждевременный прорыв газа и воды, низкий КИН и т.д.

Но поинтервальный/поствольный контроль, осуществляемый с помощью ICV, является, на данный момент, вершиной развития высокотехнологичных скважин, он обладает существенным недостатком – высокой стоимостью оборудования.

Такой пункт как капитальные вложения очень важен при разработке небольших по запасам месторождений, при бурении горизонтальных боковых стволов на истощенных месторождениях, в общем – там, где экономическая эффективность применения подобной технологии в большинстве случаев сводится на нет или, что еще хуже, становится отрицательной. Поэтому в данной работе будут освещаться реализация управления притоком с помощью менее технологичных и менее затратных вариантов заканчивания в виде удлиненного хвостовика, неравномерно проперфорированного хвостовика, двухтрубной компоновки заканчивания с различной длиной труб, заканчивания с устройствами контроля притока (УКП), заканчивания со скользящими муфтами, преимущества и недостатки, выявленные в процессе применения/моделирования данных вариантов заканчивания, а также мировой опыт их применения.

**ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ГЕОЛОГИЧЕСКОГО
СОПРОВОЖДЕНИЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
НА ПРИМЕРЕ ОДНОГО ИЗ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(OPTIMIZATION OF GEOLOGICAL MONITORING OF
HORIZONTAL WELL DRILLING AS IN THE CASE OF OILFIELD IN
WESTERN SIBERIA)**

Старосветсков В.В., Тарасов А.Е.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в
г.Волгограде

В настоящее время актуальными являются задачи поддержания уровней добычи нефти из традиционных коллекторов, а также вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти. Одним из эффективных путей их решения является внедрение технологии горизонтального вскрытия и оптимизация положения ствола горизонтальной скважины за счет использования методов геонавигации, что позволяет принимать оперативные решения в условиях геологической неопределенности границ пласта.

Выделены основные этапы работ по геологическому сопровождению бурения, представлен алгоритм работ на каждом этапе. Выявлены и описаны основные риски, сопутствующие проводке скважин и выработана стратегия бурения для минимизации этих рисков. Показан алгоритм обновления геологической модели залежи на основе данных по горизонтальным скважинам для уточнения запасов и гидродинамических расчетов.

Процесс геологического сопровождения бурения горизонтальных скважин можно разделить на 3 основных этапа - этап планирования, этап бурения и этап корректировки модели по результатам бурения и отчетности.

Первый этап – включает актуализацию геологической модели (ГМ) на основе данных, полученных после последнего подсчета запасов (ПЗ), согласование взаимодействия между всеми заинтересованными лицами и определение сроков подключения к работе согласно графика бурения.

Второй этап состоит из 2 подэтапов - бурения транспортной секции (ТС) и бурения горизонтальной секции (ГС).

Этап номер 3 включает обновление модели по результатам бурения ГС в части корректировки структурного каркаса и куба литологии, написание и отправку отчета заказчику и передачу актуализированной модели для гидродинамических расчетов.

Описанный подход позволяет оптимизировать процесс бурения ГС путем снижения геологических рисков, одновременно с экономией финансовых ресурсов.

**ОБУСТРОЙСТВО МОРСКОЙ ЧАСТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
ХАРАСАВЭЙ
(KHARASAVEY OFFSHORE FIELD ARRANGEMENT)**

Старостин М.В.

(научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Дзюбло А.Д.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В работе рассматриваются варианты обустройства морского продолжения месторождения Харасавэй, основанные на комплексном анализе природно-климатических условий и нефтегазоносности месторождения. Месторождение расположено на западном побережье полуострова Ямал и в транзитной зоне (глубина в среднем 7м) Карского моря в пределах 5 км от берега. Представляет собой газоконденсатную залежь с запасами морской части более 350 млрд. м³ газа в сеноманских отложениях и 20 млн. т конденсата в верхах таноупчинской свиты. Из-за сложных природно-климатических условий и специфического расположения, вопрос обустройства месторождения является актуальным.

В мировом опыте освоения нефтегазовых месторождений в условиях арктического мелководного шельфа существует ряд решений.

На шельфе Аляски в заливе Кука для освоения применяются ледостойкие платформы с укрепленными опорами. В море Бофорта для освоения месторождений применяются искусственные острова и бурение с большим отходом от вертикали.

На шельфе Канады в дельте реки Маккензи и в море Бофорта (канадский сектор) применяются искусственные ледовые и насыпные острова, ледостойкие платформы.

Наиболее близким аналогом Приамальского шельфа по природно-климатическим условиям является прибрежный шельф моря Бофорта.

С учетом особенностей месторождения, освоение морского участка Харасавэйского ГКМ целесообразно выполнять с береговой площадки посредством горизонтальных скважин, так как современные технологии позволяют бурить скважины с отклонением забоя от вертикали до 9 км и общей длиной скважины, превышающей 11,5 км. Успешным примером является месторождение Северное Чайво.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
ПЕНООБРАЗУЮЩИХ СВОЙСТВ ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ,
ПРИГОТОВЛЕННОЙ ПРИ ПОМОЩИ ДИСПЕРГИРУЮЩЕГО
УСТРОЙСТВА ДЛЯ УСЛОВИЙ ЯРАКТИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ.**

**(EXPERIMENTAL RESEARCHES OF WATER-GAS MIXTURE'S
FOAMING PROPERTIES PREPARED BY DISPERSIVE DEVICE FOR
YARAKTINSKIY FIELD)**

Стахив В.И.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Вербицкий В.С.)

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

Один из комплексных методов увеличения нефтеотдачи, над которым работают многие зарубежные и отечественные компании – это технологии SWAG и WAG. На Ярактинском месторождении, на сегодняшний день уже реализуется технология WAG, но была поставлена задача, используя те же мощности перейти на технологию SWAG.

При реализации технологии SWAG необходимо обеспечивать определенную дисперсность газовых пузырьков в потоке, что достигается с помощью смесителя и добавкой ПАВ. В следствие этого создаётся пена, которая влияет на изменения давления закачки, в зависимости от свойств пены, изменятся градиент потерь, меняется проницаемость ПЗС.

До сегодняшнего дня не предложено надёжных методик определения пенообразующих свойств жидкости в промышленных условиях. В связи с этим большое значение имеет разработка методики и приборного оснащения для надёжного, достоверного определения пенообразующей способности перекачиваемой жидкости.

На кафедре РиЭНМ при непосредственном участии автора был разработан экспериментальный стенд и разработана методика проведения эксперимента по исследованию пенообразующих свойств водных растворов ПАВ.

При проведении опытов определяли кратность и стабильность пены, а также динамику разрушения столба пены. Кроме того, исследовали влияние температуры на процессы пенообразования водных растворов. В настоящее время неизученным оставалось направление пенообразующих свойств минерализованной жидкости, в чём и заключается уникальность данной работы.

**ВЛИЯНИЕ ЯВЛЕНИЯ ГИСТЕРЕЗИСА ОТНОСИТЕЛЬНЫХ
ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ
ТЕХНОЛОГИИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
(EFFECT OF HYSTERESIS PHASE PERMEABILITY FOR
REALIZATION OF WATER-GAS STIMULATION)**

Степанова О.Н.¹

(научный руководитель: к.т.н. Метт Д.А.²)

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

²ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Опыт показывает, что разработка большинства месторождений ведется с использованием заводнения. Неоднородность коллекторов, как по разрезу, так и по латерали (наличие дизъюнктивов), невыдержанность структуры порового пространства, влияние изменчивости реологических свойств флюидов и поверхностных эффектов на границах раздела фаз приводит к появлению зон, неохваченных разработкой. Подобные проблемы ставят перед инженерами новые задачи и требуют применения новых подходов к доизвлечению остаточной нефти.

Одними из методов, имеющие значительный потенциал к приросту КИН на новых и, что более актуально, на разрабатываемых месторождениях, являются водогазовые методы (далее ВГВ). С помощью этого метода в пласте создаются разнонаправленные градиенты давления, позволяющие привлечь к выработке ранее недренируемые запасы нефти.

Однако, при многофазной фильтрации в поровом пространстве, изменение типа закачиваемого рабочего агента приводит к проявлению эффекта гистерезиса относительных фазовых проницаемостей (ОФП): изменению формы кривых ОФП и значений остаточных насыщенных, что необходимо учитывать при создании модели вытеснения и оценки конечных результатов.

При создании синтетической или так называемой феноменологической модели месторождения было показано, что при учете гистерезиса ОФП эффект от применения ВГВ уменьшается на 5-7%. При низких значениях проницаемостей учет данного явления при моделировании ВГВ позволяет не только наиболее адекватно оценить конечную нефтеотдачу, но и снизить возможность технико-технологических проблем, связанных с высокими перепадами давлений закачки на устье.

КОМПЛЕКСНОЕ ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА СЕВЕРНОГО КАСПИЯ (COMPLEX DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS IN THE NORTHERN PART OF THE CASPIAN SEA)

Сугунушев С.С.

(научный руководитель: доцент Бойко В.И.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Северный Каспий является одним из ключевых регионов роста добычи нефти и газа в ближайшей перспективе для российской нефтяной промышленности в целом. В настоящее время открыто 8 крупных многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений: им. Ю. Корчагина, Хвалынское, 170-й км, Ракушечное, Западно-Ракушечное, им. Ю. Кувыкина (до 2012 г. – Сарматское), Центральное и им. В. Филановского, суммарные извлекаемые запасы которых превышают 1 млрд 870 млн т условного топлива.

Комплексный подход к обустройству месторождений нефти и газа является уникальным способом освоения шельфа в РФ. Ранее в Российской практике нигде не использовался данный метод решения сложных технологических и экономических задач. Северный Каспий является первым подобным проектом в истории отечественной нефтегазовой промышленности.

Данный метод обустройства месторождений позволяет в течение долгого времени сохранить высокий уровень добычи углеводородов, продлить работу внешнего транспорта на максимальных значениях. В результате проведенного исследования было изучено влияния последовательности и сроков ввода месторождений и структур на общий уровень динамики капитальных затрат, а также на возможности достижения оптимальных уровней добычи продукции.

Всего на обустройство месторождений Северного Каспия предусмотрено строительство 24-х гидротехнических сооружений, 2-х трубопроводов и береговой инфраструктуры. Будет пробурено 100 нефтяных эксплуатационных скважин, 43 газоконденсатных и 20 скважин поддержки пластового давления. Общий объем инвестиций для реализации данного проекта составляет 812,4 млрд. рублей.

УСТАНОВКА ПОДДЕРЖАНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ (RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE STATION)

Сукманов А.С.

(научный руководитель: Егоров В.М.)

ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Поддержание пластового давления (ППД) – это процесс естественного или искусственного поддержания давления в продуктивных пластах нефтяных залежей, для увеличения извлечения нефти. В настоящее время существуют методы нагнетания воды в пласты-коллекторы, такие как: законтурное, приконтурное и внутриконтурное. Во время разработки нефтяных залежей, поддержание пластового давления осуществляется за счет водонапорного или упруго-водонапорного режима, для чего необходимо создание высокого давления закачки реагента в пласты-коллекторы.

На нефтяных месторождениях искусственное поддержание пластового давления осуществляется с помощью: кустовых насосных станций, водозаборных скважин, шурфов, которые имеют ряд недостатков.

Целью работы является:

- внедрение в производственный процесс экономически выгодного оборудования ППД;
- решение геологических, технологических задач по поддержанию пластового давления на нефтяных месторождениях.

В работе представлена экспериментальная установка НБ-XXX, разработанная совместно с конструкторским бюро АО «Завод Тамбовполимермаш», для поддержания пластового давления в пластах-коллекторах с низкой проницаемостью.

В заключении приведены технико-экономические расчеты по работе и ожидаемый эффект от внедрения, подобраны скважины-кандидаты для применения УППД.

**ИССЛЕДОВАНИЯ ПРОЦЕССОВ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ
ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ С НЕФТЕНАСЫЩЕННЫМИ
ПОРИСТЫМИ СРЕДАМИ
(THE STUDY OF INTERACTION PROCESSES BETWEEN
ELECTROMAGNETIC FIELDS AND OIL-SATURATED MEDIA)**

Султангужин Р.Ф., Шрубковский И.И.
(научный руководитель: профессор Ковалева Л.А.,
доцент Зиннатулилин Р.Р.)
Башкирский государственный университет

Истощение традиционных нефтяных месторождений является острым вопросом, вынуждающим к разработке месторождений трудноизвлекаемой нефти, которые характеризуются сложным геологическим строением, низкой проницаемостью, высокой вязкостью и сложной реологией нефти. Эффективная разработка таких месторождений не может быть обеспечена существующими технологиями. Необходимы новые инновационные технологии, которые повысят эффективность разработки месторождений.

Метод нагрева призабойной зоны пласта с использованием энергии электромагнитного поля представляется наиболее эффективным и перспективным. Основная цель использования электромагнитного поля – нагрев пласта для снижения вязкости нефти. Температура среды повышается за счет трения осциллирующих в переменном электромагнитном поле молекул с дипольными моментами. Для электромагнитного нагрева пласта можно использовать широкий спектр частот от 300 кГц до 300 МГц. Оптимальная частота воздействия должна выбираться для каждого месторождения на основе результатов исследования физико-химических свойств пласта и насыщающей его углеводородной жидкости. От правильности выбора частоты излучения зависит степень взаимодействия электромагнитной волны с нефтью, а также глубина проникновения ее в пористую среду. Кроме этого преимущество метода состоит не только в тепловом воздействии, но в проявлении дополнительных эффектов, связанных с особенностями физико-химических явлений в многокомпонентных углеводородных системах при воздействии высокочастотного электромагнитного поля.

Исследования проведены на специально разработанном стенде, состоящем из модели призабойной зоны пласта и высокочастотного импульсного генератора, спускаемого в скважину на уровень продуктивного пласта. Модель продуктивного пласта представляет собой слой кварцевого песчаника. Распределение температуры в пласте при высокочастотном электромагнитном воздействии регистрируется системой контроля температуры.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТРЕТИЧНЫХ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ДЛЯ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОЛИМИКТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (THE USE OF TERTIARY EOR METHODS FOR POLYMICTIC LOW PERMEABILITY RESERVOIRS)

Сухих А.С., Кузнецова А.Н., Искан А.Ю.
(научный руководитель: профессор Рогачев М.К.)
Санкт-Петербургский Горный университет

Полимиктовый коллектор образуется, если при осадконакоплении, помимо зерен кварца, большой процент зерен представлен полевыми шпатами и продуктами их химических преобразований.

Характерной особенностью полимиктовых песчаников является присутствие глинистого материала не только в поровом пространстве породы, но и в скелетных зернах полевых шпатов и обломков пород. В коллекторах со сложным минеральным составом глинистого материала способность породы удерживать воду определяется главным образом количеством и типом глинистых минералов цемента и пелитезированных зерен скелета. При прочих равных условиях наибольшее количество воды удерживают разбухающие глинистые материалы группы монтмориллонита и смешаннослойные образования монтмориллонит-гидролюдистого типа.

Еще одной характерной особенностью полимиктовых песчаников является их большая неоднородность. При относительной глинистости $\eta_{\text{гл}}$ полимиктовых песчаников, равной 0,15-0,49 (наиболее вероятные значения 0,2-0,36), следует учесть разнообразный состав зерен породы и цемента. В связи со всем вышеперечисленным, традиционное заводнение не будет давать нужного эффекта. Решением проблемы глинистого коллектора может стать использование газовых методов, но в связи со сложным геологическим строением месторождения обыкновенная закачка газа будет малоэффективной.

В данном случае предлагается реализовать технологию водогазового воздействия (ВГВ) с поочередной закачкой воды и газа. Основной эффект в технологии ВГВ обеспечивает избирательное вытеснение нефти газом и водой из различных по размерам и характеристикам смачиваемости поровых каналов, что увеличивает охват пласта вытеснением, особенно в неоднородных коллекторах.

Таким образом, применение водогазового воздействия позволит избежать набухания глин, увеличить коэффициент охвата пласта воздействием при закачке вытесняющих агентов, а соответственно, текущие дебиты скважин и отборы нефти, что позволит приблизиться к проектному коэффициенту извлечения нефти.

ТРАНСПОРТИРОВКА ПРИРОДНОГО ГАЗА В ВИДЕ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ (TRANSPORTATION OF NATURAL GAS IN THE NATURE OF GAS HYDRATES)

Телепко А.С.

(научный руководитель: профессор Крапивский Е.И.)

Санкт-Петербургский Горный университет

Технологические предложения по хранению и транспорту природного газа в гидратном состоянии появились еще в 40-х годах 20-ого века. Газовые гидраты образуются, если газ смешивается с водой при низкой температуре и высоком давлении. Подводить газопровод к каждому малому газогидратному месторождению экономически невыгодно, однако с необходимостью добычи газа в таких условиях человечество рано или поздно столкнется.

Существует способ доставки природного газа потребителю, в котором процесс перевозка газогидратной смеси осуществляются в герметичных, теплоизолированных грузовых помещениях транспортного средства, при термодинамических параметрах, исключающих разложение газогидрата. Газогидратная смесь, отбирается в виде брикетов, с помощью п-контейнеров, поочередно спускаемых на подводный пласт с подводного транспортного средства. Газогидратная смесь, которой заполняют контейнеры, представляет собой брикеты природного метастабильного минерала в их гидратном - твердом состоянии. Для транспортировки газовых гидратов, используют теплоизолированные резервуары.

Преимуществами способа являются снижение энергетических и капитальных затрат на добычу и доставку газовых гидратов. Также подводная лодка является более безопасным способом транспортировки газового гидрата, т.к. обеспечивается сохранение груза в аварийной ситуации без нарушения экологии акватории, уходом на глубину при штормовой погоде, сохранностью при столкновениях. Недостатками является необходимость достаточной глубины моря (обычно не менее 70-100 м) для свободного преодоления ледовых препятствий транспортным средством в подводном состоянии, а также наличие ледокольной поддержки для возможности заходить в порты с замерзающей акваторией и мелководными путями подхода. Также необходимо использование судна, способного перевозить большие грузы в подводном состоянии, т.к. резервуары утяжеляют транспортное средство.

Предварительные экономические расчеты показали, что наиболее эффективным оказывается морской транспорт газа в гидратном состоянии, причем дополнительный экономический эффект может быть достигнут при одновременной реализации потребителям транспортируемого газа и чистой воды, остающейся после разложения гидрата (при образовании газогидратов вода очищается от примесей).

ПРОЕКТИРОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ РАБОЧЕЙ ЖИДКОСТИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

(DESIGN OF EQUIPMENT FOR ELIMINATION OF DRILLING FLUID ABSORPTION DURING WELL CONSTRUCTION)

Тихонов А.Е.

ООО НПФ «Пакер»

Во время повсеместного снижения затрат на различные технологические операции в нефтегазовой отрасли, проблема поглощения бурового раствора при строительстве скважин оставалась и, в настоящее время, является актуальной, в связи с тем, что поглощения могут стать причиной аварии при бурении скважин, а также связаны с приостановкой бурения и дальнейшим простоем буровых бригад, что приводит к дополнительным затратам.

С целью сокращения продолжительности бурения и снижения затрат на строительство скважин применяются различные технологии, которые позволяют своевременно предотвращать, а в случае начала проявлений - ликвидировать зоны поглощения. Одной из таких технологий является метод борьбы с поглощениями раствора с изоляцией поглощающего пласта от ранее пробуренного ствола скважины и дальнейшая обработка с помощью тампонажных растворов для закупорки каналов поглощения.

В работе рассмотрена технология и комплекс оборудования для ликвидации зон поглощения рабочей жидкости в открытом стволе скважины, разработанный научно-производственной фирмой ООО НПФ «Пакер», который включает в себя пакер ПЦРОЗ и якорь ЯМ-ОС. Комплекс позволяет не только ликвидировать интервал поглощения, но и осуществить его поиск и отсечение от ранее пробуренного ствола скважины, что позволяет снизить влияние кольматирующих реагентов на остальные участки продуктивной зоны и повысить эффективность дальнейшего проведения многостадийного гидроразрыва пласта в скважинах, предназначенных для добычи нефти.

Компоновка спроектирована на основе накопленного опыта ООО НПФ «Пакер» при эксплуатации оборудования в открытом стволе скважины, с целью достижения большей надежности оборудования, увеличения срока службы, а также повышения качества проводимых работ по ликвидации поглощения рабочей жидкости при строительстве скважин, что позволяет комплексу быть конкурентоспособным с оборудованием, представленным на отечественном рынке нефтегазового сервиса.

**РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАДАННОГО ГОДОВОГО ОТБОРА ПО
СКВАЖИНАМ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С
ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ КОНДЕНСАТООТДАЧИ
(GAS FLOW RATE OPTIMIZATION TO INCREASE CONDENSATE
RECOVERY)**

Трубачева И.А., Царенко А.В.

(научные руководители: профессор Ермолаев А.И., Dr.-Ing. Некрасов А.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Повышение конденсатоотдачи является одной из важнейших технико-экономических задач при разработке газоконденсатных месторождений. При этом существенным ограничением является заданный отбор газа, определяемый инфраструктурными и коммерческими условиями. В этих условиях одним из способов повышения конденсатоотдачи является перераспределение дебитов добывающих скважин.

В работе предложена методика перераспределения дебитов, в качестве критерия оптимальности используется минимум перетоков газа и конденсата, что ведет к равномерному дренированию пласта скважинами.

На тестовой модели показано, что за счет перераспределения дебитов и выравнивания дренируемых объемов можно повысить конечную конденсатоотдачу. По результатам гидродинамического моделирования, применение данной методики для реального месторождения позволит повысить конечный коэффициент конденсатоотдачи на 0,2%.

**ОПЫТ СТРОИТЕЛЬСТВА БОКОВЫХ СТВОЛОВ ДЛЯ
ВОССТАНОВЛЕНИЯ СКВАЖИН ИЗ БЕЗДЕЙСТВИЯ НА ПРИМЕРЕ
РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(EXPERIENCE OF THE SIDETRACK CONSTRUCTION FOR
RECOVERY OF INACTIVE WELLS BY THE EXAMPLE OF THE
ROMASHKINSKOYE OIL FIELD)**

Тухбиев Р.Ф.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Кемалов Р.А.)

Казанский (Приволжский) федеральный университет

Актуальной задачей на поздней стадии разработки является максимальное использование возможностей пробуренного фонда скважин. Эффективным методом восстановления бездействующих и повышения производительности малодебитных скважин становится бурение боковых стволов.

Бурение боковых стволов дает следующие возможности:

- восстановление продуктивности аварийных скважин, доступ в которых к интервалу эксплуатации затруднен или невозможен;

- увеличение производительности малодебитных скважин за счет вскрытия менее дренированной части пласта в обход конусов обводнения;

Кроме того, технология ЗБС обладает следующими преимуществами по сравнению с бурением новых скважин:

- повторное использование бездействующих скважин;

- невысокая стоимость работ, которая по мере накопления опыта подобных работ будет снижаться;

В Татнефти работы по БС были начаты в конце 1995г с принятием «Комплексной программы по повышению эффективности заканчивания скважин». Большой акцент был сделан на увеличение объемов бурения БС и увеличение числа объектов, разбуриваемых БС и БГС. В настоящее время специалисты ОАО «Татнефть» могут осуществить зарезку БС в различных геологических условиях.

На сегодняшний день в НГДУ «Альметьевнефть» успешно применяется зарезка БС. Всего в НГДУ «Альметьевнефть» реализовано 12 проектов на бобриковско-радаевский и турнейские горизонты. По этим скважинам средний дебит составляет 8,5 т/сут при средней обводненности 43%. Дополнительная добыча за счет ЗБС составила 69,1 тыс.т.

Строительство БС на Ромашкинском месторождении позволило вовлечь в разработку ранее не дренируемые запасы за счет чего получить дополнительную добычу в объеме 18917 тыс.т. при оправданных затратах. В целом зарезка боковых стволов на Ромашкинском месторождении прошла успешно, что свидетельствует об эффективной дополнительной добычи нефти. Также следует подчеркнуть об увеличении среднесуточного дебита.

**АКТУАЛЬНЫЕ ВОПРОСЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ В РЕГИОНАХ СО СЛОЖНЫМИ
КЛИМАТИЧЕСКИМИ УСЛОВИЯМИ
(THE CURRENT ISSUES OF EFFICIENCY IN THE REGIONS OF OIL
AND GAS WITH DIFFICULT CLIMATIC CONDITIONS)**

Тыква А.С., Пирматова В.Р., Донцу Т.Г.

(научный руководитель: доцент Багрова Е.В.)

Ноябрьский институт нефти и газа (филиал) ТИУ в г. Ноябрьске

Государственно-частное партнерство - для России относительно новая форма средне- и долгосрочного взаимодействия государства и бизнеса для решения общественно значимых задач на взаимовыгодных условиях.

1 января 2016 года в России вступил в силу Федеральный закон о государственно-частном партнерстве. Данный закон формирует правила вложения частных инвестиций в такие инфраструктурные секторы, как транспорт, энергетика, медицина и т. д.

Важным направлением развития нефтегазового комплекса является расширенное применение концессионных соглашений между частными инвесторами и государством. Данное направление позволит активизировать процессы разработки в приоритетных проектах и снизить зависимость от зарубежных партнеров.

Концессионные контракты, в их классическом понимании, используют почти в 40 странах мира. В свою очередь, в нашей стране получила широкое распространение модель ВОТ, подразумевающая под собой реализацию концессионного соглашения в три этапа: создание инфраструктурного объекта, передача объекта государству, получение концессионером права использования объекта (однако собственником является концедент).

Модель ROT является еще одной разновидностью концессионного соглашения.

Современные арктические проекты являются дорогостоящими, высокорисковыми и требуют тщательной проработки инвестиционной программы.

Затянутость инвестиционного цикла резко повышает риск перерасхода средств и осложняет привлечение финансирования. Отсрочка получения прибыли усугубляется расходами, связанными с обеспечением экологической безопасности разработок.

В настоящее время в России заказчики, подрядчики и государство все еще не готовы консолидировать предложения, идеи и инициативы и выработать единую позицию по вопросу о том, как российскому нефтегазовому сервису укрепить свои позиции на рынке.

Тем не менее, сегодня Российская Федерация встала на позитивный путь развития законодательства о государственно-частном партнёрстве, что позволит в дальнейшем находить новые возможности сотрудничества государства и частного сектора при реализации инновационных значимых для государства проектов.

ИССЛЕДОВАНИЕ ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЁРЗЛЫХ ПОРОД (RESEARCH OF A CEMENT STONE FOR CEMENTING WELLS IN PERMAFROST ROCKS)

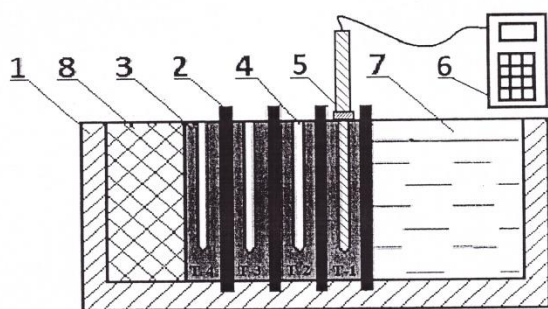
Тюлькин О.П., Кузнецов М.А., Коваленко Ю.С.

(научный руководитель: профессор Агзамов Ф.А.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Из-за большого риска аварий, связанных с растеплением многолетнемёрзлых пород (ММП), при строительстве скважин в районах с указанными породами необходимо иметь цементный камень с низкой теплопроводностью.

Экспериментально исследованы факторы, влияющие на теплопроводность цементного камня $\lambda_{цк}$, включая использование химических реагентов и модифицирующих добавок. Выявлены перспективные методы уменьшения $\lambda_{цк}$ применительно к ММП. Для исследования эффективности **уменьшения теплового потока в скважине была изготовлена экспериментальная лабораторная установка**, на которую получен патент на полезную модель № 164352.



- 1- корпус;
- 2- модель обсадной колонны;
- 3- цементный камень;
- 4- отверстия для датчика;
- 5- датчик;
- 6- измерительное устройство;
- 7- вода с высокой температурой;
- 8- модель ледяного массива

Рисунок 1 - Установка для исследования теплового потока в модели крепи скважины

В качестве наиболее перспективной тампонажной смеси для ММП исследовано вяжущее «Аркцемент», разработанное ВНИИгаз и модифицированное глиноземистым цементом. Теоретически и экспериментально обосновано соотношения компонентов в цементе, его гранулометрический состав и разработана методика экспериментальных исследований. Обоснованы и апробированы способы управления свойствами раствора и получаемого камня.

