

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР



СТРАТЕГИЧЕСКИЙ ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР



ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



ОФИЦИАЛЬНЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

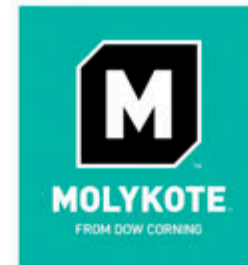


ГЕНЕРАЛЬНЫЙ СПОНСОР



СПОНСОРЫ

HALLIBURTON



Министерство образования и науки РФ
федеральное государственное бюджетное
образовательное учреждение
высшего профессионального образования
"Российский государственный университет
нефти и газа имени И.М. Губкина"
(Национальный исследовательский университет)



69-я МЕЖДУНАРОДНАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

НЕФТЬ И ГАЗ – 2015

СБОРНИК ТЕЗИСОВ

ТОМ 1



МОСКВА 2015

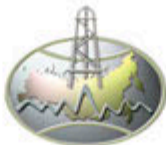
ПРИ ПОДДЕРЖКЕ



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



МИНИСТЕРСТВО ПРИРОДНЫХ РЕСУРСОВ И ЭКОЛОГИИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



Торгово-
промышленная
палата
Российской
Федерации



Российское
Газовое
Общество



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)

СБОРНИК ТЕЗИСОВ

69-ОЙ МЕЖДУНАРОДНОЙ МОЛОДЕЖНОЙ
НАУЧНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

НЕФТЬ И ГАЗ - 2015

14-16 АПРЕЛЯ 2015 Г.

ТОМ 1

МОСКВА 2015

В сборнике публикуются тезисы докладов 69-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2015». В конференции принимали участие студенты, аспиранты и молодые ученые российских вузов: РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, вузов и факультетов нефтегазового профиля из Тюмени, Уфы, Ухты, Альметьевска, Самары, Волгограда, Томска, Казани, Перми, Краснодар, Санкт-Петербурга, Иркутска, Югорска, Астрахани, Красноярска, Белгорода, Архангельска Москвы, других регионов России и стран СНГ, молодые специалисты нефтегазовых компаний, а также школьники из Москвы, Московской области и других регионов России.

Ответственный редактор: проф. В.Г. Мартынов
Редакционная комиссия: проф. А.В. Мурадов
проф. А.Ф. Максименко
проф. В.В. Бондаренко
проф. А.М. Короленок
проф. А.В. Лобусев
проф. В.Г. Пирожков
проф. А.К. Прыгаев
проф. С.Н. Рожнов
проф. Е.А. Телегина
проф. Б.П. Тонконогов
доц. В.В. Калинов
доц. А.К. Максимов
доц. Е.Ю. Симакова
доц. И.Ю. Храбров

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)

СБОРНИК ТЕЗИСОВ

69-ОЙ МЕЖДУНАРОДНОЙ МОЛОДЕЖНОЙ
НАУЧНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

НЕФТЬ И ГАЗ - 2015

14-16 АПРЕЛЯ 2015 Г.

Секция 1
Геология, поиск и разведка
месторождений нефти и газа

МОСКВА 2015

**ГЕОФЛЮИДАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ ФОРМИРОВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ
ВОД НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ГОРИЗОНТОВ ЗАПАДНОГО
МЕГАБЛОКА ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО МЕГАБАСЕЙНА
(GEO-FLUID MODEL FORMATION
GROUNDWATER OF PETROLEUM HORIZONS WESTERN
MEGABLOCK OF THE WEST SIBERIAN MEGABASIN)**

Абдрашитова Р.Н.

Тюменский государственный нефтегазовый университет

Особенности формирования подземных вод западного мегаблока Западно-Сибирского мегабассейна (согласно схеме водонапорных систем Западно-Сибирского мегабассейна по В.М. Матусевичу, 1986 г.) определяются развитием в его пределах элизионной литостатической водонапорной системы с элементами геодинамической в низах осадочного чехла. Геофлюидальная модель формирования подземных западного мегаблока составлена на примере Талинского и Каменного месторождений Красноленинского нефтегазоносного района (гидрогеологические комплексы мезозойского бассейна).

Основные особенности геологического строения района исследований связаны с наличием фроловского барьера (глин неокомского возраста мощностью 650-700 м) и многочисленных разломов в фундаменте, продолжающихся в осадочный чехол. Вследствие растяжения земной коры в эпохи тектонических активизаций разломы были «усилены» магматическими внедрениями.

Применительно к району исследований и с учетом особенностей геологического строения принципиальная геофлюидальная модель формирования подземных вод западного мегаблока построена на основе представления об «отжати» из глин неокомского возраста под действием возрастающей геостатической нагрузки огромного количества воды и поступлении этих вод в юрские коллекторы. Результатом этого является широкое развитие гидрокарбонатно-натриевого типа вод по В.А. Сулину с минерализацией до 10 г/л и наличие сверхгидростатических пластовых давлений (превышение до 4 – 5 МПа). Вторым обстоятельством, определившим структуру построенной геофлюидальной модели, является влияние глубинных флюидов, вероятно периодически поступающих по разломам фундамента в низы осадочного чехла. Глубинные флюиды, смешиваясь в водоносных горизонтах с пластовыми водами, изменяют фоновое гидрогеологическое поле, формируют участки с его аномальными параметрами. Отмеченные особенности играют ключевую роль в процессах нефтегазообразования и нефтегазонакопления в районе исследований.

**ОЦЕНКА ТРЕЩИНОВАТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ ВЕНДА
ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ
(APPRAISAL OF EASTERN SIBERIA VENDIAN RESERVOIR ROCKS
FRACTURING)**

Авдиянц Д. А.

(научный руководитель - доцент Беляков М. А.)
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Одним из косвенных методов изучения вторичной емкости пород, подтвердивших свою эффективность, является методика В.М. Добрынина [1991], основанная на экспериментальных исследованиях объемной сжимаемости горных пород. В основу методики входит использование акустического каротажа и общей емкости породы. С помощью палетки определяется значение вклада трещинной, поровой и каверновой составляющей в общую емкость породы. Константы палетки настраивались в работе таким образом, чтобы изолинии покрыли общее распределение поля точек.

В проведенном исследовании для расчета коэффициента трещиноватости были получены трехмерные уравнения связи коэффициента общей пористости, времени пробега продольной волны и отношения коэффициента трещиноватости к коэффициенту общей пористости, определенных по настроенным палеткам.

Для анализа возможности прогноза трещиноватости по упругим свойствам были построены графики связи трещиноватости с плотностью, акустическим импедансом, сдвиговым импедансом, временем пробега продольной волны и временем пробега поперечной волны, а также их отношением скоростей продольной и поперечной волны.

В результате анализа полученной в ходе данной работы связи трещиноватости с упругими характеристиками пластов установлены вероятные возможности прогноза:

- абсолютного значения трещиноватости для терригенных коллекторов оскобинской и ванаварской (наилучший характер корреляции) свит по параметрам акустического импеданса и времени пробега продольной волны;
- абсолютного значения трещиноватости для карбонатных коллекторов катангской и оскобинской свит по параметрам акустического импеданса и времени пробега продольной волны;
- относительного значения трещиноватости для терригенных коллекторов катангской, оскобинской и ванаварской свит по параметру плотности;
- относительного значения трещиноватости для карбонатных коллекторов катангской свиты по параметру плотности.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПО ОЦЕНКЕ ОЖИДАЕМОЙ КОНЕЧНОЙ
НЕФТЕОТДАЧИ НА ОПЫТНОМ УЧАСТКЕ ТУРНЕЙСКОЙ
НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ БАЙТУГАСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(THE STUDY OF EXPECTED ULTIMATE RECOVERY ON THE
SKILLED PLOT OF TOURNAISIAN OIL DEPOSITS OF
BAITUGANSKOYE FIELD)**

Агеева И.А, Митина А.И.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В работе рассматривается турнейская карбонатная залежь Байтуганского месторождения, расположенного на южном склоне татарского свода.

Залежь открыта и разрабатывается с 1947 года, разбуривалась частично, несколько раз на отдельных участках с применением очагового метода поддержания пластового давления (ППД).

В 1998 году отобран керн, который был исследован в Абердине (Англия), пробурена горизонтальная скважина (успешно).

В 2010 года проведен перерасчет запасов нефти, началось интенсивное разбуривание, пробурено около 150 добывающих и нагнетательных скважин, проведены современные геофизические исследования скважин (ГИС), испытание скважин. Эффективность ППД и разработки оказалась ниже, чем проектировалась.

Был выбран опытный участок, площадью 150 га, полностью разбуренный и вовлеченный в разработку, выполнены расчёты текущего коэффициента извлечения нефти (КИН) и прогноз конечного КИН, который значительно отличается от утвержденного.

Выводы могут быть полезны для корректирования системы разработки месторождения.

ОРГАНИЧЕСКОЕ ВЕЩЕСТВО МАЙКОПСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО И ВОСТОЧНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Айдаркожина А.С.

(научный руководитель – д.г.-м.н. Лаврушин В.Ю.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Отложения майкопской серии охватывают стратиграфический диапазон от олигоцена и до нижнего миоцена и распространены практически повсеместно в Предкавказье рассматриваются в качестве одного из региональных нефтематеринских комплексов. В связи с этим они представляют определенный интерес для прогноза размещения месторождений нефти и газа, в том числе и месторождений «сланцевых» углеводородов. С целью сравнительной оценки генерационного потенциала майкопских отложений Западного и Восточного Кавказа были проведены пиролитические исследования (методом Rock-Eval) 66 образцов пород из обнажений в долине реки Белая, а также 45 образцов, отобранных из нескольких обнажений майкопской серии на территории Дагестана. В результате исследований, нами получены следующие параметры. $S_{орг}$ меняется в образцах реки Белая от 0.06 до 40.9 % среднее значение равно 1.7%. В Дагестане от 0.07 до 9.21% среднее значение составляет 1.3%. Кероген из образцов Восточного и Западного Предкавказья повсеместно относится к II и III типам. По значениям максимальной температуры пиролиза и индексу продуктивности в образцах из долины р. Белая (Западное Предкавказье) кероген является незрелым, в то время как в майкопских отложениях Восточного Предкавказья он уже несет признаки начальных катагенетических преобразований. В целом, исследованные разрезы отражают однородность источников погребенного ОВ в отложениях майкопской серии на всей обширной территории Предкавказья. Анализ полученных параметров позволяет сделать вывод, что майкопские отложения на южной периферии Западно-Кубанского и Терско-Кумского бассейнов не погружались более чем на 1,5–2 км и не подвергались воздействию высоких температур. Однако они содержат большое количество органического вещества, способного генерировать большие объемы нефти и газа. Поэтому в центральных частях осадочных бассейнов Предкавказья, где майкопские слои находятся на глубинах 2-3 км, они могут являться основным нефтегазогенерирующим комплексом в верхней части осадочного чехла. Учитывая их большую мощность и высокую глинистость, здесь они могут рассматриваться в качестве перспективного объекта для формирования месторождений сланцевых углеводородов.

**ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
СРЕДНЕОБСКОЙ ОБЛАСТИ И ПРОЕКТ ДОРАЗВЕДКИ
ВОСТОЧНО-ИКИЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL CONDITIONS OF OIL-AND-
GAS CONTENT OF THE JURASSIC DEPOSITS OF SREDNEOBSKY
AREA AND PROJECT OF ADDITIONAL EXPLORATION OF THE
EAST IKILORSKY FIELD)**

Акмуллина О.А.

(научный руководитель - доцент Курамшин Р.М.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Административно Восточно-Икилорский участок расположен на территории Сургутского района Ханты-Мансийского автономного округа Тюменской области. В нефтегазоносном отношении участок расположен на территории Сургутского нефтегазоносного района Среднеобской нефтегазоносной области. Восточно-Икилорский участок недр расположен в зоне активной нефтедобычи, в непосредственной близости от разрабатываемых Тевлинско-Русскинского, Кечимовского, Южно-Кечимовского, Равенского, Ватьеганского и других месторождений.

На территории Восточно-Икилорского участка поисковое бурение началось с заложения скважины № 150П. Фактическая глубина скважины 2987 м, фактически достигнутый горизонт на забое – верхняя юра. Место заложения скважины 150П в сводовой части Восточно-Икилорской структуры на пласт ЮС₁ васюганской свиты.

Скважина закладывалась с целью уточнения тектонического строения данного участка, выяснения наличия продуктивных пластов меловой и юрской систем и характера их насыщения, получения дополнительных сведений о стратиграфии, литологии вскрываемого разреза, коллекторских свойствах вскрытых пластов. Скважина оказалась продуктивной. Открытое месторождение названо Восточно-Икилорским.

Целью работы является составление проекта для проведения геологоразведочных работ с целью уточнения строения залежей нефти в нижнемеловых и верхнеюрских отложениях продуктивных пластов-коллекторов, изучение их геологических, промысловых и подсчетных параметров. В ходе составления проекта разведочных работ будет уточнена геологическая модель строения в пределах Восточно-Икилорского участка недр, проведен анализ выявленных перспективных объектов, оценены ресурсы нефти продуктивных пластов. Результатом работ будет являться разработка комплекса разведочных работ, включающих в себя: выделение перспективных объектов под разведочное бурение, обоснование точек заложения разведочных скважин.

КОНКРЕЦИИ ТАБАГИНСКОГО МЫСА (CONCRETIONS OF TABAGA CAPE)

Алексеев В.В.

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

Разнообразие конкреционных образований связано с разными геологическими процессами, составом осадков, породы и др.

Образование конкреций есть следствие перемещения определенных веществ — углекислого кальция, углекислого железа, сернокислого кальция, кремнезема и др. к центрам, например, разложения органической материи в массе осадка. Инфильтрация растворов происходит или в еще не затвердевшей массе осадка, или через поры. Концентрация этих веществ происходит в форме сферических, эллипсоидальных, гроздевидных или ветвистых стяжений. Разнообразие морфологии конкреций зависит от характеристик среды: глубины залегания осадка, солености, состава осадка, проницаемости, геологических процессов и др. Центром кристаллизации большею частью органическое тело (раковина, тело рака или рыбы). Конкреции образуются на всех стадиях петрогенеза - от седиментационной до метаморфической, но чаще в процессе диагенеза.

Работа основана на изучении собранных образцах конкреций Табагинского мыса, который находится на территории Центральной Якутии в 40 км к югу от г. Якутска. Массовое развитие разнообразных конкреций здесь наблюдается не только в естественных горизонтах «конденсации», но и в переотложенном виде на узкой береговой линии реки Лены. По минеральному составу выделяются железо-карбонатные, железо-сульфидные (пирит-марказитовые) и известковые или сидерит - содержащие конкреции, присутствующие в среднеюрских отложениях, в составе которых выделяются следующие свиты:

Укугутская свита сложена серыми песчаниками и обогащенными гравийно-галечными материалом с прослойками алевролитов, конкреции железо-карбонатные, что указывает на образование этих пород в условиях мелкого моря.

Тюнгская и Сунтарская свиты представлены песчаниками с прослоями глин и алевролитов, конкреции, в основном, железо-сульфидные, сформировавшихся в лагунных озерах.

Якутская свита, сложенная чередованием серых тонкозернистых песков и алевролитов с редкими прослоями глин, конкреции известковые и сидерит - содержащие, что также указывает на формирование этих отложений в условиях озер и болот.

Таким образом, можно сделать вывод о том, что в среднеюрское время на территории Табагинского мыса происходила регрессия моря.

**РОЛЬ ПАЛЕОРЕКОСТРУКЦИЙ И ТЕКТОНИЧЕСКОГО АНАЛИЗА
В ОЦЕНКЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ПРИМЕРЕ
САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(SAMOTLOR FIELD CASE STUDY: ROLE OF PALEO-
RECONSTRUCTION AND TECTONIC ANALYSIS IN PETROLEUM
POTENTIAL EVALUATION)**

Анохина М.С.

(научный руководитель - старший эксперт Насонова Н.В.)

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Самотлорское месторождение – одно из крупнейших в мире месторождений нефти, практически вся его площадь охвачена эксплуатационным бурением. С момента начала его освоения в 1965 г. было проведено множество исследований, тем не менее, ряд проблем остается и на текущее время.

Исследования Самотлорского месторождения, вследствие его большой площади и фонда скважин, носят преимущественно детальный характер. Проект создавался с целью консолидации материалов по данной теме за длительный исторический период, а также выработки единой концепции для оптимизации разработки месторождения.

В работе рассмотрено влияние тектонических процессов на формирование и переформирование залежей углеводородов, произведена оценка целостности покровышки юрских отложений, оценка перепадов ВНК. Также обобщен и проанализирован ряд данных по трещиноватости пластов Самотлорского месторождения. Данная работа может быть использована для оптимизации дизайна трещин гидроразрыва и выбора направления бурения горизонтальных скважин. Комплекс геолого-геофизической информации позволил выделить три блока, сформированных сдвиго-сбросами: западный, восточный и центральный. Центральный блок имеет максимальную дезинтеграцию. Наибольшее количество крупных залежей в верхнеюрских отложениях связано с западным и восточным блоками. Тектонические движения вызвали дезинтеграцию блоков. Микросейсмические данные показывают: трещины имеют азимут 114° - 165° , что совпадает с простираем выделенных блоков. Практические рекомендации для бурения: располагать горизонтальные скважины под углом 90° к направлению трещин. Сравнительная характеристика дебитов скважин, расположенных перпендикулярно к направлению трещин и вдоль них подтверждает данное предположение.

Новизна данной работы заключается в привлечении материалов по анализу микросейсмических событий. Данные материалы ранее не были использованы в работах подобного рода.

**СТРОЕНИЕ РАЗРЕЗА ЧУНСКОЙ СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ
ЮГА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ
(SECTION STRUCTURE OF THE CHUNSKII SUPERDEEP
BOREHOLE OF THE SOUTHERN SIBERIAN PLATFORM)**

Антипова О.А.

(научный руководитель - Пошибаев В.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В работе представлены результаты литологических исследований керна из сверхглубокой скважины, пробуренной в пределах юго-восточного склона Богучано-Манзинского выступа Присяно-Енисейской синеклизы. В пределах исследуемого региона в терригенных отложениях верхнего рифея-венда были открыты крупные газовые месторождения (Абаканское, Ильбокичское, Имбинское и др.). Исследуемые рифей-венд-кембрийские отложения отличаются крайне слабой степенью изученности, весьма неоднозначными являются представления о стратиграфической приуроченности подразделений верхнего рифея-венда, что затрудняет прогнозирование и выявление закономерностей развития основных продуктивных горизонтов по площади. Верхнерифей-вендские терригенные и терригенно-карбонатные отложения характеризуются высокой степенью неоднородности литологического состава и переменной мощностью. В связи с этим исследование кернового материала в скважине Чунская №1 представляет собой весьма актуальную задачу.

Результаты исследований позволяют сделать предварительные выводы о типах разрезов рифей-венд-кембрийских отложений и их генезисе. В пределах исследуемого региона скважиной Чунская №1 впервые были вскрыты породы фундамента, представленные гранитоидами, на глубине 5276 м. На породах фундамента залегают мощные (более 300 м) грубообломочные гравийно-песчаные красноцветные отложения, формирование которых происходило в континентальных обстановках. Выше залегают сероцветные алевро-песчаные и карбонатные отложения прибрежно-морского генезиса мощностью 140 м. Сероцветные толщи перекрываются континентальными красноцветными грубообломочными гравийно-песчаными отложениями мощностью около 170 м. Выше терригенный разрез сменяется терригенно-карбонатными, карбонатными отложениями, которые еще выше сменяются карбонатными и сульфатно-карбонатными толщами.

Изучение строения разреза Чунской скважины позволило сделать вывод о том, что в пределах исследуемой площади были вскрыты наиболее полные разрезы тасеевской серии верхнего рифея-венда, детально изученные в обнажениях на Енисейском кряже.

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА КОМПЬЮТЕРНОЙ РЕНТГЕНО-
ТОМОГРАФИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ
СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД
(APPLICATION OF X-RAY IMAGING CORE'S METHOD FOR
RESERVOIR PROPERTIES DETERMINATION
OF RESERVOIR ROCKS)**

Арсланова Г.Д., Захрутдинова С.Т.

(научный руководитель - доцент Муминов А.С.)

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

В работе рассмотрено применение метода компьютерной рентгеновской томографии, который позволяет изучить внутреннюю структуру материала, не разрушая его. При этом происходит послойное исследование структуры неоднородных образцов керна в рентгеновском изучении, которое основано на зависимости линейного коэффициента поглощения в рентгеновском диапазоне от состава и плотности вещества. С помощью томографов могут изучаться различные свойства образца: пористость, объемная плотность, плотность матрицы, нефте- и водонасыщенность, литология, распределение пор по размерам, вязкость, влажность, диффузионный коэффициент, зоны разрушения, степень проникновения бурового раствора, сжимаемость и др. Быстрое сканирование может обеспечить воссоздание изображений в очень короткий временной интервал, наблюдение динамики течения флюида через породу.

Метод компьютерной томографии имеет ряд преимуществ:

1) Для исследования достаточно одного образца, так как применение метода гарантирует результат (при отсутствии повреждений внутренней структуры образца); 2) Время определения всех характеристик составляет порядка нескольких дней; 3) Образец не претерпевает никаких изменений, различные расчетные эксперименты на полученных методом компьютерной томографии данных можно проводить сколь угодно раз; 4) Возможность исследовать неконсолидированные керны и шлам.

Таким образом, определение петрофизических свойств горных пород методом компьютерной томографии обуславливается высокоточными данными о продуктивном пласте, что, в свою очередь, позволяет повысить эффективность и точность газогидродинамического моделирования месторождений, оценки запасов, выбора режимов разработки и интенсификации и в конечном итоге существенно снизить расходы компаний.

**ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЙ ОБРАЗОВАНИЯ
НИЖНЕВЕНДСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
БОТУОБИНСКОГО, ХАМАКИНСКОГО И ТАЛАХСКОГО
ГОРИЗОНТОВ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ НЕПСКОГО СВОДА
НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ
(FEATURES OF THE STRUCTURE AND FORMATION CONDITIONS
OF VENDIAN TERRIGENOUS DEPOSITS OF NORTH-EASTERN
PART OF THE NEPA ARCH OF NEPA-BOTUOVA ANTECLISE)**

Артёмов О. И.

(научный руководитель - профессор Постникова О. В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В пределах северо-восточной части Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА) расположено крупнейшее Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение.

Нефтегазоносность месторождения связана с тремя продуктивными горизонтами: ботуобинским, хамакинским и талахским.

Ботуобинский продуктивный горизонт приурочен к нижнебюкской подсвите венда и характеризуется наибольшим площадным распространением в пределах Непско-Ботуобинской Нефтегазоносной Области (НБ НГО). Горизонт сложен преимущественно хорошо отсортированными кварцевыми песчаниками с небольшой долей КПШ и слюд. Отмечаются прослой алевролитов и аргиллитов.

Хамакинский горизонт приурочен к нижнепаршинской подсвите венда и распространен в пределах контура месторождения. Представлен песчаниками с прослоями алевролитов и аргиллитов, отличающимися низкой степенью отсортированности, высоким содержанием глинистого цемента, бóльшим содержанием КПШ и присутствием глауконита.

Талахский горизонт, соответствующий талахской свите венда, распространен локально. Коллектор талахского горизонта представлен песчаниками, гравелитами с содержанием сильно преобразованных КПШ. Отмечаются многочисленные вторичные процессы, сократившие первичное поровое пространство и, тем самым, оказавшие влияние на ФЕС.

Литологические характеристики горных пород определяют особенности их ФЕС. Изменение в структурных характеристиках и минеральном составе обусловлено особенностями условий осадконакопления и направленностью вторичных изменений. В заключение работы проводится анализ условий осадконакопления данных пород. Наблюдается постепенный переход от континентальных отложений талахского горизонта к прибрежно-морским отложениям ботуобинского горизонта.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЗОН ГЕНЕРАЦИИ И АККУМУЛЯЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ ПРИПЯТСКОЙ ВПАДИНЫ (PREDICTION AREAS OF GENERATION AND ACCUMULATION HYDROCARBONS ON THE TERRITORY OF PRIPYATSKY DEPRESSION)

Астапенко А.В.

(научный руководитель - профессор Постников А.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Объектом исследования является Припятский прогиб, представляющий собой составной сегмент Припятско-Днепровско-Донецкого палеозойского авлакогена, который расположен в пределах западной части древней Восточно-Европейской платформы. Припятский прогиб имеет сложное геологическое строение. Кристаллический фундамент залегает на различных участках в пределах глубин от 2 до 7 километров. Осадочный чехол представлен двумя соленосными, надсолевым терригенным, межсолевым терригенно-карбонатным и подсолевыми карбонатным и терригенным комплексами пород. Серией глубинных разломов Припятский прогиб разделен на три структурных ареала, каждый из которых разбит на ряд тектонических ступеней и блоков.

С целью прогнозирования зон нефтегазогенерации и аккумуляции углеводородов построена 2D модель осадочного бассейна в программной среде Schlumberger PetroMod. Входными данными являются региональный разрез, литологическая характеристика пород, амплитуды движений блоков по разломам, установленные значения глубин осадконакопления во времени, их тепловых потоков и др.

На основании анализа тектонических подвижек вдоль разломов выявлены наиболее активные подфазы рифтинга: евлано-ливенская подфаза активного рассеянного рифтинга с амплитудами движений от 100 до 400 метров при средней скорости 150 м/млн лет и лебедянско-стрешинская подфаза зрелого рифтинга с амплитудами свыше 1000 метров и скоростями 400-500 м/млн лет.

Литологический состав различных комплексов пород, а также скорости движений по разломам позволили воссоздать приближенную зависимость интенсивности теплового потока от времени. Наибольшим значениям (свыше 100 мВт/м²) соответствует средняя (главная) фазам рифта, к которой относят проявление основного вулканизма в пределах восточных районов прогиба.

**ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ СТРОЕНИЯ И
ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ВЕРХНЕЮРСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ СЕВЕРО-ВАРТОВСКОЙ
МЕГАТЕРРАСЫ
(PALEO GEOGRAPHIC FEATURES OF THE STRUCTURE AND
PETROLEUM POTENTIAL OF THE UPPER JURASSIC BEDS FROM
THE WESTERN NORTH-VARTOVSKIJ TERRACES)**

Астаркин С.В.

(научный руководитель - заведующий Лабораторией мониторинга
геологоразведочных работ по ХМАО Саратинян Н.А.)

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г.
Тюмени

В работе рассматривается группа месторождений, приуроченных к западной части Северо-Вартовской мегатеррасы, в зоне ее сочленения с крупными тектоническими элементами – Сургутским сводом и Ярсомовским прогибом. Особенности тектонического строения и развития территории предопределили литофациальную неоднородность верхнеюрских отложений как по площади, так и по разрезу.

Основной целью работы является уточнение седиментационной модели формирования регионально нефтеносных верхнеюрских отложений (пласт ЮВ₁) для повышения эффективности поисково-разведочных работ на нефть и газ. Достижение поставленной цели осуществлялось общепринятыми как в отечественной, так и зарубежной практике методами исследований, включающих макро- и микроскопическое изучение керн, интерпретацию материалов ГИС, сейсморазведочных работ 2D и 3D, расчленение и корреляцию разрезов.

В результате проведенных исследований установлено, что верхнеюрские отложения представлены комплексом прибрежно-морских и мелководно-морских фаций барьерного побережья, сформировавшихся под воздействием волновой и приливно-отливной деятельности. Выделены тела, наиболее благоприятные для формирования залежей углеводородов, и оконтурены зоны развития улучшенных коллекторов:

- береговые барьерные бары – вероятность обнаружения эффективного коллектора 0,50-0,70;
- подводные валы предфронтальной зоны пляжа – вероятность обнаружения эффективного коллектора 0,25-0,35.

На основе выполненных палеогеографических реконструкций, детальных структурных построений по кровле пласта ЮВ₁, анализа результатов испытания скважин, распределения петрофизических свойств в отдельных субобстановках построена карта прогноза эффективных коллекторов пласта ЮВ₁ и выделены первоочередные объекты для проведения дальнейших геологоразведочных работ.

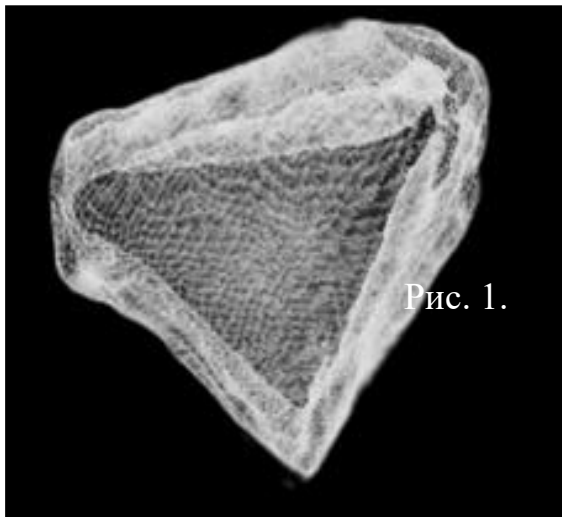
РЕНТГЕНОВСКОЕ КОМПЬЮТЕРНОЕ ТОМОГРАФИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ КЕРНА (X-RAY COMPUTED TOMOGRAPHIC STUDIES OF CORE)

Ахмадиева Г.Н., Файзуллаев Д.Ш.