Отдельно, на специальной экспериментальной установке была рассмотрена термическая коррозия глиноземистого цемента и исследован характер сброса прочности цементного камня при термической коррозии и способы уменьшения её воздействия.

ТЕХНОЛОГИИ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ (TECHNOLOGY OF WELLS EXPLOITATION BY ARTIFICIAL LIFTING IN COMPLICATED CONDITIONS)

Умаев А.О.

(научный руководитель доцент Молчанова А.Г.)

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

Технологии борьбы с осложняющими факторами нашли широкое применение при эксплуатации осложненного фонда скважин. Выбор технологии зависит от конкретных геолого-физических условий месторождения, физико-химических свойств пластовых флюидов, а также способа механизированной добычи нефти.

В данной работе приведен анализ промысловых и лабораторных исследований влияния осложняющих факторов на бесперебойную добычу нефти установками электроцентробежных (УЭЦН), скважинных штанговых (УСШН), винтовых (УВН) насосов на Таныпском, Верхнечонском и Ван-Еганском месторождениях.

Основными факторами, отрицательно влияющими на эффективность работы УСШН, являются высокий газовый фактор, высокое содержание механических примесей, отложения парафина и солей, а также высокая вязкость нефти.

Главной причиной отказов ЭЦН, является высокое содержание в продукции скважин механических примесей. Так, причиной отказов 30 % скважин осложненного фонда «РН-Пурнефтегаз» является именно влияние мехпримесей. Другими осложняющими факторами являются высокий газовый фактор и вязкость пластовой жидкости.

Винтовые насосы менее чувствительны к вязкости нефти, содержанию механических примесей и образованию АСПО. Благодаря этому применение винтовых насосов признано наиболее эффективным способом эксплуатации скважин в осложненных условиях. Но главными недостатками винтовых насосов являются малая производительность и невозможность регулирования рабочих параметров насоса.

**ХИМИКО-МИНЕРАЛОГИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ МОЛДАВСКОЙ
БЕНТОНИТОВОЙ ГЛИНЫ И ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТЕЙ ЕЁ
ПРИМЕНЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ ГЛИНИСТЫХ
БУРОВЫХ РАСТВОРОВ
(CHEMICAL-MINERALOGICAL ASPECTS OF MOLDAVIAN
BENTONITE CLAYS AND EVALUATION OF THE POSSIBILITIES
OF ITS APPLICATION AS SOLID PHASE IN
CLAY DRILLING MUDS)**

Урзикэ И.В.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Зозуля В.П.)

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

Среди буровых растворов, широкое распространение получили гетерогенные полидисперсные системы с диспергированной твердой фазой. К этому классу систем относятся, наиболее часто применимые глинистые растворы.

Основные требования, предъявляемые к буровым растворам:

- Наличие наименьшей необходимой концентрации твердых частиц, особенно абразивных;
- Отсутствие загрязнения продуктивного пласта;
- Твердая фаза раствора не должна быть диспергирующей.

Существенные признаки глинистых минералов, обусловленные особенностями кристаллической структуры, наличием гидрофильной поверхности, способностью к адсорбции, ионному обмену, определяют важнейшие функции глинистого бурового раствора такие как: вязкостную, структурирующую и антифильтрационную. В данной работе, приведены структурно-минералогические особенности бентонитовых глин «Проданештского» и «Кочулийского» месторождениях. В ходе лабораторных исследований, автором были приготовлены пробы отличающиеся друг от друга по содержанию воды и глины. По стандартной методике был определен выход раствора при эффективной вязкости $\eta_{эф} = 15 \text{ мПа/с}$. Определение пластической вязкости и динамического напряжения сдвига проводились с помощью ротационного вискозиметра FANN модель 35.

Исследование молдавских глин с целью их использования в качестве основы для буровых растворов, изучение влияния добавок и модификаторов на технологические свойства бурового раствора представляют большой теоретический и практический интерес. Отсутствие промышленной разработки указанных месторождений, привлекает исключительное внимание для развития новых качественных глинопорошков и освоения регионального рынка сырья.

ОЦЕНКА ЗАВИСИМОСТИ ПОДЪЕМА ГАЗОВОДЯНОГО КОНТАКТА ОТ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА-КОЛЛЕКТОРА НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРГСКОГО НГКМ (ASSESSMENT OF DEPENDENCE OF RISE OF GAS-WATER CONTACT ON GETEROGENEITY OF LAYER COLLECTOR ON THE EXAMPLE OF THE YAMBURG FIELD)

Усачев В.Д.

(научный руководитель: к.т.н. Перемышцев Ю.А.)

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Сеноманские залежи уникальных месторождений Западной Сибири характеризуются хорошими фильтрационно-емкостными свойствами и огромными запасами газа, не имеющими аналогов в мире. В процессе разработки и длительной эксплуатации таких «газовых гигантов», как Медвежье газовое месторождение, Уренгойское и Ямбургское нефтегазоконденсатные месторождения отмечен неравномерный по площади подъем газоводяного контакта (далее, ГВК) в продуктивной сеноманской залежи, что существенно осложняет прогнозирование обводнения эксплуатационных скважин и их выбытия из строя.

По мнению многих российских ученых этот факт связан с неоднородностью пласта-коллектора, а именно с наличием глинистых линз (водоупоров) в прискважинном пространстве, которые тормозят внедрение пластовой воды в газовую залежь. Такие исследования подтверждаются на практике незначительным или нулевым подъемом ГВК, и, наоборот, подъем ГВК проходит быстрее в скважинах с отсутствием в их разрезе глинистых отложений.

С целью выяснения зависимости подъема ГВК от толщины глинистых пропластков и их количества в приконтактной зоне была проведена качественная и количественная оценка по данным геофизических исследований в наблюдательных скважинах Ямбургского месторождения. С учетом полученных данных по ГИС использовалась расчетная модель подъема ГВК, которая показала достаточно высокую степень адекватности. Рис.1.

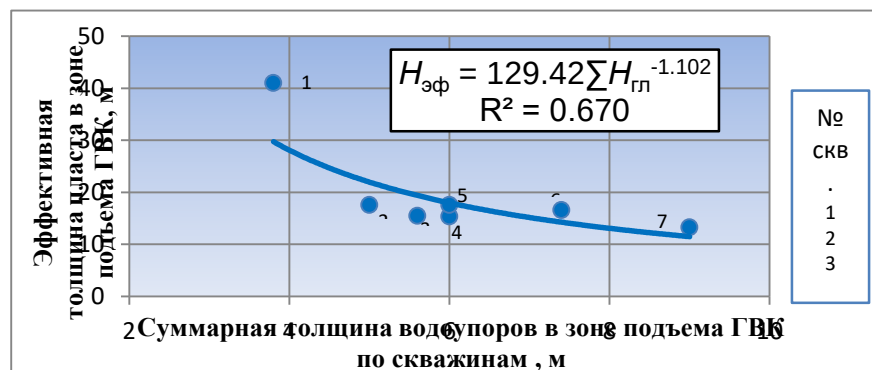


Рисунок 1 -
Зависимость
продвижения
пластовых вод от
суммарной толщины
глинистых
водоупоров в зоне
подъема ГВК

**МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ
ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА С УЧЕТОМ
СОКРАЩЕННОГО ПЕРИОДА ОТБОРА ГАЗА
(A NEW APPROACH OF DETERMINING THE BASIC PARAMETERS
OF UNDERGROUND GAS STORAGE OPERATION IN DIRECTION
OF REDUCING WITHDRAWAL PERIOD)**

Уткина Т.А.

(научный руководитель: профессор Хан С.А.)

ООО «Газпром ПХГ»

Проф. Бузиновым С.Н. и проф. Левыкиным Е.В. в 1960 году был разработан классический подход определения необходимых параметров циклической эксплуатации хранилища, а именно, были определены основные соотношения между объемом порового пространства, объемом буферного газа, давлением в хранилище, и временем его циклической эксплуатации. В данном подходе график работы хранилища был идеализирован, период закачки газа в хранилище равнялся периоду отбора газа из хранилища. Расход газа описывался синусоидой. Данная методика была применена практически во всех технологических проектах создания подземных хранилищ газа.

Но классический подход не учитывает возможность преобладания сезонных температур выше средних многолетних значений, которая приводит к сокращению периода отбора газа. Подземные хранилища газа предназначены для покрытия сезонной пиковой неравномерности спроса на газ. И в основном, именно изменение температуры окружающей среды влияет на темп работы хранилища.

В работе представлен метод определения основных параметров хранилища для вариантов периода отбора 40-60-80-100-120-180 суток. В качестве рабочего алгоритма рекомендовано решение с использованием комплексной формы ряда Фурье, которая алгебраически проще и более симметрична, а также значительно сокращает объем решения. Расход отбираемого газа представлен синусоидой в нечетной степени. Степень рассчитывается в зависимости от заданного количества суток отбора (нечетность степени взята для упрощения: при разложении в ряд синусов отсутствует свободный член). Оба подхода учитывают условие того, что количество отбираемого газа равно количеству закачиваемого газа.

В работе также показано, что значения параметров мало зависят от закона нагнетания газа в хранилище, то есть основные показатели можно определять по более простой методике синусоидальной закачки газа.

Полученные результаты показаны на примерах реальных подземных хранилищ газа, созданных в водоносных пластах, со всевозможным набором параметров, и с учетом различных вариантов сокращенного периода отбора газа.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ПОГРУЖНЫХ ГАЗОСТАБИЛИЗИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ (DOWNHOLE DISPERSING DEVICES TESTS ON VARIOUS WORKING REGIMES)

Фазылов Д.А., Шабонас А.Р.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Вербицкий В.С.)

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

Сегодня, большинство нефтяных скважин в России эксплуатируются с помощью установок погружных электроцентробежных насосов. Данный способ подъема продукции на дневную поверхность с одной стороны обладает рядом преимуществ, но с другой стороны, к одним из существенных его недостатков относится деформация характеристик при росте газосодержания на приеме.

Одним из эффективных средств защиты УЭЦН от вредного влияния свободного газа в настоящее время является погружной газовый сепаратор, однако их использование на скважинах не всегда возможно или рационально, в связи с определённым риском техногенного расчленения насосной установки, ростом энергопотребления и рядом других ощутимых рисков. Для решения задач повышения надежности и энергоэффективности эксплуатации скважины оборудованной УЭЦН, актуальным является изучение характеристик работы диспергаторов на газожидкостных смесях.

В настоящее время промышленностью серийно производятся диспергирующие устройства, которые характеризуются малой степенью изученности при работе на газожидкостных смесях приближенных к скважинным условиям.

Газостабилизирующие модули условно предлагается разделить на три основных типа: диспергаторы (гомогенизаторы) – устройства обеспечивающие устойчивую работу УЭЦН за счёт измельчения пузырьков газа и создания устойчивой структуры, насос-компрессоры (мультифазные насосы) – устройства, последовательно повышающие давление и вызывающие растворение газа в жидкости и комбинированные устройства, сочетающие процесс диспергации и компримирования.

Одной из задач экспериментальных исследований является разработка методики определения коэффициента изменения дисперсности по длине диспергирующего устройства. На основе полученных результатов исследований можно будет оценить эффективность применения диспергаторов в скважинных условиях и осуществить оптимальный подбор диспергатора к УЭЦН. В работе представлены результаты экспериментальных исследований серийного образца диспергатора, сформулированы выводы и рекомендации.

РАСЧЕТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ И ТЕМПЕРАТУРЫ В СТВОЛЕ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ (CALCULATION OF THE DISTRIBUTION OF PRESSURE AND TEMPERATURE IN THE GAS WELL)

Файзуллин Н.Ф., Акчурин Р.З.

(научный руководитель: профессор Рамазанов А.Ш.)

Башкирский государственный университет

Для описания процесса неизотермического течения газа в последнее время нашли применение численные методы интегрирования дифференциальных уравнений движения газа и сохранения энергии, т.к. аналитические решения этих уравнений можно получить только после принятия существенно упрощающих допущений.

Для моделирования термогидродинамических процессов, происходящих в стволе скважины с произвольным числом интервалов перфорации, решается следующая система уравнений неизотермического установившегося течения газа в скважине. Течение однофазное (фазовые переходы отсутствуют), в пределах интервала перфорации задаются объемный дебит и температура поступающего газа.

$$\begin{aligned} \frac{\partial(\rho v)}{\partial l} &= \frac{2\rho_I v_I}{R} \\ \frac{dp}{dl} &= -\rho g \cos \theta - \frac{d(\rho v^2)}{dl} - \frac{\rho v^2}{2D} \lambda(Re) \\ \frac{\partial T}{\partial l} &= -\varepsilon \frac{\partial p}{\partial l} + \frac{2\rho_I v_I}{R\rho v} (T_I - T) + \frac{2\alpha}{R\rho v c_p} (T_g - T) - \frac{g \cos \theta}{c_p} \end{aligned}$$

где ρ – плотность газа в скважине, кг/м³, v – средняя скорость течения газа по трубе, м/с, l – расстояние от забоя по стволу скважины, м, ρ_I – плотность газа, втекающего в скважину, кг/м³, q_I – удельный дебит притекающего газа, м²/с, S – площадь поперечного сечения скважины, м², p – давление в скважине, Па, θ – угол наклона участка скважины от вертикали, град., $\lambda(Re)$ – слагаемое, учитывающее потери давления на трение, Па/м, D – гидравлический диаметр области течения, м, μ – вязкость газа, Па·с, λ – теплопроводность газа, Вт/(м·К), T – температура, К, α – коэффициент теплопередачи, Вт/(м²·К), R – радиус скважины, м, T_g – температура горных пород, К.

Здесь первое уравнение описывает баланс масс, второе уравнение является законом распределения давления, третье – уравнением баланса энергии. К ним добавляется уравнение состояния газа и корреляционные соотношения для $\varepsilon(p, T)$, $\mu(p, T)$, $\lambda(p, T)$, $c_p(p, T)$. На забое скважины задаются давление и температура. Начальное распределение температуры подчиняется геотермическому распределению. Нелинейная система уравнений решается относительно p и T . В докладе обсуждаются алгоритм численного решения и результаты исследования модели.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ ШТАНГОВЫХ СКВАЖИННЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК С ЦЕПНЫМ ПРИВОДОМ (OPERATION OF DOWNHOLE SUCKER ROD PUMPING UNITS WITH CHAIN DRIVE)

Файзуллаев Ф.С., Тен Я.В.

(научный руководитель: доцент Акрамов Б.Ш.)

Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте

В условиях, когда основной фонд скважин при разработке нефтяных месторождений приходится к промыслам, вступившим в позднюю стадию эксплуатации, которые характеризуются переходом на механизированный способ добычи в связи с истощением пластовой энергии, жизненно необходимым и наиболее эффективным становится изыскания путей ресурсо- и энергосберегающих технологий и технических средств. При этом самыми распространенными в настоящее время являются штанговые скважинные насосные установки. Наиболее эффективными из них являются установки с цепным приводом, которые в сравнении с балансирным приводом приводят к следующим положительным эффектам:

- значительно снижаются динамические нагрузки и затраты, связанные с материало- и металлоемкостью, увеличивается срок службы скважинного оборудования;
- повышается качество управления кинематическими и динамическими параметрами процесса подъема жидкости на широком диапазоне;
- увеличивается угол опережения при минимальной нагрузке электродвигателя привода ($10\div 15\%$);
- эффективность эксплуатации скважин с малым дебитом и с высоковязкой нефтью за счет равномерного движения штанг при тихоходном режиме откачки способствуют эксплуатировать их непрерывно;
- значительное снижение (в 1,7 раза) сил гидродинамического сопротивления в подземной части штанговых скважинных насосных установок.

Преимущество обусловлено еще тем, что в них малая частота качаний при равномерной скорости на большей части хода, обеспечивает благоприятный режим эксплуатации глубинных насосных оборудования за счет снижения упругих деформаций труб и штанг, что связано с увеличением длины хода и срока службы насосов.

Применение таких установок на месторождениях Северный Уртабулак и Крук дали положительные результаты, что является хорошей перспективой совершенствования работы глубинных насосных скважин для региона.

ВЫНОС ШЛАМА ИЗ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ (DRILLED CUTTINGS CLEANING IN DEVIATED AND HORIZONTAL WELLS)

Фатыхов Р.А.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Исаев В.И.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Одной из основных функций бурового раствора является способность выносить частицы шлама на поверхность [1]. При бурении вертикальной скважины многие задачи удаления шлама из скважины решены, но при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин вопросы выноса шлама изучены недостаточно.

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

В докладе представлена компьютерная программа с использованием языка программирования Borland Delphi 7, с помощью которой можно производить расчеты выноса шлама из наклонных участков наклонно-направленных скважин. Программа основана на модели, представленной в [1], в которой впервые учтено влияние трения частиц о стенки наклонных участков скважины [2]. Рассмотрены различные случаи транспортировки шлама в зависимости от реологических характеристик промывочной жидкости и её скорости при различных входных данных. По результатам расчетов построены графики расхода бурового раствора, необходимого для выноса шлама, в зависимости от реологических характеристик раствора, размеров частиц шлама, конструкции кольцевого пространства скважины и угла наклона наклонных участков, коэффициента трения о стенки скважины и коэффициента сопротивления частиц потоку.

Литература:

1. Леонов Е.Г., Исаев В.И. –Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов: В 2 частях.- 2-е изд., испр. и доп.-М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – Ч.1: Гидроаэромеханика в бурении.-413 с.
2. Леонов Е.Г., Исаев В. И. Лукьянов И.П.,-Теория и методика расчета расхода бурового раствора различной реологии для очистки от шлама ствола наклонно-направленной скважины//НТЖ Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море.-М.: ОАО «ВНИИОЭНГ», 2006.-№8, с.24-30.

**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.

**НОВЫЙ ПОДХОД К ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН В
ПОДГАЗОВЫХ ЗОНАХ
(NEW APPROACH TO INTERPRETATION OF HYDRODYNAMIC
STUDY OF HORIZONTAL WELLS LOCATED IN UNDER-GAS-CAP
ZONES)**

Федоров А.Э.

(научный руководитель: к. ф.-м. н. Краснов В.А.)

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

Одной из важнейших задач нефтегазодобывающих компаний является повышение эффективности эксплуатации скважин в условиях разработки нефтяных залежей с газовой или газоконденсатной шапкой (ГШ). Одной из областей, в которой подобная оптимизация может привести к существенному росту уровня добычи, является эксплуатация скважин, находящихся в подгазовой зоне или вблизи газонефтяного контакта (ГНК) с небольшой толщиной ГШ.

В таких условиях особую важность приобретает задача оценки толщины ГШ, напрямую влияющей на величину газового фактора и, соответственно, регулирование режима работы скважин, в частности повышение производительности работы скважин с низким газовым фактором, что позволяет существенно увеличить добычу и чистый приведенный доход (NPV).

В настоящей работе предлагается новый подход к интерпретации гидродинамических исследований (ГДИ) горизонтальных скважин (ГС) численными методами в программном обеспечении (ПО) Saphir и аналитический метод оценки газового фактора, позволяющие:

- корректно интерпретировать ГДИ ГС, расположенных в подгазовой зоне или вблизи ГНК;
- определять толщину ГШ над горизонтальным стволом скважины, оценивать ее «расширение» и корректировать карту распространения ГНК;
- регулировать режим работы добывающих скважин.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
НИЗКОДАВЛЯЮЩИХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ
УСТЬЕВЫХ ГАЗОСТРУЙНЫХ АППАРАТОВ
(INCREASING OF OPERATION EFFICIENCY OF LOW PRESSURE
GAS WELLS BY USING OF WELLHEAD GAS-JET DEVICE'S)**

Федоров А.Э.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Вербицкий В.С.)

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

При эксплуатации скважин газовых месторождений на завершающей стадии разработки приходится сталкиваться с комплексом проблем, приводящих к тому, что многие скважины работают не в оптимальном и/или периодическом режиме.

В условиях сниженных значений пластового давления и постепенного уменьшения дебита скважин на забое скважин и в прискваженной зоне пласта начинает накапливаться жидкость, что приводит к увеличению темпов падения добычи и «самоглушению» скважин.

В настоящее время существует множество способов удаления жидкости с забоя газовых скважин, каждый из которых обладает своими преимуществами и недостатками. В результате проведенного анализа методов удаления жидкости с забоя скважин в данной работе предлагается способ и технологическая схема повышения эффективности эксплуатации газовых скважин с помощью устьевых газоструйных аппаратов за счет снижения устьевого давления скважин. Снижение устьевого давления в свою очередь приводит к снижению забойного давлений скважин, увеличению фактической скорости потока, стабильному выносу жидкости с забоя скважины и увеличению добычи газа.

На основании принятых методик произведен расчет критических скоростей потока, необходимых для выноса жидкости с забоя скважин, а также произведен расчет характеристик работы газоструйных аппаратов к конкретным условиям эксплуатации скважин.

Предложенный в работе способ повышения эффективности эксплуатации низконапорных газовых скважин позволит осуществлять энергоэффективную бесперебойную добычу газа.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ПАВ-ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ (APPLICATION ASPECTS OF SURFACTANT-POLYMER FLOODING)

Федоров А.Э.

(научный руководитель: к.т.н. Королев Г.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Сегодня существенная доля мировой добычи нефти связана с месторождениями, которые находятся на поздней стадии разработки. Старые нефтяные месторождения, когда-то содержащие в себе большие запасы легкой нефти, сильно обводнены, но еще содержат остаточную нефть, именно такие месторождения при благоприятных ГФХ, являются объектами, на которых возможно эффективное применение химических методов увеличения нефтеотдачи, а именно ПАВ-полимерного заводнения.

Одним из методов ПАВ-полимерного заводнения является последовательная закачка раствора ПАВ и полимерного раствора, продвигаемых по пласту водой.

Механизм ПАВ-полимерного заводнения заключается в предварительной закачке (10 - 60 % объема пор) низкоминерализованной воды с целью снизить минерализацию вытесняющей фазы (при повышенной минерализации пластовой воды), чтобы не возникала потеря межфазной активности ПАВ. Добавление ПАВ снижает межфазное натяжение между нефтью и вытесняющей водой, снижает капиллярные силы, способствует мобилизации (отмыву) нефти, и повышает нефтеотдачу. ПАВ растворяют в воде или нефти, формируя микроэмульсию в пласте, образующую нефтяной вал. Затем закачивается полимерная оторочка. Основная цель введения полимера это контроль подвижности вытесняющей фазы. Снижение коэффициента подвижности достигается за счет увеличения вязкости водной фазы. Полимеры увеличивают вязкость закачиваемой воды, приближая ее значение к вязкости нефти. В результате фронт вытеснения выравнивается - вода перестает опережать нефть. После полимерной оторочки закачивают продавочную воду, цель которой сократить расходы, связанные с непрерывной закачкой полимера.

В данной работе представлен обзор применения одного из методов ПАВ-полимерного заводнения и его модификации - щелочь-ПАВ-полимерного заводнения, которая отличается от первой добавлением щелочи, которая снижает адсорбцию ПАВ на породе, дополнительно снижает межфазное натяжение, а при реакции с кислой нефтью еще и производит дополнительный объем ПАВ. Также в данной работе описываются проблемы, возникающие в процессе применения данной технологии и результаты применения технологии.

ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ТРАЕКТОРИИ СКВАЖИН НА ОСНОВЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ (OPTIMIZATION OF THE WELL TRAJECTORY BASED ON GEOMECHANICS MODELING RESULTS)

Феоктистова А.И., Коротков С.А., Носиков А.В.

(научный руководитель: к.т.н. Дорошенко А.А.)

ООО «Газпром геологоразведка»

Цель работы заключалась в построении, анализе одномерных геомеханических моделей по скважинам с различными зенитными углами на одном из месторождений Восточной Сибири и выборе оптимальной траектории наклонно-направленной скважины для минимизации аварийных ситуаций.

При бурении разведочных скважин на исследуемой площади было зафиксировано множество осложнений, связанных со сложными горно-геологическими условиями. Основные проблемы связаны с поглощениями, пластичным «течением» солей, рапо-, газо- и водопроявлениями, наблюдаемыми на протяжении всего процесса строительства скважин.

В литолого-стратиграфическом отношении в разрезе месторождения выделяется три крупных формационных комплекса, каждый из которых характеризуется определенным типом осложнений: надсолевой, представленный переслаиванием терригенных и карбонатных отложений кембрийского возраста, солевой, в строении которого принимают участие солевые и карбонатные отложения кембрийского возраста, и подсолевой, сложенный карбонатными и терригенными отложениями венд-кембрийского возраста. Продуктивный интервал приурочен к газонасыщенным песчаникам чорской свиты подсолевого комплекса, залегающих на глубинах 2180-2480 м.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

1. Аудит исходных данных и анализ основных особенностей геологического строения рассматриваемого месторождения.
2. Синтез необходимых каротажных кривых, расчет упруго-прочностных свойств горных пород и построение 1D геомеханических моделей скважин с зенитными углами 30° , 34° , 40° и 50° .
3. Анализ градиентов давлений и напряжений в построенных одномерных моделях и определение зенитного угла, при котором риски осложнений при строительстве скважин будут минимизированы.

По результатам проведенной работы была выбрана оптимальная траектория проводки скважины, при которой удастся достичь целей, обозначенных в технологической схеме разработки месторождения, и, в то же время, избежать осложнений при бурении наклонной части стволов проектных разведочных и эксплуатационных скважин.

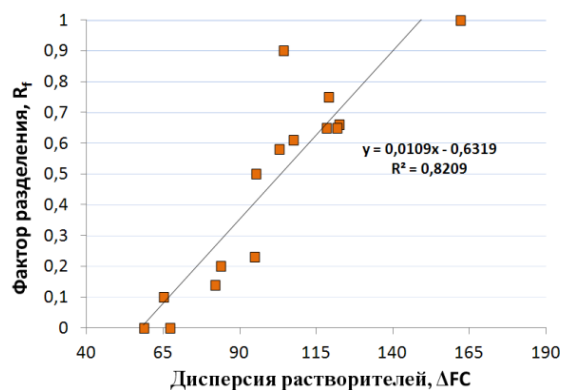
КРИТЕРИИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАСТВОРИТЕЛЕЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (EFFECTIVENESS CRITERIA OF SOLVENTS FOR EOR)

¹Фосс Л.Е., ²Ильясов Р.А., ¹Тимиргалиева А.Х.
(научный руководитель: д.х.н. ^{1,2}Николаев В.Ф.)

¹ИОФХ им. А.Е. Арбузова КазНЦ РАН

²ФГБОУ ВО «КНИТУ»

В настоящее время наблюдается постепенное истощение запасов традиционной легкой нефти, и возрастание доли сверхвязких нефтей (СВН). Для разработки месторождений с СВН в Республике Татарстан используется метод парогравитационного воздействия. Однако при его применении до 40%, и более геологических запасов нефти остаются в пласте. С целью увеличения коэффициента нефтеизвлечения совершенствуются имеющиеся и создаются новые технологии для эффективной разработки залежей СВН. Среди таких методов является метод с использованием растворителей. Однако растворители до промышленного внедрения проходят ряд этапов, одним из которых является лабораторные исследования. Для качественной и количественной оценки эффективности растворителей в процессах экстракции-растворения нефтяных компонентов, а также породосмачивающей способности нами предложены пористые модели терригенного коллектора, в качестве которых были использованы ТСХ-пластины с силикагелевым сорбентом. Аналогично могут быть исследованы растворители и на пластинках с карбонатным сорбентом. Фактор разделения, определяемый по положению геометрического центра следа темных компонентов нефти, характеризует элюирующую способность растворителя и является экстрактивным критерием, а время достижения фронтом растворителя конечной отметки — его смачивающую способность и является смачиваемостным критерием. Смачивающая способность растворителя оценивалась произведением АВ коэффициентов мультипликативного уравнения $L=A \times \tau^B$, описывающего движение фронта растворителя по пластине во времени. Примечательно, что в ряду органических растворителей установлена зависимость между фактором разделения R_f и дисперсией показателя преломления ΔF_C растворителя (см. рис.). Измерение одной лишь дисперсии ΔF_C растворителей позволяет отбирать растворители, потенциально пригодные для использования в разработке месторождений с СВН.



**ОСОБЕННОСТИ ВЫТЕСНЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ
ПОЛИМЕРНЫМИ РАСТВОРАМИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ
КАЛАМКАС
(THE SPECIFICITIES OF HIGH-VISCOSITY OIL DISPLACEMENT
BY POLYMERIC FLUIDS AT KALAMKAS FIELD)**

Хавкин Б.А.

(научный руководитель: доцент Кравченко М.Н.)

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

Добыча трудноизвлекаемых запасов углеводородов, к которым относятся запасы высоковязкой нефти, является одной из актуальных проблем в разработке нефтяных и газовых месторождений.

Разработка запасов высоковязкой нефти с помощью традиционных методов и технологий оказывается недостаточно эффективной. В связи с этим необходимы новые модификации технологий разработки таких месторождений.

Одним из методов повышения коэффициента извлечения нефти (КИН) для месторождений с высоковязкой нефтью является метод закачки полимерных растворов. В данной работе изучены особенности этого метода на примере нефтяного месторождения в Мангистауской области Казахстана (месторождение Каламкас). Основными геолого-физическими особенностями месторождения Каламкас являются многопластовость, повышенная вязкость нефти, высокая минерализация пластовых и закачиваемых вод, сильная неоднородность по проницаемости.

Для выполнения поставленной задачи была составлена математическая модель, описывающая процесс вытеснения нефти с помощью полимерных растворов в условиях высокой минерализации пластовых вод, состоящая из трех дифференциальных уравнений. Каждое из этих уравнений представляет собой одномерное уравнение типа Баклея-Леверетта, записанное для компонент: водонасыщенность, концентрация закачиваемого полимера и минерализация водной фазы. Параметры расчетов соответствовали промысловым данным.

Исследуемая система уравнений решалась в программном комплексе Maple. При решении имеющейся системы дифференциальных уравнений использовались конечно-разностные схемы.

В результате расчетов были получены зависимости распределения водонасыщенности в пласте, а также динамика накопленной добычи и КИН для случаев заводнения и закачки двух типов полимерных растворов: затворенного на подтоварной воде и затворенного на пластовой воде. Из сравнения динамик КИН был сделан вывод, что затворение полимерного раствора на подтоварной воде увеличивает КИН на месторождении Каламкас по сравнению с затворением на пластовой воде более чем на 0,05, а по сравнению с заводнением – более чем на 0,08. **ОЦЕНКА**

**ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НЕИОНОГЕННОГО
ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОГО ВЕЩЕСТВА ДЛЯ УДАЛЕНИЯ
ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
(EVALUATION OF THE EFFECTIVENESS OF NONIONIC
SURFACTANTS FOR REMOVING ORGANIC DEPOSITS)**

Хайбуллина К.Ш., Сандыга М.С.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Рогачев М.К.)

Санкт-Петербургский Горный университет

На сегодняшний день наиболее перспективными методами удаления и предотвращения выпадения асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) являются методы с применением поверхностно-активных веществ (ПАВ) в составе ингибиторов либо растворителей. За счет их постоянного совершенствования они получают все большее распространение на отечественных нефтяных промыслах.

Целью данной работы является исследование влияния неионогенного поверхностно-активного вещества (НПАВ) на асфальтосмолопарафиновые вещества, содержащиеся в нефти. В качестве НПАВ представлена депрессорно-диспергирующая присадка (ДДП).

На первом этапе исследований оценивалось действие присадки на асфальтены. Для этого был использован «капиллярный метод». Качественным показателем в данной методике является коэффициент флоккуляции.

Исследования показали, что при добавлении НПАВ в нефть коэффициент флоккуляции уменьшается. Это можно объяснить следующим: молекулы присадки, адсорбируясь на поверхности АСПО, разрушают образовавшиеся флоккулы, увеличивая при этом дисперсность асфальтеновых частиц.

Также были проведены исследования по определению оптической плотности исходной нефти и нефти с ДДП. В ходе экспериментов было выявлено увеличение оптической плотности реагента с увеличением концентрации присадки при одинаковой длине волны. Данный факт говорит о том, что данный реагент приводит к увеличению дисперсности асфальтеновых частиц.

В результате проведенных лабораторных исследований определена оптимальная концентрация депрессорно-диспергирующей присадки, которая находится в диапазоне от 1 до 1,5 % по массе нефти. Выявлено, что ДДП создает расклинивающий эффект по отношению к АСПО, увеличивает доступную для растворения площадь и эффективность удаления АСПО с поверхности оборудования, обладает диспергирующими свойствами по отношению к асфальтеновым частицам.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ВЫБОРА ПЕРИОДИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ СКВАЖИНЫ С УЭЦН (PROCEDURE OF CALCULATION PERIODIC MODE OF ESP WELL)

Халиков Р.С.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Игrevский Л.В.)

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

Данная работа посвящена исследованию эксплуатации нефтяных скважин в периодическом режиме установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Способ эксплуатации основан на чередовании периодов включения (откачки) и выключения (накопления). Метод себя зарекомендовал как средство оптимизации затрат на механизированную добычу и получил массовое внедрение на месторождениях Западной Сибири.

В рамках текущей работы решаются следующие задачи:

- 1) Разработка математической модели добывающей скважины с УЭЦН в режиме периодической эксплуатации;
- 2) Подготовка методики выбора режима работы скважины;
- 3) Сравнительный анализ выходных данных расчётной модели и параметров работы реальных скважин.

Методы исследования базируются на механистическом моделировании течения газожидкостной смеси в стволе наклонно-направленных добывающих скважинах, статистическом анализе параметров скважин в процессе эксплуатации и численном моделировании (численном эксперименте).

Проводя сравнительный анализ полученных данных был сделан вывод о сходимости расчётной модели и параметров работы рассматриваемых скважин. Для дебита жидкости наибольшее отклонение параметров составило 2 м³/сут (8%). При выборе режима работы, также учитывались следующие важные факторы: максимальная добыча (реализация потенциала скважины); отсутствие перегрева ПЭД; ограничения по количеству запусков насосной системы в сутки; возможности замерзания выкидной линии и фонтанной арматуры в зимнее время года (замерзание обратного клапана).

Учёт приведенных факторов в совокупности с грамотной математической моделью скважины позволяют решать вопросы рационального подбора глубинно-насосного оборудования и режимов его работы для периодической эксплуатации, производить анализ эффективности эксплуатации работающих скважин, выявлять потенциал оптимизации.

АНАЛИЗ АНГАРО-ЛЕНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ANALYSIS OF ANGARO-LENA DEPOSIT)

Хамзин И.Д.

Казанский (Приволжский) федеральный университет

Крупное месторождение природного газа, расположенное в Иркутской области. Названо по названиям крупных рек - Лены и Ангары, расположенных поблизости. Месторождение открыто в начале XXI века. Запасы природного газа по предварительным оценкам составляют более 1,2 трлн м³.

Запасы природного газа на месторождении по категории С1 составляют 1,5 трлн м³, С2 — 1,22 трлн м³, извлекаемые запасы газового конденсата по категории С1 — 0,077 млн т, С2 — 61,79 млн т.

Месторождение расположено на трёх участках, лицензии на которые принадлежат ООО «Петромир» (на Левобережный и Правобережный участки — на поиск, разведку и добычу, на Ангаро-Ленский — на геологическое изучение). 50% «Петромира» принадлежат компании «Стройтрансгаз», контролируемой совладельцем нефтяного трейдера Gunvor Геннадием Тимченко, а ещё 50% (по данным газеты «Ведомости») — башкирскому предпринимателю Анатолию Оружеву. Первоначальным создателем компании «Петромир» был бывший чемпион мира по шахматам Анатолий Карпов

Аналитик «Тройки диалог» Валерий Нестеров: «Только из экономических соображений Ангаро-Ленское сейчас мало кому интересно, особенно с учетом кризиса: далеко от инфраструктуры, с сомнительным региональным спросом и недоразведанными запасами». Недропользователь планировал уже в 2014 году начать промышленную добычу газа, а при удачном стечении обстоятельств извлекать в Приангарье до 18 млрд. кубометров в год. Но пока не справился даже с геолого-разведочными работами. Эксперты нефтегазовой отрасли предполагают: отсутствие трубопровода, который планировал строить в Восточной Сибири «Газпром», не позволяет «Петромиру» надеяться на экспорт своего сырья, поэтому он решил отложить затратные ГРП.

Вопрос об отзыве лицензии на геологическое изучение, разведку и добычу Ангаро-Ленского газового участка, в границах которого недропользователь — компания «Петромир» — открыл крупное месторождение, рассматривает Роснедра. Как рассказал «Сибирскому энергетiku» руководитель управления геологии нефти и газа Павел Хлебников, за отзыв лицензии уже высказалась специальная комиссия Роснедра. Свои рекомендации она направила руководителю ведомства, за которым — окончательное решение. «Он только на днях вышел из отпуска, очевидно, решение будет принято в ближайшее время», — сообщили «СЭ» в ведомстве.

В Иркутской области у «Петромира» имеется три лицензии на изучение и добычу углеводородного сырья — на Ангаро-Ленском, Правобережном, Левобережном участках. Общая их площадь 13,3 тыс. квадратных километров.

ВОССТАНОВЛЕНИЕ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ ПО ДИНАМИКЕ РАБОТЫ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

(RECONSTRUCTION OF THE MODIFIED RELATIVE PERMEABILITIES FROM PRODUCERS DATA)

Хатмуллина А.И., Тимербаев Т.В.

(научный руководитель: Фаттахова К.В.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

В настоящей работе рассматривается метод определения модифицированных относительных фазовых проницаемостей, основанный на анализе обводнения добывающих скважин от накопленной жидкости.

Предложенный подход базируется на использовании теории двухфазной фильтрации Баклея-Лeverетта для описания динамики работы объекта разработки (скважины, отдельного участка месторождения) в представлении единой трубки тока.

Модифицированные фазовые проницаемости, позволяющие описать динамику объекта эксплуатации, выбирались в соответствии модели Кори.

Были рассмотрены две задачи: прямая и обратная. По прямой задаче, имея набор фазовых параметров, входящих в модель Кори, мы можем построить кривые ОФП и при заданном поровом объёме объекта разработки построить динамику обводнённости, исходя из динамики накопленного отбора жидкости.

В обратной задаче мы представляем движение флюидов по отдельному участку месторождения как движение по фиктивной трубке тока, описываемое теорией Баклея-Лeverетта. С помощью разработанного нами программного модуля можно восстановить такие модифицированные фазовые проницаемости, при которых рассчитанные по ним показатели разработки наиболее точно согласуются с фактическими данными по добыче нефти и воды.

Приведены результаты расчетов на данных реальных месторождений. Получено хорошее согласие расчетных кривых с динамикой работы как отдельных скважин, так и участков месторождения.

КОМПОНОВКИ ПРИ КОЛТЮБИНГОВОМ БУРЕНИИ (LAYOUT IN COILED TUBING DRILLING)

Хузин Б.А.

(научный руководитель: к.т.н. Сливченко А.Ф.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

Одной из важных проблем нефтесервисного рынка является выработка стратегии развития в соответствии с ключевыми вызовами, такими как высокая волатильность цен на нефть на мировом рынке нефти, увеличение себестоимости добычи ввиду большой выработанности действующих месторождений и преобладания труднодоступных запасов нефти и т.д. В этих условиях становятся актуальными энергоэффективные технологии, к которым относится колтюринг. Согласно проведенным исследованиям RPI [1], количество операций за прогнозируемый период (2015–2020годы) будет расти в среднем на 5,5% в год [1] и среди основных драйверов называется забуривание боковых стволов, включая горизонтальные участки, вскрытие пластов на депрессии (бурение на колтюринге) и т.д.

На данный момент колтюринговые установки успешно используются в капитальном и текущих ремонтах скважин, а в последнее время и для бурения как новых, так и боковых стволов крупнейшими компаниями : ОАО «Сургутнефтегаз», АНК «Лукойл», ПАО «Татнефть» и др. Особый интерес вызывают компоновки низа бурильной колонны, применяемые при колтюринговом бурении. Учитывая, что в традиционном бурении всё большее применение получают долота РДС, то и при колтюринговом бурении наблюдается эта тенденция, согласно проведенным промысловым испытаниям в компании ООО «ТаграС-РемСервис».

Таким образом, развитие энергоэффективных колтюринговых технологий в бурении нефтяных скважин является значительным резервом развития рынка нефтесервисных услуг.

Литература:

1.Кравец В. Рынок колтюринга будет развиваться// Время колтюринга»-2016.-№2 . С.12-19

2.А.Г.Молчанов. В России время колтюринга ещё не наступило. Электронный ресурс <http://first-drilling.com.ua/conference-3>

**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

В работе представлены два различных варианта осуществления сайклинг-процесса - закачки сухого газа в газоконденсатный пласт для увеличения коэффициента конденсатоотдачи. Принципиальное различие между рассмотренными вариантами заключается во взаиморасположении забоев нагнетательной и добывающих горизонтальных скважин. 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.

Расчеты проводились для участка месторождения на секторных моделях однородного пласта различной мощности. Для каждой из моделей были рассмотрены случаи с различной анизотропией вертикальной проницаемости.

Результаты расчетов показали, что прирост конденсатоотдачи во II варианте по сравнению с I вариантом зависит от величины анизотропии и от мощности пласта. В ряде случаев I вариант обеспечивает большую конденсатоотдачу, несмотря на то, что расстояние между скважинами в этом случае меньше, чем во II варианте.

Расчеты показали, что на результаты моделирования может оказывать влияние эффект ориентации сетки. Для того чтобы повысить точность решения и минимизировать данный эффект, дополнительно были проведены расчеты с использованием 27 точечной системой дискретизации, которая основана на диагональных проводимостях несоседних соединений.

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. Причем его влияние тем больше, чем больше анизотропия пласта и его мощность.

АНАЛИЗ КОЛЕБАТЕЛЬНЫХ ПРОЦЕССОВ В БУРИЛЬНОМ ИНСТРУМЕНТЕ ПРИ ПРОВОДКЕ СКВАЖИНЫ И ИХ ВЛИЯНИЕ НА СОСТОЯНИЕ ЭЛЕМЕНТОВ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ (VIBRATION ANALASYS OF DRILLING TOOL IN THE PROCESS OF WELL CONSTRUCTION AND THEIR INFLUENCE ON STATE OF DRILLING STRING PARTS)

Хуснутдинов А.Р.

(научный руководитель: старший преподаватель Архипов А.И.)

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

На сегодняшний день горизонтальное и наклонно-направленное бурение под эксплуатационные скважины практически полностью вытеснили бурение скважин с вертикальными стволами. В связи с этим значительно возросли требования к скоростям проводки скважин, а также к контролю технического состояния различных элементов бурильной колонны.

В частности, ввиду жесткого ограничения габаритов скважины, колонны бурильных труб эксплуатируются в сложных условиях и воспринимают широкий спектр внешних нагрузок (вес колонны труб, избыточные наружное и внутреннее давления, изгиб и кручение колонны и др.), достигающих значительной величины.

Помимо этого бурильный инструмент воспринимает ряд динамических нагрузок – интенсивные вибрации, обусловленные неоднородностью горных пород, случайными колебаниями осевой нагрузки, пульсациями давления промывочной жидкости.

Эти вибрации в доминирующей мере влияют на аварийности в бурении (практически все аварии происходят на расстоянии до 1 м от замков, то есть в зоне максимальных напряжений изгиба от поперечных колебаний труб).

Особую опасность представляют участки с высокими интенсивностями искривления ствола скважины ($i > 3^\circ/10 \text{ м}$), где на состояние труб сильное влияние оказывают и статические условия.

Автором были проанализированы различные колебания в бурильной колонне, возникающие в процессе строительства скважины, и их влияние на работу скважинного инструмента с целью предотвращения аварийных ситуаций, повышения сроков эксплуатации оборудования.

Также рассматривается возможность измерения колебаний в бурильной колонне с помощью акселерометрических измерительных преобразователей в составе забойной телеметрической системы с целью накопления статистических данных по условиям работы элементов бурильной колонны.

**ФАЗОВЫЕ ИЗМЕНЕНИЯ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ МЕТАНА
С УГЛЕВОДОРОДАМИ РАЗЛИЧНОГО СТРОЕНИЯ
(PHASE CHANGES OF METHANE BINARY MIXTURES
WITH VARIOUS STRUCTURES HYDROCARBONS)**

Хуснутдинова Р.Р.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Ямалетдинова К.Ш.)
Башкирский государственный университет

Фазовый переход в широком смысле - переход вещества из одного состояния (фазы) в другое при изменении внешних условий: температуры, давления, магнитного и электрического полей и т.д., в узком смысле – скачкообразное изменение физических свойств при непрерывном изменении внешних параметров.

Рассмотрим критические кривые смеси метана с нормальными углеводородами парафинового ряда. С повышением температуры критическое давление растет, достигает максимума и затем понижается. Увеличение молекулярного веса углеводорода нормального парафинового ряда, который составляет смесь с метаном, приводит к уменьшению растворимости углеводородов в газовой фазе и росту критического давления смеси. Критический состав бинарных смесей метана с высококипящими углеводородами изменяется очень незначительно. Небольшое изменение состава смеси приводит к значительному изменению критической температуры.

Критические кривые бинарных смесей метана с нафтеновыми углеводородами схожи с критическими кривыми метана бинарных смесей метана с парафиновыми углеводородами и находятся между ними в соответствии с расположением критической точки нафтенового углеводорода.

Характер критических кривых смесей метана с ароматическими углеводородами резко отличается от характера критических кривых смесей метана с парафиновыми углеводородами. При снижении температуры ниже 60-80 °С критическое давление смесей метана с ароматическими углеводородами резко возрастает. Дальнейшее снижение температуры приводит к ограниченной растворимости метана и ароматического углеводорода.

В работе на основе обобщения опыта предыдущих исследований ученых приводится постановка задачи для исследования бинарных смесей метана с различными по природе углеводородами с использованием самых последних достижений науки и техники.

**РАЗРЫВАЕМОСТЬ СЛАНЦЕВ И МЕТОДИКА ОЦЕНКИ
РАЗРЫВАЕМОСТИ ГАЗОНОСНЫХ СЛАНЦЕВ
(SHALE FRACABILITY AND THE METHOD OF FRACABILITY
EVALUATION OF GAS-BEARING SHALES)**

Циу Пин

(научный руководитель: профессор Якушев В.С.)

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

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является ключевой технологией для добычи нетрадиционного газа из низкопроницаемых сланцев. Эффективность ГРП в основном зависит от способности формирования сложной сети трещин в сланцах под высоким давлением. Поэтому при подборе кандидатов - сланцев для проведения ГРП, есть необходимость в предварительной оценке способности сланцевых пород формировать в себе сложную сетевидную систему трещин при воздействии методом ГРП. Эта способность называется «разрываемостью». Высокая разрываемость означает высокую способность образования сетевидной системы трещин при проведении ГРП. Разрываемость сланцев зависит от множества факторов. В данной работе, на основе обобщения существующих исследований, рассмотрены механизм влияния и критерии оценки шести наиболее важных факторов, влияющих на разрываемость сланцев: индекса хрупкости, содержания хрупких минералов, уровня развития (плотности) естественных трещин, литогенеза, неоднородности горизонтальных напряжений, трещиностойкости. Затем, с помощью математических методов анализа иерархий и нормализации, количественно оценена разрываемость сланцев с учетом перечисленных выше шести факторов. При количественной оценке разрываемости сланцев введен новый параметр – индекс разрываемости. Согласно результатам расчета индекса разрываемости, сланцы с индексом разрываемости выше 0,535 обладают высокой разрываемостью и являются наилучшими кандидатами для проведения ГРП; а сланцы с индексом разрываемости меньше 0,326 обладают очень низкой разрываемостью, при операции ГРП могут образоваться только простые трещины с формой птичьих крыльев в плоскости. Количественная оценка разрываемости сланцев не только имеет большое теоретическое и практическое значение в подборе пластов - кандидатов для проведения ГРП, но и может служить как теоретическое руководство по отбору соответствующих материалов (жидкости разрыва и проппанта) и рабочих параметров к технологии ГРП. Данная методика оценки разрываемости сланцев позволяет преодолеть недостатки традиционного метода оценки разрываемости с рассмотрением одной только хрупкости.

**ПРИМЕНЕНИЕ ОБЪЕМНОГО ГРП ДЛЯ РАЗРАБОТКИ
ГАЗОСЛАНЦЕВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(THE APPLICATION OF STIMULATED RESERVOIR VOLUME
FRACTURING FOR THE DEVELOPMENT OF SHALE-GAS
RESERVOIRS)**

Циу Пин

(научный руководитель: профессор Якушев В.С.)

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

В последние годы в научно-технической литературе активно обсуждается опыт разработки низкопроницаемых сланцев. Важным технологическим ключом к рентабельной разработке сланцев является многостадийный гидравлический разрыв пласта (МГРП). Однако, традиционный метод проведения МГРП с целью образования нескольких простых трещин, имеющих форму птичьих крыльев в плоскости, не всегда обеспечивает рентабельность разработки сланцев. Это происходит потому, что сланцы состоят из очень мелких и плотно упакованных частиц, и обладают малой пористостью и плохой связностью пор между собой. Для эффективной разработки сланцев требуется сетевидная система трещин, чтобы максимизировать контакт между скважиной и пластом. Для получения такой сетки, используя практику разработки североамериканских газосланцевых месторождений, была выдвинута концепция объемного ГРП. Объемный ГРП означает трехмерную обработку сланцевых формаций гидравлическим разрывом с целью образования трехмерной сетевидной системы трещин, вследствие чего увеличивается объем пласта, затронутый трещинами ГРП, значительно улучшается эффективность обработки. В данной работе, на основе обобщения доступных материалов, рассмотрены главные технологические особенности проведения объемного ГРП – кластерный подход к перфорации и уникальный режим закачки жидкости-песконосителя. Затем, выполнено численное моделирование и исследована эффективность разработки сланцев традиционным ГРП и объемным ГРП. Результаты моделирования показывают, что объемный ГРП является более эффективным методом обработки сланцев по сравнению с традиционным методом проведения ГРП. При одинаковом 10-стадийном ГРП, объемная обработка позволяет повысить добычу сланцевого газа на 17% по сравнению с традиционным методом проведения ГРП.

**РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ СТРОИТЕЛЬСТВА
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН БОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ
ПРИ МАЛЫХ ГЛУБИНАХ ЗАЛЕГАНИЯ ПРОДУКТИВНЫХ
ПЛАСТОВ
(DEVELOPMENT OF EXTENDED REACH DRILLING TECHNOLOGY
FOR SHALLOW PAYS)**

Цукренко М.С.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Оганов А. С.)

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

Проектируемые траектории скважин представляют собой, как правило, различные комбинации отрезков прямых линий гладко сопрягаемых с дугами окружностей различных диаметров. Следствием этого является кусочно-плоский характер проектируемого профиля. Большое количество запатентованных профилей скважин отличаются друг от друга только последовательностью чередования линейных и круговых участков. В точках сопряжения прямолинейных и криволинейных участков проектируемого профиля возникает скачек кривизны профиля, что приводит к износу колонны и различным аварийным ситуациям.

Работа содержит анализ принципиально новых математических подходов и моделей. Созданная, на основе предлагаемой в литературе теории, математическая модель позволяет, используя в качестве входных параметров экспериментальные (промысловые) данные геометрического характера (набор углов и измеренные глубины), получать на выходе рекомендации по проектируемому профилю скважины.

По результатам анализа выделены основные свойства клотоиды, определены основные комбинации профиля с использованием клотоиды как переходной кривой на криволинейных участках проектируемого. Проведен начальный этап сравнения традиционного профиля с профилем с использованием клотоиды.

В работе предложено использовать профиль с биклотоидой, как эффективное решение при бурении скважин с большими интенсивностями набора кривизны и зенитными углами. Биклотоида позволяет расширить выбор возможных профилей для малых глубин залегания продуктивного пласта. Изгибающий момент плавно изменяется по всей длине искривленного участка, положительно сказывается на снижении интенсивности желобообразования. Применение клотоиды позволит увеличить срок службы бурового инструмента и снизит аварийность бурения.

В работе предложено использовать пространственный профиль с биклотоидой (3D клотоида), как эффективное решение при бурении многозабойных скважин, а также бурению скважин с морских буровых установок.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ И ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ АНИЗОТРОПНЫХ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ НА ОБРАЗЦАХ КЕРНА АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ (EXPERIMENTAL AND THEORETICAL RESEARCH OF RESERVOIR PROPERTIES ON CORES OF ACHIMOV DEPOSITS)

Цыбульский С.П.

(научный руководитель: к.ф.-м.н., доцент Кравченко М.Н.)

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

Развитие методов лабораторного определения анизотропных фильтрационных свойств коллекторов углеводородного сырья представляет собой актуальную задачу для дальнейшего развития нефтегазовой отрасли ТЭК России. Поэтому в последнее время большой интерес обращен к выявлению латеральной анизотропии коллекторов. Многие исследования проводятся на керновом материале. При этом используются разные методики, основанные на измерениях различных физических свойств. Например, в некоторых исследованиях факт наличия латеральной анизотропии коллектора устанавливается с помощью стандартных методик по определению упругих свойств. Кроме этого для установления анизотропии применяется ядерный магнитный резонанс или используется прибор, измеряющий скорость прохождения ультразвуковых волн через боковую поверхность керна. В других работах с помощью анализа литолого-петрофизических исследований ориентированного керна определяется предпочтительная ориентация удлинений частиц, составляющих коллектор, и определяется его эллиптическая аппроксимация.

В работе рассматриваются комплексные исследования, основанные на измерении скорости прохождения ультразвуковых волн через боковую поверхность керна. После установления факта наличия латеральной анизотропии в керне ачимовских отложений и положения главных осей были произведены измерения проницаемости на пяти образцах, три из них были выпилены вдоль главных направлений, четвертый образец является контрольным, для экспериментального доказательства тензорной природы измеряемых величин и высверливается в направлении, не совпадающем с главным.

Пятый образец был необходим для экспериментального определения типа симметрии фильтрационных свойств, к которому относится исследуемый образец керна. Такой эксперимент проводился впервые. На ранее изготовленных пяти образцах были проведены исследования высокоскоростной фильтрации газа с выходом на нелинейный закон фильтрации и была определена проницаемость в данных условиях. Измерения проводились в прямом и обратном направлениях. Анализ полученных данных позволил определить тип симметрии проницаемости в керне ачимовских отложений.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПНП НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТПП «ЛУКОЙЛ-СЕВЕРНЕФТЕГАЗ» (ANALYSIS OF GASDYNAMIC EOR METHODS AT THE FIELD TPE «LUKOLYL-SEVERNEFTEGAS»)

Чепиль Р.С.

(научный руководитель: Рябов А.Г.)

ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»

На сегодняшний день основной проблемой разработки залежи нефти в отложениях среднего девона месторождений северной группы ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» является создание гидродинамической связи «скважина-пласт» в силу геологических особенностей.

Задачи настоящей работы: Обоснование применения термогазового воздействия в процессе подготовки скважин к ГРП, обоснование необходимости применения термогазового воздействия как отдельный метод интенсификации притока.

С целью минимизации получения «СТОП» при проведении ГРП с 2014г. на месторождениях ТПП «ЛУКОЙЛ-Севернефтегаз» стали подвергать обработке скважин комбинированными генераторами давления ГДК-100. В последующем сделали вывод, что технология применима как отдельный метод интенсификации притока. На скважинах где ГДК-100 применялось перед ГРП снижалась давление гидроразрыва и объем закаченного проппанта был существенно выше.

Одним из основных термогазовых методов наиболее подходящих для применения на месторождениях северной группы ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» является аппарат комплексного воздействия АКВ «Пласт-ПП». Сущность технологии в одновременном срабатывании куммулятивных и твердотоплевных зарядов. Вследствие чего трещина создается преимущественно в перфорационном канале, в то время как у обычных генераторов давления трещина создается в самом слабом месте коллектора и при слабом цементировании есть риск заводнить скважину. В работе представлено обоснование потребности в применении АКВ «Пласт-ПП» и выбора скважин «кандидатов».