(научный руководитель - к.ф.-м.н. Колдаев М.В)

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

В отделении физики, электротехники и электроники Ташкентского филиала Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина имеется рентгеновский компьютерный томограф (РКТ) немецкой фирмы LDDidacticGmbH модель 554 821 (спонсор - ООО «Лукойл»), что не входит в стандартный комплект оборудования физической лаборатории технических вузов. Установка состоит из



рентгеновского модуля, модуля компьютерной томографии и компьютерного. Рентгеновская трубка имеет следующие характеристики: максимальный ток эмиссии 1 мА, максимальное напряжение анода 35 кВ, материал анода – вольфрам. Несмотря на относительно малую мощность, устройство дает возможность получения трехмерной модели образца горной породы и исследования пространственных физических характеристик

материалов после обработки изображений. Исследование состоит из следующих этапов:

1) рентгеновское 2D-сканирование образца при различной его ориентации, определяемое заданными параметрами сканирования и осуществляемое соответствующей компьютерной программой;

2) программное обеспечение ПК позволяет послойно восстановить распределение плотности образца, после чего реконструировать исследуемый объект в трехмерном пространстве, что можно увидеть на рис.1.

Результатом опыта является получение 3D-модели образца керна и определение его физических свойств, методом плотности и коэффициента линейного поглощения μ .

ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА НЕФТЯНЫХ ЗАПАСОВ С УЧЁТОМ НЕОПРЕДЕЛЁННОСТЕЙ И ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ

Ахмедов Э.Г., Рагимов Ф.В., Керимов С.В.

(научный руководитель - д.г-м.н. Салманов А.М.)

ГНКАР НИПИ «Нефтегаз»

Нефтегазовая отрасль представляет собой яркий пример производства с высокими рисками, которые можно описать как: геологические, экономические, экологические, технические и т.д. Геологические риски и неопределённости — это понятия, которые встречаются на каждом этапе геологоразведочных работ. Неопределённость показывает недостаточность знаний об изучаемом объекте, в то время как «риск» - это понятие, указывающий на характер возникшей неопределённости. Особенно важно надёжно оценивать риски и неопределённости на ранних стадиях геологического изучения месторождения и подсчёта запасов. Для этого рассмотрен анализ оценки рисков при подсчёте запасов по вероятностным моделям. В этом случае каждый параметр, входящий в формулу подсчёта запасов, рассматривается как случайная величина, а оценка запасов как результирующая функция проявлений этих параметров. Наиболее часто вероятностный метод подсчёта запасов используется в классификации AAPG, SPE, WPC и т.д. С целью анализа рисков в работах по подсчёту запасов, отдельное внимание должно быть уделено проявлению неопределённостей подсчётных параметров. Процесс анализа можно разделить на 4 этапа:

1. Выбор результирующих показателей
2. Определение основных переменных факторов
3. Многовариантное итерационное моделирование геолого-промысловых параметров модели
4. Построение диаграммы Торнадо

Основываясь на результаты анализа, было определено, что на точность подсчёта запасов нефти наибольшее влияние оказывают три параметра: площадь нефтеносности, эффективная толщина, пористость пород коллекторов. Были проведены работы по подсчёту оценки рисков и построению диаграммы Торнадо. На основе диаграммы Торнадо, была построена матрица, показывающая степень влияния геолого-промысловых параметров на точность подсчёта запасов и оценку геологических рисков, возникающий при расчётах. Была определена связь между степенью точности подсчитанных запасов и геологическими рисками.

**ВЫДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ
ИНТЕРВАЛОВ В БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЕ НА ЮГЕ ЗАПАДНО-
СИБИРСКОЙ НГП, С ПОМОЩЬЮ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
(ISOLATION PROMISING OILAND GAS INTERVALS IN THE
BAZHENOV FORMATION THE SOUTH WEST SIBERIAN BASIN BY
GEOCHEMICAL METHODS)**

Баршин А.В.

(научный руководитель - профессор Дахнова М.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В наше время одними из самых востребованных ресурсов являются нефть и газ, а что бы не находится в постоянной зависимости от иностранных поставщиков, необходимо увеличивать и наращивать запасы нефти и газа. Так как большинство традиционных объектов уже выявлено, необходимо обратиться к выявлению новых, нетрадиционных объектов поисков, разведки и добычи углеводородного сырья. В число таких объектов входят богатые органическим веществом породы Баженовской свиты.

Баженовская свита выявлена на территории около миллиона квадратных километров в Западной Сибири. Образована осадочными породами морского дна в Титонском-Берриасском ярусах. Свита залегает на глубинах двух-трех километров и имеет небольшую толщину: обычно двадцать-тридцать метров, не более 60 метров в депоцентре. Свита по большей части сложена из карбонатных глинистых и кремнистых пород. Общее содержание органического вещества — около 14 %.

Для повышения эффективности поисково-разведочных и оценочных работ на нефть и газ в баженовских отложениях необходимо проведение целенаправленного разностороннего изучения этих толщ с использованием широкого комплекса современных видов исследований. В этот комплекс обязательно должны входить геохимические исследования, поскольку только они позволяют получить прямую информацию о количестве и особенностях распределения различных форм ОВ, в том числе и нефти, в изучаемых отложениях. Эта информация необходима для обоснованного моделирования нефтегазонасыщенности рассматриваемых толщ и для качественного и количественного прогноза их нефтегазонасыщенности в малоизученных зонах.

При изучении конкретных локальных объектов основными задачами, решению которых могут способствовать геохимические исследования, являются:

- выделение нефтенасыщенных интервалов разреза;
- определение пространственной протяженности и флюидосообщаемости нефтенасыщенных тел;
- идентификация приточных интервалов при испытании скважин.

**ГЕОХИМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ МЕЗОЗОЙСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ ЕНИСЕЙ-ХАТАНГСКОГО
РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА
(GEOCHEMICAL RESEARCHES OF THE MESOZOIC DEPOSITS OF
THE EASTERN PART OF THE YENISEI-KHATANGA REGIONAL
TROUGH)**

Басалаева А.Ш.

(научный руководитель - к.г.-м.н. Ким Н.С.)
Новосибирский государственный университет

В последние годы появилась необходимость в переоценке перспектив нефтегазоносности мезозойских отложений Енисей-Хатангского регионального прогиба, расположенного на северо-западе Сибирской платформы, с помощью современных методов исследования имеющегося кернового материала.

Нижнеюрские-нижнемеловые породы из скважин Кубалахская-1 и Логатская-361 были изучены в ИНГГ СО РАН такими геохимическими методами, как определение содержания органического углерода и битумоидов в породах, группового состава битумоидов, пиролиз пород.

В среднем содержание органического углерода ($C_{орг}$) в изученных аргиллитах составляет по 106 образцам 1,4 % на породу (разброс 0,6-5,2 %). Выявлена прямая зависимость выходов хлороформенного битумоида от значений $C_{орг}$. В надояхской, шараповской, вымской, гольчихинской, суходудинской и нижнехетской свитах, присутствуют образцы, характеризующиеся повышенными концентрациями $V_{хл}$ (0,1-0,4 % на породу). На диаграмме Успенского-Вассоевича эти образцы находятся в области аллохтонных битумоидов (битумоидный коэффициент $\beta > 4,9$ % на органическое вещество). Присутствие аллохтонных битумоидов в этих породах подтверждается пиролитическими данными – пониженными значениями T_{max} (429-430 °C) и раздвоенным пиком S_2 .

Результаты битуминологических и пиролитических исследований показывают, что среди изученных пород, содержащих автохтонные битумоиды, присутствуют образцы, органическое вещество которых имеет аквагенный генезис и его катагенетическая преобразованность соответствует главной зоне нефтеобразования.

Присутствие аллохтонных битумоидов в ниже-среднеюрских и нижнемеловых отложениях свидетельствует о происходивших в мезозойской толще восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба процессах генерации и миграции жидких углеводородов, что позволяет оценить перспективы нефтегазоносности этой территории как высокие.

**К ВОПРОСУ ОЦЕНКИ ГЕОЛОГИЧЕСКИХ РИСКОВ ПРИ
ИЗУЧЕНИИ И ОСВОЕНИИ УГЛЕВОДОРОДОВ СЛАНЦЕВЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ РОССИИ
(ON ASSESSMENT OF THE GEOLOGICAL HAZARDS IN STUDYING
AND DEVELOPMENT HYDROCARBON OF RUSSIA'S SHALE
DEPOSITS)**

Баскакова А.А.

(научный руководитель - заместитель генерального директора по научной работе в области геологии ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» Катаев О.И.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Современные тенденции и появившиеся технологии добычи сланцевых формаций стимулируют углубленное их изучение, включая решение вопросов объективной оценки рисков их освоения. При этом геологические риски являются наиболее существенными.

В работе дана оценка геологических рисков основных сланцевых отложений России, известных в достаточно широком стратиграфическом интервале.

Сравнительный анализ геологического строения различных формаций показывает, что, несмотря на определенные общие черты в их формировании, наблюдаются присущие особенности, которые накладывают отпечаток и на оцениваемые риски их освоения.

Для проектов освоения УВ сланцевых формаций характерны все риски, присущие проектам освоения традиционных УВ, но существуют и дополнительные риски, обусловленные особенностями геологического строения сланцевых толщ: отсутствие адекватных геолого-геофизических, гидродинамических и геомеханических моделей, корректно отражающие физические процессы; неопределенность поведения скважин при вскрытии перспективных отложений, обусловленные изменчивостью нефтенасыщенности, пористости, проницаемости, водонасыщенности; отсутствие лабораторной исследовательской базы для подобного типа коллектора и др.

С учетом анализа геологических рисков, степени изученности, особенностей геологического строения, освоенности территорий, значимость освоения сланцевых отложений России можно ранжировать в следующей последовательности: Баженовские отложения Западной Сибири, доманиковые отложения востока Русской платформы, майкопские отложения Предкавказья, верхнеюрские сланцы Самарской области, терригенный девон нижнего Поволжья, отложения ордовика и нижнего силура Калининградского региона, куонамские отложения Восточной Сибири.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ВТОРИЧНОЙ ПОРИСТОСТИ ПОРОД (THE TYPE OF SECONDARY POROSITY DETERMINATION)

Бата Л.К.

(научный руководитель - доцент Черноглазов В.Н.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Карбонатные породы являются одними из самых широко распространенных в осадочном чехле Земли, а на приуроченные к ним коллекторы нефти и газа приходится около половины мировой добычи углеводородов. Изучение фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов является непростой задачей из-за сложного строения порового пространства и разнообразного литологического состава, которые связаны с условиями осадконакопления и постседиментационными процессами.

Целью данной работы является оценка возможности разделения карбонатных коллекторов разрезов двух скважин по типам пористости, а также определение преобладающего типа.

Для решения данной задачи применялась методика Добрынина В.М., основанная на совместном рассмотрении данных волнового акустического каротажа и общей пористости пород, рассчитанной по показаниям нейтронного метода ГИС.

Известно, что сжимаемости пор различного типа (межзерновые, каверновые, трещинные) характеризуются соотношением:

$\beta_{п.кав} < \beta_{п.мз} < \beta_{п.трещ.}$, что отражается на величине интервального времени продольной волны для пород, содержащих поры определенного типа. Данная закономерность использовалась для разделения пород по типу пористости.

По волновым акустическим полям, зарегистрированным в скважине, были рассчитаны кривые интервальных времен для продольной Δt_p волны, а значения общей пористости $K_{п.н.}$ определены по показаниям нейтронного метода. Кроме этого, были найдены теоретические зависимости интервального времени продольной волны Δt_p от общей пористости для разных значений объемной сжимаемости пород.

Сопоставление фактических данных ($\Delta t_p, K_{п.н.}$) и теоретических кривых $\Delta t_p = F(K_{п.н.})$ позволяет оценить тип пустотного пространства породы и долю вторичной пористости.

В результате анализа типа пустотного пространства было выявлено, что породы, в основном, имеют межзерновой тип пористости. В изучаемых карбонатных разрезах выделяются единичные пропластки с трещинным и каверновым типом пористостей. ВАК в данных геологических условиях является наиболее информативным методом для определения типа вторичной пористости.

**ПЕРЕСЧЕТ НАЧАЛЬНОГО СОДЕРЖАНИЯ ОРГАНИЧЕСКОГО
УГЛЕРОДА И ВОДОРОДНОГО ИНДЕКСА НГМТ ИСХОДЯ ИЗ
СОВРЕМЕННЫХ ГЕОХИМИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И
СТЕПЕНИ ПРЕОБРАЗОВАННОСТИ ОБ
(RECALCULATION OF THE INITIAL CONTENT OF ORGANIC
CARBON AND HYDROGEN INDEX OF SOURCE ROCK BASED ON
MODERN GEOCHEMICAL INDICATORS AND THE DEGREE OF
ORGANIC MATTER TRANSFORMATION)**

Бондарева А.М.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Известно, что нефтегазоматеринская порода, попадая в подходящие термобарические условия начинает преобразовываться в течении длительного периода времени (десятки, иногда сотни миллионов лет). Те геохимические исследования которые проводятся на образцах керна, шламового материала или из обнажений изучают материнскую породу как она есть на сегодняшний день, однако, для задач прогноза и моделирования нам необходимо знать начальные геохимические показатели материнской породы, те что были у нее в момент осадконакопления, а не преобразованные миллионами лет эволюции, процессами генерации и эмиграции УВ.

Очевидно, что начальное содержание органического углерода должно быть заведомо выше чем современные значения. Одним из способов оценки начального состояния НГМТ является геохимический калькулятор компании ZetaWare (Source Rock Potential Calculator). Для работы этому калькулятору нужны следующие показатели: Современный Сорг, Современный водородный индекс, степень преобразованности ОБ (Индекс истощенности), пик S1.

В результате своей работы калькулятор позволяет оценить исходное содержание Сорг и исходный водородный индекс.

При помощи этого инструмента нами была пересчитана вся имеющаяся база данных геохимического материала, что позволило нам перестроить карты содержания Сорг в Хадумских отложениях и карты водородного индекса.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ 3Д ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ ОЦЕНКИ УВС СТРУКТУР,
ПОДГОТОВЛЕННЫХ К ПОИСКОВОМУ БУРЕНИЮ
(USING 3D PETROPHISICAL MODELING TO THE ESTIMATION OF
HYDROCARBONS STRUCTURES, PREPARED FOR EXPLORATION
DRILLING)**

Букатов М.К.

(научный руководитель - к.т.н. доцент Курамшин Р.М.)

Геологическое моделирование является синтезом работы предшествующих специалистов, которые рассматривали месторождение углеводородов с позиции своей специализации.

Геологическая модель представляется в виде трехмерных объектов (3Д) сеток, либо в виде послойных цифровых карт.

Первым этапом построения геологической модели является подготовка данных. Для петрофизического моделирования потребовалось:

- координаты скважин
- результаты обработки данных ГИС
- геолого-промысловые данные.

На втором этапе приступаем к построению структурного каркаса. Этот процесс делится на два этапа:

- построения структурного каркаса, по стратиграфическим поверхностям
- построение структурных карт по кровлям и подошвам коллекторов.

На третьем этапе переходим к построению карт эффективных толщин по коллектору и по продуктивной части коллектора, что соответствует литологическому моделированию при построении трехмерной модели.

На четвертом этапе приступаем к построению цифровых сеток петрофизических параметров. В обязательном порядке строим сетки пористости, проницаемости и насыщения.

При построении сеточных моделей пористости и проницаемости может применяться как прямое построение по их средним значениям, так и путем петрофизической интерпретации цифровых сеток геофизических параметров.

Одной из особенностей расчета моделей распределения петрофизических параметров является невозможность использования одинаковых операций интерполяции для всех параметров в силу их нелинейных связей между собой.

Заключительный этап построения модели должен включать подсчет запасов в целых объектах и оценку достоверности построенной модели.

**АНАЛИЗ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ И КАРОТАЖНЫХ ДАННЫХ
ПОРОД ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ
ПРОВИНЦИИ
(PETROPHYSICAL AND LOG DATA ANALYSIS OF THE ROCKS OF
TIMAN-PECHORA OIL-AND-GAS PROVINCE)**

Бурханов А.А.

(научный руководитель - – к.г.-м.н. Беляков М.А.)

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Целью данной работы является установление петрофизических связей, определение граничных значений фильтрационно-емкостных свойств и сопоставление данных петрофизических исследований с каротажными кривыми пород Девонской и Каменноугольной системы Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

Объектом исследования являются отложения, отобранные с глубин 3213,0-3231,0 и 3278,0-3372,80 м, которые могут быть разделены на 3 интервала по характеру трещиноватости:

➤ Интервал 3213,0-3231,0 м. (C1ok). Породы характеризуются средней, относительно остальной части разреза, нарушенностью. Интервал представлен светло-коричневого и серого цвета, массивными, разнокристаллическими, нефтенасыщенными известняками.

➤ Интервал 3278,0-3331,0 м. (D3fmIII - D3fmIV). На данном промежутке отмечается наименьшая нарушенностью по разрезу. Породы представлены доломитистыми, плотными, в различной степени кристаллизованными разностями известняка.

➤ Интервал 3331,0-3372,80 м. (D3fmIII). Включает в себя отложения Девонской системы, отличаются наибольшей нарушенностью. Представлен серого, коричневого цвета, нефтенасыщенными, тонкотрещиноватыми известняками.

Наибольший интерес представляли первый и третий интервалы, так как именно с них в результате испытания скважины был приток нефти с водой, а второй интервал оказался сухим. ФЕС матриц трех интервалов получились схожими, поэтому приток в первом и третьем интервалах объясняется повышенной трещиноватостью.

В ходе данной работы были построены петрофизические связи типа «кern-кern» и «гис-кern», по которым можно увидеть достаточно высокие значения коэффициента корреляции между различными петрофизическими параметрами. Данный проведенный анализ может служить основанием для качественной геологической интерпретации геофизических данных.

**ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЙ ПГИ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ
СКВАЖИНАХ ДЛЯ МАКСИМИЗАЦИИ ИНФОРМАТИВНОСТИ
ИССЛЕДОВАНИЙ
(PRODUCTION LOGGING TECHNOLOGY OPTIMIZATION FOR
HORIZONTAL WELLS TO IMPROVE LOGGING RESULTS)**

Буянов А. В.

(научный руководитель - д.т.н, профессор Кременецкий М.И.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Одна из основных задач промыслово-геофизических исследований (ПГИ) эксплуатационных скважин состоит в оценке профиля и состав притока. Часто информативность стандартного комплекса ПГИ в вертикальных, наклонно-направленных и в особенности горизонтальных скважинах крайне ограничена. Основными осложняющими факторами являются: низкий нестабильный приток, сложный режим течения флюида в стволе, расслоенная структура потока, наличие застойных зон с тяжелой фазой или газовые пробки. Таким образом, с учетом всех этих сложностей интерпретация промыслово-геофизических исследований становится крайне тяжелой задачей, решение которой требует нестандартных технологий и новых методов.

В данной работе приведен обзор ряда исследований, в котором продемонстрированы возможности стандартного комплекса ПГИ с учетом всех его преимуществ и недостатков. Такие неоднозначности как многофазное течение, скопление флюида в искривленных участках горизонтального ствола, маленький дебит и т.п. отражаются на показаниях методов оценки «приток-состава» и довольно сильно затрудняют обработку данных. Точность исследований может быть повышена при смене режима работы, либо при наличии естественных или искусственно созданных трещин. Проанализировав подобные сложности и неопределенности было определено, в каких случаях рассмотренные геофизические методы обладают максимальной эффективностью и были предоставлены рекомендации по оптимизации комплексов исследований горизонтальных скважин. Также предметом изучения стали наиболее совершенные современные технологии, способные дать в определенных случаях наиболее полную картину протекающих процессов. Среди них яркими примерами являются модифицированные многодатчиковые приборы и оптоволоконные стационарные распределенные датчики.

Значимость работы состоит в обеспечении информации, которая могла бы помочь провести диагностирование причин снижения продуктивности горизонтальных скважин, а именно: провести анализ оценки профиля притока в горизонтальных скважинах для определения вклада в общий дебит каждого работающего интервала; определить тип флюида в каждом интервале притока; выявить возможные заколонные перетоки; Всё это поможет выработать необходимую стратегию для улучшения эксплуатационных параметров в процессе разработки.

**КОСМИЧЕСКИЕ ПОРТРЕТЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ
И ИХ ЧАСТЕЙ СЕВЕРО-ЗАПАДНОГО КИТАЯ (ДЖУНГАРСКИЙ И
ТАРИМСКИЙ НЕФТЕГАЗОНОСНЫЕ БАССЕЙНЫ)
(SPACE IMAGE OIL AND GAS BASINS AND PARTS OF THE
NORTHWEST CHINA (JUNGAR AND TARIM OIL AND GAS BASINS))**

Ван Нань, Ван Юйбин

(научный руководитель - доцент Милосердова Л.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Работа посвящена описанию космических портретов двух северо-западных нефтегазоносных бассейнов – Джунгарского и Таримского, центральные части которых представляют собой песчаные пустыни, зажатые между горными системами, отчетливо выделяющиеся на космических изображениях континентального уровня генерализации своим ровным фототонном. Портреты Таримского и Джунгарского бассейнов очень похожи, но если Таримский бассейн конформен раме, то Джунгарский сечет вмещающие структуры.

Границы бассейнов, как правило, выделяются системами ветвящихся субпараллельных линеаментов, отражающих разломы, ограничивающие бассейны.

В центральной части бассейнов их внутреннее строение угадывается с трудом, однако по зонам изменения характера песчаных барханов, наблюдаемых на разновременных изображениях можно угадать их разломно-блоковое строение.

На периферии бассейнов отчетливо видны разломы и овальные брахиморфные складки. С некоторыми из них связаны известные месторождения (Кела). Для других нефтегазоносность пока не установлена.

На снимках, как правило, удается увидеть геологические структуры, контролирующие зоны нефтегазонакопления и ловушки, с которыми связаны месторождения – как правило, по проявлениям небольших современных поднятий в рельефе. Нефтеконтролирующие разломы, а также разломы, осложняющие месторождения, как правило, также удается увидеть на снимках – крупные разломы – на обзорных изображениях, а небольшие – на детальных снимках.

Значительно надежнее на снимках опознаются системы скважин и соединяющих их дорог. Однако самыми заметными проявлениями месторождений нефти на космических снимках являются загрязнения почвы нефтепродуктами.

Не на всех снимках нефтегазоносные объекты видны одинаково хорошо. Часто приходится просматривать изображения, сделанные в разное время, в разных зонах спектра и с различными вариантами их синтеза.

**ИЗУЧЕНИЕ МОРФОМЕТРИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК
ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА КАРБОНАТНЫХ ПОРОД –
КОЛЛЕКТОРОВ МЕТОДАМИ ОПТИЧЕСКОЙ И РАСТРОВОЙ
ЭЛЕКТРОННОЙ МИКРОСКОПИИ
(STUDYING OF MORPHOMETRIC CHARACTERISTICS OF PORE
SPACE OF CARBONATE RESERVOIR ROCKS BY OPTICAL AND
SCANNING ELECTRON MICROSCOPY)**

Васина Ю.И.

(научный руководитель - д.г.-м.н., профессор Постникова О.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Объектом исследования послужили венд-нижнекембрийские карбонатные породы нефтегазоносных отложений юга сибирской платформы, основными продуктивными горизонтами которых являются ербогаченский, преображенский, усть-кутский и осинский горизонты. В данной работе изучались отложения усть-кутского и осинского горизонтов, которые представлены следующими литотипами: доломиты разнокристаллические, доломиты разнокристаллические с реликтовой органогенно-водорослевой структурой, доломиты комковато-сгустковые, доломиты строматолитовые, доломиты интракластовые, доломиты микрокристаллические, доломиты микро-тонкокристаллические горизонтальнослоистые и ангидрито-доломиты.

По результатам литологических исследований были выделены несколько типов пустотного пространства.

В осинском горизонте основными породами коллекторами являются доломиты разнокристаллические, доломиты разнокристаллические с реликтовой органогенно-водорослевой структурой, в которых пористость в основном связана с межкристаллическими пустотами доломитизации и остаточными межкристаллическими пустотами размером от 0,004 до 3 мм, коэффициент пористости в образцах колеблется от 3 до 16 %.

В усть-кутском горизонте помимо вышеуказанных пород коллекторов таковыми являются доломиты комковато-сгустковые, доломиты интракластовые. Пористость в усть-кутском горизонте в основном связана с межкристаллическими пустотами доломитизации, остаточными межкристаллическими пустотами, остаточными внутрикаркасными пустотами, и межформенными пустотами размером от 0,007 до 5,5 мм, коэффициент пористости в образцах колеблется от 3,3 до 9,1 %

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ И
ПРОЕКТ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНОГО БУРЕНИЯ НА
БАШКИРСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ ЮЖНОГО КУПОЛА
АКОБИНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСТАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(GEOLOGICAL STRUCTURE, PETROLEUM POTENTIAL, SEARCH
AND ESTIMATION PROJECT OF AKOBINSKOE GAS AND
KONDENSATE DEPOSIT'S OF SOUTH DOME'S BASHKIR
SEDIMENTS)**

Вахрамова М.С.

(научный руководитель - доцент Осипов А.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Оренбургская область уже несколько десятилетий занимает одно из ведущих мест по добыче газа, конденсата, гелия. Стабильное обеспечение нефтегазохимических предприятий сырьевыми ресурсами, совершенствование структуры их потребления путем глубокой переработки являются важнейшими задачами социально-экономического развития Оренбургской области. Однако, степень разведанности запасов УВ уже не компенсирует темпы отбора, поэтому необходимо увеличить объемы поисково-разведочного бурения на сопредельных территориях.

Акобинское месторождение открыто в 2006 году по результатам ГРР. В 2008 году была подтверждена газоносность башкирских карбонатов двумя скважинами, пробуренными в центральной части лицензионного участка. Выполненный подсчет запасов говорит об экономической эффективности дальнейшего изучения и разработки данного месторождения.

В нашем случае, считаем необходимым проведение дополнительного анализа сейсмических данных в южной части ЛУ, построение геохимической модели для территории Предуральяского краевого прогиба и зоны передовых складок Урала по результатам региональных данных Волго-Уральской провинции, а также локальных скважин. После чего целесообразно построить генерационно-аккумуляционную модель месторождения с помощью программного обеспечения PetroMod с целью детального изучения путей миграции и мест возможного скопления УВ.

**УТОЧНЕНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ АЧИМОВСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ ОСВОЕНИЯ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ
(UPDATE GEOLOGICAL MODEL ACHIMOVSKY DEPOSITS FOR
THE PURPOSE OPTIMIZATION EXPLORATION HARD TO
RECOVER OIL DEPOSITS)**

Вересович А.А.

(научный руководитель - д.г.-м.н., профессор Лобусев А.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

На данный момент на большинстве месторождений с традиционными запасами углеводородов происходит постепенное ожидаемое падение уровня добычи, что связано с хорошей изученностью данного типа коллекторов. Более чем вероятно, будущие перспективы будут связаны с месторождениями с трудноизвлекаемыми запасами, которые требуют особого подхода и технологий как на геолого-разведочной стадии изучения, так и на этапе разработки.

Ачимовские отложения Западно-Сибирского бассейна являются перспективным нефтегазоносным комплексом. Однако до настоящего времени они изучены недостаточно. Кроме того, отсутствуют систематические детальные литолого-фациальные исследования, позволяющие однозначно судить о механизме образования отложений.

В данной работе рассмотрены проблемы, связанные со структурным строением ачимовских пластов (сложное клиноформное строение ачимовских отложений, осложнение данного участка многочисленными разломами), с особенностями вмещающих пород (сложность прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств, что связано с низкими фильтрационно-емкостными свойствами, с низким коэффициентом песчаности).

Для решения целого ряда проблем был проведен комплекс исследований, направленных на выявление перспективных зон, который включал в себя: проведение сейсмической корреляции, на основе которой была создана концептуальная модель ачимовских отложений; создание седиментологической модели с выделением основных обстановок осадконакопления и их характеристикой по фациальному составу. На основе полного комплекса исследований была построена трехмерная геологическая модель.

Построение и уточнение сейсмогеологической, седиментологической моделей позволило уверенно воспроизвести в трехмерной геологической модели основные особенности строения ачимовских отложений, а также выявить благоприятную зону для бурения. Были приведены основные выводы и предложения по дальнейшей разработке месторождения.

ФАЦИАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ МЕГИОНСКОЙ И ЗАПОЛЯРНОЙ СВИТ В ИСТОРИИ РАЗВИТИЯ БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ (FACIES MODELING OF MEGIONSKAJA AND ZAPOLYARNAYA SERIES IN THE HISTORY OF BOLSHEKHETSKAJA DEPRESSION)

Воронова Д.А

(научный руководитель - профессор Хафизов С.Ф.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Данная работа посвящена восстановлению палеогеографических обстановок формирования мегионской и заполярной свит в разрезе отложений Большехетской впадины. Территория Большехетской зоны, расположена в северной части Западно-Сибирской равнин и является перспективной в целях обнаружения, разработки и добычи углеводородных месторождений.

При изучении осадочных бассейнов с точки зрения поисков месторождений нефти и газа необходимо понять как соотносятся различные типы пород в разрезах и определить те условия, при которых формировались отложения. Это позволяет определить тип бассейна седиментации, направление источника сноса, выделить трансгрессивно-регрессивные этапы формирования, и выделить фации, которые наиболее перспективные для изучения нефтегазоносности.

Для восстановления палеогеографических обстановок формирования мегионской и заполярной свит был поставлен ряд задач: определения состава и изменчивости отложений свиты, выделения гидродинамических уровней формирования отложений свит, выделения трансгрессивных и регрессивных этапов, выделения общей седиментологической модели формирования свит, а также на основании проанализированного материала создать фациальные модели для каждой свиты. Для каждой фациальной модели были установлены закономерности распределения выделенных фаций на рассматриваемой территории распространения, изменения глубины бассейна, эвстатические колебания уровня моря, направления трансгрессивно - регрессивных циклов, направления источника сноса.

Фациальная модель мегионской и заполярной свит позволила выделить общий тренд эвстатических колебаний - регрессивный. Направление трансгрессии - северо - восточное. Направление регрессии - юго - западное. Во время осадконакопления заполярной свиты, активное развитие получили фации барьерных островов, трансгрессивных и регрессивных вдольбереговых баров, устьевых баров. Фации открытого моря постепенно испытывают сокращение распространения по мере продвижения к кровле отложений свиты и замещаются отложениями лагун. Установлено, что в процессе относительного понижения уровня моря во время формирования мегионской свиты, фации трансгрессивно - регрессивных баров постепенно переходят в фации барьерных островов, распространение фаций забаровых лагун остается неизменным, фации открытого моря испытывают постепенное сокращение распространения.

**ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ КАМОВСКОГО СВОДА БАЙКИТСКОЙ
АНТИКЛИЗЫ И ПРОЕКТ ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫХ РАБОТ НА
НЕФТЬ И ГАЗ НА ТЕРРИТОРИИ ТЕРСКО-КАМОВСКОГО
(ЮЖНОГО) ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА
(GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL CONDITIONS OF
PETROLEUM KAMOVSKOGO ARCH BAIKITSKOY ANTECLISE
AND THE PROJECT EVALUATION SURVEY OF OIL AND GAS ON
THE TERRITORY OF THE TERSKO-KAMOVSKOGO (SOUTH)
LICENSE AREA)**

Вострикова О. И.

(научный руководитель - профессор Ермолкин В. И.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Целью проведения проектируемых геологоразведочных работ является обоснование видов и объемов работ по разведке и поиску залежей в пределах Терско-Камовского (южного) лицензионного участка Юрубчено-Тохомского нефтегазоконденсатного месторождения, для проведения поискового и разведочного бурения, уточнения запасов и ресурсов углеводородного сырья, составления проектной документации и подготовки открытых залежей к опытно-промышленной эксплуатации. Юрубчено-Тохомское месторождение расположено в центральной части Камовского мегасвода – структурного элемента 1-го порядка в составе Байкитской антиклизы. В геологическом строении участка принимают участие отложения ордовика, кембрия, венда и рифея. Основные перспективы нефтегазоносности участка связаны рифейским резервуаром. Перспективными, но не исследованными являются резервуары: осинский, собинский, оскобинский и ванаварский. На месторождении в пределах Терско-Камовского (южного) лицензионного участка оценены запасы и ресурсы нефти и газа по семи залежам в рифейских отложениях, подсчет выполнен объемным методом по общепринятым формулам. Суммарные извлекаемые запасы нефти рифейских отложений категории C_1 - 459 тыс. т, категории C_2 – 61,73 млн.т, растворенного газа по категории C_1 - 89 млн. м³, C_2 -11,94 млрд. м³; суммарные геологические запасы газа категории C_1 – 0,4 млрд. м³, категории C_2 – 28,7 млрд. м³; суммарные извлекаемые запасы конденсата категории C_1 - 25 тыс. т, категории C_2 – 1981 тыс.т. Также оценены и поставлены на государственный баланс ресурсы категории C_3 , которые составляют: извлекаемые по нефти - 59,23 млн. тонн, извлекаемые по газу – 11,44 млрд.м³. Общий метраж бурения данных скважин составил 21 652 м. Для выполнения целевого назначения проектируемых работ предусматривается бурение нескольких поисково-оценочных и разведочных скважин. Проектный горизонт всех проектных скважин - рифей.

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ
РАЗМЕЩЕНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В КЫУЛОНГСКОМ
БАССЕЙНЕ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ МОДЕЛИРОВАНИЯ
УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ
(THE CONDITIONS OF FORMATION AND DISTRIBUTION
TENDENCY OF HYDROCARBONS IN KYULONG BASIN BASED ON
RESULTS OF HYDROCARBON SYSTEM SIMULATION)**

By Нам Хай

(научный руководитель - д.г-м.н., профессор Керимов В.Ю.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

На сегодняшний день Кыулунгский бассейн, с точки зрения нефтегазоносности, является самым богатым из семи осадочных бассейнов на континентальном шельфе СРВ (Шонг-хонг, Кыулунг, Фу-кхань, Нам-кон-шон, Малай-тхочу, Тычинь-вунгмай, Спратло-Парасельских). По состоянию на 2010г. на площади в пределах бассейна были проведены значительные объемы 2D и 3D сейсмических работ, пробурены более 500 поисково-разведочных, оценочных и эксплуатационных скважин, открыты 18 нефтегазовых месторождений, в том числе 11 были введены в эксплуатацию (Белый Тигр, Дракон, Черный Лев, Желтый Туец и др.) с общей накопленной добычей - 344.8 млн.м³ приведенной нефти. СП «Вьетсовпетро» подписаны 25 нефтяных контрактов по 25 блокам данной площади.

Разрез Кыулунгского бассейна представлен терригенными породами продуктивных комплексов нижнего миоцена, верхнего и нижнего олигоцена осадочного чехла, а также трещиноватыми породами вулканогенно-магматогенного фундамента.

Коллекторы нижнего олигоцена являются наиболее сложными в петрофизическом отношении, главным образом, вследствие глубоких катагенетических преобразований, возникающих на больших глубинах. Среднее значение коэффициента пористости по ГИС составляет 13.3%. Среднее значение проницаемости составляет 21.3мД.

Породы фундамента Северного свода представлены, в основном, гранодиоритами и кварцсодержащими диоритами, породы Центрального - преимущественно гранитами, фундамент Южного свода сложен гранитами, гранодиоритами и кварцевыми диоритами. Открытая пористость пород фундамента изменяется по глубине и варьирует от нескольких десятых до 20%.

На основании результатов создания цифровой модели генерационно-аккумуляционных углеводородных систем исследуемого бассейна дан прогноз зональности распределения ловушек и залежей УВ в Кыулунгском бассейне с целью планирования поисково-разведочных работ.

**АНАЛИЗ ФАЦИИ УЧАСТКА DM ДЖУНГАРСКОГО БАССЕЙНА
КНР
(ANALYSIS OF THE SEDIMENTARY FACIES OF THE BLOCK DM IN
THE JUNGGAR BASIN CHINA)**

Вэн Ци

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

Джунгарский бассейн находится на северо-западе КНР. Наш участок DM находится в меторождении Хэбен данного бассейна. Его открыли в 2005 году и у нас много сейсмических и скважинных данных.

В соответствии с характеристиками литологии, условий осадконакопления, сочетающих находений области изучения в бассейне, тектонических условий, климатических условий и обнажений, считают что, отложения представлены дельтово-речными отложениями. В соответствии с анализом профилей каротажных диаграмм и данных регионального фона,разделили три субфации и шесть микрофаций (**таб.1**).

Таблица 1 Схема типичных фаций отложений в районе DM

Субфация	Микрофация
Дельтовая равнина	Распределительная русла; Дамба; Болото;
Низовье дельты	Подводная русла; Подводная дамба;
Авандельта	Ил авандельты;

БИОСТРАТИГРАФИЧЕСКОЕ РАСЧЛЕНЕНИЕ ВЕРХНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (BIOSTRATIGRAPHIC PARTITION OF THE UPPER CRETACEOUS DEPOSITS)

Вязовкина А.О., Вязовкина Е.О.

(научный руководитель - старший преподаватель Бортников М.П.)
Самарский государственный технический университет

В разных районах России мезозойские отложения перспективны на обнаружение нефти и газа. В Западно-Сибирской НГП они являются основным источником углеводородного сырья. Верхнемеловой НГК Скифской плиты Северо-Кавказской НГП – важнейший в провинции по концентрации ресурсов углеводородов. В мезозойских отложениях на территории Самарской области промышленных запасов нефти и газа пока не обнаружено. Приволжская возвышенность большей частью сложена мезо-кайнозойскими осадками, в том числе маастрихтскими отложениями, представленными белым песчистым мелом с прослоями мелоподобных мергелей.

В процессе полевых работ вблизи поселков Ивашевка и Новоселки в Сызранском районе нами были отобраны пробы для исследования микрофауны. В результате исследований были найдены: фораминиферы, моллюски, иглокожие и остракоды. Фораминиферы являются самыми значительными находками. В процессе нашей работы определены следующие представители видов: *Orbignyna sacheri* (Reuss) - при определении используется в комплексе фораминифер кампана, нижнего и верхнего маастрихта; *Spiroplectamina suturalis* (Kalinin) - при определении используется в комплексе фораминифер кампана, нижнего и верхнего маастрихта; *Cibicides voltzianus* (Orbigny) - при определении используется в комплексе фораминифер от зоны *Brotzenella praeacuta* до зоны *Brotzenella complanata*; *Bolivina incrassata crassa* (Vass) - при определении используется в комплексе фораминифер от зоны *Hanzawaia ekblomi* до зоны *Brotzenella complanata*.

В результате работ установлено, что изученный комплекс фораминифер характерен для маастрихтского яруса. Находка вида *Cibicides voltzianus* (Orbigny) позволяет ограничить фаунистические зоны с *Brotzenella praeacuta* до *Brotzenella complanata*. По литологии можно сделать предварительный вывод о том, что данные отложения относятся к радищевской свите и фаунистической зоне *Brotzenella praeacuta* (верхний маастрихт). Отобранные пробы залегали на 1-2 м ниже палеогеновых опок. Возраст отложений 65-70 млн. лет. Вопрос детальной стратификации отложений Самарской области в настоящее время является открытым. Микрофаунистические исследования помогут с решением этой задачи.

**ИЗУЧЕНИЕ ФАКТОРОВ, ВЛИЯЮЩИХ НА ОПРЕДЕЛЕНИЕ
ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПО ДАННЫМ ЯМР
(THE STUDY OF FACTORS AFFECTING THE DETERMINATION OF
PETROPHYSICAL PARAMETERS BY NMR)**

Вячистая А.А.

(научный руководитель - к.т.н. Кононенко И.Я.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время основной прирост объема промышленных запасов нефти приурочены к сложным коллекторам. Поэтому становятся актуальными вопросы изучения и оценки параметров таких коллекторов, решаемые с помощью специальных геофизических методов, одним из которых является метод Ядерного магнитного резонанса.

Для получения корректных параметров при интерпретации данных ЯМК необходимо учитывать ряд факторов, влияющих на получаемый сигнал: водородосодержание, температура, давление, аппаратные параметры. Измеряемый при ЯМР исследованиях сигнал определяется величиной ядерной намагниченности, которая зависит от количества ядер. Следовательно, амплитуда сигнала свободной индукции (ССИ) прямо пропорциональна содержанию ядер водорода в образце.

При наличии минерализованных пластовых вод, содержащих меньшее количество атомов водорода, происходит уменьшение амплитуды ССИ. В ходе работы были проведены теоретические расчеты и лабораторные измерения амплитуды ССИ растворов с минерализацией от 0 до 300 г/л. При анализе результатов обнаружено, что существуют отличия между практическими и теоретическими данными, что связано с влиянием проводимости растворов на катушку прибора.

Еще одним фактором, влияющим на величину ядерной намагниченности, является температура исследуемых объектов. С ростом температуры происходит уменьшение амплитуды ССИ. Были проведены измерения амплитуды ССИ растворов различной минерализации, образцов нефти с разной вязкостью и образцов керна. Полученные данные подтверждают связь ядерной намагниченности с температурой, при этом наблюдается различный характер спада амплитуды для растворов, образцов нефти и керна.

Также существует связь температуры с временами релаксации. С ростом температуры происходит увеличение времен релаксации, что связано с увеличением подвижности ядер. Были измерены времена поперечной релаксации (T2) растворов различной минерализации, образцов нефти и керна. Результаты измерений подтверждают связь времени релаксации с температурой, при этом также видны различия в характере изменения времён с температурой для растворов, образцов нефти и образцов керна.

**ДИЗЬЮНКТИВНЫЕ ДИСЛОКАЦИИ ТЕРРИТОРИИ
БОЛЬШЕХЕТСКОЙ ВПАДИНЫ ПО ДАННЫМ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО ДЕШИФРИРОВАНИЯ КОСМИЧЕСКИХ
СНИМКОВ
(DISJUNCTIVE DISLOCATIONS SITE BOLSHKETSKAAYA
DEPRESSION ACCORDING TO THE GEOLOGICAL
INTERPRETATION OF SPACE IMAGES)**

Гаврилов Е.В.

(научный руководитель - доцент Милосердова Л.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Работа посвящена описанию результатов геологического дешифрирования дизъюнктивных дислокаций территории Большехетской впадины. Актуальность работы обусловлена тем, что по разным причинам на геологических и структурных картах нефтегазоносных территорий почти не показываются дизъюнктивные дислокации. Однако, они играют важную роль для геологии нефтегазоносных территорий как непроводящие экраны, или, напротив, зоны повышенной проницаемости горных пород.

Дешифрирование космических изображений позволяет выявить практически полную картину вертикальных дизъюнктивных дислокаций различного масштаба, установить закономерности их распространения и новейшие движения по ним, недоступные другим методам. Многочисленными исследованиями установлено, что разломы отражаются в ландшафте, и затем на снимках, в виде линеаментов – спрямленных элементов изображения.

Дешифрирование проводилось на снимках серии Landsat визуально и с применением компьютерной программы LESSA.

На изображениях различного уровня генерализации установлено, что:

1 Территория Большехетской впадины выделяется системой разломов, образующих полигональную фигуру, разделенную разломами на отдельные блоки, воздымающиеся и прогибающиеся друг относительно друга, что определяется по интенсивности заозеренности отдельных блоков. Поперечник этих блоков примерно равен 50 км.

2. При более детальном рассмотрении выявленные блоки разделяются на фрагменты меньшего размера – около 12 км. Ориентировка разделяющих их линеаментов примерно северо-восточная и юго-западная. При еще более детальном рассмотрении выявляются системы блоков еще меньшего размера, в среднем – 3-4 км при, в основном той же ориентировке ограничивающих их дизъюнктивов.

3. Известные месторождения территории приурочены к нарушениям этой почти, правильной сетки.

ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД НИЖНЕГО МЕЛА НА ТЕРРИТОРИИ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (LITOLOGICAL CHARACTERISTICS OF LOWER-CRETACEOUS CLASTIC ROCKS IN THE WESTERN-SIBERIAN PLATFORM)

Ганаева М. Р.

(научный руководитель - д. г-м. н., профессор Постников А. В.)
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Работа посвящена изучению литологии нижнемеловых отложений на территории нефтяного месторождения, расположенного в Фроловской нефтегазоносной области Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции. Цель работы – литологическая типизация и расчленение разреза, установление обстановок осадконакопления и выделение наиболее перспективных коллекторов в разрезе.

Исходным материалом для исследований послужил керн, отобранный из трех скважин данного месторождения, характеризующий один и тот же горизонт. Суммарная мощность керна по трем скважинам составила около 75 м, вынос керна стремится к 100%.

В разрезе было выделено четыре основных литотипа: аргиллиты, алевро-глинистые биотурбированные породы, алевролиты биотурбированные с глинистым цементом и алевролиты с глинисто-карбонатным цементом. Все породы обладают трещиноватостью, однако большинство трещин минерализовано. Аргиллиты и алевро-глинистые породы плотные, а алевролиты представляют собой коллектор порового типа. Коэффициент пористости варьирует от 5 до 18%.

Разрез имеет простое строение и является идентичным для всех трех скважин. В нижней его части расположена пачка алевро-глинистых биотурбированных пород, на ней с отчетливым контактом залегает пачка алевролитов с глинисто-карбонатным цементом. В средней части разреза находятся алевролиты с глинистым цементом, которые плавно переходят в алевро-глинистые биотурбированные породы. Завершается разрез пачкой плотных черных аргиллитов.

Наилучшими коллекторскими свойствами в разрезе обладают алевролиты биотурбированные с глинистым цементом. Данные породы образовались в условиях проксимальной переходной зоны морского водоема. Важную роль сыграла деятельность илоедов, которая привела к увеличению процента алевролитовой составляющей, где оказалось сосредоточено пустотное пространство. Цементация алевролитов кальцитом свидетельствует о переходе в дистальную часть предфронтальной зоны пляжа и существенно уменьшает объем пустотного пространства.

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ, ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ПРОЕКТ ПОИСКОВЫХ РАБОТ НА ДЕВОНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ СТРУКТУРЫ КЛИНЦОВСКАЯ-2 ПУГАЧЕВСКОГО ЛИЦЕНЗИОННОГО УЧАСТКА
(GEOLOGICAL STRUCTURE, PROSPECTS FOR OIL AND GAS OF STRUCTURE KLINOWSKA-2 PUGACHEV LICENSE AREA)**

Горбатова Г.С.

(научный руководитель - Гаджи-Касумов А.С.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В административном отношении структура Клиновская-2 расположена в Краснопартизанском районе Саратовской области. В тектоническом отношении структура приурочена к западному склону Клиновской вершины Пугачёвского свода. Перспективы структуры связываются с нижнепермскими (свободный газ), каменноугольными и девонскими отложениями (нефть и растворённый газ; кроме верейского горизонта, где ожидается свободный газ)

Целью данной работы является поиск залежей нефти и газа на Клиновской-2 структуре, расположенной в Краснопартизанском районе Саратовской области в пределах Пугачёвского-1 лицензионного участка.

Для поисков залежей нефти и газа в пермских, каменноугольных и девонских отложениях, уточнения стратиграфического разреза и установления основных характеристик выявленных залежей проектируется бурение одной независимой поисковой скважины № 4 на пересечении сейсмопрофилей PR21 и PR38 глубиной 2300 м и четырёх зависимых поисково-оценочных скважин с проектной глубиной 2350 м со вскрытием рифейских отложений. Предусматривается отбор кернa во всех возможно продуктивных горизонтах в количестве 125 м (где отбор кернa технически возможен), а так же опробования в открытом стволе всех возможно продуктивных горизонтов (где это технически возможно) исследования скважин в интервалах перфорации и пробная эксплуатация с целью предварительной оценки запасов УВ.

Не смотря на то, что в пределах Пугачёвского-1 лицензионного участка в настоящее время месторождений не выявлено, на расстояниях от 32 до 110 км открыто множество месторождений, с утверждёнными запасами нефти, газа и конденсата. Относительная близость месторождений, подготовленная к глубокому поисковому бурению Клиновская-2 структура, подсчитанные извлекаемые перспективные ресурсы нефти в количестве 10837 тыс.т. и свободного газа в количестве 828 млн. м³, являются благоприятными предпосылками для открытия месторождения углеводородов. Подсчёт ожидаемых запасов нефти, газа, растворенного в нефти и свободного газа произведён объёмным методом.

**МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНЫХ ПАРАМЕТРОВ
НЕФТЯНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НА РАЗНЫХ ГЛУБИНАХ
(DETERMINATION METHODS OF EFFECTIVE PARAMETERS
OF OIL RESERVOIRS IN DIFFERENT DEPTH)**

Гу Чжицянь

(научный руководитель - профессор Гутман И.С.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Бассейн Сычуань является одним из самых крупных бассейнов в Китае. В этой области открыты многие месторождения. Повышение информативности поисково-разведочных и эксплуатационных скважин в значительной мере зависит от достоверности, разрешающей способности комплекса ГИС при выделении коллекторов.

В настоящее время опубликовано большое количество методик определения минимальные эффективные параметры коллекторов. Традиционно большинство из них получит единственное значение, так будет более погрешность.

В работе в диапазоне разных глубин построены отношения и закономерности разных параметров. На основе этих отношений определены минимальные эффективные пористости $K_{\text{мин.эфф.п}}$ и проницаемости $K_{\text{мин.эфф.пр}}$ коллекторов. В результате, на пример, когда $H > 1700\text{м}$ (H : значение глубины), $K_{\text{мин.эфф}}$ равно 0.09%, а когда $H < 1700\text{м}$: $K_{\text{мин.эфф}} = 0.018H + 39.6$.

**ИССЛЕДОВАНИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК
ГОРНЫХ ПОРОД И ФЛЮИДОВ, ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ПРИ
ПРОГНОЗИРОВАНИИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ
(PETROPHYSICAL CHARACTERISTIC RESEARCH OF ROCK AND
FLUID USED IN FORECASTING HYDROCARBON DEPOSITS)**

Гусейнов Р.М, Гулиев И.И.

(научный руководитель - профессор Бабазаде О.Б)

ГНКАР, НИПИ «Нефтегаз»

При поиске и разведке месторождений нефти, газа и газоконденсата геофизическими методами разведки и в геологическом истолковании результатов, возникает необходимость в изучении и использовании физических свойств горных пород и флюидов.

В частности, при определении состава горных пород и флюидов, а также при определении степени их влияния на геофизические поля, необходимо знать такие петрофизические параметры, как пористость, газонефтенасыщенность, температура пластов, геостатические поровые и пластовые давления, скорость, плотность, удельное сопротивление, коэффициенты затухания упругих колебаний, а также законы измерения скорости, удельного сопротивления и плотности в зависимости от температуры и давления для исследуемого региона.

Известно, что все горные породы, в том числе и флюиды, слагающие геологические разрезы, в зависимости от глубины и условий залегания, в различных районах обладают различными значениями физических параметров, вследствие воздействий физико-химических и тектонических процессов.

Следует отметить, что на изменение значений физических параметров оказывают большое влияние внутренняя температура флюидов, образовавшаяся за счет изменения объема вмещалища (ловушки), порового и пластового давления, силы и частоты колебания тектонических движений, силы возникающей вследствие химического взаимодействия воды, водяных паров и газопаровых смесей с породами рассеянного органического вещества, а также силы воздействия температур, создаваемых за счет распада радиоактивных элементов в горных породах и др.

Таким образом, под воздействием различных сил, горные породы и флюиды, в условиях естественного залегания находятся в сложнапряженном состоянии.

В связи с этим, авторами предложены несколько новых математических и эмпирических формул, по которым определяются величины скорости, плотности, удельного сопротивления, геостатического и динамического порового и пластового давлений, геотермической и пластовой температуры и других петрофизических параметров.

**ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СОЛЕНОСНЫХ ТОЛЩ ДЛЯ
СОЗДАНИЯ ИСКУССТВЕННЫХ ХРАНИЛИЩ И ЗАХОРОНЕНИЯ
ОТХОДОВ
(THE POSSIBILITIES OF USING SALINE FORMATIONS FOR THE
BUILDING OF ARTIFICIAL STORAGE AND THE DISPOSAL OF
WASTE)**

Дорохов А.Р.

(научный руководитель - доцент Обрядчиков О.С.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Соленосные толщи широко распространены в осадочных породах. По своему происхождению они разделяются на мелководные и глубоководные. Седиментация солей происходит в частично или полностью изолированных бассейнах. Выделяются солеродные бассейны на древних платформах (девонский и пермский бассейны Днепровско-Донецкой впадины, кунгурский бассейн Прикаспийской впадины и Предуральяского краевого прогиба), на молодых платформах (юрский бассейн Амударьинской впадины и Галф Кост, цехштейновый Североморский бассейн), в межгорных впадинах (девонский и пермский Чу-Сарысуйский бассейны, кайнозойские бассейны Карпат, Ирана), в мезозойских рифтовых прогибах Атлантики.

Соленосные толщи, образовавшиеся в глубоководных бассейнах, формируют диапировые солянокупольные структуры, встречающиеся в различных точках планеты.

Массивы соли необходимо использовать для хранения УВ и для захоронения отходов, так как соль является упруго-вязкой непроницаемой средой, имеющей высокую прочность (15-35 МПа). Она практически инертна к жидким и газообразным УВ и «самооживляема».

Соляные каверны можно создавать в подземных соляных пластах при помощи прямоточного и противоточного режимов подачи растворителя, гидровруба, заглубленной водоподдачи, даже с помощью ядерных взрывов. Однако не всегда просчитываются и моделируются последствия растворения, способы утилизации рассола (закачка в пермотриас в Прикаспии или сброс в Мексиканский залив в США), не оценивается устойчивость выработок, движение рапы с АВПД ($K_a=2,2$), которое приводит к провалам грунта.

Подземные хранилища – необходимый элемент функционирования ТЭК страны. ПХГ в солях обеспечивает высокопроизводительность по отбору газа, покрытие экстремальных пиковых нагрузок и цикличность. В США построено 31 таких ПХГ, в Германии 19, а в России только 1 построено и 2 строятся. Необходимо обозначить проблемы строительства ПХГ в солях, выявить потенциальные зоны для будущего строительства, показать возможность и рентабельность их строительства в РФ и в мире.

**ИНВЕНТРИЗАЦИЯ ИСТОЧНИКОВ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ЗЕМЕЛЬНЫХ
РЕСУРСОВ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА НА ОСНОВЕ
ТЕХНОЛОГИЙ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ ЗЕМЛИ
(INVENTARIZATION OF LAND POLLUTION SOURCES OF OIL AND
GAS FIELDS ON THE BASIS OF REMOTE SENSING
TECHNOLOGIES)**

Дребезова А. Ф.

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

В настоящее время достаточно широкий резонанс имеет проблема охраны окружающей среды при добыче нефти и газа. Для разработки природоохранных мероприятий, исключая влияние процессов строительства и эксплуатации скважин на объекты природной среды, необходимо определить и классифицировать техногенные источники загрязнения. Значительное место среди существующих источников техногенного загрязнения занимают шламовые амбары, используемые для сбора и хранения производственно-технологических отходов бурения.

Целью данной работы является инвентаризация источников загрязнения земельных ресурсов на кустовых площадках месторождений нефти и газа на основе материалов дистанционного зондирования Земли (ДЗЗ).

Для достижения указанной цели в представленном докладе рассмотрены следующие задачи:

- выполнена классификация типов амбаров, используемых на кустовых площадках месторождений нефти и газа;
- определены основные прямые и косвенные индикаторы, используемые для интерпретации изображений амбаров на аэрокосмических снимках;
- определены требования к информативности изображений, обеспечивающих классификацию существующих амбаров;
- представлены видеопаспорта и эталонные изображения образцов амбаров.

**ВЫДЕЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ
ИНТЕРВАЛОВ В ДОМАНИКОИДНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ВОЛГО-
УРАЛЬСКОЙ НГП, С ПОМОЩЬЮ ГЕОХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
(ISOLTAIN PROMISING OIL AND GAS AT INTERVALS OF
DOMANIC DEPOSITS VOLGO-URAL BASIN, BY GEOCHEMICAL
METHODOS)**

Жуйков Н.Е.

(научный руководитель - профессор Дахнова М.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Постоянная забота о приросте или восполнении запасов нефти требует выявления новых, нетрадиционных объектов поисков, разведки и добычи углеводородного сырья. В число таких объектов входят богатые органическим веществом породы доманиковой фации, наиболее широко представленные в Волго-Уральской нефтегазоносной провинции, в составе горизонта франских отложений.

Доманиковый горизонт в пределах Волго-Уральской провинции распространен на площади около 400 тыс. км. и, при мощности около 30 м и среднем содержании органики 2-3%, содержит в сумме около триллиона тонн органического вещества, что делает его нефтегенерирующие возможности чрезвычайно перспективными. Изучение доманикового горизонта важно, во-первых, для общего понимания проблем образования, миграции и аккумуляции нефти, во-вторых, для решения вопроса нахождения промышленных залежей в самом доманиковом горизонте.