Анализируя экономический эффект от выполненных мероприятий можно отметить, что на рассматриваемых скважинах не было не рентабельных обработок. Расчет экономической эффективности показывает, что предлагаемые мероприятия так же будут являться рентабельными и позволят минимизировать получение осложнений.

**АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ОСОБЕННОСТЕЙ
БУРЕНИЯ ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ СКВАЖИН ПРИ
ОСВОЕНИИ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА В АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЕ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ
(ANALYSIS OF TECHNICAL-TECHNOLOGICAL FEATURES OF
DRILLING ENGINEERING-GEOLOGICAL WELLS IN THE
DEVELOPMENT OF OIL AND GAS RESOURCES IN THE ARCTIC
ZONE OF RUSSIAN FEDERATION)**

Чепелева Е.Р.

(научный руководитель: ассистент Страупник И.А.)
Санкт-Петербургский Горный университет

Можно с уверенностью говорить, что в последние годы данный регион стал одним из основных объектов повышенного внимания различных государств, а также крупнейших национальных и транснациональных корпораций. Здесь, в самой северной точке планеты, как ни в одном другом регионе, столкнулись геополитические, геостратегические и экономические интересы ведущих мировых держав.

Шельфовое бурение и добыча - одно из самых перспективных направлений в нефтяной отрасли. Морские месторождения способны обеспечить компаниям богатую ресурсную базу. Их значение в долгосрочной перспективе сложно переоценить. И хотя традиционные проекты на суше часто окупаются быстрее, нефтяники знают, что в шельф, который принесет прибыль в будущем, нужно инвестировать уже сегодня. Работа в море требует не только денег, но и всесторонней экспертизы.

В современном мире встает вопрос о том, как достичь максимальных результатов в добыче нефти и газа. На наш взгляд, для достижения данной цели необходимо разведывать новые территории в сложных физико-географических условиях. Обязательным условием проведения таких работ служит бурение инженерно-геологических скважин, с помощью которых можно совершить качественное опробование исследуемых площадок для постановки эксплуатационных скважин. К сожалению, научным сопровождением такого вида деятельности практически никто не занимается.

Для инженерно-геологических работ на шельфе традиционно используются буровые суда (БС) и бурение с понтонов. Эти типы работ производятся в ледовой обстановке.

Рассмотрены различные технико-технологические решения проведения инженерно-геологического бурения в физико-географических условиях Арктической зоны Российской Федерации.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДИСПЕРСИОННОЙ СРЕДЫ И ХИМИЧЕСКИХ РЕАГЕНТОВ БУРОВОГО РАСТВОРА НА УСТОЙЧИВОСТЬ ЭЛАСТОМЕРОВ ВИНТОВЫХ ЗАБОЙНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

(RESEARCH OF INFLUENCE OF DISPERSION MEDIUM AND CHEMICALS OF DRILLING FLUID ON STABILITY OF ELASTOMERS OF POSITIVE DISPLACEMENT MOTORS)

Черенев С.С., Губарев М.И., Епихин А.В.

(научный руководитель: старший преподаватель Епихин А.В.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Оценка воздействия буровых растворов и термобарических условий на эластомеры и двигательную секцию винтовых забойных двигателей (ВЗД) является актуальным направлением для их изучения и совершенствования. Подобными исследованиями занимается научная группа Национального исследовательского Томского политехнического университета. В рамках одного из направлений работы исследовалось влияние типа дисперсионной среды бурового раствора на скорость износа образца эластомера при варьировании нагрузки. Исследования проводились на специальном стенде, позволяющем варьировать величину нагрузки, характер нагружения, использовать различные дисперсионные среды и буровые растворы.

В результате были получены зависимости скорости износа эластомера от типа дисперсионной среды для различных режимов нагружения. При незначительных нагрузках на эластомер разрушение шло интенсивнее в присутствии соляного раствора, чем в присутствии дизельного топлива, но с ростом нагрузки на образец скорость износа для рассматриваемых дисперсионных сред выравнивается. При этом в дизельном топливе происходит полный износ образца, а в соляном растворе возникают прихваты и заклинки инструмента. Это может быть связано с тем, что в дизельном топливе образец размягчается, а в присутствии соляного раствора, наоборот, происходит упрочнение образца с понижением его эластичности.

Другая серия экспериментов была посвящена исследованию влияния химических реагентов бурового раствора на параметры образцов эластомер. Было отмечено, что наибольшее негативное влияние на устойчивость образцов оказывают ингибиторы буровых растворов. Это обусловлено присутствием в их составе агрессивных по отношению к резинам составляющих.

Сделаны вывод, что для повышения ресурса винтового забойного двигателя необходимо акцентированно подходить к процедуре выбора рецептуры бурового раствора (типа дисперсионной среды), а также концентрации химических реагентов и структурообразователей.

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОВЫХ
СКВАЖИН НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(GAS WELLS OPERATION SAFETY CONTROL AT VARIOUS FIELD
DEVELOPMENT PHASES)**

Черенков Ф.А., Касьяненко А.А., Кравченко И.В.
ОАО «Севернефтегазпром»

С целью обеспечения проектного уровня добычи и повышения степени извлечения газа из недр, особое стратегическое значение имеет поддержание эксплуатационного фонда скважин в безопасном работоспособном состоянии.

Негерметичность резьбового соединения крепи скважин «муфта кондуктора - монтажный патрубок колонной головки» имеет весьма широкое распространение. До настоящего времени основным методом устранения указанного несоответствия являлся капитальный ремонт скважин с глушением, в соответствии с регламентированными требованиями федерального законодательства в области промышленной безопасности.

С целью обеспечения экологической и промышленной безопасности, в соответствии с требованиями РД 03-615-03 ОАО «Севернефтегазпром» организовано проведение циклических испытаний резьбовых соединений, исследование результатов и аттестация разработанной инновационной технологии ремонта резьбовых соединений «муфта кондуктора – монтажный патрубок колонной головки» методом ручной дуговой сварки.

Внедрение разработанного и апробированного на практике научно-технического решения (Патент на изобретение №2541007), позволило значительно сократить продолжительность проведения ремонтных работ, исключить необходимость останова и глушения скважины с отрицательным воздействием на ПЗП, а также предотвратить потери газа при освоении скважины и усовершенствовать экономические аспекты и имидж компании.

Необходимо отметить, что ремонтные работы при помощи инновационной технологии в ОАО «Севернефтегазпром» выполняются силами собственного персонала, и позволяют обеспечить не только необходимую герметичность резьбового соединения без вывода скважин в капитальный ремонт, но и значительно продлить срок службы резьбового соединения за счет изменения напряженно-деформированного состояния после применения метода ручной дуговой сварки.

По результатам использования разработанной технологии ремонта шести скважин, чистая прибыль ОАО «Севернефтегазпром» составила более 24 млн. рублей, а внутренняя норма рентабельности (IRR) – 267%.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПОЛИМЕРНЫХ РЕАГЕНТОВ НА СВОЙСТВА ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА (ANALYSIS OF THE EFFECT OF POLYMERIC REAGENTS ON THE PROPERTIES OF CEMENT SLURRY)

Черепанов П.В., Идрисов И.Д.

(научный руководитель: старший преподаватель Куницких А.А.)

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

Проблема качественного крепления скважин остается актуальной долгие годы. Обеспечение равномерности заполнения затрубного пространства и высокой плотности контакта цементного камня как с обсадной колонной, так и с горной породой является многофакторной задачей, при решении которой требуется учитывать состояние и геометрию ствола скважины и технологические свойства бурового промывочного, буферного и тампонажного растворов.

В работе описаны результаты лабораторных исследований влияния реагентов на основе эфиров целлюлозы на водоудерживающие и структурно-реологические свойства тампонажных растворов. Экспериментально исследованы реагенты на основе метилпропилцеллюлозы и гидроксипропилцеллюлозы, имеющие разную степень полимеризации и молекулярный вес. Установлено, что все реагенты способствуют повышению седиментационной стабильности тампонажного раствора. Ввод эфиров целлюлозы позволяет получать тампонажные растворы практически с нулевым водоотделением.

С увеличением концентрации реагентов в тампонажном растворе снижается его подвижность. При этом растекаемость тампонажного раствора снижается с увеличением температуры и концентрации реагента. Для пластической вязкости и динамического напряжения сдвига получены тенденции роста значений параметров с увеличением концентрации реагентов и температуры опыта. Статическое напряжение сдвига имеет прямую зависимость от концентрации реагентов и обратную – от температуры опыта. Оптимальные результаты получены с реагентом МЦ-20000. При концентрациях реагентов более 0,2% необходим ввод пластифицирующих добавок.

Установлено положительное влияние вводимых реагентов на водоотдачу тампонажного раствора. При низких и нормальных температурах достигается снижение водоотдачи до 150 см³/30 мин, при умеренных температурах – до 250 см³/30 мин. Наилучшие результаты по снижению водоотдачи получены с реагентами НЕС-100000 и Natrosol 250 NHR.

При дополнительной обработке тампонажного раствора пластифицирующей добавкой возможно получение тампонажных растворов с рабочими технологическими параметрами.

**ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЦЕПТУРЫ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ
ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА
УМСЕЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
(RESEARCH OF DRILLING FLUID COMPOUND FOR PENETRATION
OF THE FORMATION ON UMSEISKOM OIL FIELD)**

Черней А.А.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Зозуля В.П.)

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

В настоящее время созданы специальные безглинистые системы бурового раствора, обеспечивающие качественное вскрытие продуктивных пластов и предупреждение основных осложнений, возникающих при бурении. Ключевой компонент таких систем — биополимер с очень высоким молекулярным весом. Биополимер обеспечивает требуемую структуру и необходимые реологические свойства раствора, как на пресной, так и на соленой воде независимо от степени минерализации. Особенности данного раствора: защита коллектора, низкое давление отрыва корки, малый радиус проникновения фильтрата, особые реологические свойства, высокие смазывающие способности, низкая коррозионная активность, низкая токсичность, биоразложимость. В данной работе приведен раствор Flo-Pro NT для высокой степени очистки, который является основным компонентом буровых растворов при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин. В ходе лабораторных исследований были выявлены высокие показатели вязкости при той же концентрации ($LSRV=80000$ мПа·с при 6 кг/м³). Водный раствор Flo-Pro отличается высокой вязкостью при низкой скорости сдвига. Опыты проводились на вискозиметре Брукфильда. Индивидуальные свойства биополимера способствует хорошему и полноценному выносу шлама, обеспечивает хорошие тиксотропные характеристики, снижают гидравлические потери и коэффициент трения. В совокупности, перечисленное положительно отражается на скорости бурения, качестве вскрытия продуктивного пласта, снижает затраты времени на строительство скважин.

Актуальность проблемы определяется в минимизации загрязнения продуктивного пласта, в результате указанных процессов. Многочисленный промысловый опыт свидетельствует о том, что с применением растворов данного типа достигается сохранение естественной проницаемости пластов на 70–90%.

**ВЛИЯНИЕ ЛИТОЛОГИЧЕСКОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА-
КОЛЛЕКТОРА НА ПРОДУКТИВНОСТЬ ДОБЫВАЮЩИХ
СКВАЖИН**
**(INFLUENCE OF RESERVOIR LITHOLOGIC NON-UNIFORMITY ON
DELIVERABILITY OF PRODUCTION WELLS)**

Чернова В.В.

(научный руководитель: доцент Васильев В.А.)

Северо-Кавказский федеральный университет)

Интерес представляют два типа литологической неоднородности, влияющих на продуктивность добывающих скважин: зональная и послойная.

Зональная неоднородность отражается на варьировании продуктивности скважин по площади залежи, а также на эффективности заводнения залежи, успешности гидравлического разрыва пласта и др. Примером искусственно созданной зональной неоднородности является кольматация призабойной зоны пласта.

Послойную неоднородность необходимо учитывать при выделении объектов разработки, проводки горизонтальных скважин и боковых стволов с горизонтальным окончанием, проведении водоизоляционных работ и других геолого-технических мероприятий.

Продуктивность скважины – это производительность скважины при заданной депрессии на пласт. Количественно продуктивность скважины оценивается коэффициентом продуктивности, как отношение дебита скважины к депрессии на пласт. При линейном законе фильтрации коэффициент продуктивности имеет одно и то же значение, не зависящее от дебита. При нелинейном законе фильтрации коэффициент продуктивности изменяется в зависимости от дебита скважины.

Применяемые методы гидродинамических исследований пласта-коллектора (установившийся или неуставившийся приток нефти или газа из пласта к скважине) сводятся к построению индикаторной линии в координатах «депрессия на пласт дебит скважины» или кривой восстановления забойного давления во времени.

Анализ данных гидродинамических исследований и их графическая обработка показывает, что форма индикаторной линии одна и та же для скважин различной конфигурации (вертикальная, горизонтальная) и не зависит от степени гидродинамического совершенства и характера вскрытия пласта.

Выводы:

- показано на примерах влияние неоднородности пласта-коллектора на продуктивность добывающих скважин;
- приведены решения о притоке нефти к скважинам для некоторых случаев литологической неоднородности пласта.

**НОВЫЙ ПОДХОД К ОПРЕДЕЛЕНИЮ СВОЙСТВ ТРЕЩИН
МНОГОСТУПЕНЧАТОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В
ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ
(A NEW METHOD TO DETERMINE FRACTURE PROPERTIES IN
MULTI-FRACTURED HORIZONTAL WELL)**

Чжоу Цяофэн, Гаюбов А.Т.

(Научный руководитель: профессор Золотухин А.Б.)

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

В настоящее время значительная часть новых вводимых в разработку месторождений нефти и газа характеризуется сложными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС). Для эффективной и экономической разработки таких месторождений требуется технология бурения горизонтальных скважин (ГС) с проведением многоступенчатого гидроразрыва пласта (МГРП).

Исследование и интерпретация промысловых данных по добыче в ГС с МГРП дают информацию о трещинах и коллекторах. При интерпретации промысловых данных ГС с МГРП часто встречаются следующие проблемы: недостаточность промысловых данных по техническим причинам; невозможность использования промысловых данных (например, данные слишком рассеяны, дискретны). Для решения такого рода проблем, в данной работе представлена новая упрощенная модель описания течения флюида при установившемся режиме работы ГС с МГРП в коллекторах с двумя зонами, обладающими разными ФЕС свойствами. Приведено улучшенное аналитическое решение для расчета свойств трещин МГРП. Применение предложенной методики для определения свойств трещин МГРП в ГС проиллюстрировано по промысловым данным на примере месторождения. Предложенная модель может быть использована для анализа влияния числа трещин на дебит скважины и оптимизации проектирования ГРП.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ОЧИСТКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ
ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН УДМУРТСКОГО
РЕЗЕРВИРУЮЩЕГО КОМПЛЕКСА ПХГ
(RESEARCH OF PURIFICATION OF TECHNOLOGICAL LIQUIDS OF
COMPLETION OF WELLS OF THE UDMURT RESERVING
COMPLEX OF UGS)**

Шабалов А.С.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Зозуля В.П.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Основными факторами, влияющими на загрязнение продуктивных пластов, являются репрессия, длительность ее действия, состав и свойства промывочной жидкости. Ухудшение коллекторских свойств пласта происходит в результате проникновения твердой фазы и фильтратов жидкости заканчивания в ПЗП, а также необратимых физико-химических, баротермических и других процессов взаимодействия их с пластовыми флюидами и породообразующими минералами пласта. Это приводит к снижению фильтрационных характеристик нефтегазовых коллекторов вследствие закупорки набухающими глинистыми частицами и продуктами взаимодействия фильтратов промывочной жидкости с пластовыми флюидами и породой пласта, блокирования водонефтяной эмульсией, коагуляции порового пространства твердой фазой промывочной жидкости.

На сегодняшний день существует огромное количество вариантов жидкостей заканчивания, содержащих твердую фазу, которая в свою очередь может существенно загрязнить призабойную зону пласта. Исследования показали, что при содержании всего 0,5-1% твердой фазы в 10 м³ «грязной» жидкости заканчивания достаточно, чтобы полностью заполнить перфорационные отверстия.

Для того, чтобы уменьшить отрицательное влияние промывочной жидкости на трещинную проницаемость карбонатных пород рекомендуется в качестве промывочной жидкости использовать воду, полимерные соленащенные растворы с фракционированной твердой солью в качестве твердой фазы или промывочные жидкости с очень малым содержанием твердой фазы.

Мое исследование предполагает технологическую очистку жидкостей заканчивания с целью минимизировать содержание твердой фазы и, как результат, получать качественную ПЗП, что в свою очередь позволит создать хорошую связь скважина-пласт и возможность получения больших значений дебита скважины.

**ОБОСНОВАНИЕ ПОДБОРА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОЙ
КОМПОНОВКИ ЭЦН С ПРЕДВКЛЮЧЕННЫМ МОДУЛЕМ ПРИ
РАБОТЕ НА ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ
(RATIONAL SELECTION OF ENERGY EFFICIENT
CONFIGURATION ESP WITH PRESWITCHED-ON MODULES ON A
GAS-LIQUID MIXTURE)**

Шабонас А.Р., Фазылов Д.А.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Деньгаев А.В.)

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

Повышенное содержание газа в перекачиваемых электроцентробежными насосами жидкостях оказывает негативное влияние на работу насоса, однако за счет него облегчается вес столба жидкости и уменьшаются удельные затраты энергии на подъем жидкости.

При невозможности спуска насоса на глубину с допустимым входным газосодержанием принято использовать центробежные газосепараторы, которым необходима дополнительная мощность и, отделяя газ, уменьшают газлифтный эффект, что влечет за собой дополнительные энергозатраты.

Работа направлена на исследование характеристик погружного электроцентробежного насоса МТ5А-400 в компоновке с газодиспергатором ГДМТ5А-500 при работе на модельной газожидкостной смеси, определению оптимального и энергоэффективного количества ступеней насоса и газодиспергатора для нивелирования вредного влияния свободного газа.

Для оценки возможностей глубинно-насосного оборудования в условиях повышенного содержания свободного газа на приеме насоса использовался испытательный стенд кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.

В результате испытаний на ГЖС получены напорные и энергетические характеристики насоса, газодиспергирующего модуля и системы в целом для различного числа ступеней газодиспергатора ГДМТ5А-500 и при различных значениях входного газосодержания, определены пределы допустимого входного газосодержания, определено количество квитирующих ступеней.

Определенна область эффективной работы газодиспергатора в которой при увеличении входного газосодержания до 40% выходное содержание газа составляет менее 10%. Разработаны номограммы по определению необходимого числа диспергирующих ступеней газодиспергатора, обосновано использование энергоэффективного количества газодиспергирующих ступеней предвключенного модуля.

К ВОПРОСУ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ (THE QUESTION OF IMPROVING THE SYSTEM WATERFLOODING)

Шайхразиева Л.Р.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Захарова Е.Ф.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

Для месторождений, разрабатываемых на поздней стадии, характерным является снижение объемов добываемой продукции и рост обводненности. Для повышения эффективности разработки месторождения и увеличения экономической рентабельности процесса разработки следует в максимальной степени использовать потенциал каждой скважины, что требует повышения качества управления системой заводнения.

Характерной особенностью систем заводнения является их энергоемкость.

Наиболее энергоемкими элементами системы ППД являются насосные агрегаты кустовых насосных станций (КНС). Мощность насосного агрегата определяется в соответствии с необходимой производительностью при выбранном давлении на год, соответствующий максимальной закачке. В течение эксплуатации изменяются объемы добываемой и закачиваемой жидкости в пласт, что приводит к несоответствию номинальной подачи насосов КНС [1].

Автором была рассмотрена система заводнения одного из объектов разработки ПАО «Татнефть». В существующей системе заводнения закачка сточной воды реализуется с помощью насосов различного типа действия - центробежные насосы ЦНС-63-1400 и горизонтальные насосные установки РЭДА-500-1820.

Для оптимизации существующей системы заводнения обоснована схема перегруппировки нагнетательных скважин на участке в соответствии со значением приемистости, кроме того, проведен гидравлический расчет, на основании результатов которого, подобрано насосное оборудование, позволяющее обеспечить бесперебойную работу системы заводнения с учетом технологических и технических особенностей и геолого-физических условий.

Литература

1. Фрайштетер В. П. Повышение технологической и энергетической эффективности кустовых насосных станций системы поддержания пластового давления [Текст] / В. П. Фрайштетер, И. А. Ниссенбаум, М. К. Велиев // Нефтяное хозяйство. - 2013. - №3. - С.86-88.

ОЧИСТКА ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА НАГНЕТАТЕЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ С ПОМОЩЬЮ СВАБИРОВАНИЯ (CLEANING OF THE BOTTOMHOLE FORMATION ZONE OF THE INJECTION WELL WITH SWABBING METHOD)

Шакиров М.А.

(научный руководитель: Мухутдинов И.А.)

НГДУ «Лениногорскнефть» ПАО «Татнефть»

При эксплуатации скважины в призабойной зоне пласта (ПЗП) накапливается большое количество взвешенных частиц, которые закупоривают поры пласта и значительно снижают проницаемость коллектора. На 1 этапе по очистке ПЗП применяется технология самоизлив.

Не все ранее проводимые изливы (36 %) является успешными вследствие недостаточной пластовой энергии для подъёма ТВЧ на поверхность.

В связи с этим специалистами НГДУ «Лениногорскнефть» был опробован способ очистки ПЗП пласта с помощью свабирования.

В 2014 – 2016 году проведено обработок призабойной зоны на 577 нагнетательных скважинах, при этом МРП по фонду нагнетательных скважин увеличился. В перспективе продолжать работы по свабированию нагнетательных скважин, с целью увеличения и восстановления приемистости, для обеспечения режима закачки.

Для повышения качества очистки ПЗП нагнетательных скважин от механических примесей и АСПО в скважину перед свабированием производится закачка расчетного объема водного раствора МЛ-81Б, реагирование не менее двух суток, после чего производится извлечение расчетного объема жидкости свабированием, ожидание осаждения твердых взвешенных частиц в зумпф скважины не менее суток, промывка водовода перед запуском нагнетательной скважины в работу.

Срок окупаемости предлагаемой технологии излива свабированием - в теч.квартала, чистая прибыль составляет – 502 010 руб. от ОПЗ на одной нагнетательной скважине. Индекс доходности- 5,0.

Выводы и предложения:

1. Как способ очистки ПЗП – эффективен; продолжительность эффекта (максимальная) – 816 суток.
2. Повышение качества очистки ПЗП достигается закачкой в скважину расчетного объема раствора МЛ-81Б.
3. Рекомендуются использовать данный способ для очистки ПЗП, а так же с целью планово-предупредительной очистки.

На технологию получен патент, увеличила МРП на нагнетательном фонде в НГДУ «Лениногорскнефть». Учитывая эффективность технологии можно рекомендовать данную технологию и для других компаний России.

**ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ СЕТЧАТЫХ
ПРОТИВОПЕСОЧНЫХ ЗАБОЙНЫХ ФИЛЬТРОВ В ГАЗОВЫХ
СКВАЖИНАХ
(THE LABORATORY RESEARCH OF BOTTOM HOLE MESHED
SAND FILTERS FOR GAS WELLS)**

Шамков А.В.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Деньгаев А.В.)

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

Важной научно-технической проблемой разработки месторождений является одновременное обеспечение высоких уровней и темпов добычи углеводородного сырья при наиболее полном извлечении его из недр с высокими технико-экономическими показателями работы газодобывающих предприятий.

Одной из основных причин, не позволяющих решить эту проблему, является песок, выносимый вместе с продукцией скважины из рыхлых пластов. Проблема еще более обостряется для месторождений, которые эксплуатируются на завершающей стадии разработки.

Появление песка на забое газовых скважин обусловлено различными причинами, связанными в основном с механическими свойствами продуктивного пласта. Следовательно, основными задачами, решаемыми при эксплуатации газовых скважин с выносом песка на забой, является: с одной стороны, предотвращение образования песчаных пробок за счет ограничения дебита скважин; с другой стороны, выбор такого дебита скважины, при котором обеспечивался бы вынос частиц песка, проникающих на забой, на поверхность, к устью скважины. Наконец, если снижение дебита скважины для предотвращения образования песчаных пробок окажется намного меньше потенциального дебита скважины, то необходимо решать вопрос о применении скважинных фильтров для защиты призабойной зоны скважины от попадания песка и образования песчаных пробок с сохранением высокого дебита скважины.

В данной работе проведен анализ эффективности применения песчаных фильтров на забое скважин для максимального снижения выноса песка в газовую скважину и укрепления призабойной зоны скважины.

В процессе исследований проведены эксперименты на стенде кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, позволяющие дать рекомендации по подбору песчаных фильтров для газовых скважин. Использование полученных результатов поможет избежать некоторых проблем, осложняющих эксплуатацию газовых скважин, обеспечить длительную и эффективную работоспособность газовых скважин, увеличить конечный коэффициент извлечения газа из залежей.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ НА НАПОРНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКУЮ ХАРАКТЕРИСТИКУ ЭЦН (THE RESEARCH OF SOLID PARTICLES INFLUENCE ON ESP HEAD-ENERGY PERFORMANCE)

Шамков А.В

(научный руководитель: к.т.н., доцент Деньгаев А.В.)

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

Современное состояние нефтегазодобывающей промышленности страны характеризуется тенденцией постоянного ухудшения качества ресурсной базы, увеличения доли трудноизвлекаемых запасов в структуре активов нефтяных компаний, а также возникновением осложнений условий эксплуатации. Все это приводит к увеличению мало- и среднедебитных скважин. Вследствие низкой продуктивности скважин применяются различные методы интенсификации добычи, а эксплуатация ведется на форсированных режимах работы. Как правило, после подобных мероприятий эксплуатация скважин сопровождается повышенным содержанием мехпримесей, высоким содержанием газа в продукции и другими осложняющими факторами.

Пескопроявление – наиболее распространенная проблема для формирования задачи управления осложнениями на истощенных месторождениях. На нефтяных залежах пескопроявление является причиной, приводящей к значительному количеству подземных и капитальных ремонтов и часто выводящей скважины из эксплуатации. Отказы и снижение работоспособности насосного оборудования главным образом связаны с накоплением необратимых повреждений в их деталях, узлах и элементах. В представленной работе будут рассмотрены только повреждения, имеющие механический характер, а именно абразивный износ сопрягающихся деталей и эрозийный износ лопаточного аппарата, являющегося важнейшей деталью ЭЦН. При этом процесс эрозионного износа поверхностей деталей электроцентробежного насоса в условиях ударного воздействия на них потока жидкости с абразивными частицами имеет сложную физическую природу и до настоящего времени изучен недостаточно. Накопленный практический опыт позволяет утверждать, что эрозия (в виде «промыва») обычно возникает в зоне вихревого течения, а ее интенсивность зависит от концентрации, среднего размера и формы частиц механических примесей.

Актуальность настоящего исследования в значительной степени связана с недостаточной проработанностью вопросов в оценке скорости деградации энергетических и напорных характеристик насоса в условиях выноса механических примесей, и как следствие оценки периода эффективной и безаварийной работы погружного оборудования.

АКТУАЛЬНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННОГО БУРОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕ-ГАЗООТДАЧИ ПЛАСТОВ

(THE RELEVANCE OF APPLICATION OF MODERN DRILLING EQUIPMENT TO INCREASE OIL AND GAS RECOVERY OF RESERVOIRS)

Шамсибаев Л.А.

(научный руководитель: доцент Берова И.Г.)

Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте

На сегодняшний день бурение скважин претерпевает сильные изменения. Проблемы, связанные с введением в эксплуатацию скважин с истощенными запасами, с бурением на большие глубины, а также с бурением в сложных условиях моря и другие, решены не полностью или не решены вообще. Для реализации этих решений в настоящем и будущем, жизненно важным является использование современного бурового оборудования.

Для увеличения нефте-газоотдачи на истощенных месторождениях, например, рекомендуется строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин. При их строительстве могут возникнуть различного рода осложнения и аварии, для борьбы с ними можно использовать новейшие технологии бурения, а также использование современных буровых растворов. Еще одним способом является применение системы верхнего привода, которая обеспечит необходимую скорость проходки, уменьшит время и трудоемкость спуско-подъемных операций, и позволит быстро предпринимать меры против прихватов и затяжек, которые часто встречаются при бурении ННС и ГС.