Для повышения эффективности поисково-разведочных и оценочных работ на нефть и газ в доманиковых толщах необходимо проведение целенаправленного разностороннего изучения этих толщ с использованием широкого комплекса современных видов исследований. В этот комплекс обязательно должны входить геохимические исследования, поскольку только они позволяют получить прямую информацию о количестве и особенностях распределения различных форм ОВ, в том числе и нефти, в изучаемых отложениях. Эта информация необходима для обоснованного моделирования нефтегазонасыщенности рассматриваемых толщ и для качественного и количественного прогноза их нефтегазоносности в малоизученных зонах.

При изучении конкретных локальных объектов основными задачами, решению которых могут способствовать геохимические исследования, являются:

- выделение нефтенасыщенных интервалов разреза;
- идентификация приточных интервалов при испытании скважин;
- определение пространственной протяженности и флюидосообщаемости нефтенасыщенных тел.

**ХАРАКТЕРИСТИКА ПОЛЕЙ НАПРЯЖЕНИЙ ПО
ДИЗЬЮНКТИВНЫМ И ПЛИКАТИВНЫМ ДИСЛОКАЦИЯМ В
ЗОНЕ ПЕРЕДОВЫХ СКЛАДОК УРАЛА
(CHARACTERISTIC OF FIELDS OF TENSION ON DISJUNCTIVE
AND PLIKATIVE DISLOCATIONS IN THE ZONE OF THE
ADVANCED FOLDS OF THE URALS)**

Жукова Е.А.

(научный руководитель - доцент Милосердова Л.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Работа посвящена реконструкции полей напряжений на основе анализа разрывных дислокаций в зоне передовых складок Урала на примере территории Оренбургской области и граничащей с ней Башкирии. Работа основана на дешифрировании дизъюнктивных дислокаций и анализе формы пликативных дислокаций различного размера, на космических изображениях и аэрофотоснимках, а также данных, полученных при полевых наблюдениях на учебном полигоне комплексной геолого-съёмочной практики на Южном Урале (с. Петровское, Оренбургская область).

При дешифрировании использовался метод многоступенчатой детализации, экспертное дешифрирование, а также специализированная программа LESSA.

Показаны взаимоотношения тектонических напряжений и разрывов, и оценена роль масштабного фактора на распределение ориентировок напряжений.

Выявлено, что с увеличением детальности изучения объектов ориентировка главных осей напряжений меняется: при изучении обзорных изображений – оно относительно однородно и характеризуется относительным субширотным сжатием и субмеридиональным относительным растяжением. При более детальном изучении большее значение приобретает блоковое строение территории и ориентировка напряжений становится различной в каждом блоке.

Наблюдаются проявления по крайней мере трех генераций тектонических дислокаций конседиментационных, герцинских и неотектонических.

Ключевые слова: Тастубская флексура, литоморфный рельеф, блоковое строение, ориентировка главных осей напряжений.

**МИГРАЦИЯ ТЯЖЕЛЫХ МЕТАЛЛОВ В РАМКАХ
ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА.
(MIGRATION OF HEAVY METALS IN THE
FUEL AND ENERGY COMPLEX)**

Зыкова Ю.А.

(научный руководитель - к.п.н. Бургасова Н.Е.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В работе рассмотрена проблема миграции тяжелых металлов в окружающей среде, влияние на ее компоненты, в рамках функционирования ТЭК.

Оценен вред тяжелых металлов, занимающих особое положение среди других загрязняющих веществ. Благодаря анализу работ ученых выявлено то, что накапливаясь в поверхностном слое почв, тяжелые металлы изменяют их свойства, в течение длительного времени остаются доступными для корневого поглощения растениями и активно включаются в процессы миграции по трофическим цепям.

Указана следующая закономерность: изменение физико-химических свойств почв зависит от продолжительности загрязнения состава и концентрации компонентов нефти, ландшафтно-геохимических особенностей и проявляется в смещении реакции почвенного раствора в щелочную среду, повышении общего содержания углерода в почве.

Особое внимание привлекла проблема региональных особенностей миграционного потока тяжелых металлов в условиях развития НГО, в районах нефтедобычи России, в частности районов Северной Каспии, Западной Сибири, Арктики. Проанализированы данные компонентов окружающей среды этих регионов и сделаны выводы.

Обозначена оценка воздействия нефтегазового комплекса на окружающую среду. Рассмотрены мероприятия по сокращению скорости и объема миграционного потока в районах нефтедобычи.

Сделан вывод о недостаточном сохранении и защиты окружающей среды от тяжелых металлов, необходимости доработки разрабатываемых мероприятий по охране ОС в рамках ТЭК.

ВЛИЯНИЕ РАЗРУШЕННОЙ ЧАСТИ КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОДОВ (INFLUENCE OF DESTROYED PARTS OF CORE MATERIAL FOR CALCULATION HYDROCARBONS RESERVES)

Журавлев Н.В.

(научный руководитель - к.г.-м.н., ассистент Бондарев А.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

При подсчете запасов объемным методом важно учитывать любые вариации поведения параметра пористости. В ходе подсчета запасов месторождения, расположенного в Александровском НГР, с помощью инструмента численного геологического 3D моделирования в частной проектной организации была проведена статистическая обработка 103-х образцов кернового материала из пласта Ю₁¹, которая выявила резкое левостороннее распределение пористости вмещающих пород (рис.1).

Иногда подобный характер распределения обусловлен разрушением высокопористой части керна с выносом только низкопористой части. В данном случае это весьма вероятный исход, т.к. доля выноса керна из скважин №№ 1п_л, 2р, 503п, 504р составляет в среднем 75%.

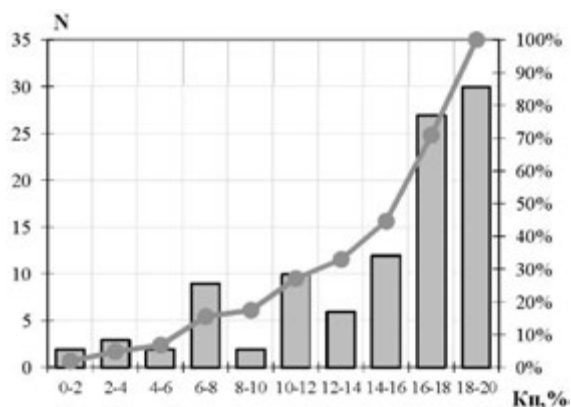


Рис. 1 Распределение параметра пористости по результатам анализа керна.

Теоретически при равных условиях седиментации, уплотнения, цементации и образования вторичных пор распределение пористости должно соответствовать нормальному «куполу Гаусса», где имеется некое наиболее часто встречаемое среднее значение и равнозначные отклонения от этого значения в меньшую и большую сторону. Если удалось доказать нормальность распределения, то это облегчает дальнейшую работу с

изучаемым параметром, т.к. значения математического ожидания, моды и медианы совпадают.

Для того, чтобы восстановить в модели коллектора высокопористую часть керна, мы исходили из предположения о том, что мода фактического распределения является математическим ожиданием теоретического «ненарушенного» распределения пористости по закону Гаусса. Было построено теоретическое распределение пористости с синтетическими значениями замеров пористости в высокопористой части коллектора. Благодаря этому удалось добиться нормального распределения пористости, сделать пересчет начальных геологических запасов месторождения и сравнить полученный результат с предыдущим.

**ПРОЕКТ ПОИСКОВЫХ РАБОТ УГЛЕВОДОРОДОВ НА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЕ
(PROJECT EXPLORATION OF HYDROCARBONS ON THE NEPA-VOTUOBINSKOE ANTECLISE)**

Захарова А.А.

(научный руководитель - д. г-м н., доц. Лаврушин В.Ю.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Целевое назначение проектируемых работ: поиск месторождений нефти и газа на слабоизученной части территории Мирнинского лицензионного участка, находящегося на Непско-Ботуобинской антеклизе, и оценка их промышленной значимости.

Административное положение района работ – Мирнинский улус Республики Саха (Якутия).

Перспективность поисков углеводородных скоплений на территории Мирнинского лицензионного участка определяется следующими обстоятельствами.

- Высокой ресурсной оценкой территории по нефти и газу.
- Наличием на территории участка месторождений нефти и газа и сопредельное положение с крупным по запасам Среднеботуобинским газонефтяным месторождением.
- Притоками газа в отдельных скважинах Мирнинского участка, расположенными вне месторождений.

Наиболее вероятный тип залежей – газоконденсатные с нефтяной оторочкой: наиболее предпочтительный для опосредованного поиска стратиграфический уровень -вендский терригенный комплекс и входящие в его состав ботуобинский и улаханский продуктивные горизонты. Обнаружение мелких залежей возможно также в карбонатных пластах верхневендско-нижнекембрийского продуктивного комплекса.

Технико-технологические возможности решения проектируемых геологических задач определяются доступными глубинами залегания целевых горизонтов и удовлетворительными горно-геологическими условиями проводки поисково-оценочных скважин. Открытие новых залежей УВ на лицензионном участке положительно скажется на его геолого-экономической характеристике в связи с увеличением сырьевой углеводородной базы.

Проектную часть работы рекомендуется сделать в программном обеспечении PetroMod, для полного изучения генерационно-аккумуляционной углеводородной системы, моделирования месторождений УВ для дальнейших геолого-геофизических работ. Также оценена экономическая эффективность поисковых работ на данном ЛУ.

ПРОГНОЗ ВСКРЫТИЯ КРОВЛИ СОЛЯНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ПРИ РАЗБУРИВАНИИ АГКМ (FORECAST OF EXPOSING FOR TOP OF SALT DEPOSITS WHILE EXPLORING AGKM)

Ильин И.А., Старосек А.С., Ильин Н.А.
ИТЦ ООО «Газпром добыча Астрахань»

Уникальность АГКМ связана не только с запасами, составом пластового флюида, но и с геологическим строением. Наличие в разрезе мощной галогенной толщи над продуктивным горизонтом влияет на стоимость и безаварийность эксплуатационного разбуривания месторождения. Стенки соляных купола, с углами наклона более 30°, невозможно проследить по данным дистанционных методов исследований. Такие неосвещенные места занимают 60% разбуриваемой площади. В результате затрудняется прогноз глубины вскрытия кровли галогенных отложений. Опыт эксплуатационного бурения показал необходимость определения ошибки прогноза на количественном уровне.

Структурная карта кровли кунгурских отложений строится по скважинным и сейсмическим 2D и 3D исходным массивам данных. Для определения достоверности прогноза, необходимо учитывать точность исходных данных и геологическую изменчивость рельефа карты. В рамках проекта разработана методика определения точности прогноза, учитывающая особенности строения галогенной толщи.

Оценка изменчивости рельефа поверхности в зависимости от радиуса удаленности от исходной точки на карте поверхности проводилась вариограммным методом. В результате была получена карта стандартных отклонений, отражающая значения вариации рельефа в каждой точке карты. На основе полученной карты стандартных отклонений, строится множество реализаций структурной поверхности кровли соляных отложений.

Использование данной методики позволило оценить неопределенность структурной поверхности кровли галогенных отложений. Результаты работ могут использоваться на стадии проектирования скважин. Кроме того, появилась возможность численно оценивать необходимость и количество геолого-разведочных работ, оценивать риски при выборе очередности бурения скважин.

Данная работа может являться началом комплексной оценки неопределённости геолого-гидродинамической модели АГКМ.

**СОЗДАНИЕ УПРАВЛЯЕМЫХ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ
РЕЖИМОВ С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ ПОЛИГОНОВ
ЗАХОРОНЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ СТОЧНЫХ ВОД
(CREATION OF THE OPERATED HYDRODYNAMIC MODES FOR
THE PURPOSE OF OPTIMIZATION OF WORK OF GROUNDS OF
BURIAL OF THE INDUSTRIAL WASTE)**

Ильин Н.А.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

В процессе подземного захоронения промышленных сточных вод (промстоков) отмечается рост давлений нагнетания, связанный с загрязнением призабойной зоны пласта и увеличением концентрации промстоков в центральной части. Данная проблема актуальна и проявляется на многих предприятиях нефтегазовой отрасли.

В данной работе приведены результаты исследований возможности и эффективности создания управляемых гидродинамических режимов (ГР) на полигонах захоронения промстоков (ПЗП) на предприятиях нефтегазовой отрасли. Основными задачами работы являются изучение влияния ГР в рабочих пластах-коллекторах ПЗП на изменение пластового давления в рабочем горизонте, давления нагнетания, приемистости нагнетательных скважин и возможности контроля за распространением промстоков в пласте-коллекторе.

Исследования возможности создания и эффективности использования ГР проводились на примере ПЗП Астраханского ГПЗ. Рассматривался вариант создания искусственного ГР в рабочем пласте-коллекторе юрского горизонта с целью разгрузки центральной части ПЗП. Создание искусственного ГР предлагается реализовать путем забора пластовой воды с наблюдательной скважины, находящейся на границе лицензионного горного отвода. Полученную в ходе откачек пластовую воду планируется использовать с целью восстановления приемистости нагнетательных скважин в межремонтный период и/или закачивать в резервные вышележащие горизонты, что позволяет использовать данный метод на других месторождениях. Возможность реализации данной идеи подтверждена результатами гидродинамического моделирования.

Результатами исследований возможности применения ГР на ПЗП Астраханского ГПЗ в рабочем пласте-коллекторе юрского горизонта являются подтверждение возможности создания управляемого ГР с целью контроля распространения промстоков, увеличения приемистости нагнетательных скважин, уменьшения пластового давления в центральной части ПЗП, уменьшения давления нагнетания на устье нагнетательных скважин, увеличения времени эксплуатации ПЗП без ввода в действие дополнительных нагнетательных скважин.

**ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ
ЦЕНТРАЛЬНОЙ И ВНЕШНЕЙ ЗОН ВЕРХНЕПЕЧОРСКОЙ
ВПАДИНЫ
(PALEOTECTONIC CONDITIONS OF FORMING THE
VERKHNEPECHORSKAYA DEPRESSION CENTRAL AND OUTER
ZONES)**

Ильтыбаева А. Г.

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

В докладе представлена палеотектоническая модель формирования центральной и внешней зон Верхнепечорской впадины в связи с обоснованием направлений поисково-разведочных работ.

В строении осадочного чехла выделяются три крупных структурно-формационных этажа, отображающих основные этапы геолого-тектонического формирования Верхнепечорской структуры. Эти этажи отображают крупные региональные трансгрессивно-регрессивные циклы Уральского палеокеана и их условия формирования осадочных отложений.

Ордовикско-среднедевонский структурно-формационный этаж.

Территория впадины представляет собой континентальную северо-восточную окраину Восточно-Европейской платформы. Начальный цикл характеризуется накоплением терригенных отложений, а затем при более обширной трансгрессии – карбонатных толщ.

Верхнедевонско-нижнепермский структурно-формационный этаж.

Его формирование ознаменовалось началом новой трансгрессии, после длительного размыва среднедевонско-нижнепермских отложений. В основании залегают терригенные нижнефранские образования начального трансгрессивного цикла, которые сменились на преимущественно карбонатные осадконакопления в условиях перикратонного опускания северо-восточного склона Восточно-Европейской платформы. На месте Верхнепечорской впадины в верхнедевонское время возвышенные участки создавали благоприятные условия для формирования колониальных рифогенных образований в виде карбонатных банок (атоллов).

Нижнепермско-триасовый структурно-формационный этаж.

Формировался в условиях замыкания Уральской геосинклинали и развития Предуральского краевого прогиба. Характеризуется накоплением мощных малассовых толщ. Интенсивные горообразовательные процессы на Урале в конце триаса – начале юры преопределили современный облик Верхнепечорской впадины.

РАЗРАБОТКА МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЫ С ПРИВОДОМ СТАНКА-КАЧАЛКИ (MATHEMATICAL MODELS DEVELOPMENT OF PRODUCTION WELLS WITH PUMPING UNIT DRIVE)

Искандаров Р.А., Сагдатуллин А.М.
(научный руководитель - д.т.н. Муравьева Е.А.)
Альметьевский государственный нефтяной институт

По статистике более 50 % скважин оборудованы штанговыми скважинными насосами (УСШН) с балансирными станками-качалками (СК). Однако, несмотря на то, что приводы СК УСШН наиболее распространены, в среднем, на них приходится менее 30 % от общего объема добываемой нефтяной продукции. Несмотря на специфику работы добывающих скважин с УСШН при определенных условиях, важной является задача повышения эффективности работы приводов станков качалок [1].

Целью данной работы является разработка математической модели добывающей скважины установки штангового скважинного насоса с балансирным станком-качалкой. За основу для моделирования возьмем математическую модель станка качалки типа ОПНШ 30-1,5-10 с электродвигателем 4 кВт, 1500 об/мин. На рисунке 1 представлена переходная характеристика системы автоматического регулирования (САР) станка качалки с автоматизированным приводом. По результатам моделирования можно сказать, что фазовая характеристика пересекает линию -180° позже, чем характеристика $L_m(\omega)$ пересекает линию 0 дБ. Следовательно, при замыкании САР единичной обратной связью она будет устойчивой, что и показывают графики переходного процесса при исходных параметрах САР (рисунок 1).

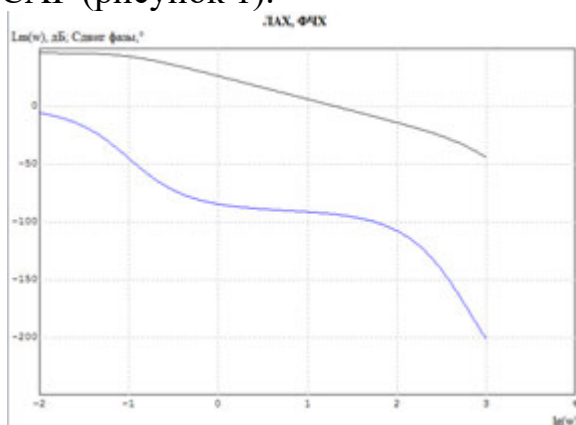


Рисунок 1 – Амплитудная и фазовые частотные характеристики рассматриваемой системы управления

Согласно полученным графикам по математической модели УСШН СК можно сделать вывод об устойчивости системы автоматического регулирования станка качалки с автоматизированным приводом.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И РАЗМЕЩЕНИЯ СКОПЛЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА БОБРОВСКО - ПОКРОВСКОГО ВАЛА БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ

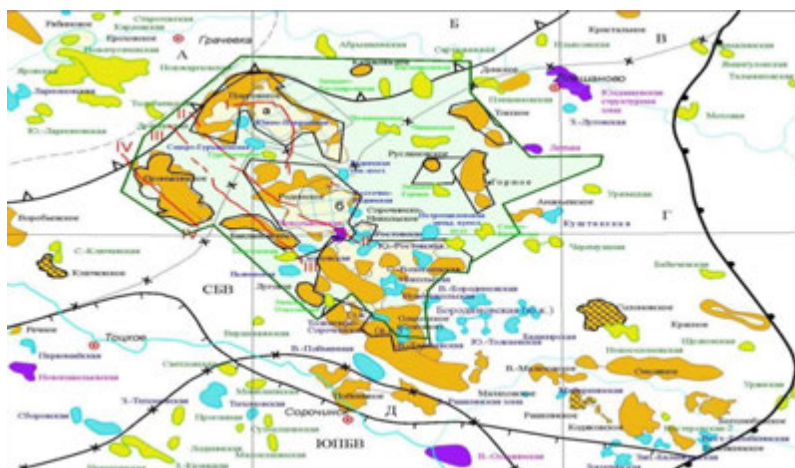
Ишкинина Д.М.

(научный руководитель - профессор Керимов В.Ю.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Бобровско - Покровский вал Бузулукской впадины входит в состав Северо – Бузулукского нефтегазоносного района. Бузулукская впадина зародилась в начале девонского периода в результате обширного прогибания земной коры на юго-востоке Восточно-Европейской платформы, с которым связывалась раннедевонская трансгрессия моря. В конце франского века активизировался тектогенез, на фоне дальнейших погружений Прикаспийской синеклизы во впадине формируется дизъюнктивная ступенчато-блоковая тектоника. В дальнейшем развитии впадины периоды стабилизации (каменноугольный период) сменялись погружениями (пермский период) и восходящими движениями (современная эпоха). Бузулукская впадина по механизму формирования относится к штамповым структурам, формирующимся под действием гравитационных, т. е. объемных сил, вызванных сжатием подкорового субстрата и опусканием системы блоков фундамента.

Рисунок 1. Структурно - тектоническая схема северного района



Бузулукской впадины

По материалам сейсморазведочных работ 3Д разных лет с использованием современных программ и методик к глубокому поисково-оценочному бурению выявлены и подготовлены Южно-Покровское, Северо-Гурьяновское, Восточно-Родинское сейсмические поднятия и западный купол Петропавловской, северо-восточный купол Родинской, южный купол Пьяновской структурных зон с суммарными извлекаемыми ресурсами нефти категории С3 8,237млн.т. на которых планируется постановка поисково-оценочного бурения.

Предлагается пробурить 7 поисково-оценочных скважин на фаменские отложения. Средняя глубина типовой скважины составляет 2870м. В целом объем проектируемого бурения составит 20090м. Ожидаемые затраты на проектируемый объем бурения составят 947813тыс.руб. Ожидаемый прирост извлекаемых запасов нефти категории С1 составит 7,106 млн.т. Ожидаемый прирост запасов на одну скважину составит –1015тыс.т. Прирост ожидаемых извлекаемых запасов нефти на 1 м проходки 354 т.

**РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ ДЛЯ КОМПЛЕКСНЫХ
ИССЛЕДОВАНИЙ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД
В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ
(DEVELOPMENT OF SETTING FOR COMPLEX RESEARCHES OF
ROCKS COLLECTOR PROPERTIES IN LABORATORY TERMS)**

Кайсина И.К.

(научный руководитель - доцент Дахнов А.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Современные петрофизические исследования керн изучают более 60 характеристик. Основная проблема данных исследований заключается в том, что многие работы проводятся на отдельных установках, что приводит к большей трате времени при подготовке к замерам и переходе от одного исследования к другому; искажению и снижению достоверности полученных результатов.

В работе предлагается попытка устранения вышеизложенных проблем путем разработки и сборки установки по комплексному исследованию фильтрационно-емкостных свойств горных пород в лабораторных условиях на сухих и влажных образцах. Разработанная установка позволяет определить коэффициенты абсолютной проницаемости по газу, остаточной газонасыщенности, эффективной проницаемости образца по воде при остаточном газонасыщении, открытой пористости методом Преображенского, проницаемости образца по воде, динамической пористости, эффективной проницаемости образца по газу при остаточном водонасыщении; удельное электрическое сопротивление. Кроме этого, можно рассчитать параметры пористости и насыщения; коэффициент относительной проницаемости. Данный процесс исследования сокращает время, дает возможность провести дополнительные стандартные определения, необходимые для уточнения связей получаемых на установке результатов со стандартными физическими характеристиками; расширить комплекс изучения ФЭС образцов горных пород. Также в работе описаны назначения элементов установки, представлена схема, рассмотрена методика проведения работ по каждому из изучаемых фильтрационно-емкостных свойств горной породы, приведены результаты исследований, составлены графики и зависимости петрографических связей.

**ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ОЦЕНКА
УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА ЗАПАДНОГО
ПРЕДКАВКАЗЬЯ
(FORECAST OF OIL AND GAS POTENTIAL AND ESTIMATION OF
HYDROCARBON POTENTIAL OF WESTERN CISCAUCASIA)**

Кафидова О.Н.

(научный руководитель - профессор Керимов В.Ю.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Целью работы является обоснование перспектив нефтегазоносности глубокозалегающих триасовых и юрских отложений Западного Предкавказья на основе комплексного анализа геолого-геофизических материалов.

Территория Предкавказья является одним из старейших нефтегазодобывающих районов страны с хорошо развитой инфраструктурой нефтегазового сектора экономики.

При выполнении исследований решались следующие основные задачи: изучение условий формирования, структурной и фациальной зональности триасовых и юрских отложений Предкавказья; изучение условий формирования и закономерностей распространения залежей УВ в триасовых и юрских отложениях и прогноз их фазового состояния; обоснование перспектив нефтегазоносности триасовых и юрских отложений.

Ретроспективный анализ состояния изученности глубокопогруженных комплексов Предкавказья позволил выделить территории, которые могут представлять интерес исходя из декларируемых требований геологического задания. Это, прежде всего глубина перспективных комплексов. На основании этого нами были определены тектонические элементы, в пределах которых осадочный чехол имеет суммарную толщину более 6 км. На анализируемых глубинах наибольшими площадью распространения и перспективами нефтегазоносности характеризуются следующие НГК: триасовые отложения Ирклиевской впадине и юрские отложения Западно-Кубанского прогиба и Восточно-Кубанской впадины.

Основные выводы, полученные в результате проведенной оценки перспектив нефтегазоносности триасовых и юрских отложений Предкавказья, сводятся к следующим положениям.

Триасовый комплекс, в целом, характеризуется крайне низкой степенью геолого-геофизической изученности, несмотря на то, что отложения вскрыты значительным числом скважин.

Изученность юрских отложений характеризуется существенной неравномерностью.

ОПТИКО-ВОЛОКОННЫЕ ИНФОРМАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ ПРИ ПОИСКАХ, РАЗВЕДКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

(FIBER-OPTIC INFORMATION SYSTEMS OF FINDING, EXPLORING, DEVELOPING AND PRODUCING OIL AND GAS)

Кирпикова И.Д., Малышева Е.О., Канафиева Э.Ф., Горелкина Е.И.

(научный руководитель - д.т.н., профессор Стрельченко В. В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В России первые геофизические исследования скважин были проведены в 1906г. путем измерений температуры. Российский геолог-нефтяник Д.В.Голубятников провел температурные измерения более чем в 300 нефтяных скважинах Азербайджана и Дагестана. На данный момент, на базе оптоволоконных технологий появилась возможность реализации непрерывного внутрискважинного мониторинга и принятия на его основе управленческих решений в течение всего срока эксплуатации скважины.

В настоящее время для интеллектуальных скважин выполняются измерения на одножильном кабеле, в котором форма сигнала практически не искажается. Прогрессивной технологией является применение трёхжильного кабеля, который позволяет одновременно передавать на поверхность в режиме онлайн изменения температуры, давления и расходомерии. Оптиково-волоконные кабели могут размещаться в скважине внутри обсадной колонны. Важным практическим применением оптиковолоконных кабелей является проведение термических исследований на подземных хранилищах газа с целью выявления перетоков газа через негерметичные участки эксплуатационной колонны и локализации техногенных скоплений газа.

При распределенной термометрии скважины датчик температуры используется для непрерывного термометрического каротажа и построения периодического профиля колебаний температуры. При многозондовой термометрии скважины используют группу дискретных оптических датчиков температуры для регистрации данных с высокой степенью разрешения. Еще одно преимущество - отсутствие явления барботажа при стандартной термометрии.

Другим методом является барометрия, необходимая для определения забойного и пластового давлений, оценки депрессии (репрессии) на пласты. Применение волоконно-оптических систем термометрии и барометрии позволяет достоверно выполнять текущую коррекцию гидродинамической модели залежи.

Еще одним объектом применения ОВК является расходомерия скважин. В многозабойных и многопластовых скважинах данные волоконно-оптических расходомеров помогут решить задачи разделения добычи и установить коэффициент продуктивности индивидуальных зон.

ОБЪЕКТИВНОСТЬ РЕЙТИНГА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ РОССИИ (AN OBJECTIVE RATING OF ENVIRONMENTAL RESPONSIBILITY RUSSIAN OIL AND GAS COMPANIES)

Коваленко А.П.

(научный руководитель - – к.г.-м.н., доцент Субботина Е.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Нефтегазовая отрасль России – одна из наиболее экологически неблагоприятных отраслей экономики, но при этом и сегодня, и в среднесрочной перспективе этот бизнес является основой российской экономики, а значит, нужны усилия всего общества по его экологизации.

В настоящее время в России особо остро встал вопрос о создании независимого аналитического рейтинга экологической ответственности нефтегазовых компаний, работающих на территории нашей страны. Ведь актуального объективного экологического рейтинга нефтегазовых компаний по-прежнему нет. Конечному потребителю, кредитным организациям, общественности необходимо иметь объективную информацию о степени экологической ответственности компаний. Подобный рейтинг будет способствовать повышению качества управления экологическими рисками при добыче, транспортировке и переработке углеводородного сырья.

Лишь в середине 2014 года была попытка создания пилотного проекта экологического рейтинга нефтегазовых компаний России, который был представлен на XXI Мировом нефтяном конгрессе в Москве. В основе рейтинга – результат анализа открытой и сопоставимой информации об уровне экологической ответственности 19 компаний российского нефтегазового сектора и масштабов воздействия их деятельности на окружающую среду. Но возникает вопрос, является ли данный рейтинг объективным в связи с использованием только публичной информации с сайтов компаний? Почему расчет рейтинга производился без учётов объёма добычи нефти компаниями, позволяя выбиваться на первые позиции рейтинга малоресурсным региональным компаниям, оставляя позади себя нефтегазовых гигантов? Узкий объём использованных данных, отсутствие анализа отчётности компаний (№2-ТП (отходы), №2-ТП (рекультивация)), слабое взаимодействие со всеми государственными органами экологической направленности (Ростехнадзор, Росприроднадзор и Минприроды РФ) ставит под сомнение объективность создания данного рейтинга. Безусловно, это большой положительный шаг экологической направленности в нефтегазовом секторе нашей страны, однако, как и любое начинание, требует увеличение объективности, точности оценок и дальнейшее совершенствование методологии составления рейтинга экологической ответственности нефтегазовых компаний России.

ОСОБЕННОСТИ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК И ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ СТРОЕНИЯ ПОЗДНЕДОКЕМБРИЙСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ЕНИСЕЙСКОГО КРЯЖА И ИРКИНЕЕВО-ЧАДОБЕЦКОГО ПАЛЕОРИФТА

Козионов А.Е.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Работа посвящена изучению терригенных отложений позднего рифея Енисейского кряжа и Иркинеево-Чадобецкого палеорифта. В пределах Иркинеево-Чадобецкого палеорифта открыта серия крупных газовых месторождений, на которых залежи приурочены к позднерифейским терригенным отложениям (Абаканское месторождение, Берямбинское, Ильбокичское). В связи с этим изучение их литологических характеристик и реконструкция условий осадконакопления является крайне актуальной задачей. Изучение позднерифейских терригенных отложений проводилось по материалам скважин глубокого бурения и обнажений в Северо-Енисейском районе Красноярского края на обнажениях рек Тея и Чапа.

Отложения характеризуются высокой степенью изменчивости литологического состава, стратиграфического объема и мощности. В литологическом отношении исследуемые отложения представлены комплексом гравийных, гравийно-песчаных, алевро-глинистых, глинистых литотипов. Красноцветные отложения имеют косослоистые текстуры, оползания, рябь течений и др., характерные для континентальных отложений аллювиальной равнины. В минеральном составе обломочной части преобладают обломки кварца, глинистых сланцев, калиевых полевых шпатов, что свидетельствует о нескольких источниках сноса, представленных кислыми магматическими и метаморфическими породами. В процессе изучения позднерифейских отложений в пределах Енисейского кряжа были выявлены мощные толщи тиллитов, представленные крупногалечными конгломератами, обломочная часть которых сложена кварцитами, глинистыми сланцами, гальками кварца. Пестроцветные окраски, характерные текстурные признаки, невыдержанность гранулометрического состава отложений, наличие в их составе тиллитовых толщ свидетельствует о формировании позднерифейских терригенных отложений в условиях континентальных постгляциальных обстановок. Накопление песчаных и песчано-гравийных отложений осуществлялось в пределах обширных аллювиальных равнин, где шло накопление относительно более грубозернистых временных потоков и более тонкозернистых, часто пеллитовых отложений лимнических зон.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГЛИНИСТОСТИ В СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ (ESTIMATION OF CLAYINESS IN COMPLEX RESERVOIRS)

Коломыцев А.В.

(научный руководитель - доцент Городнов А.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

При изучении горных пород и разделении их на коллектор и неколлектор, большую роль играет содержание в них глинистых минералов. Определение коэффициента глинистости является важной задачей, позволяющей оценить коллекторские свойства пород, поскольку наличие глинистых частиц приводит к ухудшению фильтрационно-ёмкостных свойств. Выделение в разрезе скважин пластов глин позволяет проводить корреляцию для построения геологических моделей природных резервуаров.

Существуют различные методы определения коэффициента глинистости, например, по методу самопроизвольной поляризации или естественной гамма активности. Но эта задача существенно усложняется в условиях сочетания следующих факторов: сопротивление бурового раствора равно сопротивлению пластовой воды и аномальной радиоактивности пород, не связанной с глинистостью. Это приводит к тому, что стандартные методы определения коэффициента глинистости не будут работать.

Подобные условия встречаются во многих месторождениях Восточной Сибири в терригенных отложениях, возраст которых датируется нижним кембрием – вендом. Породы представлены переслаиванием аргиллитов или алевролитов с песчаниками глинистыми и гравелитами (или песчаниками гравелитистыми). В таких случаях для определения коэффициента глинистости нами предлагается использовать совместную обработку гамма-гамма плотностного и нейтронных методов. Методика совместной обработки основана на различии физических свойств глинистых и основных породообразующих минералов. Определение коэффициента глинистости реализуется путем решения системы уравнений водородосодержания и плотности пород для различных свойств пластовых флюидов и состава глин.

Методика опробована на двух месторождениях Восточной Сибири и подтверждается анализами кернового материала.

Таким образом, совместная обработка гамма-гамма плотностного и нейтронного каротажа позволяет дать количественную оценку глинистости в сложных разрезах, где стандартные методы не работают. Учитывая параметры бурового раствора и состав глин, можно с высокой точностью рассчитать коэффициент глинистости пород.

**ИЗУЧЕНИЕ ПРОЦЕССА ДЕФОРМАЦИИ КЕРНА
ПРИ ОДНООСНОМ СЖАТИИ
(ROCK SAMPLES DEFORMATION STUDY FOR AXIAL
COMPRESSION)**

Коробов И.Ю., Сукманов А.С.
(научный руководитель - Абросимов А.А.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Вопросу деформационно-прочностных свойств материалов и, в частности, горных пород к настоящему времени посвящено значительное количество теоретических и экспериментальных работ. Более того, как у нас в стране, так и зарубежом в горном деле, геологии нефти и газа этому вопросу отводится, как правило, отдельный раздел – механика горных пород. Целью предложенной к рассмотрению работы являлось изучение процессов, протекающих в горных породах (в частности, в граните) под воздействием сжимающей нагрузки, но величиной соответствующей переходу от упругой к пластической деформации.

В докладе приведены результаты исследования деформации образца гранита (Карелия), с несвязанной пористостью и минеральным составом в виде включений: полевого шпата, плагиоклаза и кварца, слюды-биотита и аксессуарных минералов.

Образец подвергался воздействию осевой нагрузки на ручном гидравлическом прессе (ПРГ) до значения, составлявшего 90% предела прочности при сжатии. При этом разрушения образца не произошло.

По данным томографического исследования проанализировано изменение структуры порового пространства образца до и после воздействия сжимающей нагрузки, изменение коэффициента пористости и связанности пустотного пространства. Проведено изучение внутреннего строения образовавшейся техногенной трещины в породе и приведена ее качественная и количественная характеристика.

Результаты исследования имеют принципиальное значение для характеристики процессов, происходящих в горных породах при их деформации. В том числе полученные данные позволяют обосновать методику экспериментальных исследований на керне для изучения деформационных свойств пород, необходимых для применения в технологии гидроразрыва пласта.

**ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ ФАКЕЛЬНЫХ УСТАНОВОК И УЧЁТ
ВЫБРОСОВ МЕТОДАМИ ДИСТАНЦИОННОГО ЗОНДИРОВАНИЯ
ЗЕМЛИ
(INVENTORY OF THE FLARES AND RECORDING OF EMISSIONS
BY EARTH REMOTE SENSING METHODS)**

Кочетков Д.С.

(научный руководитель - д.т.н, профессор Аковецкий В.Г.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Общеизвестно, что достаточно большие объёмы углеводородов теряются на факелах нефтепромыслов, установок комплексной подготовки газа, на факельных установках газо- и нефтеперерабатывающих заводов. Потери газа на факелах газоперерабатывающих заводов могут составлять 0,5–1 % и более от исходного перерабатываемого газа. Помимо прямых потерь товарной продукции при сжигании газов на факелах происходит загрязнение атмосферы продуктами неполного сгорания и парниковыми газами. В связи с тем, что полный отказ от эксплуатации факельных установок не целесообразен как с экономической точки зрения, так и с позиции безопасности, сохраняется необходимость контроля в области утилизации попутного газа.

В настоящее время учет выбросов осуществляется наземными системами экологического мониторинга непосредственно на объектах нефтегазового комплекса. Целью данной работы является определение типа и характеристик факельных установок на объектах нефтегазового комплекса по материалам аэрокосмических съёмки. Предлагаемый подход позволяет выполнять контроль альтернативным независимым способом.

На данный момент учёт возможно вести в визуальном режиме, но в дальнейшем предполагается автоматизировать выполнение данных вычислений, что позволит в автоматическом режиме контролировать состояние атмосферного воздуха, а также планировать размещение промышленных объектов нефтегазового комплекса.

Поставленная цель достигается в два этапа:

На первом этапе выделяются факельные установки;

На втором этапе выполняются необходимые вычисления.

В работе предлагается повысить эффективность первого этапа. В ходе её выполнения выделяются индикаторы установок различных типов, создаётся их классификатор. Определяются требования к разрешению и масштабу используемых изображений, спектральному диапазону. Иными словами, объект исследования проходит через следующие уровни анализа:

выделение объекта на уровне фона;

определение типа по классификатору;

определение характеристик объекта.

**МЕТОД РЕНТГЕНОВСКОЙ ТОМОГРАФИИ ПРИ ОЦЕНКЕ
ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД
(X-RAY TOMOGRAPHY IN THE STUDY OF RESERVOIR
PROPERTIES OF ROCKS)**

Кочнев А.А.

(научный руководитель - доцент Кривошеков С.Н.)

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

В современном мире прогресс не стоит на месте, наука постепенно развивается, технические инновации приходят на помощь исследователям и всячески стараются упростить работу. Метод рентгеновской томографии при изучении горных пород - один из новых и достаточно перспективных, активно используется в нашем университете. В последнее десятилетие рентгеновская томография стала широко использоваться в различных областях геологии – от изучения коллекторских свойств породы до исследования палеонтологических объектов. Цель работы описать метод рентгеновской томографии и изложить результаты работы.

С помощью метода возможно изучать свойства как полноразмерных образцов керна, так и стандартных образцов. Метод рентгеновской томографии позволяет решать огромное количество геологических задач. Таких как моделирование пустотного пространства (трещины, каверны, поры), подсчёт пористости, исследование неоднородности породы, выделение различных включений в породе, подсчёт объёмов как образца керна, так и всех его пустот и включений, определение структуры и текстуры породы.

Были проведены исследования образцов горных пород Пермского края, Восточной Сибири, Узбекистана и Ирака.

Все исследования проводились на базе системы рентгеновского контроля с функцией компьютерной томографии NikonMetrology XT H 225. Обработка реконструированных образцов проводилась в программном комплексе VSG Avizo Fire.

Быстрое сканирование может обеспечить воссоздание изображений в очень короткий временной интервал, наблюдение динамики течения флюида через породу. Именно эта визуализация характеристик керна в динамических условиях и делает компьютерную томографию незаменимой в науке. Метод широко используется в различных странах и позволяет нам оставаться конкурентно способными в мире геологических исследований.

К ВОПРОСУ О ГИС-ФАЦИЯХ (TO THE ISSUE ABOUT WELL LOGGING FACIES)

Кузнецов С.Н.

(научный руководитель - профессор Лобусев А.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Под ГИС-фациями следует понимать отложения, сформировавшиеся в определённой физико-географической обстановке, выраженной в признаках этих отложений, а также идентифицированные с помощью методов каротажного зондирования.

Суть исследования ГИС-фаций заключается в изучении характера кривых ПС или КС, а также в последующей интерпретации этой аномалии. Первоначально интерпретация фаций означает необходимость идентификации принадлежности участка к обстановке осадконакопления с помощью исследований керна. Данный анализ позволит детально охарактеризовать структурные, текстурные и вещественно-породные параметры. Как правило, недостаточное количество керна описано в разрезе, поэтому идентификация фаций на основе данных электрометрии скважин является на сегодняшний день наиболее оптимальным решением для решения геологических задач.

Автор показывает необходимость использования ГИС-фаций не только при локальном прогнозировании ловушек углеводородов, но и в анализе показателей добычи нефти и газа. Использование интерпретаций электрометрических кривых вкуче с литологическими и петрофизическими исследованиями позволит более подробно изучить необходимый объект.

В своей диссертационной работе, посвящённой роли фациальной анизотропии верхнеюрских отложений при освоении месторождений нефти северного склона Нижневартовского свода, автором был выполнен анализ ГИС-фаций, в результате которого были выделены фации относительно глубоководной обстановки, зоны развития песчаных тел, переходной обстановки от менее глубоководной к более глубоководной, зоны действия разрывных течений. С помощью этого анализа, а также изучения взаимосвязей коэффициента открытой пористости и коэффициента проницаемости была выявлено влияние фациальных зон замещения глубоководной обстановки, представленных уплотнёнными глинами, из которых под воздействием давления, действовавшего не равномерно на всей площади, произошло выжимание связанной воды, вызвавшей процесс микроразрыва. В связи с описанным явлением необходимо обратить внимание на, так называемые, «пограничные зоны», которые представляют смену фаций «море-переходная обстановка», чтобы оптимизировать освоение изучаемых объектов.

**АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СОСТАВА ДОЛОСТОУНА НА ЕГО
ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА.
(THE INFLUENCE ANALYSIS COMPOSITION OF DOLOSTONE FOR
ITS RESERVOIR PROPERTIES)**

Кузьмичева А.Н.

(научный руководитель - доцент Беляков М.А.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Доля традиционных терригенных отложений сокращается, так как в последние годы значительно возросла роль карбонатных отложений.

Одним из самых распространенных представителей карбонатов как класса, так и вида отложений, является порода долостоун, также подвергающаяся или подвергающая другие породы доломитизации. Полезные для разработки и интерпретации последствия – это изменение коллекторских свойств породы и, иногда, ее структуры. Таким образом, актуальность моей работы заключается в том, чтобы оценить коллекторские свойства долостоуна на примере пород Венда и Рифея Восточной Сибири, а также влияние вторичной доломитизации на фильтрационно-емкостные свойства различных видов пород.

Для решения данной задачи были построены основные петрофизические зависимости, такие как $K_{пр} = f(K_{п})$, $K_{п} = f(\sigma_{min})$, $K_{пр} = f(\sigma_{min})$, $K_{во} = f(K_{п})$, $P_{п} = f(K_{п..})$.

Также необходимо отметить, что были построены специальные петрофизические зависимости $K_{п} = f(MgCO_3/CaCO_3)$, $K_{пр} = f(MgCO_3/CaCO_3)$, $\sigma_{min} = f(MgCO_3/CaCO_3)$ для каждого литотипа долостоунов, выделенных в разрезе. Они дают возможность более точного определения условий осадконакопления, а также дополнительную информацию для последующей интерпретации данных. Все полученные сведения могут быть использованы для уточнения режима разработки.

В результате построения и анализа зависимостей типа «кern-кern» были выявлены граничные значения пористости трещинного типа каждого литотипа коллектора, которые указывают на возможное передвижение флюидов в породе, а также получены уверенные зависимости петрофизических величин для разных типов коллекторов, что выявляет степень проявления фильтрационно-емкостных свойств пород.

В заключение была сделана модель распределения литотипов долостоуна по условиям их осадконакопления, а также вывод о целесообразности и перспективах разработки доломитизированных коллекторов и долостоунов.

**ГЕОЛОГО - ГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЗОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗОНЫ
МАНЫЧСКИХ ПРОГИБОВ И ПРОЕКТ ПОИСКОВ И РАЗВЕДКИ
ТРИАСОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ПЛОЩАДИ НОВАЯ НАДЕЖДА
(GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL CONDITIONS FOR OIL AND
GAS OF THE MESOZOIC SEDIMENTS IN THE ZONE OF THE
MANYCH DEPRESSION AND THE PROJECT OF RESEARCH AND
EXPLORATION OF THE TRIASSIC SEDIMENTS IN THE AREA OF
«NOVAYA NADEZHDA»)**

Курбанисмаилова М. С.

(научный руководитель - профессор Керимов В.Ю.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Мезозойские отложения зоны Маньчских прогибов (ЗМП) привлекают в последние годы все большее внимание с точки зрения их нефтегазоносности. Здесь уже открыты и находятся в разработке несколько нефтяных, нефтегазоконденсатных и газоконденсатных залежей в триасовых, юрских и нижнемеловых отложениях. Однако существует ряд нерешенных проблем, связанных с выяснением особенностей геологического строения и нефтегазоносности отдельных комплексов осадочных пород. В частности, достаточно низкая эффективность проводимых в этом районе геологоразведочных работ (ГРР) требует решения вопросов, связанных с обоснованием условий генерации углеводородов (УВ) разного фазового состояния и формирования их скоплений.

Основные задачи работы:

1. Изучение литолого-фациальных и палеогеографических условий образования мезозойских отложений и накопления в них органического вещества (ОВ).
2. Выявление закономерностей изменения по площади и разрезу свойств и состава ОВ пород мезозойского возраста.
3. Рассмотрение закономерностей изменения состава и свойств УВ
4. Обоснование условий катагенетического преобразования рассеянного органического вещества (РОВ) и генерации УВ.

Для решения поисково-разведочных задач на площади Новая Надежда проектом предполагается бурение в сводовой части органогенной постройки поисково-оценочной скважины № 1, с целью поиска залежи в отложениях нефтекумской свиты нижнего триаса. Кровля продуктивных отложений прогнозируется на глубине 5050 м.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА КАРТ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ СТРУКТУРНОЙ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ (ESTIMATION OF STRUCTURAL UNCERTAINTY LATERAL DISTRIBUTION)

Куркин А.А., Курышкин С.Е., Долгих Ю.Н.

(научный руководитель - д.г.-м.н. Кузнецов В.И.)

ООО «НОВАТЭК НТЦ», Тюменский Государственный Нефтегазовый
Университет

В Западно-Сибирском регионе важную роль при формировании залежей углеводородов имеет структурный фактор. По этой причине качество структурных построений напрямую влияет на достоверность прогноза нефтегазоносности. При этом на севере региона ярко выражены резкие изменения сейсмических скоростей в верхней части разреза за счет изменчивости толщи многолетнемерзлых пород, что наряду с наличием многоуровневых залежей газа существенно влияет на сейсмоструктурные построения. Для повышения точности глубинных моделей и более адекватной оценки их неопределенностей требуется разработка и внедрение новых, адаптированных к поверхностным и глубинным условиям региона подходов.

Оптимизированная методика анализа структурных неопределенностей базируется на оценках величин и расчете пространственных распределений для основных погрешностей сейсмоструктурных построений. Источники ошибок определения глубин отражающих горизонтов подразделяются на две основных группы: связанные с ошибками определения времен, которые в свою очередь складываются из точности корреляции, точности увязки профилей, точности определения статических поправок, и обусловленные ошибками определения сейсмических (эффективных) скоростей и соответствия эффективных скоростей – средним. Подходы к определению этих составляющих подразделяются на стохастические и детерминистические, также привлекается оценка по внутренней сходимости метода и ретроспективная оценка (с использованием данных бурения).

Предлагаемая методика оценки структурных неопределенностей позволяет получить обоснованные карты, характеризующие пространственное распределение погрешностей прогноза глубин. Карты позволяют взвешенно подойти к оценке надежности (достоверности) выделения замкнутых локальных поднятий, объективно оценить качество структурной ловушки как элемента нефтегазоносной системы. Данные карты следует использовать при оценке геологических рисков, вероятностной оценке ресурсов/запасов, а также при стохастическом геологическом и бассейновом моделировании.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ МЕТОДОВ ГИС-КОНТРОЛЬ ПРИ БУРЕНИИ КОНТРОЛЬНО-ПОВЕРОЧНЫХ СКВАЖИН В ТВЕРСКОЙ ОБЛАСТИ (EFFICIENCY OF GIS-CONTROL WHILE DRILLING TESTING WELLS IN THE TVER REGION)

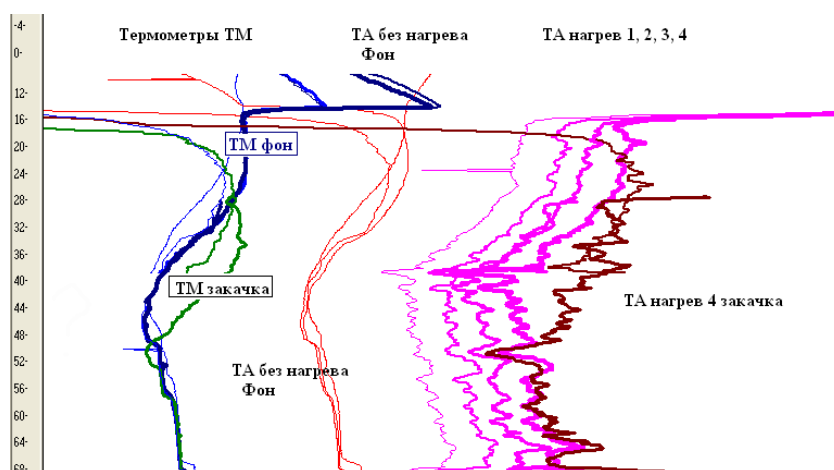
Лазуткин Д.М.

(научный руководитель - старший преподаватель Скопинцев С.П.)

Первые работы по эталонировке промыслово-геофизической аппаратуры в специальных скважинах были проведены в СССР и за рубежом в конце 60-х годов прошлого столетия. К настоящему времени контрольно-поверочными скважинами в РФ обладают ООО «Газпром георесурс» в г.Раменское и г.Кимры, ГУП ЦМИ «Урал-Гео» (г.Уфа), ОАО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегазгеофизика» (г.Ноябрьск).

Особенностью таких скважин являются их большой начальный диаметр и малая глубина. Типичные осложнения при бурении обусловлены слабой консолидированностью осадков на малой глубине и наличием водоносных горизонтов. В Тверской области ближайшими водоносными пластами являются трещиноватые известняки серпуховского яруса. При их вскрытии может происходить поглощение промывочной жидкости вплоть до прекращения циркуляции бурового раствора.

Существенную помощь для предотвращения аварийной ситуации способна оказать промысловая геофизика. Методы ГИС-контроль в совокупности с методами открытого ствола позволяют предположить свойства пород впереди забоя скважины и определить интервалы и интенсивность поглощения для коррекции режима бурения и конструкции скважины.



В докладе приведены результаты промыслово-геофизических исследований при бурении контрольно-поверочной скважины в Тверской области (ГМ, НГМ, АК, профилемер, термометр, термоанемометр, локатор муфт), показана эффективность методов ГИС-контроль. Измерения выполнены геофизической партией ПФ «Мосгазгеофизика» ООО «Газпромгеоресурс» в 2014г. В работе использован оригинальный алгоритм интерпретации данных термоанемометра.

**ПРОБЛЕМА ВЫРУБКИ ЛЕСА В НАЦИОНАЛЬНОМ ПАРКЕ
«ЛОСИНЫЙ ОСТРОВ»
(THE PROBLEM OF DEFORESTATION IN THE NATIONAL PARK
“LOSINIY OSTROV”)**

Леткова П.А.

(научный руководитель - ассистент Сапрыкина К.М.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В данной работе рассматривается проблема вырубки леса на территории первого российского национального парка «Лосиный остров». По данным «Гринпис» и Всемирного фонда дикой природы, лесопарковый защитный пояс столицы из-за вырубок под застройку теряет около одной тыс. га в год.

Огромный урон экосистеме заповедника наносит несанкционированная вырубка леса вдоль реки Пехорки, а также со стороны микрорайона «Новый Свет». Инициативной группой был направлен запрос о законности вырубки в городскую прокуратуру Балашихи, в качестве ответа на который власти постановили, что проведенная проверка не выявила следов несанкционированных мероприятий по уничтожению части лесного массива.

Лично побывав на вырубке и поговорив с рабочими, мне так и не удалось выяснить, по чьему распоряжению и для каких целей она ведется. Возможно, таким образом освобождается территория под выгодную продажу земли для постройки жилых микрорайонов, которые уже подобралась вплотную к границе заповедника.

Такое «соседство» повлечет за собой увеличение и без того высокого уровня загрязнения окружающей среды на данной территории. Твердые земные поверхности нагреваются быстрее, чем лес: поглощают 90% тепла в дневное время, а ночью отдают его обратно в атмосферу. Также в результате такого вмешательства происходит резкое изменение состава биоты.

За последние годы, по данным председателя Московской экологической федерации Галины Морозовой, лесистость столичного региона сократилась до 40%, тогда как необходимый минимум для мегаполиса – 45%. Уничтожение деревьев на данном участке лесного массива создаст угрозу для всей экосистемы г. Москвы, Московской области и жителей данных регионов.

Контролировать, законны ли вырубки, должен Россельхознадзор, однако из-за коррупционных скандалов подразделение по Москве ликвидировано и объединено с Московской и Тульской областями. Для решения данной проблемы следует реструктурировать существующие органы по надзору и управлению в области охраны окружающей среды для осуществления более эффективного контроля состояния природной среды на территории особо охраняемых природных объектов города Москвы, а так же четко определить их функциональные обязанности и полномочия.

ЛИТОЛОГО-ПЕТРОГРАФИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОТЛОЖЕНИЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА З-К ПЛОЩАДИ (ПО СКВАЖИНЕ 3)

(LITHOLOGIC AND PETROGRAPHIC CHARACTERISTICS OF BAZHENOV FORMATION IN THE W-K FIELD BY WELL 3)

Ли Цуньи, Недоливко Н. М.

(научный руководитель - доцент Недоливко Н.М.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

На основе детальных литолого-петрографических исследований и результатов рентгенофазового анализа пород баженовской свиты, вскрытой бурением скважиной 3 на З-К площади (Томская область) получена информация о структурно-текстурных особенностях, минералогическом составе и вторичных изменениях и пустотно-поровом пространстве пород. Установлено, что аргиллиты баженовской свиты сложены преимущественно кремнисто-глинистыми минералами, неравномерно кальцитизированы и пиритизированы.

В разрезе выделено 4 литотипа пород: 1) аргиллиты темно-серые однородные с лепидобластовой структурой, онихитами белемнитов и раковинами радиолярий, кремнисто (36,9–42,9 %) глинистого (42,7–49,5 %) состава, пиритизированные (6,3–10,0 %), карбонатизированные (1,4–10,4 %), трещиноватые; 2) аргиллиты темно-серые с пелитовой структурой, онихитами белемнитов, раковинами радиолярий, ходами донных животных, кремнисто (37,6 %) глинистого (48,9 %) состава, пиритизированные (8,9 %) и карбонатизированные (4,6 %), трещиноватые; 3) аргиллиты темно-серые однородные и с прослойками кальцитизированной макрофауны, с кристаллически-зернистой, пелитовой и лепидобластовой структурой, остатками онихитов белемнитов и раковин радиолярий, кремнисто (26,5–40,1 %) глинистого (48,7–59,8 %) состава, пиритизированные (7,1–10,3 %) и слабокарбонатизированные (2,1–4,6 %), трещиноватые; 4) аргиллиты черные однородные, плитчатые, тонко отмученные, с лепидобластовой структурой, включениями онихитов белемнитов, створок раковин, радиолярий, водорослей, кремнисто (37,1–40,1 %) глинистого (47,9–51,9 %) состава, карбонатизированные (2,8–3,9 %), с рассеянной и послойной пиритизацией (6,3–8,3 %).

В аргиллитах повсеместно присутствует бурое органическое вещество тонко рассеянное и концентрированное в виде сыпи, послойно удлиненных обрывков и стяжений. Наиболее высокое его содержание отмечается в породах, обогащенных кремнистыми минералами.

Пустотное пространство в аргиллитах представлено послойными трещинами, часто субпараллельными наслоению трещинами толщиной 0,01–0,02 мм.

**ОЦЕНКА ПАРАМЕТРА ХРУПКОСТИ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПО
ДАНЫМ ГИС И КЕРНА
(BAZHEN FORMATION BRITTLINESS INDEX ESTIMATION FROM
WELL LOGS AND CORE DATA)**

Лим А.И.

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

В условиях истощения «легко извлекаемых» запасов Западной Сибири, все больший интерес привлекают объекты так называемых «нетрадиционных» коллекторов, и в первую очередь баженовская свита.

На сегодняшний день отсутствуют эффективные практики эксплуатации такого сложного объекта, как баженовская свита. Залежи нефти в ней не контролируются структурным фактором и не содержат подошвенных и законтурных вод, поэтому выделить коллектор, способный в результате стимуляции или без неё отдавать пластовый флюид, и оценить его свойства является первостепенной задачей стоящей перед геологами.

Как показывает практика разработки ближайшего аналога баженовской свиты – формации баккен, основными критериями для успешной разработки является проводка горизонтального ствола в наиболее хрупких интервалах, в зонах естественной напряженности благоприятной для развития искусственной трещиноватости [1].

Хрупкость – одно из основных свойств, определяющих эффективную разработку нетрадиционных коллекторов. Определение параметра хрупкости и дифференциация пород по этому признаку лежат в основе эффективности заложения скважины с целью последующего проведения гидроразрыва пласта.