При бурении на большие глубины остро встает вопрос вскрытия пластов с аномально высокими пластовыми давлениями. Для решения этой проблемы надо применять современное противовыбросовое оборудование с применением новых высокоустойчивых материалов, гидравлических систем и систем удаленного контроля, которое будет выдерживать высокие давления и при этом обеспечит безопасную и безаварийную работу буровой.

При бурении на особое внимание следует уделять оснастке устья морских скважин. Подводное устьевое оборудование должно выдерживать не только высокие внутренние давления, но и внешние, наряду с этим оно должно обладать высокой коррозионной устойчивостью. Новейшие версии ПУО смогут увеличить эффективность проведения всего комплекса буровых работ. В работе приведены примеры предложенного оборудования, при применении которого увеличится нефте-газоотдача пластов.

**ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ПОДЪЕМНИКА ПРИ
НАЛИЧИИ ТВЕРДОЙ ФАЗЫ В ВОСХОДЯЩЕМ
ГАЗОЖИДКОСТНОМ ПОТОКЕ
(RESEARCH OF LIFT'S OPERATING MODES WITH ACCOUNT FOR
SOLID PHASE IN UPRISE GAS-LIQUID FLOW)**

Шарафутдинов И.Р.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Вербицкий В.С.)

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

Большая часть эксплуатационного фонда скважин российских нефтяных предприятий относится к категории осложненных. Одним из немаловажных осложняющих факторов является вынос механических примесей.

Причин для появления твердых частиц в скважинной продукции много, но все они приводят к осложнению процесса добычи нефти, снижая дебит, созданию проблем при работе погружного оборудования, снижая межремонтный период. В настоящее время известно множество методов борьбы с данным осложняющим фактором, но проблема остается актуальной.

Кроме проблем, связанных с тем, что твердая фаза может приводить к выходу из строя погружного оборудования, необходимо задуматься над тем фактором, что четвертая фаза может приводить к увеличению общего градиента потерь, к изменению структуры потока. Следовательно данные факты требуют детальной проработки.

Современные методики расчета распределения давления, градиента потерь давления в подъемниках и в скважинах не учитывают твердую фазу. Использование данных методик может привести к ошибкам и погрешностям в расчетах. С целью определения влияния наличия твердой фазы в восходящем газожидкостном потоке в зависимости от размера и массового содержания была построена расчетная модель определения относительной скорости четырехкомпонентной модельной смеси в восходящем потоке и был собран экспериментальный стенд, на котором проведены эксперименты и получены уточняющие зависимости для расчета плотности ГЖС с содержанием твердой фазы.

**УТОЧНЕНИЕ ФУНКЦИЙ ОФП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ АДАПТАЦИИ ПО ИСТОРИИ
РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА ПК₁ НАХОДКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ ПРОГРАММНОГО
ПРОДУКТА TEMPEST ENABLE
(THE REFINEMENT OF RELATIVE PERMEABILITIES USING
AUTOMATED HISTORY MATCHING OF THE
NAKHODKA FIELD IN TEMPEST ENABLE)**

Шарин Н.М., Рясный А.Г.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

«КогалымНИПИнефть» в г.Тюмени

В данной работе описан алгоритм, с помощью которого выполнено уточнение функций ОФП при помощи автоматизированного процесса адаптации гидродинамической модели месторождения, используя анализ неопределенности геологических параметров. Описанный алгоритм включает в себя использование таких программных комплексов, как Igar RMS, Eclipse и Tempest Enable, которые взаимодействуют между собой в автоматическом режиме.

Приведенный алгоритм был использован для производственной задачи – адаптации гидродинамической модели газовой залежи пласта ПК1 Находкинского месторождения в рамках работы «Авторский надзор за реализацией проектных решений на Находкинском месторождении» 2015 года. Применение алгоритма при адаптации данной гидродинамической модели позволило уточнить различные параметры неопределенности, такие как: пористость, абсолютную проницаемость и функции относительных фазовых проницаемостей в условиях отсутствия керновых исследований.

Использование алгоритма позволило оптимизировать подход к адаптации гидродинамической модели и сделать процесс адаптации более объективным и надежным. По результатам расчетов получено несколько равновероятных вариантов адаптации, по ним произведено сравнение основных модифицированных параметров и уточнены функции ОФП.

ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ В УСЛОВИЯХ ПЛАСТОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ (IN-SITU COMBASTION FOR BAZHENOV FORMATION)

Шахмаев А.М.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Пятибратов П.В.)

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

Применение внутрипластового горения в условиях баженовской свиты потенциально может быть одним из перспективных методом увеличения КИН.

Предпосылки к увеличению КИН баженовской свиты:

- Условия баженовской свиты хорошо подходят для быстрой самоинициации процесса внутрипластового горения;
- Дополнительная добыча УВ за счет термодеструкции керогена с выделением синтетической нефти и газа
- При пиролизе также образуется твердый остаток (кокс). Кокс выступает дополнительным источником топлива и позволяет поддерживать высокую температуру на фронте.
- Дополнительная добыча за счет притока нефти из закрытой пустотности недренируемой зоны при её нагреве.

Цель работы и заключается в том, чтобы численно воспроизвести, выше описанные, процессы и сопутствующие им явления на гидродинамическом симуляторе.

На первом этапе был проведен анализ и систематизация информации, накопленной в НИР по баженовской свите к настоящему моменту. Упор делался на решение вопросов, касающихся фильтрационно-емкостных свойств пород баженовской свиты как в дренируемой, так и в недренируемой частях. В дальнейшем их средние величины были заложены в качестве основы в линейную модель.

На втором этапе, проводились расчеты на линейной (2D) модели, чтобы оценить возможности симулятора и качественно воспроизвести процесс внутрипластового горения. Моделирование проводилось на симуляторе CMG STARS.

В ходе работы, на линейной модели была проведена численная реализация внутрипластового горения в условиях баженовской свиты, а также в линейной модели была учтена недренируемая матрица.

В результате работы рассмотрены основные эффекты, сопутствующие процессу внутрипластового горения в условиях баженовской свиты и доказана возможность использования симулятора CMG STARS для оценки показателей разработки.

Вовлечение матрицы за рассматриваемый период дало дополнительный эффект порядка 25% прироста в добыче жидких УВ.

ВЛИЯНИЕ КАЧЕСТВА ПЕРФОРАЦИОННОГО КАНАЛА НА ЕГО ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ (IMPACT OF PERFORATION CHANNEL QUALITY ON ITS FILTRATION CHARACTERISTICS)

Шепель К.Ю.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Исаев В.И.)

ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика»,

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

Известно, что перфорационный канал представляет собой сложный фильтрационный объект [3], его качество после перфорации во многом влияет на продуктивность нефтегазовых и приемистость нагнетательных скважин.

Для моделирования процесса перфорации и получения реальных перфорационных каналов проведены лабораторные эксперименты на моделях в условиях приближенных к скважинным.

Методы неразрушающего контроля, позволили осуществить анализ и регистрацию различных результатов исследований без нарушения целостности лабораторных образцов [1,4]. Это помогло [1,2] сделать более достоверные выводы на основании данных наших экспериментов.

Современные специализированные программные комплексы позволяют смоделировать приток жидкости к перфорационным каналам с их различными фильтрационными характеристиками [4]. Полученные результаты помогает оценить продуктивность скважин после перфорации.

Повысить фильтрационные характеристики перфорационных каналов позволяет различная конструкция перфорационных систем [1,2], а также методы перфорации (например, перфорация на депрессии). Эксперименты по перфорации различной конструкцией перфорационных систем (штатная перфорация и перфорация перфосистемой «Спарка») и по очистке перфорационных каналов проведены в ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика» с моделированием динамической депрессии после перфорации в условиях приближенных к скважинным. В докладе представлены эти результаты.

Литература

1. А.Р. Ликутков, К.Ю. Шепель., В.И. Исаев, Л.И. Сафарханова. Способ и модель вторичного вскрытия пласта перфорацией // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2012. – №3. – С. 51-55.
2. В.И. Исаев, А.Ю. Владимирова, К.Ю. Шепель. Условия возникновения трещин между перфорационными каналами, влияющие на пористость горной породы // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2016. – №3. – С. 47-51
3. R.J. Saucier, J.F. Lands Jr. A laboratory study of perforations in stressed formation rocks // SPE-6758-PA. Sept. 1978.
4. Rajani Satti, Dong Kim, Minsuk Ji, Derek Bale/ From Computerized Tomography to CFD: Production Flow Prediction in Realistic Perforation Tunnels // SPE-174244-MS. 2015.

АНАЛИЗ МОДЕЛЕЙ ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ ГАЗЛИФТНЫХ СКВАЖИН (ANALYSIS OF MODELS OF DESIGN AND OPTIMIZATION OF GAS-LIFT WELLS)

Шестерень А.О.

(научный руководитель: доцент Васильев В.А.)

Институт нефти и газа, Северо-Кавказский федеральный университет

В работе представлен анализ различных моделей при проектировании и оптимизации газлифтных скважин:

- гидравлическая характеристика газлифтного подъемника;
- кривая распределения давления по длине газлифтного подъемника;
- регулировочная кривая режима работы газлифтной скважины;
- коэффициент полезного действия газлифтного подъемника.

Гидравлическая характеристика строится в координатах $\Delta P = f(Q_r)$ при $Q_{ж} = \text{const}$.

На гидравлической характеристике газлифтного подъемника выделяется 2 точки- режим минимального перепада давления и режим минимального удельного перепада давления.

Кривые распределения давления применительно к газлифтным скважинам строятся при постоянном расходе жидкости при заданных значениях забойного и буферного давления.

Обычно кривые распределения давления используют для расстановки пусковых клапанов по длине газлифтного подъемника.

Регулировочные кривые обычно строятся по результатам исследования газлифтных скважин в координатах $Q_{ж}=f(Q_r)$ при постоянном перепаде давления в газлифтом подъемнике.

Также приводится пример обработки регулировочной кривой при наличии нескольких режимных точек.

В дополнении к общепринятым моделям оптимизации рассмотрена модель лифтирования по величине *коэффициента полезного действия*.

В результате анализа во всех моделях выделена оптимальная область работы газлифтного подъемника, что способствует на практике энергосбережению затрат на добычу углеводородного сырья.

1) В.А. Васильев, Т.А. Гунькина, А.О. Шестерень «Анализ методов прогнозирования многофазных потоков» - Нефтепромысловое дело, Москва, №2, 2016 г.

2) Васильев В.А., Голод Г.С., Грищенко Е.А. Рекомендации по повышению эффективности газлифтного способа добычи нефти в СП «ВьетСовпетро» - Инновационные технологии в нефтегазовой отрасли: материалы международной научно-практической конференции. 20 ноября 2015 г./под ред. В.А. Гридина, С.Н. Овчарова, А.-Г.Г. Керимова и др. – Ставрополь: ООО ИЛ «ТЭСЭРА», 2015.-336с.

ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ОСУШКИ ПРИРОДНЫХ И НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ

(THE INNOVATIVE TECHNOLOGY OF DEHYDRATION OF NATURAL AND PETROLEUM GAS)

Шестерикова А.А., Гачияев Р.Х.

(научный руководитель: профессор Шестерикова Р.Е.)

Институт нефти и газа, Северо-Кавказский федеральный университет

Принцип действия мембранной установки заключается в селективной проницаемости через мембрану компонентов газа за счет перепада давления на мембране.

Углеводороды газа не проникают через мембрану, остаются в области высокого давления - в полости мембраны, а влага и часть углеводородов, размеры молекул которых сопоставимы с размерами молекул воды, проникают через нее, образуя газ низкого давления – пермеат. Разделение компонентов газа происходит за счет разности парциальных давлений на внешней и внутренней поверхностях мембраны.

По скорости проникновения через мембрану газы можно расположить в следующем порядке (по убыванию):

$H_2O \rightarrow He \rightarrow H_2 \rightarrow NH_3 \rightarrow CO_2 \rightarrow O_2 \rightarrow CO \rightarrow Ar \rightarrow N_2 \rightarrow CH_4 \rightarrow C_2H_6 \rightarrow C_3H_8$.

Поток влажного газа подается под давлением (рабочее 5,5 МПа) в пучок мембранных волокон. Компоненты газа, молекулы которых соразмеримы с размерами пор мембраны, «быстро» проникают внутрь волокон и выводятся через выходной патрубок с низким давлением (пары воды), а газы, молекулы которых больше размера мембранных пор, не проникают через мембрану и выводятся под высоким давлением через другой патрубок (осушенный газ).

В 2010 году были проведены пилотные испытания мембранного модуля на Ключевской УПГ ООО «РН-Краснодарнефтегаз» с целью определения его газоразделительных характеристик, гидравлического сопротивления и качества осушенного газа. В ноябре 2011 году мембранный модуль для осушки газа был испытан в ООО «Газпром добыча Краснодар» на Лебединском и Марковском месторождениях.

ЗАО «Грасис» разработана технология, исключая сброс пермеата на факельную установку. В процессе осушки образуется газ низкого давления $P=0,15$ МПа – пермеат в количестве до 11,0 % от сырья. Утилизация пермеата осуществляется путем его компримирования до давления 5,1 МПа и возврата в цикл осушки. Степень сжатия газа в этих условиях составляет $\varepsilon = 35$. Для такой степени сжатия КПД центробежного компрессора снижается и может достигать всего нескольких процентов. Очевидно, что инженерное совершенство такой технологии вызывает сомнение, т.к. затраты энергии на утилизацию пермеата в 98 раз превышают теоретические затраты энергии.

**РАЗРАБОТКА СОСТАВА ДЛЯ БОРЬБЫ С ГАЗОВЫМИ
ГИДРАТАМИ В ПРИСКВАЖИННОЙ ЗОНЕ (ПЗ)
НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ЗАГЛИНИЗИРОВАННЫХ ПЛАСТОВ
(DEVELOPMENT OF COMPOSITION FOR GAS HYDRATES
CONTROL IN NEARFIELD OF LOW-TEMPERATURE MUDDY
LAYERS)**

Щербакова А.В., Лихачева Н.В.

(научный руководитель: профессор Хлебников В.Н.)

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

В настоящее время начата разработка запасов газа туронских пластов севера Западной Сибири, суммарно составляющих более 1 трлн м³. Данные запасы газа относятся к трудноизвлекаемым. Их добыча осложняется: низкой проницаемостью заглинизированного пласта ($2-50 \cdot 10^{-3}$ мкм²); высокой водонасыщенностью, низкими пластовыми температурами и высоким содержанием глинистых компонентов. Низкий дебит скважин туронского горизонта объясняется образованием в ПЗ скважин газовых гидратов. Предварительный эксперимент показал, что даже незначительное гидратообразование в низкопроницаемой модели пласта туронского горизонта (при конверсии воды в гидрат менее 12 %) приводит к существенному снижению проницаемости для газа – с 0,0026 до $4,2 \cdot 10^{-6}$ мкм², т.е. в 650 раз).

В качестве ингибиторов гидратообразования были выбраны хлорид магния (ГОСТ 7759-73) и метанол, причем хлорид магния хорошо растворим в метаноле. Фильтрационные исследования показали следующее:

1. Метанол и раствор хлорида магния в метаноле быстро разрушают газовые гидраты в пористой среде.
2. Растворы 5% хлорида магния в спиртах и водно-спиртовых растворах снижают проницаемость пористых сред, причем максимальное отрицательное влияние оказывают растворы в этиловом спирте (в 5,9 раз), а минимальное – растворы в метаноле (в 1,54 раз). Растворы хлорида магния в воде и водно-метанольном растворе увеличивают проницаемость пористой среды из заглинизированной породы.
3. Избыточный растворитель из состава (метанол) легко удаляется потоком газа из пористой среды. При этом наблюдается значительный рост проницаемости пористой среды для газа.
4. Обработка 5% раствором хлорида магния в метаноле позволяет уменьшить температуру гидратообразования в пористой среде (при 8 МПа) до минус 1-1,5°С и ниже, т.е. на более чем 8°.

Таким образом, разработан состав, который позволяет разрушать газовые гидраты в ПЗ и предупреждать их образование за счет эффекта Джоуля-Томсона, а также увеличивать проницаемость для газа.

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА
(ГРП) С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА БС₁₁²
КОГАЛЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING WITH THE PURPOSE
OF INCREASING OIL RECOVERY OF KOGALYMSKAYA FIELD)**

Эльмурзаев М.Х.

(научный руководитель: ассистент Добролюбова Н.В.)
Саратовский государственный технический университет
имени Гагарина Ю.А

Ускорение научно-технического прогресса в нефтегазодобывающей промышленности и, в частности интенсификация процесса разработки в основных нефтегазодобывающих районах страны предлагает использование всех возможностей для наращивания добычи нефти. На современном этапе сокращается число фонтанирующих скважин при одновременном увеличении обводненности продукции.

Когалымское нефтяное месторождение открыто в 1972 году первой поисковой скважиной 22, давшей промышленный приток нефти. Месторождение находится во второй стадии разработки. На этой стадии бурят и вводят в эксплуатацию оставшиеся скважины основного фонда и значительную часть резервных скважин, развивают систему воздействия на пласты.

Одним из основных методов воздействия является обработка призабойной зоны пласта, в частности ГРП с целью увеличения производительности скважины. На Когалымском месторождении проведено более 30 ГРП по добывающим скважинам. Среднее увеличение дебита составляет 5,2 раза, то есть успешность проведения ГРП - 100 %. На сегодняшний день не существует аналогичного по масштабу мероприятия в области разработки нефтяного месторождения, имеющего столь высокую технико-экономическую эффективность, 29% обработок проведены на самой ухудшенной части горизонта. Основной объем обработок пришелся на центральной части залежи, характеризующиеся малым притоком из пласта при опробовании и заниженным дебитом по сравнению с окружением.

С учетом анализа имеющегося опыта и теоретических исследований ГРП рекомендуется проводить на разбуриваемых залежах в зонах с ухудшенными коллекторскими свойствами недостаточно эффективно вырабатываемых в настоящее время.

В первую очередь ГРП рекомендуется проводить в добывающих скважинах в зонах стягивания контуров нефтеносности. Для ГРП следует выбирать безводные или мало обводненные скважины.

**ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ВОЗОБНОВЛЕНИЯ РАБОТЫ
ЛИКВИДИРОВАННЫХ СКВАЖИН
(EVALUATION OF THE POSSIBILITY OF RESUMPTION OF
LIQUIDATED OIL WELLS)**

Юрин А.В.
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

Одним из ключевых показателей, определяющим эффективность работы нефтедобывающего предприятия является количество действующих добывающих скважин. Поэтому одним из приоритетных направлений в области работ в фондом скважин является сокращение скважин неработающих категорий с ввод их к эксплуатации. Каждая дополнительная работающая скважина увеличивает объем добычи, а также влияет на конечную величину коэффициента нефтеотдачи за счет большего охвата залежей процессом выработки запасов.

Скважины неработающих категорий классически относятся к категории бездействующих, контрольных и наблюдательных, законсервированных. Особняком от данного списка выделяются скважины ликвидированного фонда, поскольку считается, что ресурс этих скважин был полностью исчерпан. Цель работы в раскрытии текущего потенциала данных скважин с учетом развития технологий разработки месторождений и управления продуктивностью скважин, изменениями в представлениях о геологическом строении конкретных объектов разработки и экономико-политической ситуации в стране и в мире.

Работа направлена на определение перспектив ввода ликвидированных скважин в целях выработки недренируемых запасов нефти и повышения объемов добычи нефти. Рассмотрены основные технические решения позволяющие осуществить проведение данных работ, детально оценены возможные риски, способы и методы их снижения. Определены необходимые объемы обустройства скважин и оценена экономическая эффективность мероприятий.

О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН ДЛЯ ОСВОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ МЕДЫНСКОЕ- MOPE

(THE POSSIBILITY OF USING MULTILATERAL WELLS FOR DEVELOPMENT FIELD MEDYNSKOE-SEA)

Языков И.В.

(научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Дзюбло А.Д.)

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

Шельф Печорского моря изучен пока еще слабо. К настоящему времени здесь проведены региональные и поисково-площадные сейсморазведочные работы, в поисковом бурении пребывало 7 структур. По результатам проведенного на шельфе поискового бурения здесь открыто 4 нефтяных (Приразломное, Медынское-море, Долгинское, Варандей-море), 1 нефтегазовое (Северо-Гуляевское) и 1 газоконденсатное (Поморское) месторождения.

Месторождение Медынское-море открыто в 1997 году в результате испытания скважины №1, которая пробурена в юго-восточной присводной части поднятия Медынское-море-2. Всего на месторождении пробурено и испытано 4 скважины, три из них на поднятии Медынское-море-2 и одна (скважина №3) на поднятии Медынское-море-1.

По результатам бурения и испытания скважин 1, 2 и положительным результатам бурения поисковой скважины 3, на месторождении Медынское-море учтены запасы нефти и газа в размере более 50000 тыс т. ут.

С развитием нефтегазовой отрасли, используемые технологии становятся все более сложными и совершенными. Применяя их на месторождениях, можно добиться существенной эффективности при бурении, эксплуатации, а так же достичь максимального извлечения разведанных запасов. Одной из таких технологий является вскрытие пластов многозабойными горизонтальными скважинами, т.е. бурение нескольких дренирующих скважин (ответвлений) от одного главного ствола.

Основные виды многоствольных горизонтальных скважин известны с середины прошлого века, но существовавшие в те времена способы бурения и оборудование для вскрытия пластов могли применяться только в очень ограниченном числе практических случаев. Внесенные в последние двадцать лет усовершенствования в технику бурения позволили нефтяным компаниям бурить и заканчивать все большее число скважин путем создания многоствольных горизонтальных ответвлений.

В данной работе рассмотрены и проанализированы возможности по освоению месторождения Медынское-море многозабойными скважинами.

ЗАКАНЧИВАНИЕ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ТЕРМОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ (DESIGN OF INJECTION WELLS IN THE IMPLEMENTATION OF IN-SITU COMBUSTION)

Якунин С.А., Чудинов В.А., Кашин Е.А.
АО «РИТЭК»

Освоение запасов нетрадиционных углеводородов Средне-Назымского месторождения в АО «РИТЭК» проводится по технологии термогазового воздействия. Для разработки такого типа месторождения предусматривается строительство сетки нагнетательных и добывающих скважин. При этом в продуктивный пласт нагнетательной скважины под давлением закачивают воздух и воду. За счет давления и окислительных процессов в продуктивном пласте наблюдается повышение температуры до 650 °С, как следствие, его горение. Таким образом, на конструкцию призабойной зоны скважины действует высокая температура и давление. Такой характер воздействия на пласт, приводящий к большим температурным перепадам, вызывает ползучесть и термическую усталость металла обсадной колонны. При выборе конструкции эксплуатационной колонны на первый план выходят не давления на смятие и осевые нагрузки от веса колонны, а термонагрузки. Для решения данной проблемы на этапе проектирования, кроме стандартных подходов проектирования конструкции скважины по горно-геологическим условиям, были приняты эксплуатационные условия воздействия высоких температур. Традиционные методики по выбору обсадной колонны не применимы, поэтому было проведено ряд численных экспериментов методом конечных элементов в программном комплексе «Abaqus», в котором были смоделированы ожидаемые скважинные условия. По результатам расчета были выбраны обсадные колонны устойчивые к термическим нагрузкам при термогазовом воздействии.

Тампонажный материал разработан для АО «РИТЭК» в рамках научно-исследовательской работы. При выполнении этой работы проведен анализ и обобщен опыт применения термостойких тампонажных материалов. Разработана методика оценки термостойкости, сформулированы технологические требования, в соответствии с которыми разработаны рецептуры термостойких тампонажных материалов для условий крепления скважин с ТГВ на Средне-Назымском месторождении.

ПРИМЕНЕНИЕ СЛАБОКИСЛОТНЫХ ПРИСАДОК ПРИ СОЛЯНО-КИСЛОТНЫХ ОБРАБОТКАХ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ (THE USE OF WEAKLY ACIDIC ADDITIVES WITH HYDROCHLORIC ACID TREATMENT OF PRODUCTIVE STRATUM)

Яньшин Д.В

(научный руководитель: доцент Красновидов Е.Ю)

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

В современных методах воздействия на призабойную зону пласта для увеличения его проницаемости большую роль играют кислотные обработки. При широком применении этого воздействия и множестве положительных факторов, у этого метода имеются ряд отрицательных моментов, один из них это повышенная интенсивность солеобразования в призабойной зоне пласта при высокой концентрации раствора соляной кислоты.

При кислотных обработках используются различные концентрации соляной кислоты. При пластовых температурах до 60⁰С возможно применение соляной кислоты в любом диапазоне концентраций (от 6 до 24%), в то время как при более высоких температурах обычно используется более концентрированная кислота, например 24%, что способствует высокой интенсивности солеобразования в призабойной зоне пласта.

Для решения данной проблемы в растворах применяются различные присадки на основе слабых кислот, что способствует уменьшению концентрации соляной кислоты, увеличению скорости закачки и увеличению порога пластовых температур для их эффективной обработки.

В данной работе применялись уксусная и лимонная кислота в различных концентрациях в качестве присадок к соляной кислоте так и по отдельности. Автором работы под контролем научного руководителя были проведены эксперименты с несколькими карбонатными образцами горной породы. Опыты показали, что при концентрации соляной кислоты на уровне 20-24% и ее применении на образец горной породы нагретой до 70-80⁰С при низкой скорости закачки, наблюдается быстрый расход кислоты, скопление солей возле точки впрыска и малая площадь воздействия.

Далее, применялась уксусная кислота с 12% концентрацией и в тех же температурных условиях. При той же скорости закачки фиксировалась большая проницаемость сквозь горную породу и малое скопление солей в связи с низким pH=2.

Так как уксусная кислота имеет низкую коррозионную активность, и оптимальную скорость воздействия на карбонатные породы при высоких температурах, то она может применяться как альтернативная жидкость для воздействие на призабойную зону пласта.

СОДЕРЖАНИЕ

Секция 1. Геология, поиск и разведка месторождений нефти и газа

Абдрашитова Р.Н., Сальникова Ю.И., Беспалова Ю.В.

Гидрогеологические условия Западно- и Восточно-Мессояхского месторождений Западно-Сибирского мегабассейна (Hydrogeological conditions of Western and Eastern Messoyakhsk deposits of the West Siberian megabasin).....4

Абдукаримов Д.А., Шарибаев Т.М.

Упрощение определения минерального состава горных пород посредством создания универсального, гибкого электронного классификатора (Simplification of the determination of the mineral composition of rocks through the creation of a universal, flexible electronic classifier).....5

Аипов Н.А.

Особенности бурения горизонтальных скважин в сложных геологических условиях (на примере Среднеботуобинского месторождения – Восточная Сибирь) (Features of horizontal drilling in complex geological conditions (a case study of Srednebotuobinskoye field-Eastern Siberia).....6

Алексеев В.В.

Структуры и нефтегазоность вилуйской синеклизы (Geological structures and petroleum potential of the vilyui syneclyse).....7

Алексеева К.В.

Влияние вечной мерзлоты на добычу нефти и газа (The influence of permafrost on oil and gas production).....8

Алисолтанов А.М.

Прогноз геомеханических параметров на основе комплекса геолого-геофизических исследований (Estimation of geomechanic properties based on integrated geological and geophysical).....9

Аль-Гоби Г.А.А.Х.

Роль шероховатости и фрактальноо размера трещин в процессе фильтрации (The effect of roughness and fractal dimension of fractures in the process of fluid filtration in the reservoirs).....10

Аль-Омаис С.Д.

История геологического развития второй гряды Крымских гор (Geological history of the middle ridge of Crimean mountains).....11

Антипина М.И., Дегтярев Д.С.

Нафтеновые углеводороды Западной Сибири с угловым магнитным моментом (Naphthenic hydrocarbons of West Siberia).....12

Антипова О.А.

Типизация разрезов и условия формирования продуктивных отложений мошаконской свиты тасеевской серии Приангарья (typesization of cross-sections and conditions of formation of productive deposits moshakovskaya layer of the taseevskaya layer in the zone of Priangarya).....13

Аюпов А.Р., Гильмутдинов С.Р.

Изучение структуры потока в горизонтальном стволе скважины (Researching flow of fluid in horizontal well).....14

Бабич Е.А.

Электрический каротаж в процессе разработки нефтегазовых месторождений (Electrical logging in the oil and gas fields development).....15

Балашова В.В.