В данной работе параметр хрупкости был рассчитан несколькими способами: по данным акустического и плотностного каротажа (с использованием значений скоростей распространения продольных, поперечных волн и рассчитанных по ним геомеханическим параметрам – модулю Юнга, коэффициенту Пуассона); на основе литологического состава пород по данным керна и гамма-каротажа. Результаты легли в основу дифференциации пород свиты на 4 типа. Построены зависимости параметра хрупкости, рассчитанного различными способами, со значениями гамма-активности и некоторыми акустическими параметрами. Для скважин, где отсутствуют измерения интервальных времен пробега поперечных волн, для расчета были использованы эмпирические зависимости.

1. Алексеев А.Д. Баженовская свита: в поисках большой сланцевой нефти на Верхнем Салыме, часть 1 //Российские нефтегазовые технологии. – 2013. – №34. – С. 14-27.

ЭВОЛЮЦИЯ, ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ И ОЦЕНКА УГЛЕВОДОРОДНОГО ПОТЕНЦИАЛА МЕЗОЗОЙ-КАЙНОЗОСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Лотфуллина Э.Р., Истратов И.В.

(научный руководитель - профессор Истратов И.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Территория Западного Предкавказья, в пределах которого выделяют Азово-Кубанский и частично Восточно - Черноморский нефтегазоносные бассейны, административно приурочена к Краснодарскому краю. Это один из крупнейших нефтегазоносных регионов России, где поисковые работы на нефть и газ ведутся с конца XIX века и на протяжении всего XX века. На современном этапе большая часть месторождений утратили свою рентабельность. Поэтому поиски новых месторождений в старых нефтедобывающих районах, с хорошо развитой инфраструктурой в настоящее время особенно актуальны. Объектами поиска могут быть залежи в глубоководных, менее изученных мезозойских отложениях, как в пределах континентальной части, так и в Азовском и Черном морях.

В основу тектонического районирования Предкавказья положены структура поверхности фундамента и время его консолидации. Структуре поверхности фундамента не только соответствует структура отложений переходного комплекса и низов платформенного чехла, но и структура мезозойских и палеогеновых отложений в целом. Тектоническое районирование Предкавказья охватывает территорию молодой платформы, юго-восточную часть Украинского щита (Азовский выступ) и некоторые альпийские структуры Кавказа;

Для прогноза нефтегазоносности и оценки углеводородного потенциала рассматривается Западно-Кубанский прогиб. В строении прогиба принимают участие мезозойско-кайнозойские отложения, мощность которых варьирует от 3-4 до 12-15 км в наиболее погруженных частях. В современном структурном плане, по поверхности юрских отложений Западно-Кубанский прогиб представляет собой прогиб с шириной до 70 км. В осадочном чехле выделяются три структурных этажа - нижний, средний и верхний.

**ЭКСПРЕСС ОЦЕНКА РАСПРОСТРАНЕНИЯ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В 3D
ДЛЯ ПРОГНОЗА ФЕС КАРБОНАТНОГО ПЛАСТА Д5 РОСТАШИ-КОННОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(QUICK ASSESSMENT OF 3D DISTRIBUTION OF GEOPHYSICAL PARAMETERS TO
PREDICT POROSITY AND PERMEABILITY PROPERTIES OF CARBONATE D5
RESERVIOR, ROSTASHI-KONNOVSKOE FIELD)**

Лукьянов Е.А..

(научный руководитель - к.г.-м.н., Шакиров В.А.)

В настоящее время, когда на большинстве Оренбургских месторождениях основные объекты находятся на четвертой стадии разработки, все больше внимания уделяется пластам с меньшими запасами, которые, как зачастую бывает, не достаточно изучены. Для успешного планирования разработки и достоверного прогнозирования динамики добычи нужно иметь четкое представление о строении нефтяного резервуара и располагать надежными геологическими и гидродинамическими моделями объектов разработки.

В традиционном понимании моделирование представляет собой довольно длительный процесс, включающий цепочку последовательных процедур, среди которых одной из важнейших и трудозатратных является интерпретация геофизических данных скважинных исследований.

В настоящей работе предлагается экспресс оценка по определению геофизических параметров в процессе моделирования. Суть методики заключается в использовании исходных данных ГИС не по одной скважине, а в объеме геологического моделирования.

Подобные методики уже апробировались на терригенных коллекторах, в нашем же случае в качестве полигона выбран сложно построенный карбонатный разрез афонинских отложений, где пустотное пространство включает в себя поровый и кавернозный тип коллектора, также разрез осложнен наличием трещин тектонического и генетического происхождения.

Основной целью работы является изучения возможностей экспресс моделирования геофизических параметров, их распространение в объеме, выделение коллекторов и нахождение зон с наилучшими ФЕС свойствами с целью разбуривания.

В результате количественной интерпретации ГИС получаем пористость, проницаемость и насыщение в пределах выделенного коллектора по разрезу. По сути, мы обретаем количественные параметры в определенной точке разреза и площади. Впоследствии при геологическом моделировании проводится осреднение полученных параметров и их распространение по объему. Данный подход зарекомендовал себя с хорошей стороны при высокой разбуренности и представительной изученности сейсмическими данными, керном и ГИС. Основным недостатком подобного подхода это значительные затраты времени на интерпретацию ГИС при большом объеме бурения.

Для литологического моделирования на основе скважинных и керновых данных выявлено пять основных литотипов встречающихся в разрезе: доломиты, известняки, известковые доломиты, доломитистые известняки и заглинизированные карбонаты. В качестве исходной информации в модель были загружены непрерывные кривые акустического и $\Delta\rho_{\text{пл}}$ и $\Delta\rho_{\text{д}}$ двойные разностные параметры методов НГК и ГК, которые были получены непосредственно в каждой скважине. Предварительно были отстроены кубы метода АК и двойных разностных параметров, это позволяет в объеме получить акустические характеристики массива, оценить плотностные свойства и изменения радиоактивности по разрезу. Каждому литотипу присвоен определенный индекс и цвет. В результате получен прогнозный цветокодированный куб литологии, который используется в качестве интерполирующей среды, несущей информацию о латеральных изменениях изучаемого интервала разреза. Трехмерное поле литологии строилось детерминистическим способом.

Куб параметров пористости строился с использованием распределения литофаций куба литологии и вероятностного распределения. Разделение на коллектор и не коллектор проводилось по граничному значению $K_p=4,5\%$, определенному по керновым данным. Неколлекторами являются плотные карбонатные породы и глинистые разности. Основным резервуаром для флюидов служат известняки и доломиты. В среднем пористость коллекторов составила 8.0 %.

Как показывает анализ распределения пористости по кубу, порово-кавернозный тип коллектора наибольшее распространение получил в северной части месторождения и по фациальной приуроченности относится к известнякам и известнякам доломитистым. Трещинная пористость наибольшее развитие получила в южной части залежи вблизи регионального тектонического разлома и, вероятнее всего имеет тектонический генезис.

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СЕВЕРО-КАРСКОГО РЕГИОНА (OIL-BEARING PROSPECTS OF THE NORTH KARA REGION)

Луценко Е.В.

(научный руководитель - доцент, к.г.-м.н. Косенкова Н. Н.)

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Арктика является важнейшим регионом для воспроизведения ресурсной базы углеводородного сырья Российской Федерации. В свете этого необходимо планомерное изучение осадочных бассейнов, расположенных на арктической суше и в акватории, разработка современных региональных моделей их геологического строения и анализ истории формирования.

Особенностью Северо-Карского бассейна является то, что его осадочное выполнение доступно для изучения в естественных обнажениях на островах арх. Северная Земля, поэтому все представления о вещественном составе отложений бассейна основываются на изучении пород этого архипелага. В Северо-Карском бассейне предполагается развитие мощного комплекса ордовикско-девонских отложений и маломощных каменноугольно - пермского и мезозойско-кайнозойского комплексов. В целом, датирование осадочного выполнения акватории северной части Карского моря базируется на методах событийной стратиграфии и сравнении выделяемых в разрезе сейсмокомплексов с известными геологическими образованиями на островах арх. Северная Земля.

При моделировании за основу была взята следующая концепция о геологическом развитии изучаемого региона: каких-либо структур растяжения в основании палеозойского чехла по имеющимся региональным сейсмическим данным не выявлено. Основные тектонические события, сформировавшие современный облик Северо-Карского бассейна относятся к позднебайкальской (первая фаза складкообразования), каледонской (молассовые отложения типа «Олд Ред» и герцинской (последняя фаза складкообразования) орогении.

Реконструкции условий формирования Северо-Карского бассейна позволили оценить перспективы нефтегазоносности, генерационные возможности нефтегазоматеринских пород с учетом их катагенетического преобразования, выявить современные очаги нефте- и газогенерации, а также сделать выводы о влиянии мощности эродированных осадков на фазовый состав углеводородов.

ВЛИЯНИЕ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ЗАЛЕГАНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ И ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПОИСКОВО-ОЦЕНОЧНЫЕ РАБОТЫ.

Люкшина Л.В., Шилов Г.Я.

(научный руководитель - профессор Шилов Г.Я.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

На территории нашей страны залежи с нетрадиционными и трудноизвлекаемыми запасами углеводородов (УВ) приурочены к баженовской свите, доманиковому и хадумскому горизонтам. Многие исследователи указывают, например, на то, что наиболее характерным свойством Баженовской свиты (J_3 , волжский горизонт) является ее литологический состав. Открытия промышленных залежей нефти в происходили скорее попутно при поисках залежей нефти в других нефтегазоносных комплексах.

На наш взгляд, важное значение при поисках залежей УВ в рассматриваемых нетрадиционных коллекторах имеет также изучение термобарических условий их залегания. Для картирования площади нефтеносности нетрадиционных коллекторов необходимо знать, что содержимое резервуара существует, сгенерированные и накопленные УВ сохранены. Аномалии с контурами кислых экстрезивных куполов в породах фундамента, а также отсутствие нижней покрышки для среднеюрских отложений (радомская свита) являются наиболее прогретыми участками в баженовской свите (БС). Только после возникновения в них вторичной пористости при гидротермально-метасоматических преобразованиях породы могут приобретать высокие фильтрационно-емкостные характеристики.

Нашими исследованиями по оценке градиентов поровых давлений в БС было установлено, что в тех интервалах где в БС градиенты поровых давлений оказывались нормальными, то там образовывались залежи нефти (например, на Вынгаяхинском месторождении). То есть здесь глинистые породы баженовской свиты уплотнены, так как не содержат аномально высоких поровых давлений. Вследствие этого в интервале залегания этих глин породы могли растрескиваться, что привело к образованию в бажениках трещинных коллекторов и в последующем к образованию залежи.

Исследования поровых давлений в БС на Харасавэйском и Новопортовском месторождениях на Ямалском полуострове, показали, что здесь развились аномально-высокие поровые давления с градиентами до 1,6 -1.8 МПа/м. Однако, никаких залежей углеводородов здесь не было обнаружено.

**ЛИТОЛОГО-ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
ФОРМИРОВАНИЯ ДОМАНИКИТОВ ЮГО-ВОСТОКА РУССКОЙ
ПЛАТФОРМЫ
(LITHOLOGIC-PALEO GEOGRAPHICAL CONDITIONS OF
DOMANIK FORMATION IN THE SOUTHEASTERN RUSSIAN
PLATFORM)**

Лян Синьпин

(научные руководители – проф. Филиппов В.П., проф. Барков С.Л.)
Институт геологии и разработки горючих ископаемых, РГУ нефти и газа
имени И.М. Губкина

К нетрадиционным источникам нефти для Волго-Урала относятся отложения доманикового комплекса, которые формировались в условиях некомпенсированных впадин и прогибов от начала семилукского и до конца турнейского времени. Изучение строения этой толщи, её генезиса, типизации имеют не только теоретический, но и практический интерес, так как они являются нефтегазоносными не только в Волго-Уральском бассейне осадконакопления, но и в других нефтегазоносных провинциях мира.

В работе анализируются геологические условия образования доманикитов, предлагается методология изучения литолого-палеогеографической обстановки их формирования в пределах юго-востока Русской платформы. На основании комплекса геолого-геофизических исследований сделаны следующие выводы:

1. В семилукской иловой впадине преобладают карбонатные отложения доманиковой фации: темные кремнисто-глинисто-битуминозные известняки с типичным комплексом фауны.

Выше по разрезу, ареал доманиковых фаций сокращается по мере сужения осевых частей Камско-Кинельской системы прогибов и ближе к внутренним бортам получили развитие карбонатные породы слабо битуминозные и небитуминозные.

2. По мере общего погружения слоев в южном, юго-восточном направлении увеличивалась степень глубоководности осадков в депрессионных зонах и соответственно породы уплотнялись с ухудшением их коллекторских свойств. Наиболее важным фактором формирования коллекторов в подобных условиях становится тектоническая трещиноватость.

3. Существовавшие дифференцированные палеогеологические условия в некомпенсированных впадинах и прогибах вызывало гетерогенность фациальных обстановок на отдельных участках (атоллы, биогермы, отмели и т.д.).

4. В целом особенности геологического строения и геологической истории доманикитовой формации исследованных территорий неблагоприятны для формирования крупных резервуаров нефти и газа. Их продуктивность определяется местными литолого-тектоническими условиями.

Ключевые слова: литолого-палеогеографические условия, формирование доманикитов, некомпенсированная впадина, юго-восток Русской платформы.

ТИПЫ РАЗРЕЗОВ НЕФТЕНОСНОЙ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ НА СЕВЕРО-ВОСТОКЕ СУРГУТСКОГО СВОДА (TYPES OF SECTIONS OF OIL-BEARING BAZHENOV FORMATION IN NORTH-EAST SURGUT ARCH)

Макарова О.М.

(научный руководитель - профессор Карнюшина Е.Е.)

МГУ имени М.В. Ломоносова

Данная работа проведена на основании детального изучения керна отложений баженовской свиты ряда скважин северо-восточной части Сургутского свода и центральной части Северо-Вартовской мегатеррасы, где выделяется три типа разрезов.

Первый тип разреза представлен в присводовой части Сургутского свода и состоит из 5 пачек. I пачка (3,6м) - глинисто-кремнистая. II пачка (5м) - известняково-глинисто-кремнистая. III пачка (4м) - известняково-глинисто-кремнистая с ракушняковыми прослоями двустворок. IV пачка (5,97м) состоит из чередования карбонатно-кремнистых, кремнисто-карбонатных, карбонатно-ракушняковых и кремнисто-глинистых пород. V пачка (2,8м) – глинисто-кремнистая. Второй тип разреза распространен на восточном склоне Сургутского свода, где отложения баженовской свиты сложены 7 пачками. I пачка (0,53-1,85м) - глинисто-кремнистая. II пачка (1,93-2,23 м) представлена кремнистыми породами, в том числе радиоляритами. III пачка (10,59м-11,96м) – глинисто-кремнистая. IV пачка (1,51м) представлена чередованием кремнистых пород (радиоляритов) и глинисто-кремнистых пород. Данная пачка отсутствует в наиболее удаленных от свода частях. V пачка (3,75-4,97 м) сложена чередованием глинисто-кремнистых и карбонатно-ракушняковых отложений. VI пачка (1,12-2,73 м) представлена кремнисто-карбонатными и карбонатно-ракушняковыми отложениями. VII пачка (1,51м) - известняково-глинисто-кремнистая. Третий тип разреза приурочен к юго-восточному своду и состоит из 7 пачек. I пачка (0,6м) – глинисто-кремнистая. II пачка (7,15м) представлена чередованием кремнистых и глинисто-кремнистых пород. III пачка (8,19м) кремнистая с прослоями кремнистых радиоляритов. IV пачка (3,26м) представляет собой чередование глинисто-кремнистых и кремнисто-карбонатных пород с ракушняковыми прослоями двустворок. V пачка (3,25м) представлена кремнисто-карбонатными, карбонатно-кремнистыми, карбонатно-ракушняковыми отложениями. VI пачка (0,53м) терригенно-карбонатная. VII пачка (1,74м) - кремнисто-глинистая.

Таким образом, на территории исследования можно выделить 3 типа разрезов, приуроченных к Сургутскому своду: его присводовой части, восточного и юго-восточного склонов, что связано с различными палеотектоническими и палеоморфологическими условиями в позднеюрско-раннемеловое время.

**ГЕОХИМИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ОРГАНИЧЕСКОГО
ВЕЩЕСТВА ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНОЙ ЧАСТИ
ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА
(GEOCHEMICAL CHARACTERISTICS OF ORGANIC MATTER OF
PALEOZOIC DEPOSITS OF THE SOUTHERN PART OF PRE-URAL
FOREDEEP)**

Малкаров К.Х., Расулов И.И.
(научный руководитель - доцент Осипов А.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Оренбургская область, где к настоящему времени открыто более 250 месторождений углеводородов, является одним из ведущих нефтегазодобывающих регионов России. Однако в пределах области остаются и слабоизученные территории с невыясненными перспективами. В качестве такого перспективного объекта рассматривается южная часть Предуральского прогиба.

К настоящему моменту в пределах прогиба бурением опосковано более 30 локальных структур, на которых пробурено более 110 скважин. Открыто же лишь 8 месторождений нефти и газа. Такая низкая эффективность геологоразведочных работ связана, в том числе, и с недоучетом геохимических критериев. Для достоверной же оценки перспектив нефтегазоносности и снижения рисков поисково-разведочных работ необходим геохимический прогноз, заключающийся в идентификации в разрезе нефтегазоматеринских отложений и в корректной оценке их количественных и качественных характеристик.

Целью настоящей работы являлось изучение нефтегазоматеринских свойств палеозойских отложений южной части Предуральского прогиба и обоснование вероятных нефтегазоматеринских толщ на основании результатов геохимических исследований органического вещества пород.

В работе представлены результаты интерпретации геохимических параметров, полученных по итогам исследований органического вещества палеозойских горных пород методом Rock-Eval в учебно-исследовательской геолого-геохимической лаборатории кафедры теоретических основ поисков и разведки нефти и газа РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Всего было изучено 214 образцов пород из 12 скважин.

По результатам работы было установлено, что материнскими в пределах южной части Предуральского прогиба (Оренбургская область) являются пачки пород в отложениях раннепермского и средне-позднекаменноугольного возрастов, которые обладают очень хорошим и отличным нефтегазоматеринским потенциалом.

**ОРДОВИКСКО-СИЛУРИЙСКИХ КАРБОНАТНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ В ПЛАНЕ
ФОРМИРОВАНИЯ В НИХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА
(ORDOVICIAN-SILURIAN CARBONATE SEDIMENTS OF THE WEST
SIBERIAN GEOSYNCLICE IN TERMS OF FORMATION OF
RESERVOIR ROCKS AND OIL AND GAS)**

Мамедов О.Н., Нестерова А.С., Ковешников А.Е.

(научный руководитель - доцент Ковешников А.Е.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

В ближайшие годы возможный прирост запасов в Западно-Сибирской геосинеклизе (ЗСГ) можно ожидать только при изучении новых объектов, например, таких слабо изученных как доюрские отложения. При изучении особенностей формирования пород-коллекторов в доюрских отложениях ЗСГ нами [1] установлено наличие гигантских синклиновых и антиклинорных структур. Выделен новый поисковый объект - образования карбонатных платформ, в которых, в результате преобразования гидротермально-метасоматическими процессами формируются породы-коллекторы, и месторождения нефти и газа [2]. Для силурийско-ордовикских отложений ЗСГ нами по подразделениям из [3] построены палеокарты, и на их основе сделаны следующие выводы:

1. В раннем силуре на территории ЗСГ карбонатонакопление было сосредоточено на части территории Вездеходного, Копашевского и Ермаковского СФР. В среднем и позднем ордовике происходит увеличение зоны карбонатонакопления в сторону Новопортовского СФР.
2. В раннем силуре зона карбонатонакопления сосредотачивается в пределах Новопортовского СФР и отдельных участков к юго-востоку от нее, а в позднем силуре эта площадь несколько увеличилась, приближаясь к площади карбонатонакопления, существовавшей в раннем ордовике.

Литература

1. Ковешников А. Е. Влияние герцинского складкообразования на сохранность палеозойских образований Западно-Сибирской геосинеклизы // Изв. Том. политехн. ун-та. – 2013. – Т. 323, № 1. – С. 148–151.
2. Ковешников А.Е. // Месторождения нефти и газа трещинно-метасоматического генезиса в до-юрских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы// Известия Томского политехнического университета. - 2013. - Т. 322. - № 1. - С. 105-110.
3. Решения межведомственного совещания по рассмотрению и принятию региональной стратиграфической схемы палеозойских образований Западно-Сибирской равнины / под ред. В.И. Краснова. – Новосибирск: СНИИГГИМС, 1999. – 80 с.

КОСМИЧЕСКИЙ ПОРТРЕТ ВОЛОЧАЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (COSMIC PORTRAIT VOLOCHAYEVKA FIELD)

Манкиева П.Ф..

(научный руководитель - доцент Милосердова Л.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Работа посвящена описанию того, как Величаевское нефтяное месторождение отражается на космических снимках.

Величаевское месторождение приурочено к антиклинальной складке. Залежи месторождения сводовые, или сводовые осложненные выклиниванием и фациальным замещением. Залежи находятся на глубине около 3 км, и приурочены к юрским отложениям. Выше по разрезу залегают породы меловой, палеогеновой и неогеновой систем. Так как над нефтяными залежами породы залегают согласно, можно ожидать, что нефтеносная структура будет выражена на космических снимках.

Вместе с тем эта территория принадлежит к полностью антропогенно измененным площадям, расположенным на территории новейшего погружения – то есть к областям, где структурные признаки тектонических дислокаций выявляются с наибольшим трудом. Действительно, например на изображении Google Earth. Месторождение можно опознать только по скважинам, инфраструктуре, сооружениям сбора продукта, загрязнения почвы и др.

Тем не менее при соответствующем варианте синтеза изображений тех же снимков Landsat структура, контролирующая месторождение выделяется фототонном. Через структуру в направлении северо-восток-юго-запад проходит линеамент, возможно маркирующий малоамплитудный, или безамплитудный дизъюнктив.

На более обзорных изображениях видно, что территория Величаевского месторождения располагается рядом с узлом пересечения нескольких дизъюнктивов, различающихся не только характером эрозионной сети, структурой изображения, но и типом хозяйственной деятельности. На Востоке располагаются полностью распазанные земли, тогда как на востоке – степные ландшафты, используемые для выпаса скота.

Еще интереснее выглядит эта территория при рассмотрении ее на континентальном уровне генерализации, так как она располагается непосредственно к югу от восточной части Манычской зоны глубинных разломов, которая протягивается прямой линией от Таганрогского залива до Каспийского моря. Однако, в районе Волочаевского месторождения эта прямая линия оказывается нарушенной. Величаевское месторождение оказывается в треугольнике, заключенном фрагментами рек и озер.

**ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ И УСЛОВИЯ
ФОРМИРОВАНИЯ ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ЛОВУШЕК В
ТРИАСОВЫХ ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ СЕВЕРО-
ВОСТОКА ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ
(THE GEOLOGICAL STRUCTURE AND FORMATION CONDITIONS
OF LITHOLOGIC TRAPS IN THE TRIASSIC TERRIGENOUS
DEPOSITS IN THE NORTHEAST OF THE TIMAN-PECHORA
PROVINCE)**

Маракова И. А.

(научный руководитель - к.г.-м.н. Ростовщиков В. Б.)
Ухтинский государственный технический университет

До последнего времени основными объектами поисков залежей и месторождений нефти и газа в континентальной части Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции были нижнепермско-каменноугольные, верхнедевонские карбонатные и среднедевонско-нижнефранские терригенные и силурийско-нижнедевонские карбонатные отложения.

Терригенный надкарбонатный пермско-триасово-юрский комплекс составляет не менее трети всего осадочного заполнения Тимано-Печорской провинции и представляет несомненный интерес по наращиванию ресурсной базы углеводородов.

Несмотря на огромное количество скважин, которые вскрывали эти отложения, характеризуется очень низкой изученностью, хотя по объемам он составляет не менее трети всего осадочного заполнения Тимано-Печорской провинции.

В статье рассматриваются:

1) Строение триасового терригенного комплекса в пределах вала Сорокина (Варандей-Адзъвинская структурная зона) и Кортаихинской впадины.

2) Условия формирования литологических ловушек в пределах Варандейской и Торавейской площадей, прогнозируется наличие ловушек такого типа в Кортаихинской впадине.

БАШКИРСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ ЮМЫШСКОЙ ПЛОЩАДИ (BASHKIR DEPOSITS OF YUMYSHSKAYA SQUARE)

Мастин А.В.

(научный руководитель - доцент Дурникин В.И.)

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

В работе предлагается фаціальное расчленение башкирских отложений Юмышской площади. Башкирские отложения Юмышской площади вскрыты 12 скважинами, часть из которых фрагментарно охарактеризована керновым материалом. Карбонатный разрез представлен различными по происхождению известняками с редкими прослоями доломитов. Фаціальная интерпретация отложений построена на литологическом анализе ископаемых осадков, исследовании шлифов и данных ГИС. В отложениях мы выделяем фации мелководного шельфа(РМДП); Среднеглубоководного шельфа(РМДС); биогермов и возможно отмелей морского мелководья(ОТ). Имеются построенные нами вспомогательные карты, дающие представление о фаціальном распределении по всей площади. Каждая фация литологически и палеонтологически описана.

**ВЛИЯНИЕ ПАЛЕОГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ НА
ФОРМИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
СОЛИКАМСКОЙ ДЕПРЕССИИ
(INFLUENCE ON THE FORMATION OF
PALEOGIDROGEOLOGICHESKIH PETROLIFEROUS OIL FIELD
SOLIKAMSK DEPRESSION)**

Мельник Е.В.

(научный руководитель - к.г. - м.н., профессор А. И. Савич)
Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

Березниковское девонско-турнейское палеоплато приурочено к Центральной части Соликамской впадины (СВ), которая содержит залежи нефти в нижнепермском и верейском терригенно-карбонатных, визейско-башкирском и верхнедевонско-турнейском карбонатных, а также визейском терригенном комплексах (открыто более 20 месторождений нефти).

Многие авторы при выборе классификационных признаков зон нефтегазонакопления обычно ограничиваются двумя основными критериями – тектоническим и литолого-фациальным, при этом не учитываются геохимические условия территорий, в том числе фазовое состояние и физико-химические свойства УВ, а также гидрогеохимическую зональность.

Анализ физико-химических свойств пластовых вод свидетельствует о существовании в северо-восточной части Березниковского палеоплато отчетливой инверсионной гидрогеохимической зональности.

При изучении особенностей Березниковской зоны нефтегазонакопления анализировались изменения свойств флюидов. В результате анализа, с учетом гидрохимических особенностей пластовых вод, выделено две подзоны нефтегазонакопления Б1 и Б2 в пределах Березниковского палеоплато, в которых отмечаются закономерности распределения физико-химических свойств нефтей и степень заполнения ловушек.

В статье рассмотрены особенности изменения свойств флюидов (плотность нефти и пластовой воды, газонасыщенность, вязкость нефти, содержание смол, асфальтенов, парафинов и пр.) в пределах Березниковского палеоплато.

Установленные закономерности необходимо учитывать при планировании геологоразведочных работ, подсчете запасов нефти и проектировании разработки месторождений.

**ОЦЕНКА КАЧЕСТВА ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ ПО ДАННЫМ
АКУСТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
(CEMENT BOND QUALITY EVALUATION BASED ON ACOUSTIC
METHODS)**

Минязева А.Р., Мокрушина Т.А.
(научный руководитель - доцент Черноглазов В.Н.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Цементирование затрубного пространства обсадных колонн является важным этапом строительства скважины, необходимым для изоляции в продуктивном интервале газо-, нефте- и водоносных пластов, для исключения межпластовых перетоков пластовых флюидов и обеспечения максимально длительного периода безводной добычи углеводородов.

Для контроля качества цементирования проводится комплекс исследований геофизическими методами, по которым оценивается качество, механический контакт цементного камня с колонной и породой (акустическая цементометрия) и плотность цементного камня (гамма плотнометрия (СГДТ)).

Акустическая цементометрия отражает состояние и объемы уже сформировавшегося в затрубном пространстве цементного камня и его механические контакты (зазоры) с обсадной колонной и стенкой скважины.

Большинство скважин исследуется лишь на высоких частотах, при этом чувствительность прибора занижена при зазорах более 50 мкм, которые и являются причиной перетоков за колонной. Для полной характеристики размеров зазоров исследование следует проводить как на высоких, так и на низких частотах.

Целью работы является изучение влияния частоты сигнала на результаты оценки качества цементирования.

Для анализа использовались волновые поля, полученные при двухчастотном режиме записи сигнала. По амплитудам волны по колонне, зарегистрированной на разных частотах, определялось качество сцепления цемента с колонной и породой, и вычислялся размер зазора по контакту колонна-цемент. Показано влияние частоты на расчетные параметры.

Анализ акустических полей был дополнен данными СГДТ, что позволило оценить и форму дефектов: кольцевой зазор, одиночный желоб, каверна.

Комплексная интерпретация данных акустической цементометрии и гамма плотнометрии позволяют выделять интервалы с переточными зазорами и устанавливать характер дефектов цементного камня.

**ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПЛАСТОВ, НЕ ЧИСЛЯЩИХСЯ
НА БАЛАНСЕ В ПРЕДЕЛАХ РАЗРАБАТЫВАЕМЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «ОРЕНБУРГНЕФТЬ»
(PROSPECTIVITY ASSESSMENT OF NON-BOOKED RESERVOIRS
WITHIN DEVELOPED FIELDS OF OJSC “ORENBURGNEFT”)**

Миропольцев К.Ф.

(научный руководитель - к.г.-м.н. Шакиров В.А.)

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

Цель работы - Расширение минерально-сырьевой базы активных запасов и увеличение добычи нефти на разрабатываемых месторождениях ОАО «Оренбургнефть»

Задачи:

1). Провести углубленный анализ нефтегазоносности в пределах разрабатываемых месторождений ОАО «Оренбургнефть»

2). Выполнить количественную оценку прироста запасов за счет новых залежей УВ

3). Выработать рекомендации для доисследования перспективных пластов с целью вовлечения в разработку

Объектами исследования являются месторождения, расположенные в центральной и южной частях Оренбургской области. Оценка потенциала производилась по месторождениям Бобровского, Первомайского, Восточного и Понамаревского активов.

Углубленный анализ нефтегазоносности, позволил оценить перспективность пластов по разрезу и тектоническим элементам. По состоянию изученности на 01.01.2015г оценены запасы по 65 предполагаемым залежам. Территориально наиболее перспективным для поиска залежей УВ являются Бобровско-Покровский вал и Камелик-Чеганская система дислокации. По разрезу наибольший потенциал выявлен в нижнем карбоне. Остаются интересными, но недоизученными бурением девонские отложения Бобровско-Покровского вала. К наименее перспективным можно отнести месторождения, расположенные в пределах Восточно-Оренбургского поднятия (ВОСП), где залежи выше девонской системы, как правило, обладают незначительными запасами. Суммарные геологические запасы перспективных пластов – 27,5 млн.т. нефти. В 2014 г. по программе «пропущенные объекты» на госбаланс были поставлены запасы (3.1 млн.т. НИЗ) по четырем новым залежам, в которых продуктивность подтверждается притоками нефти.

Выводы:

Проведен анализ перспективных пластов по 38 месторождениям

Проанализирована перспективность отложений по структурно-тектоническим зонам

Рекомендовано увеличение расширенного комплекса ГИС для доисследования перспективных объектов

В 2014 году на баланс поставлены запасы пропущенных объектов в объеме геол/извл 6,9/3,1 млн т.

В 2015 г. планируется продолжить анализ перспективности по 40 месторождениям.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ АУДИТ ШЛАМОВЫХ АМБАРОВ В СВЕТЕ ИЗМЕНЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО ЗАКОНОДАТЕЛЬСТВА (ECOLOGICAL AUDIT OF SUMPS IN RELATION TO CHANGES OF ENVIRONMENTAL LEGISLATION)

Молостова А.Ю.

(научный руководитель - доцент, к. г.-м. н. Субботина Е.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В связи с изменениями в 2014 г. экологического законодательства в части обращения с отходами хотелось бы отметить основные положения, которые необходимо учесть при разработке программы аудита шламовых амбаров:

- изменение права собственности на отходы бурения;
- изменения/уточнения в терминологии объектов размещения отходов, например, «объект хранения и захоронения отходов»;
- увеличение срока хранения отходов в шламовых амбарах;
- отмена платы за размещение отходов на объектах, имеющих подтверждение исключения негативного воздействия на окружающую среду (01.01.2019);
- введение понижающих коэффициентов к плате за негативное воздействие на окружающую среду, стимулирующих обезвреживание/переработку отходов перед захоронением;
- включение в перечень лицензированных видов деятельности по обращению с отходами I-IV классов опасности деятельности по сбору, транспортированию, обработке, утилизации, размещению отходов (01.07.2015);
- уточнение формулировки и расширение перечня объектов государственной экологической экспертизы, используемых для размещения и (или) обезвреживания отходов I - V классов опасности;
- введение термина «наилучшая доступная технология» и включение добычи нефти и газа в область применения наилучших доступных технологий.

Таким образом, при составлении программы и проведении экологического аудита шламовых амбаров необходимо дифференцировать:

- старые шламовые амбары (собственник отходов бурения - владелец лицензии);
- новые амбары (буровой шлам размещен после 01.01.2015, собственник – буровой подрядчик).

**ПОТЕНЦИАЛ ПАЛЕОЦЕНОВЫХ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД
И ИХ ВКЛАД В ГЕНЕРАЦИЮ НАКОПЛЕННЫХ В ЭОЦЕНЕ
НЕФТЕЙ РЕЗЕРВУАРА PİLA SPI НА МЕСТОРОЖДЕНИИ TAQ
TAQ, КУРДИСТАН, ИРАК.
(POTENTIALITY OF PALEOCENE SOURCE ROCKS AND THEIR
CONTRIBUTION IN GENERATING THE ACCUMULATED OIL IN
THE EOCENE PİLA SPI RESERVOIR IN TAQ TAQ OIL FIELD,
KURDISTAN REGION, IRAQ)**

Мохаммед К.С., Бабан Д.Х.

(научный руководитель - профессор Хафизов С.Ф.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Органическое вещество было изучено в пределах палеоценовых формаций Aaliji и Kolosh в скважине ГТ-04, нефтяного месторождения Таq Таq в Курдистане, северо-восточный Ирак оптическими и аналитическими методами (пиролиз, газовая хроматография (ГХ), а также газовая хроматография/масс-спектрометрия (ГХ/МС)).

В пределах изучаемого разреза доминирующими компонентами экстрагированных органических веществ были установлены аморфные органические вещества с явным увеличением фитокластов в верхней части формации Kolosh. Индекс термической преобразованности (ТАІ), отражающая способность витринита, результаты пиролиза и газовой хроматографии указывают на зрелость нижней части изучаемых отложений (известных как формации Aaliji/Kolosh), находящиеся на ранних стадиях нефтегенерации.

Корреляция нефть – нефтематеринская порода указывает на возможность вклада нефтематеринских пород палеоценового возраста в генерацию накопленных в резервуарах Pila Spi, датируемых эоценом, нефтей, кроме того установлено, что они являются зрелыми нефтематеринскими породами морского или смешанного генезиса.

Корреляция нефть-нефть между нефтью в резервуарах Pila Spi и нефтью верхнемеловых резервуаров показали возможность существования более чем одного источника для нефтей этих резервуаров. ГХ / МС анализ нефти резервуара Pila Spi показал наличие эффекта биодеградации, который можно рассматривать как одну из причин того, что плотность этой нефти около 24 ° API, а нефти в меловых резервуарах более чем 47 ° API.

**ОЦЕНКА ДЛИНЫ ТРЕЩИН ГРП ПО РЕЗУЛЬТАТАМ
ЧИСЛЕННОГО ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
(FRACTURE LENGTH EVALUATION BY NUMERICAL
THERMAL SIMULATION)**

Мельников С.И, Мусалеев Х.З

(научный руководитель - д.т.н. Кременецкий М.И.)

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Впервые технология гидроразрыва пласта была применена для повышения продуктивности некоторых малодебитных скважин Канзаса в середине 40-х годов. На сегодняшний день создание трещин ГРП является весьма распространенной практикой.

Гидроразрыв пласта с последующим закреплением трещины пропантом оказывает значительное воздействие на поведение полей давления и температуры в скважине. Причем поведение давления в скважинах с ГРП и информативные возможности ГДИС подробно рассматривались многими авторами, начиная с 1980-ых годов. При этом особенности геофизических и промыслово-геофизических исследований для условий скважин с ГРП встречаются в публикациях гораздо реже. Наиболее часто встречающимися являются акустические исследования, которые используют для оценки ширины, высоты, азимута трещины. Также применяют сейсмический мониторинг для определения направления развития трещины ГРП.

В данной работе была создана численная модель с возможным решением задач нестационарной термометрии. Тепломассоперенос в добывающих скважинах имеет определенную специфику. Помимо кондуктивного и конвективного теплообмена на распределение температуры в стволе и вмещающих породах в этом случае более существенно влияют термодинамические процессы, которые связаны с выделением (поглощением) теплоты, в первую очередь дроссельный и адиабатический. В связи с аномально высокой проводимостью трещины характер протекания этих процессов в скважине с ГРП существенно меняется в сравнении с обычной вертикальной скважиной.

Анализируя особенности протекания различных термодинамических процессов, получены важные выводы, касающиеся информативности нестационарной термометрии, а так же приведена методика оценки длины трещины ГРП, по данным промыслово-геофизических исследований.

Зная длину трещины, появляется возможность оптимизировать добычу и таким образом повысить нефтеизвлечение на месторождениях с трудно извлекаемыми запасами (ТРИЗ).

**ПЕРСПЕКТИВЫ ФОРМИРОВАНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ
ТРЕЩИННОГО ГИДРОТЕРМАЛЬНО-МЕТАСОМАТИЧЕСКОГО
ГЕНЕЗИСА В ВЕНД-КЕМБРИЙСКИХ КАРБОНАТНЫХ
ОБРАЗОВАНИЯХ ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ ГЕОСИНЕКЛИЗЫ
(PROSPECTS OF FORMATION OF RESERVOIR ROCKS
FRACTURED HYDROTHERMAL-METASOMATIC GENESIS IN THE
VENDIAN-CAMBRIAN CARBONATE FORMATIONS OF THE WEST-
SIBERIAN GEOSYNCLISE)**

Нестерова А.С., Мамедов О.Н., Ковешников А.Е.
(научный руководитель - доцент Ковешников А.Е.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

В пределах Западно-Сибирской геосинеклизы (ЗСГ) в последние годы выделен целый ряд новых венд-кембрийских толщ и свит преимущественно карбонатного состава. Ранее нами показано [1], что в образованиях ЗСГ при проявления герцинской складчатости сформировались гигантские синклинорные и антиклинорные складки. В [2] нами предложен новый поисковый объект - трещинные гидротермально-метасоматические зоны проявления процессов преобразования карбонатных пород.

Для изучения вендских и кембрийских карбонатных отложений нами построена серия палеокарт, при анализе которых сделаны следующие выводы о формировании карбонатных пород:

1. В венд-нижнекембрийских образованиях Западно-Сибирской геосинеклизы установлено развитие карбонатной платформы (Вездеходный, Нюрольский СФР), которые в восточном направлении сменяются преимущественно карбонатными мелководными образованиями, а в западном – относительно глубоководными образованиями, переходными к шельфовым.
2. Предполагается развитие аналогичных отложений в восточной и северо-восточной частях Западно-Сибирской геосинеклизы к северо-востоку от уже установленных.

Литература

1. *Ковешников А. Е.* Влияние герцинского складкообразования на сохранность палеозойских образований Западно-Сибирской геосинеклизы // Изв. Том. политехн. ун-та. – 2013. – Т. 323, № 1. – С. 148–151.
2. *Ковешников А.Е.* // Месторождения нефти и газа трещинно-метасоматического генезиса в до-юрских отложениях Западно-Сибирской геосинеклизы// Известия Томского политехнического университета. - 2013. - Т. 322. - № 1. - С. 105-110.

**НОВЫЙ ВЗГЛЯД НА ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ 302-303
ЗАЛЕЖЕЙ С УЧЕТОМ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ТРЕЩИНОВАТОСТИ И
КАВЕРНОЗНОСТИ
(NEW INSIGHT INTO GEOLOGIC STRUCTURE OF DEPOSITS NOS.
302-303 WITH ACCOUNT OF FRACTURING AND VUGULAR
POROSITY DISTRIBUTION)**

Нигмадзянова И.В., Бакиров И.И.

(научный руководитель - научный сотрудник Агафонов С.Г.)

Институт «ТатНИПИнефть»

Залежи 302-303 приурочены к карбонатной толще башкирских и серпуховских отложений среднего и нижнего карбона, с различными типами пустотного пространства: межзерновым, трещинным и кавернозным.

На залежах 302 и 303 Куакбашского участка проводилось большое количество исследований направленных на определение причин различия дебитов и различий в интенсивности обводнения продукции в соседних скважинах, опробовались методики интенсификации добычи и увеличения нефтеотдачи. Все исследования базировались на пластовой модели строения залежей и к настоящему времени не удалось разработать методики повышения эффективности разработки залежей.

В настоящей работе предложена новая модель распределения пустотного пространства.

В работе был проведен анализ юго-западного участка 302-303 залежи, который приурочен к Сортоводско-Шугуровской зоне, на предмет подтверждения предложенной схемы разломов данными бурения и разработки. На основе данных сейсморазведки и анализа геометрических атрибутов кровли верейского горизонта прослежены крупные линейные зоны трещиноватости, обязанные своим происхождением разломам и линеаментам. В пределах исследуемого участка выделены два субширотных разлома, образованных в результате формирования Прикаспийской впадины, два субмеридиональных разлома, образованных во время погружения Мелекесской впадины и два современных ортогональных линеамента простираемым 155° и 65° . В результате проведённой работы были сделаны следующие выводы:

1. Предложенная система разломов и линеаментов, выделенная на основе сейсмических данных, в основном, подтверждается данными глубокого бурения.

2. В верхней части разреза поровое пространство представляет преимущественно трещинная составляющая с небольшой долей каверн малых размеров и с небольшим ареалом их распространения. В нижней части наравне с трещинами присутствуют каверны больших размеров и в большем количестве.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В ОСИНСКОМ ГОРИЗОНТЕ В СВОДОВОЙ ЧАСТИ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Николаев А.А.

(научный руководитель - Китаева И.А.)
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Объектом исследования являются нижнекембрийские карбонатные отложения. Осинский горизонт нижнего кембрия является одним из основных нефтегазоносных горизонтов в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы. С ним связаны залежи углеводородов (УВ) на Талаканском, Марковском, Большетирском и др. месторождениях.

Исследованию данных отложений посвящены многочисленные работы В.Г. Кузнецова, О.В. Постниковой, А.П. Железновой, П.Н. Колосова, Н.М. Скобелевой, Л.С. и многих других. Несмотря на значительный объем проведенных исследований осинского горизонта, в настоящее время остается ряд вопросов, связанных с проблемой формирования и закономерностями распространения пород-коллекторов.

Основой для проведения исследования явились результаты изучения кернового материала по скважинам Ярактинского, Северо-Могдинского, Ичединского, Марковского месторождений. Так же в работе были использованы результаты петрофизических и ГИС исследований.

Отложения осинского горизонта прослеживаются по всей территории Непско-Ботуобинской антеклизы, но отличаются высокой степенью неоднородности, что во многом связано с различными условиями образования пород.

В целом, в осинское время территория Непско-Ботуобинской антеклизы представляла собой отмельную зону, в сводовой части которой, в отложениях фаций крайнего мелководья формировались органогенные биостромы, а на склонах, в относительно погруженной части шельфа, шло формирование биогермных массивов.

Всего в разрезе осинского горизонта выделяются 6 основных литотипов: известняки биогермные, доломиты разнокристаллические, доломиты разнокристаллические с реликтовой органогенно-водорослевой структурой, доломиты микрозернистые, доломиты комковато-сгустковые, ангидрито-доломиты. Между выделенными литотипами существуют переходные разности.

Закономерное чередование в разрезе осинского горизонта определенных структурно-генетических типов пород указывает на циклическое развитие процессов седиментации в бассейне, которое определялось трансгрессивно-регрессивным режимом бассейна. В целом, циклиты имеют трехчленное строение. В основании циклитов, в условиях крайнего мелководья при слабом привносе глинистого материала отлагались микрокристаллические глинистые доломиты. Средняя часть циклита представлена следующими литотипами: доломиты разнокристаллические с реликтовой органогенно-водорослевой структурой, разнокристаллическими доломитами, известняками органогенно-водорослевыми, которые были сформированы при максимальном развитии трансгрессии. Завершают разрез циклита существенно сульфатизированные породы, отлагавшиеся в условиях повышенной солёности, вызванной частичной изоляцией бассейна осадконакопления и его обмелением. В ряде случаев обмеление бассейна сопровождалось усилением гидродинамической активности и появлением в разрезе комковато-сгустковых разностей, а также брекчиевидных текстур.

Породы, слагающие нижнекембрийские отложения осинского горизонта в значительной степени преобразованы вторичными изменениями, что во многом изменило структуру и объем их порового пространства. Установлено несколько типов вторичных преобразований, которые как положительно, так и отрицательно влияли на объем пустотного пространства.

Формирование пустотного пространства пород обусловлено первичной структурой пород и направленностью развития вторичных процессов.

**ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ ТЕВЛИНСКО-
РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НИЖНЕМЕЛОВЫХ И
ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
(PETROPHYSICAL CHARACTERISTICS OF TEVLINSKO-
RUSSKINSKAYA'S FIELD OF LOWER CRETACEOUS DEPOSITS
AND UPPER JURASSIC)**

Нилова В.А.

(научный руководитель - доцент Беляков М.А.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Многие месторождения, открытые в Западной Сибири, по сей день являются основными объектами добычи углеводородов, некоторые из них недостаточно изучены, поэтому исследование данного месторождения представляет большой интерес для геологов и геофизиков.

Данное месторождение слагают песчано-глинистые отложения, которые характерны для района Западной Сибири.

Целью данной работы является оценка фильтрационно-емкостных свойств ряда пластов.

- Для решения данной задачи были построены основные петрофизические зависимости, такие как $K_{пэф} = f(K_{оп})$, $K_{пр} = f(K_{п})$, $K_{пр} = f(K_{во})$, $K_{п.эф.} = f(K_{во})$, $K_{во} = f(K_{п})$, $K_{п.дин.} = f(K_{п})$.

- Также важно заметить, что рассмотренное в работе $K_{п.эф.}^{гр}$ необходимо для подсчета запасов, а $K_{п.дин.}$ дает возможность уточнения режима разработки.

- На основе данных был оценен коэффициент нефтеотдачи, который в среднем составил 0,3, что соответствует трудноизвлекаемым запасам нефти.

- Известно, что петрофизические исследования тесно связаны с интерпретацией данных ГИС. В данной работе также были построены зависимости типа «кern-ГИС», которые позволяют провести комплексную интерпретацию.

В результате построения и анализа зависимостей типа «кern-кern» были выявлены граничные значения динамической пористости, которые указывают на возможное передвижение флюидов в породе, а также получены уверенные зависимости петрофизических величин, что указывает на хорошие фильтрационно-емкостные свойства пород. При оценке зависимостей типа «кern-ГИС» было изучено два геофизических метода ПС и ГК. В обоих случаях были получены зависимости с хорошим коэффициентом корреляции.

**ОЦЕНКА ИНДИВИДУАЛЬНЫХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ
ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ ПО КОМПЛЕКСУ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ
(INDIVIDUAL LAYER CONDITIONS DIAGNOSTICS BY
COMPLEXED GEOPHYSICAL STUDIES)**

Панарина Е.П.

(научный руководитель - профессор, д.т.н Кременецкий М.И.)
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Совместная эксплуатация нескольких продуктивных интервалов может осуществляться только при условии контроля выработки каждого пласта на технологической депрессии. Неотъемлемой частью контроля является определение относительных дебитов совместно работающих пластов по результатам промыслово-геофизических исследований (ПГИ). К сегодняшнему дню разработаны технологии и соответствующее оборудование, например, такие как байпасные системы «Y-tool», обеспечивающие проведение ПГИ на технологическом режиме отбора.

Для месторождений с низкой проницаемостью характерен слабый и нестабильный приток. В таких условиях стандартные методы определения приток-состава не работают и единственным методом, позволяющим определить относительные дебиты является термометрия. Причем наибольшей результативностью обладает метод интерпретации термограмм вне интервалов притока.

Известные методы интерпретации термограмм предполагают, что в тепловое поле в скважине формируется на фоне геотермического распределения температуры в условиях работы скважины со стабильным дебитом.

Для обоснования методики интерпретации результатов термических исследований в условиях, более приближенных к реальным автором выполнен анализ особенностей теплового поля при циклической работе скважины, нестабильном многофазном притоке, в отсутствие данных о геотермической температуре, тепловых свойствах флюида и вмещающих пород.

На основе полученных результатов нами обоснованы оптимальные условия проведения исследования (продолжительность, режим отбора и пр.)

Полученные результаты позволяют оценить спектр индивидуальных параметров пластов для обоснования ГТМ по увеличению охвата выработкой и интенсификации притока. Использование данной информации позволяет оптимизировать:

- ✓ процесс вытеснения по пластам;
- ✓ увеличить объем добычи нефти.

**ПРОЦЕССЫ НАКОПЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ НА
ЧАЯНДИНСКОМ НГКМ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ 2D БАССЕЙНОВОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ
(THE PROCESSES OF ACCUMULATION OF HYDROCARBONS IN
THE CHAYANDINSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD ON
2D BASIN MODELLING)**

Перепилятников А.А.

(научный руководитель - ассистент Бондарев А.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В целях лучшего понимания процессов, сформировавших Чаяндинское НГКМ нами было проведено моделирование по синтезированному геологическому профилю (Рис 1).

Этот профиль простирается от центральной части курейской синеклизы на юго-восток до Чаяндинского НГКМ. Направление профиля было выбрано исходя из вероятных путей миграции углеводородов из погруженных частей Курейской синеклизы в поднятые части Непско-ботуобинской антеклизы. Профиль был сформирован из набора региональных структурных карт по восточной Сибири по основным отражающим горизонтам.

По данному профилю проведено моделирование процессов осадконакопления, прогрева осадочных толщ, генерации УВ в материнских породах и процессы их миграции до Чаяндинской площади. Отдельным пунктом в задачах моделирования был численный расчет воздействия Сибирских интрузий раннего триаса на тепловую историю развития бассейна и в целом на его нефтегазоносность. Оценено увеличение тепловых потоков в связи с подходом Сибирского суперплюма и общее остывание осадочного чехла в связи с прекращением вулканической и интрузивной деятельности.

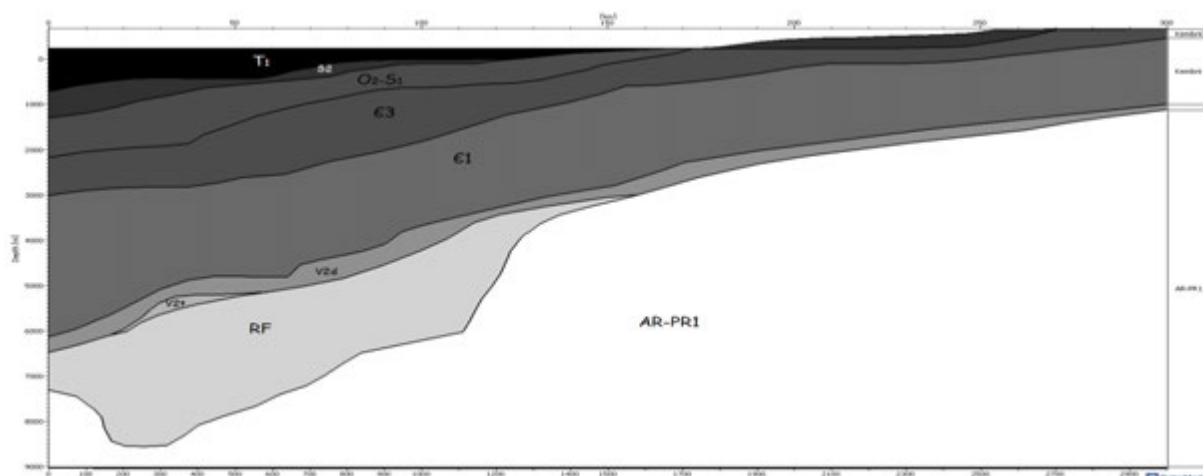


Рисунок 1 Синтетический региональный геологический профиль через курейскую синеклизу до Чаяндинского НГКМ.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНФОРМАЦИИ О ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОЛНАХ ДЛЯ ХАРАКТЕРИСТИКИ И ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛИ ВЕРХНЕЙ ЧАСТИ РАЗРЕЗА (USE OF INFORMATION ABOUT SURFACE WAVES TO NEAR SURFACE CHARACTERIZATION AND MODEL BUILDING)

Петров С.А.

(научный руководитель - к.т.н., доцент Белоусов А.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Цель работы – построение модели верхней части разреза при использовании информации о поверхностных волнах для вычисления статических поправок и их использования в дальнейшей обработке данных 3D сейсморазведки.

Для анализа использовались данные, ограниченные по удалениям, которые преобразовывались в область частота - волновое число с помощью высокоразрешенного f - k преобразования. Каждый спектр был сформирован с использованием трасс фиксированной группы приемников, в пределах приемной линии спектры были рассчитаны с определенным шагом. На полученных спектрах была пропикирована поверхностная волна.

Для инверсии была задана начальная модель путем установки количества слоев в модели и мощности каждого слоя. Заданная начальная модель используется для построения синтетической дисперсионной кривой, которая итеративно приближается к дисперсионной кривой, рассчитанной по результатам анализа спектров. Для приближения синтетической кривой к реальной в процессе инверсии изменяются значения скоростей поперечных волн.

Полученная на выходе глубинно-скоростная модель может быть использована как для характеристики литологии разреза, так и для расчета статических поправок.

ХАРАКТЕРИСТИКА КОЛЛЕКТОРОВ ФАМЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ СОЛИКАМСКОЙ ВПАДИНЫ (RESERVOIR CHARACTERIZATION FAMENNIAN DEPOSITS SOLIKAMSK DEPRESSION)

Плюснин А.В.

(научный руководитель - профессор Карасева Т.В.)

Пермский государственный национальный исследовательский университет

В настоящее время почти половина мировой добычи углеводородов связана с карбонатными отложениями, и по прогнозу в будущем добыча из карбонатов будет преобладать. В Пермском крае, в карбонатных рифогенных массивах верхнего девона открыто более 118 залежей. Промышленные скопления нефти связаны, главным образом, с зонами развития Камско-Кинельской системой прогибов. Предметом рассмотрения в настоящей работе является залежь нефти в рифогенных отложениях фаменского яруса верхнего девона в месторождении им. Сухарева.

При изучении карбонатной толщи рассматриваемой территории проблема распространения пород-коллекторов должна решаться в совокупности с литологическими исследованиями, так как распространение, свойства и типы пород неразрывно связаны с фациальной изменчивостью отложений и вторичными процессами изменения пород.

В статье даётся характеристика пород нефтенасыщенной (фаменской) части разреза месторождения, полученной при изучении керна скважин №1-4. По результатам детального исследования литологических особенностей продуктивной части, автором были выделены структурные типы и приведено их описание. Дана характеристика пористости и проницаемости нефтенасыщенных пластов. В результате проведённых исследований было изучено строение фаменской части резервуара и дана характеристика основных литотипов. Выявлено, что наиболее распространённым типом (по мощности) является водорослевые известняки, затем идут органогенно-детритовые и комковатые. По коллекторским свойствам наиболее хорошими являются органогенно-детритовые, затем идут водорослевые и комковатые известняки. Формирование коллекторов в данных типах пород связано с образованием отложений в условиях активной гидродинамики (выше базиса действия волн), а также увеличение пустотного пространства произошло за счет активных процессов выщелачивания и трещинообразования. Получены закономерности распределения продуктивных пород внутри рифа, которые позволят в дальнейшем прогнозировать развитие коллекторов, как по разрезу, так и по площади на изучаемой территории.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПЕРМСКИХ И ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮЖНО-АВСТРАЛИЙСКОГО БАССЕЙНА КУПЕР

(PREDICTION OF OIL AND GAS PRESENCE IN PERMIAN AND TRIASSIC FORMATIONS OF SOUTH AUSTRALIAN COOPER BASIN)

Репник А.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Южно-Австралийский бассейн Купера является одним из самых перспективных бассейнов для поиска нетрадиционных запасов углеводородов. Бассейн Купера представляет отложения позднего карбона, триаса с широким распространением складчатости, региональным поднятием и эрозии. Бассейн залегает несогласно с палеозойскими отложениями бассейна Уорбертон и перекрывается несогласно с центральной частью бассейна Эроманга. В северной части прогиба Патчавара, бассейн локально перекрывается триасовыми отложениями формации Куддапан. Три главных прогиба разделены горными хребтами, связанными с активацией движения в северо-западном направлении в основании бассейна Уорбертон. Наиболее главный тектонический эпизод в разделении бассейна Купера и Уорберто интерпретируется как горообразование Алис-Спрингс во время девона и карбона. Данный бассейн заполнен пермскими и триасовыми осадками. Бассейн содержит некоторое число не-морских обстановок осадконакопления в пределах поздно пермских и средне триасовых отложений.

Для прогнозирования нефтегазоносности была построена динамическая модель, на основании сейсмических, скважинных данных, а также произведённого фациального анализа. На основании модели были выделены нетрадиционные резервуары со сланцевой нефтью, газом, а также угольным газом. В работе произведён анализ геологических рисков, а также выбраны участки для возможного инвестирования с учетом будущего развития ценообразования в нефтегазовой отрасли.