Исследования фильтрационных свойств пород-коллекторов баженонской свиты на примере Салымского месторождения (Filtration properties research of reservoir rocks of bazhenov formation the example of Salym).....16

Балтабаев Э.Р.

Изменение трещинной проницаемости карбонатных коллекторов под влиянием пластового давления (Variation of fracture permeability of carbonate reservoirs under the influence of formation pressure).....17

Барнёв Н.Т.

Моделирование волн-спутников при морских работах (Ghost modelling in marine surveys).....18

Барсукова А.М.

Исследование седиментационной цикличности отложений пласта ПК1 ямбургского участка Ямбургского месторождения (The research of sedimentation cycle of PK1 bed in yamburg area of Yamburg field).....19

Благова Л.А., Десяцкова А.И., Дорохова К.В.

Оценка экономической эффективности освоения увс в пределах участков нераспределенного фонда недр (Evaluation of economic development effectiveness of hydrocarbons within unallocated subsoil reserve fund).....20

Богоявленская О.В.

Седиментационное моделирование доманиково-турнейского карбонатного комплекса акваториальной части тимано-печорской провинции (Domanik tournasian-carbonate complex sedimentation modeling of the offshore part of the timan-pechora province).....21

Болдырев С.Ю.

Особенности определения коллекторских свойств улаханских и талахских газоконденсатных отложений одного из месторождений Восточной Сибири по данным ГИС (Determination of reservoir properties of ulakhan and talakh gas-condensate deposits of one of the fields in Eastern Siberia based on well log data).....22

Большакова Ю. А.

Палеотектонические условия формирования нефтегазоперспективных ловушек в верхнепечорской впадине (Paleotectonic formations conditions oil and gas traps in verhnepechorskaya sepression).....23

Брынза И.А.

Исследование тонкослоистых песчано-глинистых отложений методом ядерного магнитного резонанса (Study of thin-bedded sand-clay rocks with nuclear magnetic resonance).....24

Бурханов А.А.

Формирование петрофизической модели коллекторов артинского и сакмарского ярусов Оренбургского НГКМ (Petrophysical model development for artinskian-sakmarian reservoirs of Orengurb OGCF).....25

Вахитова А.Ф.

Предотвращение нарушений целостности эксплуатационных колонн в интервале залегания люлинворских глин на примере нефтяных месторождений ТПП «Когалымнефтегаз» (Preventing the production casing integrity violations in the range of occurrence of clays lyulinvor the example of oil deposits territorial production enterprises «Kogalymneftegas»).....26

Волков Д.С.

Прогноз коэффициента пористости и насыщения с помощью сейсмического моделирования для пласта-коллектора (Prediction of the porosity and saturation coefficients using seismic modelling).....27

Ворон И.А.

Геологическое строение и нефтегазоносность елизаровского прогиба и доразведка доюрских образований Средне-Назымского месторождения (Geological structure and petroleum potential of elizarovsky deflection and additional exploration of the pre-jurassic formations of Sredne-Nazymsky deposit).....28

Габдрахманов Д.Т., Михайлова А.Н.

Геохимические исследования березовской площади Ромашкинского месторождения (Geochemical research of berezovskaya area Romashkinskoe oil field).....29

Габдрахманов Д.Т., Михайлова А.Н.

Характеристика доманикитов Ромашкинского месторождения по данным пиролиза (Characteristics of domanikits from Romashkinskoye oil field according to pyrolysis data).....30

Галеева Г.Ф.

Меры по модернизации энергетического рынка в Турции (Measures to modernize the energy market in Turkey).....31

Галстян Г.А.

Анализ влияния погрешностей инклинометрии при определении пространственного положения нефтегазовых скважин (Analysis of the influence of directional survey errors in determining the spatial position of oil and gas wells).....32

Ганиев И.И.

Обоснование методики интерпретации для коллекторов Тэдинского нефтяного месторождения (Explanation of well-logging data interpretation procedure for reservoirs of Tedinskoye oilfield).....33

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).....34

Гвоздева А.В.

Методика выявления и локализации нефтегазоперспективных зон в отложениях нижнего мела Енисей-Хатангской НГО (A new approach of identification and localization of oil and gas prospective zones in lower cretaceous of Yenisey-Khatanga petroleum area).....35

Горбачев С.Д.

Концепция геологического строения Бухаро-Хивинской газонефтяной области. особенности формирования залежей УВ и перспективы проведения геологоразведочных работ в пределах Кандымской группы месторождений (The geological aspects of Buharo-Hivinskaya gas-oil province HC deposits origin and perspectives of exploration within Kandym license area).....36

Гула А.К.

Влияние эффективного напряжения на повышение проницаемости в карбонатных коллекторах (Effective stress influence on permeability enhancement for carbonate reservoirs).....37

Гула Е.В.

Особенности применения модели переходной зоны для продуктивных пластов карбонатных отложений (Modeling of transition zone for carbonate productive formations).....38

Данцова К.И., Ворон И.А.

Анализ перспективности территории центрального Предкавказья на основе построения 2D моделей (An analysis of the prospects of the territory of the central part of the North Caucasus based on the construction of 2D models).....39

Данцова К.И.

Геологическое строение и нефтегазоносность полуйского свода и доразведка месторождения имени В.Н.Виноградова (Geological structure and petroleum of poluyskiy arch and exploration field named V.N. Vinogradova).....40

Дергунова А.В.

Геохимические особенности состава нефтей и битумоидов пород семилукского горизонта северо - татарского свода (Geochemical features of oils and bitumens composition from semiluki horizon north-tatar arch).....41

Дешененкова П.П.

Анализ коллекторского потенциала карбонатных пород по данным ядерно-магнитного каротажа и электрических микроимиджеров (Reservoir quality analysis in carbonates based on nuclear magnetic resonance and electric borehole micro image logs).....42

Ершова Д.К., Гильмуллина А.А., Мордасова А.В.

Мезозойские углеводородные системы Баренцевоморского нефтегазоносного бассейна (Mesozoic hydrocarbon system of the greater Barents SEA BASIN).....43

Закирова З.Р., Иванова И.А.

Влияние соединений карбонатных коллекторов на изменение состава нефти (The effect of compounds of carbonate reservoirs the change in the composition).....44

Иванов Д.С.

Исследование модельных образцов нефти методом ЯМР (Study of oil model sample's by NMR).....45

Идрисов И.И.

Изучение пустотного пространства методами рентгеновской микротомографии и ЯМР-КЕРН (The study of the void space by X-RAY microtomography and NMR-KERN).....46

Идрисова Е.К.

Изменения структуры пустотного пространства глинистых пород с различной степенью преобразованности (Changes in pore space structure of clay rocks at different stage of transformation).....47

Измалкова Е.А., Бесперстова Н.А.

Деградация почв криолитозоны вследствие техногенного воздействия, на примере магистрального трубопровода (МТ) ВСТО (Soil degradation of cryolithis zone as a result of technogenic environmental impact, on an example of the main pipeline ESPO).....48

Исламов Д.Ф.

Определение радиуса зоны колюматации в прискважинной зоне пласта по данным температурного зондирования (Determining the radius of clogging zone in the near wellbore zone according to thermal probing).....49

Калачева Д.Ю.

Геохимическая характеристика органического вещества баженовской свиты на региональном и локальном уровне (Regional and local geochemical characteristic of bazhenov formation organic substance).....50

Калачева Я.А.

Адаптация петрофизического обеспечения для целей сейсмогеологического моделирования на примере отложений тюменской свиты (Adaptation of petrophysical basis for seismic geological modeling on the example of the tyumen formation sediments).....51

Канафиева Э.Ф., Малышева Е.О.

Предпосылки создания системы контроля за распространением гелия по пластам-коллекторам на основе радиоактивных методов ГИС (The prerequisites for a control system for the distribution of helium in gas mixtures based on geophysical radioactive methods).....52

Канафин И.В., Космылин Д.В.

Об оценке дебита в добывающей скважине с применением искусственных тепловых полей (Flow rate estimation in production well by using synthetical thermal fields).....53

Каптановская О.О., Гапеев Ю.С.

Ввод кинематических поправок без искажения сейсмического сигнала (Nonstretch NMO).....54

Каримов А.Э.

Оценка пустотного пространства и состава пород карбонатных отложений нижней перми Варандейского месторождения по данным ГИС и кернам исследованиям (Estimation of composition and pore structure of lower permian carbonate rocks of Varandey oilfield based on core and well-logging data).....55

Киличев Б.Б.

Биогеохронологическая таблица (Biogeological time table).....56

Китов В.А.

Особенности седиментогенеза нефтеносных карбонатных пород башкирского яруса Волго-Уральского региона (Depositional environments of bashkirian oil-saturated carbonate reservoirs of Volga-Ural region).....57

Кишанков А.В.

Перспективы нефтегазоносности тюменской свиты на месторождении “N” (Западная Сибирь) (Petroleum potential of the tyumen formation on the oilfield “N” (Western Siberia)).....58

Колотвин Е.В.

Шагающая машина для геологоразведочного бурения (Stepping exploration drilling machine).....59

Колоусова О.И.

Возможность использования личинок мух-журчалок для ликвидации аварийных разливов нефти (The opportunity of using eristalinae larvae for elimination of emergency oil spills).....60

Кондратьев И.В., Сафиуллин Т.А.

Химическое выветривание магматических горных пород в Крыму (Chemical weathering of igneous rocks in Crimea).....61

Костина А.А., Абусалимова Р.Р., Панина С.А.

Анализ особенностей строения и гипотезы происхождения отложений шешминского горизонта на территории республики Татарстан (Structural features analysis and origin hypothesis of the sheshminsk horizon sediments on the republic of Tatarstan territory).....62

Котомцев А.А.

Литология и перспективы нефтегазоносности ачимовской толщи Южно-Ярояхинского месторождения (Lithology and prospects for oil and gas achimov strata South-Yaroyakhinskoe field).....63

Кочетков Д.С.

Изучение спектральных индикаторов разрывных нарушений средствами ERDAS IMAGE (Researching spectral indicators of faultings by ERDAS IMAGE TOOLS).....64

Кузина Е.С., Хайруллин М.М., Куреленков С.Х.

Оценка коэффициента песчанистости карбонатных пород в разрезе скважин на основе имидж-анализа (Estimation of net-to-gross of carbonate reservoir based on image analysis).....65

Курушина Ю.В., Валеева С.Е., Фахрутдинов Э.И.

Особенности литолого-минералогического состава фроловской свиты на примере Северо – Крутинского месторождения нефти (The features of litology and mineralogy composition of frolov formation on «Severo-Krutinskoe» oil field).....66

Лавошников Д.М.

Структурная интерпретация материалов сейсморазведочных работ МОГТ 3D на нефтяном месторождении в Восточной Сибири (Structural seismic interpretation on oil deposit in East Siberia).....67

Лазебная М.А.

Применение современных технологий мониторинга для трубопроводных систем шельфовых месторождений (Application of modern monitoring technologies for pipeline systems).....68

Лазуткин Д.М.

Совершенствование расходомерии обводненных скважин и многопластовых нефтегазовых залежей (Oil and gas flow meter improvement for low production wells and multilayer reservoirs).....69

Лаптей А.Г., Долматова С.С.

Моделирование отложений ачимовской толщи и аномальных разрезов баженовской свиты (Anomalous achimov and bazhenov sequence's modeling).....70

Латыпова А.Р.

Сейсмостратиграфический анализ миоцен-плиоценовых отложений одного из лицензионных участков шельфа Нидерландов (Seismostratigraphic analysis of miocene-pliocene-pleistocene deposits of one of the licensed areas of Netherlands's offshore).....71

Ли Цян

Разработка помехустойчивых алгоритмов динамической инверсии сейсмических данных (Development of noise stable algorithm seismic inversion).....72

Лысова Д.А.

Повышение достоверности оценки коэффициента проницаемости по данным ГИС с учетом структурных особенностей породы (Increasing the reliability of permeability evaluation by well log data based on the structural features of rocks).....73

Лыхин П.А.

Тестирование алгоритмов AVOA инверсии PP-отражений в анизотропных средах на модельных данных (Testing the AVOA inversion algorithms of PP-reflections in anisotropic media on the model data).....74

Лю Шици

Геолого-седиментационная модель формации Дунин блока А в впадины Чхэнбэй с использованием результатов исследований крена, интерпретации данных ГИС и 3Д сейсморазведки (Geological-sedimentary model of formation Dongying of block A in Chengbei sag with the use of core analysis, logging interpretation and 3D seismic data).....75

Люшкина Л.В., Шилов Г.Я.

Значение изучения геофлюидальных давлений для выделения перспективных зон нефтегазоаккумуляции в нетрадиционных коллекторах (The importance of studying geofluid pressures for allocation zones of accumulation in unconventional reservoirs).....76

Маглеванная П.С.

Использование микроимиджеров для решения геологических задач (Ussing wellbore images for geological tasks).....77

Мазанова А.В.

Изучение особенностей изменения ёмкостных свойств коллекторов продуктивных горизонтов Тимано-Печорской НГП с целью выявления перспективных объектов для постановки поисково-разведочного бурения (Reservoir study of production interval of the Timano-Pechora area to recognize exploration target).....78

Манкиева П.М.

Прогноз нефтегазоносности глубокопогруженных отложений Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции (НГП) на основе бассейнового моделирования (Petroleum potential forecast of the deep-shipped deposits of the North Caucasian oil-and-gas province based on basin modeling).....79

Мараев В.С.

Программа автоматического определения эффективных и пластовых скоростей в составе разрабатываемого пакета обработки “GEOF” (The program for automatic determination of effective and formation velocities in the composition of the developed processing package “GEOF”).....80

Маракова И.А.

Условия формирования и критерии сохранности залежей УВ в пермских терригенных отложениях северо-восточной части тимано-печорской провинции (Formation conditions and criteria for preservation hydrocarbons deposits in the permian terrigenous sediments of the North-Eastern part of the timan-pechora province).....81

Марканова Т.А.

Оценка системы трещин для нетрадиционных коллекторов на основе геомеханического моделирования (Fracture network evaluation in unconventional reservoirs based on geomechanical modeling).....82

Мельников И.В., Магдеев М.Ш., Федотов М.В.

Геологическое моделирование при поиске остаточных запасов на основной залежи Бавлинского нефтяного месторождения (Geologocal modeling on the search for remaining oil in place at the primary play of the Bavlinskoe field).....83

Милавкин М.А.

Комплексная интерпретация геолого-геофизических данных осинского горизонта большетирской площади Восточной Сибири (первая часть исследования, геофизическая интерпретация) (Integrated interpretation of the geological and geophysical data of the osinsky horizon of the bolsheretskaya area of Eastern Siberia (the first part of the research, the geophysical interpretation)).....84

Мингазов И.Р., Чукмарова А.И., Шамсутдинов Р.Ф.

Применение программного комплекса IRAP RMS 2013 при моделировании эрозионных врезов (Application of IRAP RMS 2013 programm complex in modeling of erosional incision).....85

Минлигалиева Л.И., Салихова И.М.

Углеводородные системы южной части предуральского прогиба (Hydrocarbon systems of the south part of the ural foredeep).....86

Минлигалиева Л.И.

Перспективы нефтегазоносности складчато-надвигового пояса Южного Урала (Petroleum prospects skadate-thrust belt of the Southern Urals).....87

Мохаммед К.С., Бабан Д.Х.

Оценка биодеградациии нефти в эоцене резервуар PИLA SPI на месторождении ТАQ ТАQ. Курдистан. Ирак (Biodegradation ASSessment for the oil of the eocene PИLA SPI reservoir, ТАQ ТАQ oilfield. Kurdistan region. Iraq).....88

Навоян Л.У.

Определение текущего состояния коллекторов на Касимовском ПХГ по данным ГИС (Determining the current status of reservoirs on Kasimov UGS by well logging data).....89

Назаров А.А.

Исследование проницаемости продуктивных пластов (Research of permeability in productive formation).....90

Нигмадзянова И.В., Агафонов С.Г.

Мониторинг для уточнения геологической модели после бурения скважин с горизонтальным окончанием и проведения АКГИ в системно-геодинамической модификации на 302-303 залежах (Monitoring for geological model refinement after drilling of wells with horizontal completion and implementation of AKGR in geodynamic modification at plays 302-303).....91

Никифоров В.С., Галиева А.З.

Комплексная интерпретация данных ГИС апт-альб-сеноманских отложений центральной части Гыданского полуострова для оценки перспектив нефтегазоносности (Integrated interpretation of well logs of apt-alba-cenomanion of the central part of Gydan peninsula for assessment of prospects of oil-and-gas content).....92

Николаев Д.С.

Изучение особенностей геологического строения основной продуктивной толщи на залежах сверхвязкой нефти в Татарстане (The study of geological aspects of super viscous oil deposit's major pay formation in Tatarstan).....93

Онищенко Я.В., Галлямов И.И., Ситнов С.А.

Трансформация углеводородов при техногенном воздействии на органическое вещество доманиковых отложений Татарстана (Transformation of hydrocarbons during technological impact on organic matter of domanic deposits of Tatarstan).....94

Парфенова К.И.

Исследование влияния величины коэффициента проницаемости на поправку Клинкенберга (The analysis of the influence of permeability coefficient on Klinkenberg correction).....95

Почевалова А.В., Соловьева М.А., Корост С.Р.

Особенности строения современного аналога коллекторов глубоководного генезиса - конуса выноса Хурай озера Байкал (Structural features of modern analogue of the reservoirs of deep-water origin - the Khuray deep-water fan of Baikal lake).....96

Привалова О.А.

Моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС) Приенисейского прогиба (Simulation of hydrocarbon generation and accumulation in Priyeniseysky deflection).....97

Рахимов М.Е., Мамарозиков Т.У.

Импульсный источник упругих колебаний (The impulse source of elastic vibrations).....98

Рахимов Т.М.

Нефтяной потенциал Чувашии: методы поисков и геологические результаты (Petroleum potential of Chuvashia: methods of prospecting and geological results).....99

Романова Е.В., Нагорная И.А., Нагорный С.А.

Картирование зон трещиноватости сложнопостроенных карбонатных коллекторов Тимано-Печорской провинции с помощью метода миграции дуплексных волн (Mapping of fracture zones of structurally complex carbonate reservoir of the Timan-Pechora province by using the method of duplex wave migration).....100

Русинович В.В., Тагворян Л.Э.

Опыт создания сбалансированных разрезов и оценки точности сейсмопрофилирования одного из районов южной части Предуральяского прогиба и зоны передовых складок Урала (The experience of generating geological balanced sections and assessing seismic survey accuracy of one of districts of the Preural foredeep southern part and the areas of front folds of the Urals).....101

Салахова М.Ф., Зинуров Л.А.

Условия формирования тульско-бобриковских отложений залежи Ромашкинского нефтяного месторождения и последующая их доразведка (Formation conditions of the tula-bobrikov deposits of the Romashkinskoye oil field and their following development).....102

Самохвалов Н.И.

Определение коллекторских свойств сложнопостроенных коллекторов Прикаспийской низменности (Reservoir properties determination of complex structure reservoirs of the Caspian depression).....103

Семенищева К.М.

Контроль и учёт попутного нефтяного газа в России (Control and accounting of associated petroleum gas in Russia).....104

Сивайкова Т.В.

Особенности локализации залежей различного типа в пределах Бухаро-Хивинского региона Узбекистана (Localization features of hydrocarbon accumulations in Bukharo-Khiva region in Uzbekistan).....105

Сивцев А.Ю.

Разработка новой системы для контроля технического состояния обсаженных колонн в скважинах (Development of a new system for the control of technical state cased columns in wells).....106

Сморodin Е.Н.

Изучение строения и условий формирования ачимовских отложений с использованием методов фациального анализа (The study of structure and accumulation conditions of the achimov deposits by applying the facies analysis method).....107

Таржанов Р.Ж.

2D модель эволюции Гаус Чукотского моря (2D evolutionary model of Chukcha sea).....108

Тимофеева А.А.

Оценка деятельности по обращению с отходами нефтедобычи, образованными в результате безамбарного бурения скважин в водоохраных зонах водных объектов на территории Среднетаежной подзоны Западной Сибири (Evaluation of the treatment of oil residues produced as a result of the pitless drilling in water protection zones of water objects on the territory of Western Siberia, the Middle Taiga zone).....109

Токарева К.М.

Петрофизические характеристики карбонатных пород, месторождения Новый Алан (The petrophysical parameters of carbonate rocks, deposit - New Alan).....110

Туренина А.В.

Прогноз анизотропии по сейсмическим данным (Anisotropy forecasts for seismic data).....111

Федорова А.Ю.

Сравнительный анализ скважинных сканирующих устройств (Comparative analysis of microimaging tools).....112

Федотов М.В., Магдеев М.Ш.

Новый взгляд на геологическое строение пашийского горизонта Азнакаевской площади Ромашкинского месторождения нефти (A new look at geological structure of pashian horizon of Aznakaevskaya area, Romashkinskoe oil field).....113

Федяев И.А.

Компенсация Q поглощения (Seismic compensation Q absorption).....114

Фролов В.М., Чернышов Т.В.

Надёжность калвернометрии в горизонтальных скважинах (Caliper reliability in horizontal wells).....115

ХамаАмин Ребаз А.

Геохимическая характеристика верхнемеловой формации Shiranish в юго-восточной части Иракского Курдистана (Geochemical characterization of the upper cretaceous Shiranish formation in the south-eastern part of Iraqi Kurdistan).....116

Харыбина А.С.

Появление золота в Московской области (The apperance of gold in the Moscow region).....117

Хаустова Н.А., Юрова Д.Ю.

Определение литологического состава и коллекторских свойств глинистых пород хадумской свиты по данным ГИС (Determination lithology and reservoir properties of clay khadum rock formation based on date of GIS).....118

Хошманад М.А.

Анализ трещиноватости и моделирование резервуара Джерибе/В.Дхибан на месторождение Саркала, в Иракском Курдистане (Fracture analysis and modeling of Jeribe/U.Dhiban reservoir in Sarqala oil field, in Iraqi Kurdistan).....119

Храбрых О.Д.

Утилизация попутного нефтяного газа (Utilization of associated petroleum gas).....120

Хурматова Г.И.

Исследование состояния донных ландшафтов Кандалакшского залива с использованием геолого-геофизических методов (Kandalaksha bay underwater landscapes status research with geological - geophysical methods).....121

Цапаев В.С.

Гидрогеохимические показатели наличия нефти и газа (Hydrogeochemical indexes of oil and gas existence).....122

Цуй Ян

Определение коллекторских свойств отложений бассейна Бохай по данным ГИС в условиях ограниченной петрофизической информации (Formation evaluation of Bohai basin deposits in case of petrophysical information shortage).....123

Шевченко А.П.

Создание модели генерации и миграции углеводородов в пределах определенной группы месторождений (The creation of a model generation and migration hydrocarbons within a specific group of fields).....124

Юмашева А.К.

Эксплуатация использованных морских нефтяных платформ: международный опыт (Exploitation of utilized oil sea platforms: international experience).....125

Якупова Е.М.

Новые данные о геологическом строении северной части Предверхоянского перикратонного прогиба (New data about geological structure of the Predverhoyansky foredeep northern part).....126

Ячменёва Е.А.

Акустические параметры глинистых и битуманасыщенных пластов при нагреве (Acoustic paramets of clay and bituminous sandstone layers when heated).....127

Секция 2. Разработка нефтяных и газовых месторождений.

Бурение скважин

Абиев А.Р.

Сравнительный анализ фактических данных процесса цементирования с теоретическими на примере Российского месторождения (A comparative analysis of cementing job's real data with theoretical data, a case study in a Russian oilfield).....130

Абраева Т.И.

Обоснование технологического режима эксплуатации скважины для месторождений с газовой шапкой и подстилающей водой на примере месторождения им. Ю. Корчагина (Substantiation production condition of well for gas-cap and bottom water reservoirs as exemplified by Y.Korchagin field).....131

Аванесян Э.А.

Оценка эффективности многостадийного гидравлического разрыва пласта в юрских отложениях Бованенковского НГКМ (Evaluation of the effectiveness of multistage hydraulic fracturing in the jurassic reservoir Bovonenkovo field).....132

Аветов Н.Р., Краснова Е.А.

Распространение и особенности заколонных газовы проявлений на Ямбургском НГКМ (Distribution and typical features of the outcasing space gas showing at the Yamburg gas condensate field).....133

Агафонов И.А., Щекотин К.А.

К вопросу о повышении эффективности термогазового воздействия (The issue of improving the efficiency of thermal-gas impact).....134

Агишев А.Р.

Разработка системы наклонно-направленного бурения на 127 мм хвостовике (Design of 5" liner drilling system for directional drilling).....135

Агульжанов А.Т., Жарков Д.М.

Сравнительный анализ методов изоляции газовых конусов в горизонтальных скважинах, дренирующих тонкую нефтяную оторочку (Comparative analysis of methods of gas cones isolation in horizontal wells draining of a thin oil rim).....136

Акчурин Р.З., Файзуллин Н.Ф.

Математическая модель распределения температуры в скважине после бурения (Mathematical model of the temperature distribution in the well after drilling).....137

Аладьев А.П., Русаков И.В.

Технология и устройство для ликвидации глинисто-песчаных пробок с забоев скважин (Technology and device for the elimination clay-sand plugs with the borehole bottom).....138

Алексеева К.В.

Изучение возможностей освоения морской части крузенштернского месторождения (Study of development possibilities of offshore field kruzenshternskoe).....139

Алиев Ф.А., Мухаматдинов И.И., Гарифуллина Э.И.

Изучение реологических и смачивающих свойств растворов полиакриламида в пористой среде (Study of rheological and wetting properties solutions of polyacrylamide in a porous medium).....140

Алимханов Р.Т., Мазитов Р.Ф., Халин В.В.

Лабораторные исследования эффективности модифицированных микроэмульсионных растворов для технологий ПНП (Laboratory studies of effectiveness of the modified microemulsion solution for enhanced oil recovery).....141

Альмухаметова Э.М.

Условия эффективного применения теплового воздействия в поровых коллекторах высоковязкой нефти (Conditions for the effective application of the thermal effects in the porous reservoirs of heavy oil).....142

Альмухаметова Э.М.

Условие эффективного применения нестационарного заводнения при разработке однородных коллекторов высоковязкой нефти (The effective implementation of non-stationary flooding at the development of a homogeneous high-viscosity oil reservoirs).....143

Аль-Хандариш Ю.А., Куряшов Д.А.

Самораспадающийся отклонитель для кислотных обработок трещиноватых коллекторов (Degradable diverter for acid treatments).....144

Аль-юсуфи М.А.А.

Изучение свойств загущающих композиций на основе полимер-ПАВ для жидкости глушения скважин (Study of thickening properties of compositions based on polymer-surfactant systems for killing fluids).....145

Амерханов Р.М.

Оптимизация времени освоения скважин, эксплуатирующихся в парогравитационном режиме (Optimization of well completion time operating in steam assisted gravity drainage).....146

Андрузов Д.В.

Ввод в эксплуатацию залежи высокопарафинистой нефти-D3DZR Харьягинского месторождения и перспективы ее разработки (Commissioning of the high-paraffin oil deposit-D3DZR at the Kharyaga field and prospects for its development).....147

Анисименков А.И.

Стажировка супервайзеров по проекту «Технический предел» (Internship supervisor for the project "Technical limit").....148

Анкудинов А.А.

Анализ энергетического состояния пласта с учетом влияния сформированной системы заводнения (Reservoir pressure analysis considering waterflooding system impact).....149

Арабов Р.Э. Бачурин И.И.

Определение токсичности буровых отходов по люминесценции биообъектов (Definition of drilling mud toxicity with bioobjects luminescence).....150

Арипов С.Ш.

Оптимизация системы запуска очистных устройств на газопроводах (Optimisation of pig launch system in gas pipelines).....151

Арсланова Г.Д.

Определение оптимальной длины горизонтальной скважины на месторождении Ходжиказган, Узбекистан (Optimization of horizontal length of Khodzhikazgan field, Uzbekistan).....152

Арсланова Э.Р., Кулёмин М.С.

Влияние фильтрата бурового раствора на распределение напряжений в пристволенной зоне скважины (Influence of mud filtrate on the stress distribution in the row zone of the well).....153

Артемов А.Ю.

Технико-экономическое обоснование строительства многозабойных скважин (Feasibility study of construction multilateral wells).....154

Ахмадиева Г.Н

Обоснование эффективности применения горизонтальной скважины на газоконденсатном месторождении в период падающей добычи (Rationale of efficiency of application of the horizontal well on the gas field during the falling production).....155

Ахмадуллина А. Г.

Обзор методов исследования электрофизических свойств коллоидных растворов (Review methods electrophysical properties of colloidal splutions).....156

Ахмедов Н.Р.

Бурение многоствольной скважины в Туркменистане (Drilling multilateral well in Turkmenistan).....157

Ахмедова А.Н.

Анализ современного состояния применения химических методов борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями при добыче нефти (Analysis of current state of using chemical methods for control asphaltene-paraffin-resin deposits in oil production processes).....158

Ахметшина Д.Т., Вафин А.И.

Прогнозирование технологических показателей разработки проектных скважин на основе геологического моделирования и аналитических расчетов (Prediction of technological development parameters based on geological modelling and analytical calculations).....159

Аюпов Д.Р.

Обоснование рациональной расстановки проектных скважин при моделировании разработки (Rational arrangement justification of project wells during development simulation).....160

Аюпова А.Х.

Технология утилизации попутного нефтяного газа при эксплуатации морской ледостойкой стационарной платформы «Приазломная» путем водогазового воздействия (Technology of oil-assosiated gaz utilization during the exploration of ice-resistant gravity based platform «Prirazlomnaya» by using water alternated gas injection).....161

Бадгутдинов Ф.Ф.

К вопросу подбора оптимального ингибитора солеотложения с учетом взаимовлияния технологий, используемых в нефтедобыче (Selection of the optimal scale inhibitor based on mutual technologies used in oil production).162

Бадгутдинов Ф.Ф.

Методика выбора и результаты интегрированной оценки ингибиторов солеотложений на основе исследования динамики оптических свойств нефти (Methods of selection and the results of the evaluation of scale inhibitors based on the study of the dynamics of the optical properties of the oil).....163

Байгильдин Э.Р., Салих И.Ш.С., Ситнов С.А.

Внутрипластовая конверсия высоковязкой нефти в условиях каталитического аква термоллиза (In situ conversion of heavy crude oil under catalytic aquatermolysis).....164

Баранов В.В.

Сравнительный анализ методов добычи природного газа из залежей газогидратов (Comparative analysis of methods of extraction of natural gas from deposits of gas hydrates).....165

Батилов И. В., Суворов В.А.

Методика анализа системы поддержания пластового давления в низкопроницаемых коллекторах, на примере месторождения им. В.Н. Виноградова пласта АСЗ (The method of analysis of the waterflooding system in low-permeability reservoirs. Case study of the formation AC3 of V.N. Vinogradov oilfield).....166

Бельгесова Н.С., Литовский А.П.

Способы повышения КИН на Баракаевском газонефтяном месторождении (Ways of improving recovery extraction on Barakaevskoe gas and oil field)..167

Бойхонова М.Ж.

Разработка низкопродуктивных коллекторов с помощью реагентной разглинизации. Проблема реализации метода при изменяющихся гидродинамических условиях (The development of clayloamy collectors by means of reagent processing. The problem of implementation of the method under varying hydrodynamic conditions).....168

Бороздин С.О.

Определение взаимосвязи между скоростью самопроизвольной капиллярной пропитки и смачиваемостью породы (the relationship between spontaneous imbibition velocity and rock wettability).....169

Бохан М.М., Нифадов В.В., Минкин Д.А.

Совершенствование технологии гидравлического разрыва пласта с целью вовлечения в разработку слабопроницаемых недренируемых интервалов слоисто-неоднородных пластов (Improving hydraulic fracturing technology to involve in the development of low permeable non-draining part of the layered reservoirs).....170

Боярский С.В., Ахмедов К.Н.

Определение допустимых границ давлений, температур и минерализации закачиваемой воды в пласт для реализации системы поддержания пластового давления для повышения нефтеотдачи коллекторов (The definition of the admissible limits of pressure temperature and salinity (mineralization) of the injected water into the layer to implement the maintenance system of reservoir pressure for enhanced oil recovery collectors).....171

Бугрий М.С.

Анализ оценки эффективности выбранных динамических методов управления разработкой на примере участка УППГ №10 Харвутинской площади Ямбургского НГКМ (Analyze results of efficiency methods that used in prosses of management developing natural gas by the example of gas field №10)4.....172

Бурдинский Д.С.

Метод сброса давления для разрушения гидратной пробки в морском трубопроводе (The use of the pressure release for the destruction of hydrate blockage in the submarine pipeline).....173

Бурлаев К.А., Хытин Н.А.

Особенности применения азота в условиях ачимовских отложений Имилорского месторождения (Aspects of nitrogen application in terms of achimov deposits: the case of Imilorskoe field).....174

Бутов К.А.

К вопросу о подземном хранении водорода (To a quastion of underground storage of hydrogen).....175

Быков Д.В.

Совершенствование стратегии управления высокотехнологичными скважинами месторождения им. Ю.Корчагина (Strategy management improvement of high-tech wells in Y.Korchagin field).....176

Валиева А.С.

Альтернативные методы хранения природного газа (Alternative methods of natural gas storage).....177

Валишин Э.Ф., Бодрягина К.И.

Тестирование компьютерного пакета для гидравлических расчетов распределений давлений при бурении наклонно-направленных скважин с промывкой вязкопластической жидкостью (Testing of computer program for hydraulic calculations of pressure distributions in drilling of directional wells with washing by visco-plastic liquid).....178

Ван Аньлунь

Аналитическая модель притока к горизонтальной скважине с трещинами гидроразрыва в плотных низкопроницаемых коллекторах (Analytical flow model for multiply fractured horizontal well in tight reservoirs).....179

Ванина А.С., Паливода В.Р.

Моделирование процессов подземного хранения гелиевого концентрата в пористых средах (Modeling the gas-storage processes of HE-N₂ mixtures in underground porous reservoirs).....180

Варданын Д.Р.

Повышении эффективности работы механизированного фонда скважин с использованием технологии закачки ингибиторов АСПО в призабойную зону пласта (Improving the efficiency of mechanized wells, using paraffin inhibitor injection technology in the bottomhole formation zone).....181

Васюк А.В.

Замедление темпа разупрочнения кыновских глин Ромашкинского месторождения (Slowing down the weakening kynovskih clays Romashkinskoe field).....182

Вержбицкий В.В.

Особенности оценки фильтрационных свойств неоднородных пластов (The features of assessing filtration properties of non-uniform formations).....183

Владимиров Д.С., Вострикова В.А.

Моделирование роста трещин грп в неоднородном поле напряжений с учётом естественной трещиноватости (Modeling the fracturing cracks growth in non-iniform stress field and in naturally fractured formation).....184

Власов А.С.

Бурение сложных профилей наклонно-направленных и горизонтальных участков скважин, с применением осциллятора в компоновке низа бурильной колонны (Drilling complex profile of directional and horizontal section of the well, with use oscillator valve in the bottomholle assembly)....185

Волкотрубов Д.А.

Проектирование конструкций и параметров бурения скважин винтовыми забойными двигателями (The design of structures and parameters of well drilling by downhole screw motors).....186

Выходцев Д.О., Горидько К.А.

Экспериментальные исследования и разработка методики расчета характеристик гидроструйных насосов и их подбора для добычи нефти из низкодебитных скважин (Experimental studies of jet pumps and development of its performance calculation procedure for low-rate oil wells).....187

Вязниковцев А.С.

Исследование влияния крахмального реагента на свойства биополимерсолевых промывочных жидкостей (Study of the effect of the starch reagent on the properties of biopolymeric drilling fluids).....188

Габбасова А.Ф.

Моделирование деформации стенок скважины в глинистых породах и солях при бурении с использованием модели ВПЖ (Modeling of the deformation of wellbore wall in clay rocks and salts during drilling with the use of the model of visco-plastic fluid).....189

Гадирова Ю.М., Рачкова Е.Е.

Пути совершенствования технологии кислотного многостадийного гидроразрыва пласта (Ways of improving the technology of acid multistage fracturing).....190

Галимханов А. Р.

Построение трёхмерной геомеханической модели (3D ГММ) при строительстве горизонтальных скважин на юрские отложения на Тортасинском нефтяном месторождении (Development of 3D geomechanical model during the horizontal wells construction at the jurassic formation of the tortasinskoe oilfield).....191

Галиндо Б.Р.

Технико-экономическая оценка строительства завода СПГ на платформе Дельтана (Technical and economic assessment of construction of the lng plant on plataforma Deltana).....192

Ганеев Э.Э.

Анализ ингибированных растворов применяемых на Ромашкинском месторождении (Analysis inhibit solutions used for Romashkinskoye field).193

Гарипов Р.Р.

Анализ характерных кривых восстановления давления с целью выработки специализированной методики интерпретации данных (Analysis of the characteristic build up pressure to develop specialized data interpretation)....194

Гатауллин А.М., Ризванов Ш.З., Коток А.А.

Изучение и предотвращение газопроявлений в период ОЗЦ (The study and prevention of gas shows during WOC).....195

Гатиатуллин Ф.Х.

Инновационный подход к выбору профиля ствола скважины на Приразломном месторождении (Innovative approach to the selection of borehole profile in Pirazlomnaya field).....196

Гильмутдинов Д.К., Шаклеина О.С., Петров А.С.

Оценка эффективности действия кислотогенерирующих топлив (Evaluation of the action acid generates fuel).....197

Гимазова Л.Я. Ефарова А.А.

Особенности работы скважин, имеющих забойные давления меньше оптимальных (Features work well with bottom hole pressure less than optimal).....198

Гладких Е.А.

Способ оценки коэффициента вытеснения нефти (Method of estimation of oil displacement factor).....199

Гребнев И.В.

Техническая диагностика струйного насоса прииспользовании для очистки песчаных пробок (Technical diagnostics in jet pump use for cleaning sand plugs).....200

Гуляев Н.А.

Определение производительности горизонтальной газовой скважины, не полностью вскрывшей фрагмент залежи в форме сектора (Determination of horizontal gas well productivity is not completely penetrated the interclast of sector deposit).....201

Гуляев Н.А.

Определение влияния размещения горизонтальных зарезок по толщине и по площади на производительность из трех вертикальных скважин (Effect determination of the area placement and placement in thickness of the horizontal branch on the productivity of the three vertical wells).....202

Данилов С.А.

Методы регулирования работы газовой залежи в ПХГ, созданных в водоносных пластах (на примере Касимовского ПХГ) (Methods of work regulation of gas deposit in the underground gas storage established in the aquifers (for example Kasimov UGS)).....203

Дегтярев Д.С., Антипина М.И.

Новые принципы разведки и добычи нефти и газа (New principles of exploration and production of oil and gas).....204

Демидов А.В.

Повышение эффективности выработки запасов гидродинамически связанных пластов на основе одновременно-раздельной закачки воды с содержанием взвешенных частиц (Commingled injection of water containing fine particles as an option for improved recovery on oil reservoirs with connected layers).....205

Денисламова Г.И.

Компетенции датчиков давления в нефтедобывающих скважинах (Functions of pressure sensors in oil wells).....206

Джарекенова Ж.Б.

Сравнительный анализ моделирования горизонтальных скважин в различных симуляторах (Comparative analysis of modeling of horizontal wells in different simulators).....207

Джиджаев Г.В., Некрасов А.В., Третьяков В.В.

Анализ эффективности применения систем интеллектуального заканчивания на примере месторождения имени Ю.Корчагина (The analysis of the efficiency of smart well completion by the example of the deposit named Y.Korchagin).....208

Джиджаев Г.В.

Комплексный подход к проектированию разработки месторождений (Integreted design approach).....209

Добролюбов А.И.

Рекомендации по повышению нефтеотдачи пластов АС9-11 Лянторского месторождения (Recommendation on oil recovery increase AS9-11 Lyantor field).....210

Доброчасов А.И., Попова Ж.С.

Анализ опыта строительства боковых стволов с потайной колонной на месторождениях Западной Сибири (Analysis of experience in the construction of sidetracks with a secret column on the Western Siberia fields).....211

Додова М.И.

Численное решение задачи об образовании гидрата двуокиси углерода в пористом пласте, изначально насыщенном гидратом метана (Numerical solution of the problem of CO₂ hydrate formation in a porous medium initially saturated by methane hydrate).....212

Долгов Ю.Е.

Комплексные методы обустройства месторождений Печорского моря (Complex methods of field infrastructure development in Pechora sea).....213

Евдокимова А.С., Перминов Д.Е.

Комплексный подход к разработке гидрофобных коллекторов с помощью горизонтальных скважин с МГРП (The combined solutions for development of water-repellent reservoirs using horizontal wells with multistage fracturing).....214

Евстегнеев Н.О., Горбунов А.О.

Экспериментальный стенд по определению влагосодержания в нефтеводяной смеси (Experimental stand for moisture content determination of oil-water mixture).....215

Егоров А.В., Ярыш В.В.

Математическое моделирование изменения фильтрационно-емкостных свойств пласта при закачке химически активного вещества (Mathematical modeling of reservoir properties changes during the injection of chemically active agents).....216

Емельянов К. В.

Особенности гидродинамического моделирования механизма выработки запасов и обводнения скважин в турнейских отложениях Башкирии при наличии плотных низкопроницаемых карбонатных пород (Some features of hydrodynamic modeling reservoir development and wells water cutting in Bashkiria tournaian sediments in the presence of dense low-permeability carbonate rocks).....217

Ефарова А.А., Гимазова Л.Я.

К вопросу влияния величины забойного давления на продуктивность скважин Башкирского яруса (The question of influence of values on bottom hole pressure productive wells Bashkir tier).....218

Ефимов С.И.

Методика оценки технико-экономической эффективности использования ПАВ для удаления жидкости из газовых скважин (Methods of evaluation of technical and economic efficiency of the use of surfactants for removal of liquids from gas wells).....219

Жарков Д.М., Агульжанов А.Т.

Совершенствование разработки ачимовских объектов с применением многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на примере месторождения Западной Сибири (Enhanced development of achimov objects of Western Siberia field applying horizontal wells with multi-stage fracking).....220

Жубанов М.С.

Исследование методов интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин (Investigation of horizontal wells hydrodynamic researches interpretation methods).....221

Задова Е.А.

Распространение плоской ударной волны в пористом теле (The propagation of a plane shock wave in a porous body).....222

Зайков Д.Л.

Внедрение проекта «Технический предел» на кусте 725.1 Южно-Приобского месторождения (The implementation of the project "Technical limit" on the well pad 725.1 of Yuzhno-Priobskoye oilfield).....223

Захаров А.С., Сагитов Р.Р., Сухарев М.А.

Исследование понизителей фильтрации на основе карбоксиметилированных полисахаридных реагентов (The research of fluid loss additives based on carboxymethylated polysaccharides).....224

Зимин В.Д., Садыков Н.Н.

Анализ изменения оптических свойств добываемой нефти в результате гидравлического разрыва пласта (Analysis of changes in the optical properties of the oil produced as a result of hydraulic fracturing).....225

Зими́на Д.А.

Анализ исследования факторов, влияющих на качество крепления скважин в многолетнемерзлых породах (Analysis of investigation of factors impacting the quality of well casing in permafrost).....226

Зинуров Л.А., Салахова М.Ф., Шакирзянов Р.А.

Мониторинг изменения пьезо- и гидропроводности как инструмент выявления осложнений разработки (Monitoring of the changes of piezo conductivity and hydraulic conductivity as a tool of the development problems detection).....227

Зинуров Л.А., Фарахова Р.Р.

Контроль эффективности заводнения карбонатного коллектора методом импульсно-кодowego гидропрослушивания (Carbonate reservoir waterflood efficiency monitoring with cross-well pulse-code testing).....228

Зыкова В.Е.

Анализ эффективности гидравлического разрыва пласта в условиях Первомайского нефтяного месторождения (Hydraulic fracturing efficiency analysis for Pervomaiskoe oil field).....229

Иванов А.А.

Перспективы повышения нефтеотдачи пласта путем применения технологии водогазового воздействия (Prospects of improving oil recovery through of technology simultaneous water and gas injection).....230

Иванова А.И.

Создание банка данных эксплуатационных показателей для адаптации постоянно действующих геолого-технологических моделей Уренгойского и Северо-Уренгойского месторождений (Compilation of data banks of operational indicators for adaptation of permanent geological and technological models of the Urengoy and Severo-Urengoy sky fields).....231

Иванова Е.И., Долгаева А.К.

Увеличение конечной конденсатоотдачи путем применения частичного сайклинг-процесса на Средневилюйском месторождении (Increase of final condensate efficiency using partial cycling process in Srednevilyuisk deposit).....232

Иванова И.А., Павлов А.В., Закирова З.Р.

Тестирование кислотных составов для обработки карбонатных коллекторов (Testing of acid compositions for carbonate reservoir treatment).....233

Ивченкова З.С.

Оценка возможности применения азота для поддержания пластового давления на месторождениях Западной Сибири (Assessment of the possibility of using nitrogen for maintenance of reservoir pressure on the fields of Western Siberia).....234

Имамов Р.В.

Построение универсальных палеток для определения критической безводной депрессии горизонтальных газовых скважин при наличии активной подошвенной воды (Universal pallets construction for determining critical water-free production rate of horizontal gas wells while active bottom water available).....235

Исхаков Р.Э., Ахмедьянов Б.И

Анализ опытов проведения кислотных обработок (Analysis of the results of the acid treatment).....236

Ишкулов И.М., Саяхов В.А., Шайдуллин Л.К.

Исследование влияния термического воздействия на изменение свойств керна и СВН (Research of thermal-recovery method and core's properties of extra-viscosity oil).....237

Кадочникова Е.С.

Учет упругих характеристик пласта при разработке газовых залежей (Accounting for the elastic properties of the gas reservoir development).....238

Калмыков А.А.

Разработка конструкции унифицированной ледостойкой платформы для глубины воды от 20 до 60 м (Development of a unified ice-resistant platform construction for depths of 20 to 60 meters).....239

Калошин Р.А., Столбовский А.А.

Внедрение новых методов повышения нефтеотдачи пласта (The introduction of new methods to improve oil recovery).....240

Каракаев Р.Ш.

Анализ результатов применения гидроразрыва пласта на коллекторах с высоковязкой нефтью (Analysis of results of fracturing manifold with high-viscosity oil).....241

Каримов Т.С., Сансиев Г.В., Кубрак М.Г.

Оценка эффективности водогазового воздействия для карбонатных месторождений центрально-хорейверского поднятия (Water-alternating-gas efficiency evaluation for carbonaceous fields of central khoreyver uplift).....242

Касимов Р.Б.

Комплексная схема обустройства и освоения месторождений Каламкас-море и блока "Жемчужина" в Казахстанском секторе Каспийского моря (Complex scheme of development of Kalamkas-sea field and block "Pearl" in Kazakhstan sector of Caspian sea).....243

Ким Ю.В., Ильина Г.Ф.

Анализ проведения гидравлического разрыва пласта на примере нефтяного месторождения Томской области (Analysis of fracturing as exemplified by the oil field of Tomsk oblast).....244

Кобилжонов К.Ш.

Повышение качества крепления скважин (Improving the quality of well casing).....245

Ковальчук В.С.

Температурный режим бурения скважин в разрезах с природными газогидратами (Thermal regime of wells boring in sections of gashydrates formations).....246

Кодиров Ю.М.

Разработка нетрадиционных коллекторов – как решение обогащения топливно-энергетического комплекса страны (The development of unconventional reservoirs –as a solution to the enrichment of the fuel and energy complex of the country).....247

Кондрашова Ю.В.

Геомеханическое моделирование в оценке величины допустимой депрессии для скважины с открытым забоем (Geomechanical modeling in estimation of limit drawdown pressure for the open hole well).....248

Коноплева В.С.

Разработка установки для определения поверхностного натяжения по методу Ребиндера (Design of the surface tension meter by Rehbinders method).....249

Концевич О.В.

Повышение эффективности химического метода обработки скважин для интенсификации добычи нефти (Improving the efficiency of chemical treatment method of well for improved oil recovery).....250

Коровкин П.И., Хохлов А.Л., Епихин А.В.

Оценка влияния концентрации твердой фазы в растворе на состояние эластомера при механическом воздействии на него (Assessment of influence of concentration of the firm phase in solution on the condition of elastomer at mechanical impact on him).....251

Королев А.С., Сагитов Р.Р., Захаров А.С.

Разработка и исследование суспензионной формы полимерных реагентов для буровых промывочных растворов (Development and research of suspension form of polymer reagents for drilling fluids).....252

Короткевич В.М.

Методы борьбы со снижением пропускной способности промысловых трубопроводов (Control methods of slashing the flow capacity in field pipelines).....253

Кочнев А.Д.

Безопасность нефтедобычи в Российской Федерации и в мире (Security of oil production in the Russian Federation and around the world).....254

Кошманов П.Е.

Влияние геологических неоднородностей строения залежей на выработку запасов Ув на месторождении им. Ю. Корчагина (Influence of geological nonuniformity of the reservoir on the production of hydrocarbon reserves on the Korchagin field).....255

Кравченко А.С., Туригин А.Н.

Разработка технологии для зарезки боковых стволов в скважинах Нефтегорского месторождения (Technology development for sidetracking wells Neftegorskij field).....256

Кроха А.В.

Математическое моделирование промысловых трубопроводов с учетом многофазности течения (Mathematical modeling of multiphase flow in pipelines).....257

Круглов Д.С.

Оценка влияния направления развития трещины на эффективность гидравлического разрыва пласта (Assessment of the impact of the development direction of the crack on the efficiency of hydraulic fracturing).....258

Круглов С.В., Бурмистров И.А.

Применение перспективной технологии повышения нефтеотдачи на месторождениях с высоковязкой нефтью, основанной на полимерном заводнении (Implementation of advanced technology of enhanced oil recovery at the heavy oil deposits, based on polymer flooding).....259

Кузин Д.А., Чесноков Д.В.

Разработка тампонажных составов для условий нефтяных месторождений приволжского региона (Design cement slurry for oil fields of volga region).....260

Кузнецов Д.А., Нечаев В.Ю.

Оптический метод определения пограничных кривых околокритических углеводородных смесей (Optical method for determining the dew-bubble curves of near-critical hydrocarbon mixtures).....261

Кузнецова А.Н., Кинах А.С.

Исследование взаимодействия глинистых частиц низкопроницаемых коллекторов и водных растворов (Research of interaction between clay particles of low-permeability reservoirs and aqueous solutions).....262

Кузьмин Е.А.

Изучение влияния ультразвуковых волн на процесс декольматации порового пространства модели пласта (Study on ultrasonic waves influence on rock porous media cleaning process).....263

Куницкий П.А., Шкаплерова К.А., Короткевич В.М.

Современные методы разрушения водонефтяных эмульсий, применительно для Талаканского месторождения (Advanced techniques of demulsifications in relation to Talakan field).....264

Куприн Я.Е.

Разработка методики изоляции вязкопластическим тампонажным раствором зоны поглощения с вертикальной трещиной (Development of technique of lost-circulation zone isolating with vertical breaking by viscoplastic grout curtain).....265

Кучеров К.В.

Термогазохимическое воздействие как метод управления продуктивностью скважин (Thermal-gas-chemical formation treatment as control method of well deliverability).....266

Кучеров К.В.

Устройства контроля притока для увеличения продуктивности горизонтальных скважин (Inflow control devices for improve gorizontal wells production).....267

Кучерявый П.Д.

Технология и расчет цементирования скважин аэрированными тампонажными растворами (Calculation and technology of cementing of wells aerated grouting solutions).....268

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).....269

Кырнаев Д.В.

Оптимизация добычи: методические подходы. Практическое применение (Production optimization: methodological approaches. Practical use).....270

Лагутаев В.А., Исламова Л.А., Вафин А.Р.

Анализ эффективности мероприятий по увеличению отборов жидкости на бобриковском объекте Сабанчинского месторождения (Analysis of boosted liquid production efficiency at the bobrikovsky horizon of the Sabanchinskoe field).....271

Лазарев Р.А.

Анализ влияния обратной закачки газа на показатели разработки месторождений с нефтяной оторочкой на примере месторождения им. Ю. Корчагина (Analysis of the influence of the reverse pumping of gas on the indicators of development of deposits with oil fringe on the example of field Y. Korchagina).....272

Ле Туан Ву

Интегрирование модели газосборной сети в гидродинамическую модель при прогнозировании показателей разработки на примере Русановского ГКМ (Integration of the gas network in the hydrodynamic model in prediction of the development data on the example Rusanovskoye gas-condensate field).....273

Левин И.А., Губанов С.И.

Обоснование использования метода термобарохимического воздействия при разработке залежей высоковязкой нефти скважинами с дуальной системой стволов (Justification for the use of the thermal vacuum and chemical impact to produce heavy high-viscosity crude oil by dual-well system).....274

Летунов М.В.

Анализ вариантов разработки и обустройства Ленинградского газоконденсатного месторождения на Западно-Ямальском шельфе Карского моря (Analysis of options of the development and arrangement of Leningradskoe gas-condensate field on the Western Yamal shelf of the Kara sea).....275

Литвинцева Е.В., Некрасов А.В.

Оценка геологических факторов, влияющих на разработку тонких нефтяных оторочек на примере месторождения им.Ю.Корчагина (Appraisal of geological factors affecting the thin oil rims of Yuri Korchagin field development).....276

Литвинцева Е.В.

Повышение энергетической эффективности добычи нефти из скважин с высоким газовым фактором (Increasing energy efficiency of oil production of wells with high content of free gas).....277

Лихачева Н.В., Щербакова А.В.

Моделирование секвестрации углекислого газа в водоносном пласте в виде водогазовой смеси (Simulation of carbon dioxide sequestration in water formation by way of wag mixture).....278

Лобанов Е.В., Карслян О.П., Алибекова А.Э.

Поиск альтернативных вариантов реализации проекта разработки Центрально-Астраханского ГКМ (The search for alternative variants of the project of development of the Central-Astrakhan gas condensate field).....279

Лотфуллин Б.Р., Феоктистов Д.А., Михайлова А.Н.

Каталитический аквагермолиз высоковязкой нефти: исследование свойств катализатора на основе СО(II), образующегося в пластовых условиях из нефтерастворимого прекурсора (Catalytic aquathermolysis of heavy crude oil: investigation of CO(II)-based catalyst, formed in situ from oil soluble precursor).....280

Лунёв Д.А.

Повышение эффективности системы нефтеизвлечения Вынгайхинского месторождения (The efficiency of oil recovery Vyngayakhinskoe field).....281

Любимов Н.Н., Телков В.П.

Достижение смешивающегося вытеснения нефти при реализации газовых и водогазовых методов воздействия на пласт (Realization of miscible oil displacement in gas and water-gas influence (wag) on the oil reservoir).....282

Мазин М.С.

Повышение качества первичного вскрытия продуктивного пласта путем использования технологии струйной обработки проницаемых пород (Improving the quality of primary pay zone completion by utilizing the technologies of jet permeable rocks acidizing).....283

Максаков К.И.

Разработка подхода расчета переориентации трещины гргп с помощью определения направлений деформаций и напряженного состояния пласта (Development approach for calculating crack reorientation fracturing by determining the strain and stress state of rocks).....284

Мальцев А.А.

Теоретическое обоснование использования многозабойных скважин с ответвлениями малого диаметра (Theoretical justification of using multilateral wells with small diameter branches).....285

Мальцева А.А.

Расчет величины подвижных запасов углеводородов Северо-Даниловского месторождения (Calculations of moveable oil reserves North Danilov field).....286

Мальцева А.А.

Перспективы разработки шельфовых месторождений нефти Балтийского моря (Prospects of development of oil fields in Baltic sea).....287

Мамаевский П.В., Орлов Е.А., Корнеева О.А.

Опыт применения облегченной буровой колонны при бурении наклонно-направленных скважин на Ванкорском месторождении (Application of drill pipe from aluminium in construction directional wells at the Vankor field)...288

Мамаевский П.В., Корнеева О.А., Сазонова Е.С.

Анализ схем замера продукции кустовых площадок нефтегазовых месторождений (Analysis of schemes of measurement of production of well pads of oil and gas fields).....289

Мансуров М.А., Неробов Н.И.

Разработка поточной схемы ГПЗ нефтегазоконденсатного месторождения (Development of the stream draft of gas plant of oil and gas condensate deposit).....290

Мансуров С.И.

Эффективность применения PDC долот нового поколения (Efficiency of application of PDC bits of new generation).....291

Маргарян Л.Р.

Сравнение методов моделирования трещиноватых коллекторов (Comparison of methods for modeling fractured reservoirs).....292

Мартель А.С., Моренов В.А.

Исследование композиций буровых растворов для предупреждения сальникообразования (Investigation mud compositions for preventing formation of seals).....293

Масооми Реза

Прогнозирование давления гидроразрыва в породе пласта на примере месторождений Ирана (Prediction of breakdown pressure in reservoir rock for an Iranian oil field).....294

Матвеев Л.Н., Балашова А.В.

Обоснование эффективности применения технологии ограничения водопритока на основе геолого-технологического моделирования (Provision of a rationale for effectiveness of water shutoff based on the geological and process simulation).....295

Матниязова Г.И.

Оценка влияния вмещающих пород на работу метаноугольной скважины до и после проведения гидравлического разрыва (Estimation of host rock impact on coalbed methane well operation before and after coalbed hydraulic fracturing).....296

Минабутдинов Р.Д., Даумов Р.А.

Повышение экономической эффективности эксплуатации скважин с подпакерными объектами (Increase of economic efficiency of operation of wells with below-packer objects).....297

Мирзахалилов Э.Э.

Влияние неоднородности и тектонических нарушений пласта на показатели разработки газоконденсатного месторождения «Сэйнт Кара» (Impact of the reservoir heterogeneity and tectonic deformations on the development parameters on gas condensate field Saint Kara).....298

Митяшина В.А., Мухтаров Р.Р.

Применение колтюбинговой технологии и энергетики СВЧ при разработке газогидратных месторождений (The application of coiled tubing technology and microwave energy in the development of gas hydrate deposits).....299

Мияссаров Р.Ф.

Газодинамические процессы для разделения компонентов природного и попутного нефтяного газа (Gasdynamic processes for the separation of components of natural and associated petroleum gas).....300

Могильниченко М.А.

Необходимость учета явления самоэмульгирования нефтей при интенсификации добычи (Spontaneous emulsification phenomenon affecting crude oil production stimulation).....301

Мороз А.С.

Выбор основных решений по разработке нефтяных оторочек (Oil rims development main decisions).....302

Москалюк А.А.

Интенсификация нефтеотдачи методом зарезки боковых стволов (Intensufication of oil recovery by sidetracking on the example of vankor field).....303

Мосоян М.М.

Влияние дезагрегации глинистой компоненты на фильтрационно-емкостные свойства нефтеносного коллектора (The influence of clay desaggregation on filtration cappasity propertiase of oil field).....304

Муймаров В.А.

Анализ длительной, более 10 лет, эксплуатации ПХГ в неоднородном коллекторе (Analysis of more than 10 years underground gas storage exploitation).....305

Мязин Т.О.

Силы трения бурильной колонны о стенки скважины (Friction forces between drill string and borehole walls).....306

Надыров А.И.

Определение дебита горизонтальной скважины при разработке залежи высоковязкой нефти (Determining the oil flow in a horisontal well during the development of reservoirs with hignly viscous oil).....307

Назин Е.А.

Кратковременная эксплуатация скважин – энергоэффективный способ добычи нефти для мало- и среднедебитных скважин (Short-term well operation [STWO] - energy-efficient method of production for low and medium production wells).....308

Насери Я.С.

Методика подсчета циклов нагружений для исследования надежности бурильного инструмента (Method of calculation of load cycles for determination of drilling tool reliability).....309

Нгуен К.К.

Проблемы очистки скважин при больших значениях зенитных углов (Problems of cutting transportation in highly deviated wells).....310

Несмелов Р.В.

Скрининг методов увеличения нефтеотдачи (Enhanced oil recovery screening).....311

Нигматов Л.Г.

Комбинированный метод освоения осложненных нефтяных скважин с применением устройства гидроимпульсного воздействия на пласт и многофункционального кислотного реагента РМ-ЕС (Combined method of mastering the complicated oil wells using devices hydropulse stimulation and multi-acid reagent RM-EC).....312

Никонов Е.И.

Исследование режимов работы скважин в условиях фактора выноса твердых частиц из призабойной зоны скважин (Research of well operation conditions under removal of solid particles from well bore zone).....313

Никулин В.Ю.

Комплексный подход к совершенствованию технологии подогрева скважинной продукции греющим кабелем для борьбы с АСПО (Integrated approach to the development of wax in well fluid control technology using heating cable).....314

Нифадов В.В., Корепанова В.С., Казаков К.В.

Особенности освоения девонских карбонатных отложений Тимано-Печорских нефтегазовых провинций (Especially the development of the devonian carbonate deposits of the Timan-Pechora oil and gas province).....315

Нурмухамедов Т.Б.; Кравцов А.Н.

Анализ и прогнозирование основных показателей разработки. Оценка эффективности ГТМ и рекомендации по дальнейшей эксплуатации скважин газоконденсатного месторождения Акобинка (Analysis and forecasting of the main indicators of development. Evaluation of the effectiveness of gtm and recommendations for future operation of wells of gas condensate field Akobinka).....316

Нуртдинов А.Р.

Применение циклического заводнения как МУН и анализ его эффективности на примере месторождения Западной Сибири (Application of the cyclic factory as the enhanced oil recovery method and analysis of its efficiency on example of the West Siberia field).....317

Овчинников Ю.А.

Математическая модель оценки газодинамических показателей скважины по эксплуатационным данным (Mathematical model of evaluation of indicators gasdynamic well on performance data).....318

Паливода В.Р., Ванина А.С.

Анализ многостадийного гидроразрыва пласта на месторождении Западной Сибири (Analysis of multi-stage hydraulic fracturing of Western Siberia field).....319

Пантелеев В.О.

Концепция освоения Русановского и Ленинградского ГКМ (Development concept of the Rusanov and Leningrad GCF).....320

Пантюхин А.А.

Исследование влияния различных ПАВ на абразивность горных пород (Investigation of various surfactants influence on rocks abrasivity).....321

Пастернак Н.А.

Анализ применения азотонаполненных тампонажных систем для цементирования скважин в интервалах АНПД (Analysis of the application of nitrogen filled plugging systems for cementing in the abnormally low reservoir pressure (ALRP) intervals).....322

Перепечкин И.М., Быков А.А., Евдокимов А.Ю.

Зависимость геометрических параметров трещины ГРП от объема закачанной жидкости в пласте с различными сжимающими напряжениями в слоях (Dependence of the geometric parameters of the fracture on the volume of injected fluid in the formation with different compressive stresses in the layers).....323

Петров П.В., Веселухин Н.В., Зарипов А.Р.

Новый способ обратного цементирования (A new method of reverse cementing).....324

Петрова С.Д.

Технологии многостадийного гидравлического разрыва пласта в горизонтальных скважинах (Multistage fracturing technologies in horizontal wells).....325

Полякова В.А.

Перспективная разработка нефтегазоконденсатных залежей Арктического региона (Perspective development of oil and gas condensate deposits of the Arctic region).....326

Полякова Н.С.

Оценка эффективности системы заводнения объекта БВ7 Южно-Вьетнамского месторождения (Evaluation of water flooding system the effectiveness object BV7 Yuzhnoviintoiskogo field).....327

Потапов А.В.

Применение технологии многозабойного бурения на шельфе социалистической Республики Вьетнам (Application of multilaterals drilling technology on offshore of the socialist Republic of Vietnam).....328

Потачин Р.Е., Москвин К.С.

Применение газовых методов увеличения КИН в наклонно-залегающих пластах (Improving oil recovery from dipping reservoirs by gas injection)...329

Потысьев Е.А.

Оценка перспективности применения комбинированного вида обустройства нефтегазовых месторождений на глубоководной части шельфа Охотского моря (Assessment of prospective application of combined form of deepwater development of oil and gas fields on sea of okhotsk shelf).....330

Потысьев Е.А.

Методика выбора вида обустройства морских нефтегазовых месторождений (Selection methods of marine oil and gas fields development form).....331

Райский Ю.А.

Создание системы «Техногенный коллектор» для разреза баженовских отложений текущих активов ПАО «Газпром нефть» (Stimulated reservoir volume for bazhenov cross-section for current assets of Gazprom нефть).....332

Райхерт А.А.

Особенности бурения викуловской свиты на Южно-Приобском месторождении (Drilling specific of vikulovskoe formation on Yuzhno-Priobskoe oilfield).....333

Рафиков И.Р.

Синтез технических решений для совершенствования технологии гидравлического освоения необсаженных стволов скважины (Synthesis of technical solutions for improving technology of hydraulic uncased borehole well development).....334

Рафиков И.Р.

Специальные забойные компоновки для бурения скважин на депрессии (Special bottom-hole assembly for underbalanced drilling).....335

Рачкова Е.Е., Гадирова Ю.М.

Оптимизация технологии многостадийного гидроразрыва пласта на примере Имилорского месторождения (Technology optimization of multi-stage fracturing in Imilorskoye field).....336

Рахматуллин Т.Р.

Зарезка боковых стволов в обводнившихся скважинах газоконденсатного месторождения Даяхатын как альтернатива переходу добычи на верхлежачие горизонты (Sidetracking as an alternative method of changing the trap of gas-condensate in the Dayakhatin field).....337

Розенцвет А.В., Чудинова И.В.

Подбор компонентного состава раствора для бурения в глинистых отложениях (Selection of component composition of the mud for drilling in shale formations).....338

Рязанов А.А.

Совершенствование разработки объектов с трудноизвлекаемыми запасами на основе применения многозонного гидроразрыва пласта (Advanced development of hard-to-recover reserves using multi-stage hydraulic fracturing).....339

Сабирова К.А., Ахмадейшин И.А., Щеколдин К.А.

О ходе и перспективах развития технологии термогазового воздействия на залежи баженовской свиты (Technological trends of thermal gas treatment for bazhenov formation deposits).....340

Сабирова К.А., Бугаев К.А., Волков Д.А.

Результаты доработки и промысловых испытаний установки погружного бесштангового плунжерного насоса с вентильным электродвигателем (НПУ-ВД-М) (Hardware debugging and field test of bottomhole pump complex with thyatron motor).....341

Сабирова К.А., Дедечко В.А.

Условия применения углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов (Application conditions for carbondioxide gas in enhanced oil recovery).....342

Савельев А.А., Антонова С.А.

Анализ критериев применимости технологии АСП (анионный пав-сода-полимер) с применением метода нечеткой логики в условиях месторождения Западной Сибири (Screening for asp flooding with fuzzy logic in the conditions of the Western Siberia field).....343

Савельев Д.Ю., Саврей Д.Ю.

Моделирование трехфазного потока для добывающих скважин с большими отходами от вертикали, пробуренных с использованием бурового комплекса XXI века (Modeling of multiphase flow for production wells with wide variations from vertical drilled with a drilling complex of XXI century).....344

Савинова М.С.

Особенности разработки нефтяных оторочек в замерзающих акваториях (Development features of oil fringes in freezing water area).....345

Саврей Д.Ю.

Перспективы утилизации попутного нефтяного газа методом Фишера-Тропша на удаленных нефтяных месторождениях (Prospects of use of associated petroleum gas by the method of Fischer-Tropsch on remote oil fields).....346

Сагиров Р.Н., Баекенов М.О.

Синтез силикагеля из продуктов реакции плавиковой кислоты со скелетом породы для увеличения нефтеотдачи (Synthesis of silica gel by the reaction product of hydrofluoric acid with the rock to enhance oil recovery).....347

Садирахимов У.Р.

Создание математической модели управления разработкой малых месторождений (на основе Ардалинской группы месторождений) (Creating mathematical models of management of development of small fields) (based on Ardalins group of fields).....348

Салимгараев А.А.

Диагностирование эффективности проведения ГТМ на примере ГРП (Diagnosis of efficiency of hydraulic fracturing).....349

Сандыга М.С.

Оценка влияния асфальтосмолистых веществ на температуру насыщения нефти парафином (Impact assessment of the asphaltic substances on the saturation temperature of paraffin oil).....350

Сатаева А.Ф., Горлов А.Е.

Методика расчета удельного потребления электроэнергии при механизированной добыче нефти установками электроцентробежных насосов (The calculation methodology of the electrical power consumption for artificial oil lift processes by submersible pumping units).....351

Саяхов В.А., Исроилов Н.К.

Оценка влияния температуры и химреагентов на компонентный состав сверхвязкой нефти (Assessment of temperature and chemical reagents effect on extra-viscous oil component composition).....352

Селезнев Д.С.

Исследование упруго-прочностных показателей композиционного материала резина-цемент (Research elastic-strength parameters composite material – plastic-cement).....353

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).....354

Семененко А.Ф., Русских Е.В.

Оптимизация параметров бурения для повышения механической скорости проходки в наклоннонаправленных скважинах (Optimization of parameters of drilling to increase the mechanical penetration rate in directional wells)....355

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).....356

Сердюков Н.И.

Концептуальный подход к синхронизации производственных процессов с трехмерной визуализацией развития проекта (Conceptual approach to synchronize production processes with three-dimensional visualization of project development).....357

Сеферов А.К.

Технико-экономическое обоснование бурения скважин с большим отходом (The feasibility study of extended reach drilling (ERD) wells).....358

Синявский Г.В.

Оценка потенциала добываемой продукции нефтяных скважин в качестве источника геотермальной энергии (Assessment of the oil wells potential as a source of geothermal energy).....359

Слесаренко Д.О.

Технология создания радиальных каналов как метод интенсификации добычи углеводородов (Technology of creation radial channels as a method of hydrocarbon`s production intensification).....360

Солодкин А.С.

Количественное определение хрупкости горной породы и ее применение для прогнозирования механической скорости бурения для долот PDC (Quantification of the rock brittleness and its application to prediction of rop for PDC bits).....361

Сорока О.А.

Разработка нефтяных и газовых месторождений в Бурятии (Development of oil and gas deposits in Buryatia).....362

Спивак К.С.

Современные варианты заканчивания горизонтальных скважин (Modern completion of horizontal wells).....363

Старосветсков В.В., Тарасов А.Е.

Оптимизация процесса геологического сопровождения бурения горизонтальных скважин на примере одного из месторождений Западной Сибири (Optimization of geological monitoring of horizontal well drilling as in the case of oilfield in Western Siberia).....364

Старостин М.В.

Обустройство морской части месторождения Харасавэй (Kharasavey offshore field arrangement).....365

Стахив В.И.

Экспериментальные исследования пенообразующих свойств водогазовой смеси, приготовленной при помощи диспергирующего устройства для условий Ярактинского месторождения (Experimental researches of water-gas mixture's foaming properties prepared by dispersive device for Yarakinskiy field).....366

Степанова О.Н.

Влияние явления гистерезиса относительных фазовых проницаемостей при реализации технологии водогазового воздействия (Effect of hysteresis phase permeability for realization of water-gas stimulation).....367

Сугунушев С.С.

Комплексное обустройство месторождений нефти и газа Северного Каспия (Complex development of oil and gas fields in the northern part of the Caspian Sea).....368

Сукманов А.С.

Установка поддержания пластового давления (Reservoir pressure maintenance station).....369

Султангузин Р.Ф., Шрубковский И.И.

Исследования процессов взаимодействия электромагнитных полей с нефтенасыщенными пористыми средами (The study of interaction processes between electromagnetic fields and oil-saturated media).....370

Сухих А.С., Кузнецова А.Н., Искан А.Ю.

Использование третичных методов увеличения нефтеотдачи для низкопроницаемых полимиктовых коллекторов (The use of tertiary eor methods for polymictic low permeability reservoirs).....371

Телепко А.С.

Транспортировка природного газа в виде газовых гидратов (Transportation of natural gas in the nature of gas hydrates).....372

Тихонов А.Е.

Проектирование оборудования для ликвидации поглощений рабочей жидкости при строительстве скважин (Design of equipment for elimination of drilling fluid absorption during well construction).....373

Трубачева И.А., Царенко А.В.

Распределение заданного годового отбора по скважинам газоконденсатного месторождения с целью увеличения конденсатоотдачи (Gas flow rate optimization to increase condensate recovery).....374

Тухбиев Р.Ф.

Опыт строительства боковых стволов для восстановления скважин из бездействия на примере Ромашкинского месторождения (Experience of the sidetrack construction for recovery of inactive wells by the example of the Romashkinskoye oil field).....375

Тыква А.С., Пирматова В.Р., Донцу Т.Г.

Актуальные вопросы повышения эффективности нефтегазодобычи в регионах со сложными климатическими условиями (The current issues of efficiency in the regions of oil and gas with difficult climatic conditions).376

Тюлькин О.П., Кузнецов М.А., Коваленко Ю.С.

Исследование тампонажных материалов для крепления многолетнемёрзлых пород (Research of a cement stone for cementing wells in permafrost rocks).....377

Умаев А.О.

Технологии механизированной эксплуатации скважин в осложненных условиях (Technology of wells exploitation by artificial lifting in complicated conditions).....378

Урзикэ И.В.

Химико-минералогические аспекты молдавской бентонитовой глины и оценка возможностей её применения в качестве твердой фазы глинистых буровых растворов (Chemical-mineralogical aspects of moldavian bentonite clays and evaluation of the possibilities of its application as solid phase in clay drilling muds).....379

Усачев В.Д.

Оценка зависимости подъема газовой воды от неоднородности пласта-коллектора на примере Ямбургского НГКМ (Assessment of dependence of rise of gas-water contact on heterogeneity of layer collector on the example of the Yamburg field).....380

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).....381

Фазылов Д.А., Шабонас А.Р.

Исследование режимов работы погружных газостабилизирующих устройств (Downhole dispersing devices tests on various working regimes).382

Файзуллин Н.Ф., Акчурин Р.З.

Расчет распределения давления и температуры в стволе газовой скважины (Calculation of the distribution of pressure and temperature in the gas well)...383

Файзуллаев Ф.С., Тен Я.В.

Эксплуатация штанговых скважинных насосных установок с цепным приводом (operation of downhole sucker rod pumping units with chain drive).....384

Фатыхов Р.А.

Вынос шлама из наклонно-направленных и горизонтальных скважин при бурении (Drilled cuttings cleaning in deviated and horizontal wells).....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).....386

Федоров А.Э.

Новый подход к интерпретации гидродинамических исследований горизонтальных скважин в подгазовых зонах (New approach to interpretation of hydrodynamic study of horizontal wells located in under-gas-cap zones)...387

Федоров А.Э.

Повышение эффективности эксплуатации низконапорных газовых скважин с помощью устьевых газоструйных аппаратов (Increasing of operation efficiency of low pressure gas wells by using of wellhead gas-jet device's)...388

Федоров А.Э.

Особенности применения ПАВ-полимерного заводнения (Application aspects of surfactant-polymer flooding).....389

Феокистова А.И., Коротков С.А., Носиков А.В.

Обоснование выбора траектории скважин на основе результатов геомеханического моделирования (Optimization of the well trajectory based on geomechanics modeling results).....390

Фосс Л.Е., Ильясов Р.А., Тимиргалиева А.Х.

Критерии оценки эффективности растворителей при разработке нефтяных месторождений (Effectiveness criteria of solvents for eor).....391

Хавкин Б.А.

Особенности вытеснения высоковязкой нефти полимерными растворами на месторождении Каламкас (The specificities of high-viscosity oil displacement by polymeric fluids at Kalamkas field).....392

Хайбуллина К.Ш., Сандыга М.С.

Оценка эффективности применения неионогенного поверхностно-активного вещества для удаления органических отложений (Evaluation of the effectiveness of nonionic surfactants for removing organic deposits).....393

Халиков Р.С.

Разработка методики выбора периодического режима работы скважины с УЭЦН (Procedure of calculation periodic mode of ESP well).....394

Хамзин И.Д.

Анализ Ангаро-Ленского месторождения (Analysis of Angaro-Lena deposit).....395

Хатмуллина А.И., Тимербаев Т.В.

Восстановление относительных фазовых проницаемостей по динамике работы добывающих скважин (Reconstruction of the modified relative permeabilities from producers data).....396

Хузин Б.А.

Компоновки при колтюбинговом бурении (Layout in coiled tubing drilling).....397

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).....398

Хуснутдинов А.Р.

Анализ колебательных процессов в бурильном инструменте при проводке скважины и их влияние на состояние элементов бурильной колонны (Vibration analysis of drilling tool in the process of well construction and their influence on state of drilling string parts).....399

Хуснутдинова Р.Р.

Фазовые изменения бинарных смесей метана с углеводородами различного строения (Phase changes of methane binary mixtures with various structures hydrocarbons).....400

Циу Пин

Разрываемость сланцев и методика оценки разрываемости газоносных сланцев (Shale fracability and the method of fracability evaluation of gas-bearing shales).....401

Циу Пин

Применение объемного ГРП для разработки газосланцевых месторождений (The application of stimulated reservoir volume fracturing for the development of shale-gas reservoirs).....402

Цукренко М.С.

Разработка технологии строительства горизонтальных скважин большой протяженности при малых глубинах залегания продуктивных пластов (Development of extended reach drilling technology for shallow pays).....403

Цыбульский С.П.

Экспериментальные и теоретические исследования анизотропных фильтрационно-емкостных свойств на образцах керна ачимовских отложений (Experimental and theoretical research of reservoir properties on cores of achimov deposits).....404

Чепиль Р.С.

Анализ применения газодинамических методов ПНП на месторождениях ТПП «ЛУКОЛЙЛ-СЕВЕРНЕФТЕГАЗ» (analysis of gasdynamic eor methods at the field TPE «LUKOLYL-SEVERNEFTEGAS»).....405

Чепелева Е.Р.

Анализ технико-технологических особенностей бурения инженерно-геологических скважин при освоении ресурсов нефти и газа в арктической зоне Российской Федерации (Analysis of technical-technological features of drilling engineering-geological wells in the development of oil and gas resources in the arctic zone of Russian Federation).....406

Черенев С.С., Губарев М.И., Епихин А.В.

Исследование влияния дисперсионной среды и химических реагентов бурового раствора на устойчивость эластомеров винтовых забойных двигателей (Research of influence of dispersion medium and chemicals of drilling fluid on stability of elastomers of positive displacement motors).....407

Черенков Ф.А., Касьяненко А.А., Кравченко И.В.

Обеспечение безопасной эксплуатации газовых скважин на различных этапах разработки месторождений (Gas wells operation safety control at various field development phases).....408

Черепанов П.В., Идрисов И.Д.

Анализ влияния полимерных реагентов на свойства тампонажного раствора (Analysis of the effect of polymeric reagents on the properties of cement slurry).....409

Черней А.А.

Исследование рецептуры промывочной жидкости для вскрытия продуктивных коллекторов на Умсейском месторождении (Research of drilling fluid compound for penetration of the formation on Umseiskom oil field).....410

Чернова В.В.

Влияние литологической неоднородности пласта-коллектора на продуктивность добывающих скважин (Influence of reservoir lithologic non-uniformity on deliverability of production wells).....411

Чжоу Цяофэн, Гаюбов А.Т.

Новый подход к определению свойств трещин многоступенчатого гидроразрыва пласта в горизонтальной скважине (A new method to determine fracture properties in multi-fractured horizontal well).....412

Шабалов А.С.

Исследование очистки технологических жидкостей заканчивания скважин Удмуртского резервирующего комплекса ПХГ (Research of purification of technological liquids of completion of wells of the Udmurt reserving complex of UGS).....413

Шабонас А.Р., Фазылов Д.А.

Обоснование подбора энергоэффективной компоновки ЭЦН с предвключенным модулем при работе на газожидкостной смеси (Rational selection of energy efficient configuration ESP with preswitched-on modules on a gas-liquid mixture).....414

Шайхразиева Л.Р.

К вопросу совершенствования системы заводнения (The question of improving the system waterflooding).....415

Шакиров М.А.

Очистка призабойной зоны пласта нагнетательной скважины с помощью сваблирования (Cleaning of the bottomhole formation zone of the injection well with swabbing method).....416

Шамков А.В.

Лабораторные исследования сетчатых противопесочных забойных фильтров в газовых скважинах (The laboratory research of bottom hole meshed sand filters for gas wells).....417

Шамков А.В.

Исследование влияния механических примесей на напорно-энергетическую характеристику ЭЦН (the research of solid particles influence on ESP head-energy performance).....418

Шамсибаев Л.А.

Актуальность применения современного бурового оборудования для повышения нефте-газоотдачи пластов (The relevance of application of modern drilling equipment to increase oil and gas recovery of reservoirs).....419

Шарафутдинов И.Р.

Исследование режимов работы подъемника при наличии твердой фазы в восходящем газожидкостном потоке (Research of lift's operating modes with account for solid phase in uprise gas-liquid flow).....420

Шарин Н.М., Рясный А.Г.

Уточнение функций ОФП с использованием автоматизированной адаптации по истории разработки пласта ПК₁ Находкинского месторождения с применением программного продукта tempest enable (The refinement of relative permeabilities using automated history matching of the Nakhodka field in tempest enable).....421

Шахмаев А.М.

Внутрипластовое горение в условиях пластов баженовской свиты (In-situ combustion for bazhenov formation).....422

Шепель К.Ю.

Влияние качества перфорационного канала на его фильтрационные характеристики (Impact of perforation channel quality on its filtration characteristics).....423

Шестерень А.О.

Анализ моделей проектирования и оптимизации работы газлифтных скважин (Analysis of models of design and optimization of gas-lift wells)...424

Шестерикова А.А., Гачияев Р.Х.

Инновационная технология осушки природных и нефтяных газов (The innovative technology of dehydration of natural and petroleum gas).....425

Щербакова А.В., Лихачева Н.В.

Разработка состава для борьбы с газовыми гидратами в прискважинной зоне (ПЗ) низкотемпературных заглинизированных пластов (Development of composition for gas hydrates control in nearfield of low-temperature muddy layers).....426

Эльмурзаев М.Х.

Эффективность применения гидроразрыва пласта (ГРП) с целью повышения нефтеотдачи пласта БС₁₁² Когалымского месторождения (Efficiency of hydraulic fracturing with the purpose of increasing oil recovery of Kogalymskaya field).....427

Юрин А.В.

Оценка возможности возобновления работы ликвидированных скважин (Evaluation of the possibility of resumption of liquidated oil wells).....428

Языков И.В.

О возможности применения многозабойных скважин для освоения месторождения Медыньское-море (The possibility of using multilateral wells for development field Medynskoe-sea).....429

Якунин С.А., Чудинов В.А., Кашин Е.А.

Заканчивание нагнетательных скважин при реализации термогазового воздействия (Implementation of in-situ combustion).....430

Яньшин Д.В.

Применение слабокислотных присадок при соляно-кислотных обработках продуктивных пластов (The use of weakly acidic additives with hydrochloric acid treatment of productive stratum).....431

Генеральный информационный партнёр



**РИА
НОВОСТИ**

**РОССИЯ
СЕГОДНЯ**

Информационный партнёр

Генеральный медиа-партнёр



НЕДРА

Стратегические медиа-партнёры



Offshore^[Russia]

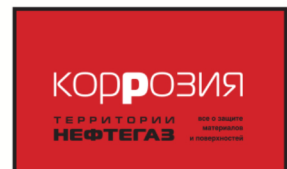
**OIL & GAS
JOURNAL
RUSSIA**

Коммерсантъ

Официальные медиа-партнёры

**Газовая
промышленность**

**ТЕРРИТОРИЯ
НЕФТЕГАЗ**
НЕФТЯНКА



Медиа-партнёры



**ИНЖЕНЕРНАЯ
ПРАКТИКА**



Право www.lawtek.ru **ГЭК**



БУРЕ И НЕФТЬ
СПЕЦИАЛИЗИРОВАННЫЙ ЖУРНАЛ

**ЭКСПОЗИЦИЯ
НЕФТЬ ГАЗ**

Нефть России
ИНФОРМАЦИОННО-АНАЛИТИЧЕСКИЙ ЖУРНАЛ

**ТРУБОПРОВОДНЫЙ
ТРАНСПОРТ**
[теория и практика] www.vniit.ru



Официальные спонсоры



РУСВЬЕТПЕТРО
СОВМЕСТНАЯ КОМПАНИЯ



севернефтегазпром

Schlumberger



Спонсоры

HALLIBURTON



ЛУКОЙЛ
СМАЗОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ

TATNEFT



РУТК

Партнёр