**НОВЫЕ ДАННЫЕ О ГЕОЛОГИЧЕСКОМ СТРОЕНИИ
НИЖНЕЧУТИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(NEW DATE ON THE GEOLOGICAL STRUCTURE OF THE
NIZHNECHUTINSKOE FIELD)**

Рогозина С.А., Большакова Ю.А.

(научный руководитель - доцент Овчарова Т.А.)

Ухтинский государственный технический университет

В данной работе рассматривается геологическое строение Нижнечутинского месторождения. Приводится анализ нефтегазоносности по продуктивным пластам с характеристикой ФЕС коллекторов и флюидоупоров.

Нижнечутинское месторождение расположено в Ухтинском районе Республики Коми. В нефтегазогеологическом отношении месторождение приурочено к Тиманской НГО Тимано-Печорской провинции.

В геологическом строении месторождения принимают участие породы верхнего протерозоя, представленные серыми, кварц-слюдистыми, метаморфическими сланцами; верхнедевонские отложения в объеме тиманского горизонта, сложенные серыми аргиллитами, с редкими тонкими прослоями известняков и четвертичные отложения.

На основании данных разведочного и эксплуатационного бурения установлено, что на Нижнечутинском месторождении три пласта: пласт I, пласт «А» и пласт II.

Продуктивность месторождения связана с пластом А, который представляет собой неравномерное переслаивание песчаника, пропитанного нефтью, алевролита, слабо пропитанного нефтью, серого аргиллита.

Коллекторы в продуктивных отложениях тиманского горизонта представлены песчаниками, алевропесчаниками от тонко- до среднезернистых, крепкими и трещиноватыми.

Флюидоупором для залежи в пласте А служат плотные песчано-глинистые межпластовые породы тиманского горизонта.

Залежь пластовая, сводовая, тектонически экранированная.

**ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОЧЕЙ ЗОНЫ ЛАБОРАТОРНОГО ЯМР-
РЕЛАКСОМЕТРА BRUKER MINISPEC MQ10
(RESEARCH OF A WORKING ZONE OF NMR LABORATORY
DEVICE BRUKER MINISPEC MQ10)**

Самохвалов Н. И.

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

Настольный ЯМР-релаксометр предназначен для быстрого анализа жидких и твердых образцов. Работа анализатора основана на различной скорости магнитной релаксации протонов в разных компонентах, что позволяет определять различные параметры образца.

Однако магнитное поле, создаваемое в рабочей камере, неоднородно и следовательно для получения достоверных результатов необходимо помнить о неоднородности магнитного поля в приборе, и, как следствие, располагать образец в рабочей зоне, где магнитное поле наиболее однородно.

Для исследования рабочей зоны был проведен эксперимент, в котором была использована специальная пробирка, позволяющая фиксировать образец внутри рабочей камеры.

В данной работе представлены результаты исследования рабочей зоны лабораторного ЯМР-релаксометра Bruker minispec mq10.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА
ПРИ ГЕОМЕТРИЗАЦИИ ЗАЛЕЖЕЙ И ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ
УГЛЕВОДОРОДОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ СЕВЕРНОЙ ЧАСТИ
ПОЛУОСТРОВА ЯМАЛ
(APPLICATION OF FACIES ANALYSIS RESULTS FOR DEPOSITS
GEOMETRIZATION AND HYDROCARBONS RESERVES
ESTIMATION AT THE NORTHERN PART OF YAMAL PENINSULA
FIELDS)**

Санькова Н.В., Мазуркевич В.В., Романов А.В.

ООО «Газпром геологоразведка», Инженерно-технический центр,
г. Тюмень

В качестве объекта исследований в настоящей статье рассмотрены неморские отложения танопчинской и яронгской свит Малыгинского, Тасийского, Северо-Тамбейского и Западно-Тамбейского месторождений.

Уточнена фациальная принадлежность отложений танопчинской и яронгской свит на рассматриваемых месторождениях. Так, в интервале пластов группы ТП₁₅-ТП₃⁰ авторами определены фации русловых отмелей спрямленных и ограниченно-меандрирующих рек (русловые фации), а также фации внешней и внутренней частей пойм. Русловые фации и фации внешней части поймы представлены, в основном, песчаными разностями, а фации внутренней части поймы – глинистыми.

Установлено, что оценки среднего значения коэффициента пористости для различных групп фаций различны. Это обстоятельство необходимо учитывать при подсчете запасов, а именно, построение карты пористости необходимо осуществлять в соответствии с направлением палеорусел. Поскольку существующие в настоящее время алгоритмы картопостроения не дают возможности создавать подобные карты, то авторами разработан основанный на методе кригинг алгоритм построения цифровых моделей геологических параметров, в котором весовые коэффициенты контрольных точек (скважин) оцениваются с учетом расположения их относительно предполагаемого палеорусла.

В предлагаемой модификации кригинга эвклидово расстояние между точками заменено на длину кратчайшего пути, вычисляемого методами теории графов (метод Декстра) по узлам интерполяционной сетки. Для этого сетка рассматривается как взвешенный граф, в котором вершинами являются узлы сетки, а отрезки, соединяющие смежные узлы, - дугами.

Выводы:

Предложенная методика геометризации залежей дает возможность использовать в геологическом моделировании априорную информацию об особенностях процессов осадконакопления, что позволит повысить достоверность геологической модели для подсчета запасов и проектирования геологоразведочных работ.

**ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ, СВЯЗАННЫЕ С РАЗВИТИЕМ
АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ РФ
(ENVIRONMENTAL CHALLENGES RELATED WITH
DEVELOPMENT OF THE ARCTIC ZONE OF RUSSIA)**

Сапрыкина К.М.

(научный руководитель - профессор Гаврилов В.П.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Ресурсный потенциал Арктического региона по результатам последних исследований весьма высок, и по оценкам экспертов шельф содержит около 80 % потенциального углеводородного запаса, что привлекает пристальное внимание крупных нефтегазодобывающих компаний. Вопрос обеспечения экологической безопасности в арктическом регионе является на сегодняшний день одним из наиболее важных и актуальных.

На сегодняшний день в регионе достаточно проблем и возможных факторов риска, а с последующим освоением Арктики экологические риски, связанные с разработкой месторождений нефти и газа будут накладываться на уже имеющиеся «слабые места» региона, в результате чего велика вероятность ухудшения состояния окружающей среды.

Среди источников антропогенного воздействия выделяют: разработку полезных ископаемых; преднамеренное захоронение загрязняющих и радиоактивных веществ; поступление промышленных и бытовых сточных вод непосредственно в море или с речным стоком; аварийные выбросы судов, подводных трубопроводов или судовых операций; перенос загрязняющих веществ через атмосферу.

Очевидно, что по мере возрастания роли человека в Арктике максимально допустимые пороги чувствительности могут быть превышены и приближаться к критическим отметкам, а это значит, они могут приводить к резким и нелинейным изменениям в функционировании экосистем.

Традиционный подход к решению вопросов и проблем отдельными государственными структурами, научными институтами и компаниями на практике оказывается не достаточно эффективным. Опираясь на мнения экспертов, полагаю, что существует необходимость интегрированного подхода, который будет способствовать преодолению сложностей и критических моментов в данном регионе.

Возможно, эта система мер должна опираться на следующие элементы: фундаментальные исследования; обеспечение устойчивого долгосрочного мониторинга и систематических наблюдений; регулярной и систематической оценки прогресса в обеспечении экологической безопасности; создание современных и эффективных методик, техники и технологий для проведения мониторинга с учетом сложности, уникальности и масштабов Арктического региона.

**ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НА ОСНОВАНИИ
РЕГИОНАЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ НЕПСКО-БОТУЛБИНСКОЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ
(PROSPECTS OF PETROLEUM POTENTIAL OF THE NEPA-
BOTUOVA PETROLEUM REGION BASED ON REGIONAL STUDIES)**

Сарычева Е.В.

(научный руководитель - д.г.-м.н. Хафизов С.Ф.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Непско-Ботуобинская антеклиза (НБА) является одной из самых перспективных областей для добычи нефти и газа на территории Сибирской платформы. К настоящему времени в центральных районах НБА открыто более 10 месторождений. Залежи УВ на открытых месторождениях, как правило, неантиклинального типа. Их контуры контролируются сложным сочетанием литологического, стратиграфического и тектонического факторов. Большая часть запасов нефти и газа приурочена к отложениям вендского терригенного нефтегазоносного комплекса.

Знание генетической природы всех элементов углеводородной системы и процессов формирования УВ скоплений поможет выработать оптимальную методику для их поисков и разведки. С целью изучения УВ системы и прогноза нефтегазоносности был выбран метод бассейнового моделирования. В качестве опорного профиля для построения двухмерной модели выбран региональный сейсмический профиль «Батолит».

Непско-Ботуобинская нефть приурочена к материнским породам позднего рифея и раннего венда. В формировании залежей существенную роль играла региональная латеральная миграция УВ. Ключевым этапом в формировании ловушек стал ранний кембрий, когда были образованы покрывки из соляных отложений. Завершение формирования залежей УВ можно отнести к позднему ордовику – раннему силуру, времени начала образования Байкало-Патомского нагорья. В современных контурах Предпатомский осадочный бассейн сформировался в постмезозойское время. Наиболее значительными перерывами в осадконакоплении на рассматриваемой территории являются предвендское, ранне-среднекембрийское и раннесилурийское. Моделирование проводилось с учетом этих перерывов, так как мощности эродированных отложений были достаточно велики и оказали влияние на степень прогресса отложений.

В результате проделанной работы восстановлена история формирования нефтегазоносного бассейна. На основе моделирования были определены основные этапы и масштабы генерации УВ, их миграции к зонам скопления. Достоверность построенной модели подтверждается соответствием выделенных на основе моделирования зон аккумуляции УВ и открытых крупных месторождений.

**ПОВЫШЕНИЕ ИЗВЛЕКАЕМОСТИ НЕФТИ ТЕПЛОМ
СНИЖЕНИЕМ ЕЕ ВЯЗКОСТИ В НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ БУХАРО-ХИВИНСКОГО РЕГИОНА
(IMPROVING HEAT OIL RECOVERY REDUCING ITS VISCOSITY
PETROLIUM DEPOSITS BUKHARA-RHIVA REGION)**

Сафаров А.Ф.

(научный руководитель - д.г.-м.н., профессор Хусанов С.Т)
Филиал РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина в г. Ташкенте

Решение задач по ускорению темпов развития топливно-энергетической базы в стране вызывает необходимость постоянного расширения геологоразведочных работ для обеспечения дальнейшего роста запасов нефти и газа за счет открытия и разведки новых месторождений.

Основной прирост запасов углеводородов в республике на сегодняшний день связывается с юрской карбонатной формацией Южного и Западного Узбекистана, где в последние годы открыто ряд месторождений нефти и газа.

Для повышения извлекаемости нефти и газа используются различные способы:

- повышение пластового давления путем обратной закачки попутных нефтяных вод, (либо из артезианских или поверхностных водоемов), или попутного газа, в котором содержание тяжёлых углеводородов может достигать до 40%.

- снижение вязкости нефти путем закачки в пласты специальных химических реагентов, либо горячих артезианских вод.

Все эти способы являются финансово - затратными и трудно применимыми в условиях Бухаро-Хивинского региона из-за дефицита водных ресурсов, большой глубины давления артезианских вод, дороговизны химических реагентов.

Поэтому большой интерес представляют исследования по возможности использования местных региональных возможностей по повышению нефтеотдачи эксплуатируемых в Кашкадарьинской области нефтяных месторождений. Одной из таких возможностей является использование природно-климатических условий Бухаро-Хивинского региона состоящее в закачивании нагретых в солнечных гелиопрудах поверхностных вод в нефтеносные пластовые слои для одновременного повышения температуры и снижения вязкости нефти и увеличения пластового давления.

В настоящей работе проанализирован вопрос создания на территории Кашкадарьи теплоэнергостанций на основе солнечных прудов, которые будут конкурентоспособными с другими методами повышения нефтеотдачи нефтегазоносных пластов, а во многих случаях и единственно приемлемыми.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭВРИСТИЧЕСКОГО ПОДХОДА ПРИ ОЦЕНКЕ РЕСУРСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ (USING HEURISTIC APPROACH TO THE EVALUATION HYDROCARBON RESOURCES)

Сенаторова Д.С., Гайсина Л.Г.

(научный руководитель - доцент Курамшин Р.М.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Российская классификация УВС позволяет структурировать запасы нефти и газа на открытых месторождениях и ресурсы структур: подготовленных к поисково-оценочному бурению, локализованных, перспективных и прогнозных. Для подготовленных сейсморазведкой структур предлагается эвристический подход по оценке геологических параметров, используемых при оценке ресурсов. Используются геологические параметры пласта статистически определенные по залежам, подтвердившим свою продуктивность.

При использовании статистического метода оценки параметров пластов первоочередное значение имеет «место» и «время», т.е. приуроченность анализируемых параметров продуктивных пластов к одному нефтегазовому району (провинции) и геологическому времени. Исследовано 241 залежь юрских отложений Сургутского свода (нефтегазоносного района) Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

Статистическим способом определены следующие параметры: пористость, нефтенасыщенность, эффективная нефтенасыщенная толщина. Согласно проведенным исследованиям распределение пористости, нефтенасыщенности и эффективной нефтенасыщенной толщины близко к нормальному, что позволяет в расчетах использовать средние значения параметров, которые соответственно равны: коэффициент пористости по керну – 16,05%, коэффициент нефтенасыщенности – 0,54 доли ед., эффективная нефтенасыщенная толщина – 3,41 м.

Локализованные и подготовленные к бурению структуры по результатам сейсмических исследований имеют обоснованные размеры структурных ловушек. Зная площадь структуры, объемным методом можно достаточно достоверно оценить ресурсы нефти данной структуры.

Далее можно построить ресурсную палетку по размерам площади структур УВ и оценить экономическую эффективность работ по каждой структуре и провести ранжирование очередности поисково-разведочных работ.

ПОИСКИ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ТУРБИДИТОВЫХ КОЛЛЕКТОРАХ В ОХОТОМОРСКОМ ОСАДОЧНОМ БАССЕЙНЕ (THE SEARCHING OF HYDROCARBONS IN TURBIDITE RESERVOIRS IN THE OKHOTSK SEDIMENTARY BASIN)

Синявская О.С.

(научный руководитель - профессор, д.г-м.н. Керимов В.Ю.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Исследования осадочного комплекса Охотоморского бассейна показало, что в регионе наряду с традиционными коллекторами широко распространены нетрадиционные - турбидитовые. Особо благоприятные условия для их формирования складываются в районах крупных палеодельт и палеоэстуариев, которые могут формировать с глубоководными конусами выноса единую систему. Наряду с дельтой Палеоамура можно выделить ряд участков шельфа Охотского моря благоприятных для возникновения подобных систем.

Одним из таких мест является зона выноса обломочного материала, связанная с речным бассейном Палеопенжины. Вторая система выноса обломочного материала прогнозируется у северного побережья Охотского моря в районе Тауйской губы. В пределах современной Кавинско-Тауйской системы впадин, где, начиная с олигоцена, существовала мощная речная система. Развитие глубоководных конусов выноса также предполагается западнее – вдоль северного побережья Охотского моря на борту Магаданского и Кухтуйского прогибов, в зоне сочленения Центрально-Охотского поднятия и впадины Тинро, поднятия Академии Наук и Курильской котловины, а также на Западно - Камчатском участке шельфа и на западном борту впадины Дерюгина.

Структура турбидитовых объектов на сейсмических разрезах близка структуре хорошо изученных клиноформ регионального типа. В результате анализа материалов сейсмических исследований появляется возможность определить строение клиноформенного комплекса, а также выделить перспективные турбидитовые объекты в его фондоформенной части. В результате анализа данных сейсморазведки, на Сахалинском и Западно – Камчатском участках шельфа Охотского моря, были определены зоны отложения осадков турбидитового типа.

В результате интерпретации сейсмических разрезов, полученных по методике 2D сейсморазведки, в условиях, когда профили направлены поперек направления движения мутьевых потоков, сформировавших турбидитовые отложения, их выделение на сейсмических разрезах становится чрезвычайно проблематичным. Таким образом, для выявления подобных объектов требуется проведение 3D сейсмических наблюдений, либо система 2D профилей, направленных вдоль направления палеопотоков, сформировавших турбидитовые отложения.

ПОИСКИ, РАЗВЕДКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗОГИДРАТОВ (PROSPECTING, EXPLORATION AND EXPLOITATION OF GAS HYDRATES)

Слобожан Е.Л., Наумкин А.А., Сидоренко И.В.,
(научный руководитель - профессор Стрельченко В.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В работе рассматриваются условия формирования, залегания и распространенность месторождений газогидратов в районах многолетнемерзлых пород и континентальных шельфов.

Вкратце описаны структура и физические свойства газогидратов, технические возможности и средства исследования газогидратов в лабораторных условиях и в условиях их залегания

Рассмотрены признаки обнаружения месторождений газогидратов сейсмическими и электромагнитными методами.

Проанализированы принципы выделения газогидратов в разрезе месторождения по результатам исследований аппаратурой стандартных комплексов ГИС для разведочных скважин, принятых при исследовании месторождений газогидратов. Кроме того, оценены возможности специализированной скважинной аппаратуры, позволяющей в процессе бурения исследовать элементный состав газогидратов непосредственно в условиях скважины; и аппаратуры, использующейся в процессе эксплуатации скважин для ультразвуковой оценки физических свойств газогидратов. Проанализированы возможности количественной оценки по ГИС содержания газогидратов в коллекторах.

В работе рассмотрены различные технологии извлечения метанов из газогидратов и основные проблемы эксплуатации газогидратных месторождений, связанные с ними. Приведены результаты уникального опыта добычи газа из газогидратов при эксплуатации месторождения Мессояха. Описаны возможности предлагаемых за рубежом способов разработки месторождений газогидратов. Приведены результаты эксплуатации зарубежных месторождений газогидратов, приуроченных к отложениям многолетнемерзлых пород, и морских скоплений газогидратов.

Описаны осложнения, связанные с возникновением техногенных газогидратов при эксплуатации газовых скважин и морских трубопроводов.

Обозначены экологические проблемы, связанные с добычей газогидратов и их влиянием на окружающую среду.

**ВЛИЯНИЕ ПАЙ-ХОЙ-НОВОЗЕМЕЛЬСКИХ СКЛАДЧАТО-НАДВИГОВЫХ ДИСЛОКАЦИЙ НА ФОРМИРОВАНИЕ УВ СИСТЕМ НА ПРИМЕРЕ КОРОТАИХИНСКОЙ ВПАДИНЫ (ТИМАНО-ПЕЧОРСКИЙ НГБ)
(INFLUENCE OF THE PAI-KHOI-NOVAYA ZEMLYA FOLD-AND-THRUST DEFORMATIONS ON THE HYDROCARBON SYSTEM EVOLUTION: EXAMPLE OF KOROTAIHINSKAYA DEPRESSION (TIMAN-PECHORA BASIN))**

Смирнов А.В., Бричикова М.П., Фончикова М.Н.
ООО «Лукойл-Инжиниринг»

Перспективы нефтегазоносности зон региональных надвигов подтверждены открытием в их пределах многочисленных нефтяных и газовых месторождений. Промышленные скопления углеводородов известны в пределах Кордильерского пояса надвигов, в Предкарпатском, Предкавказском и Предуральском краевых прогибах.

Коротаихинская впадина является наименее изученной частью Предуральского прогиба. Сейсмические исследования показали, что осадочный чехол впадины в значительной степени дислоцирован. Главная фаза тектонической активности приходится на пермско-триасовое время.

В работе проведен анализ эволюции нефтяных систем в условиях регионального сжатия и формирования складчато-надвиговых деформаций. Исследования проведены с использованием современных программных средств, позволяющих проводить палинспастические реконструкции и моделирование УВ систем.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- анализ тектонической эволюции и изучение структурно-вещественных характеристик пород осадочного чехла;
- палинспастические реконструкции;
- определение времени региональной миграции углеводородов;
- изучение возможности формирования скоплений углеводородов, приуроченных к структурно ограниченным телам в осадочном чехле.

В результате были построены несколько моделей эволюции УВ систем в зависимости от граничных параметров (проницаемости тектонических нарушений, свойств нефтегазоматеринских толщ и распределения покровов и коллекторов).

Установлено изменение положения зон нефтегазогенерации во времени, что хорошо коррелируется с фактическим материалом. Это позволило определить степень преобразованности нефтегазоматеринских пород.

Получены данные об изменении путей миграции углеводородов во времени. Выделены возможные скопления углеводородов. Оценены факторы риска и их значимость.

**ПРОЕКТ «РАННЯЯ НЕФТЬ» НА ИМИЛОРСКОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ
(PROJECT "EARLY OIL" ON IMILORSKOYE OILFIELD)**

Старостина Т. В.

(научный руководитель - профессор Ермолкин В. И.)

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Имилорское месторождение открыто в 1987 году в результате геологоразведочных работ поисковой скважины 515 расположенной в присводовой части Имилорской структуры.

В административном отношении участок работ находится на территории Сургутского района ХМАО Тюменской области.

На основании имеющихся геолого-геофизических материалов изучено геологическое строение Имилорской группы месторождений. По имеющимся данным кернового материала изучена физико-литологическая характеристика резервуаров и экранирующих пород. На основании интерпретации данных ГИС изучена методика выделения коллекторов и эффективных толщин, определение коэффициентов пористости, нефтенасыщенности и проницаемости. Приведен прогноз изменения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов в пространстве. Проведен анализ геологических моделей продуктивных пластов, запасы которых числятся на Государственном балансе, с использованием имеющейся геолого-геофизической информации, а также материалов, полученных в ходе проведения геологоразведочных работ, который позволил говорить о возможности уточнения геологической модели и корректировки геометрии залежей нефти Имилорско-Источной группы месторождений.

Анализ месторождения подтвердил высокую сложность геологического строения месторождений. Месторождения Имилорско-Источной группы относятся ко II группе сложности, характеризующееся наличием зон литологических замещений, зон аномального строения отложений баженовской свиты, выклинивания продуктивных пластов ачимовской толщи, невыдержанностью толщин и коллекторских свойств резервуаров.

Суммарные начальные запасы нефти Имилорской группы месторождений составляют: по категории С1 - 287372/66278 тыс.тонн, по С2 - 537736/128986 тыс.тонн. Коэффициент изученности - 0.339. Кроме того, анализ полноты и качества геолого-геофизических материалов, а также ранее проведенных геологоразведочных работ показал, что, несмотря на довольно высокую плотность сейсмической и буровой изученности месторождений, расположенных в пределах Имилорско-Источного участка недр нуждаются в проведения полного комплекса геологоразведочных работ, направленных на геологическое изучение с целью поиска новых и пропущенных перспективных объектов, доразведку имеющихся залежей нефти и переоценку запасов углеводородного сырья, на основе создания единой комплексной сейсмогеологической модели.

**ГЕОЛОГО-ГЕОХИМИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
СРЕДНЕОБСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ
СУРГУТСКОГО СВОДА И ПРОЕКТ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНЫХ
РАБОТ НА ЗАПАДНО-УСТЬ-БАЛЫКСКОМ ЛИЦЕНЗИОННОМ
УЧАСТКЕ
(GEOLOGICAL AND GEOCHEMICAL CONDITIONS OF OIL AND
GAS CONTENT IN JURASSIC SEDIMENTS IN SREDNEOBSKAYA
OIL FIELD SURGUTSKIY ARCH AND PROJECT OF EXPLORATION
RESEARCHES ON THE WEST-UST-BALIKSKOM LICENSED AREA)**

Сторожева А.Г.

(научный руководитель - профессор Керимов В.Ю.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Цель работы: глубокое изучение геологического строения, корректировка технологических решений с учетом изменений представлений о геологическом строении продуктивных пластов Западно-Усть-Балыкского месторождения.

Месторождение расположено: на территории Нефтеюганского и Сургутского районов Ханты-Мансийского автономного округа . Открыто в 1985 г. Введено в разработку в 2005 г. Промышленная нефтеносность: БС₈₋₂ – усть-балыкская свита; БС₁₀ – сортымская свита; ЮС₁₀–абалакская свита, ЮС₂₋₁, ЮС₃ – тюменская свита. Пробурено: 15 поисково-разведочных, 95 эксплуатационных (35 ГС), 9 водозаборных. Пробурено с отбором керна: 15 поисково-разведочных, 1 эксплуатационная. По 8 скважинам выполнены лабораторные исследования.

Анализ структурного плана, геологических разрезов, результатов опробования и испытания скважин как в пределах изучаемого участка, так и за его границами, позволил уточнить модели нефтяных залежей в пластах Ю2–3; Ю0; БС10; БС8; БС6 и подсчитать запасы и ресурсы объемным методом. В результате уточнения запасов и ресурсов лицензионного участка несколько уменьшились запасы категории С1 и составили 1215 тыс. т. (извлекаемых) вместо 1579 тыс. т по пласту БС10. Зато значительно возрасли запасы категории С2 до 1232 тыс. т. вместо 190 тыс. т. и появились ресурсы категории С3 в объеме 2201,8 тыс. т.(извлекаемых). Появились ресурсы С3 по юрским пластам Ю2–3 и Ю0 в объеме:(геологические 130304,4 тыс. т.) извлекаемые 26880,4 тыс. т.

С целью подтверждения прогнозных запасов нефти в юрских отложениях рекомендовано пробурить пять разведочных и восемь поисковых скважин. Все скважины вскрывают пласт ЮС-2. Глубина проектируемых скважин –2970 м. Одна скважина запроектирована на глубину 3300 м с целью выяснения наличия коллекторов и их нефтеносности в пластах группы ЮС10-12.

**ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ
ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА БС₁₀²⁻³
ТЕВЛИНСКО-РУССКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(STRUCTURAL FEATURES OF THE HORIZON BS₁₀²⁻³
OF TEVLINSKO-RUSSKINSKOYE FIELD)**

Султаншина Т.Р.

(научный руководитель - профессор Гутман И.С.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Одно из сложнопостроенных нефтяных месторождений Когалымского нефтегазоносного района является Тевлинско-Русскинское месторождение. Основной нефтегазоносный горизонт БС₁₀²⁻³ представлен комплексом отложений в верхах сортымской свиты.

Пласты горизонта БС₁₀²⁻³ характеризуются высокой геологической макронеоднородностью, обусловленной невыдержанностью по площади. Также изменчивы и параметры микронеоднородности. Проницаемость изменяется от 0,051 мкм² до 0,166 мкм², пористость – от 19 до 23 %.

В результате выполненной детальной корреляции разрезов скважин и построенных многочисленных схем корреляции по каждому ряду эксплуатационных скважин по взаимно перпендикулярным направлениям установлено:

1) в пределах изучаемой части месторождения в горизонте БС₁₀²⁻³ выделено 6 пластов, индексируемых как БС₁₀²⁻³/1 - БС₁₀²⁻³/6, залегающих друг за другом неповсеместно;

2) начало каждого более молодого продуктивного пласта смещается в юго-западном направлении и сам пласт на определенном расстоянии от начала замещается плотными породами;

3) изменение толщин каждого пласта обусловлено блоковыми тектоническими подвижками различной интенсивности, многочисленными размывами отложений в пределах отдельных пластов горизонта БС₁₀²⁻³, а также клиноформным характером залегания этих пластов.

Согласно более ранним представлениям разломы на исследуемой территории не выделялись, и все изменения толщин связывали с выклиниванием пластов горизонта БС₁₀²⁻³ в восточном направлении.

Благодаря комплексному анализу результатов детальной корреляции разрезов скважин установлено, что все продуктивные пласты горизонта БС₁₀²⁻³ имеют более сложное геологическое строение, чем представлялось ранее. Своевременный учет выявленных особенностей должен содействовать повышению эффективности разработки.

**ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНАЯ
КУРНА-2 С УЧЕТОМ ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ
ПРОМЫСЛОВОГО КАРОТАЖА (PLT).
(WEST QURNA-2 FIELD DEVELOPMENT OPTIMIZATION BASED
ON PRODUCTION LOGGING TEST (PLT))**

Таов К.А.

(научный руководитель - профессор Филиппов В.П.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Месторождение Западная Курна-2 находится на юге Ирака, в 60 км к северу от г.Басра и обладает 4,9 млрд т. геологических запасов нефти. Месторождение является уникальным по размерам и является одной из крупнейших неразработанных в мире.

Продуктивный горизонт формации Мишриф представлен несколькими литотипами, соответствующими рифовому, лагунному и меловому типу отложений. Эффективная нефтенасыщенная толщина формации составляет 150м. На основе интерпретации геофизических исследований скважин, выделяются 5 петротипов: РТ-1, РТ-2, РТ-3, РТ-4, РТ-5. Петротипы РТ-1, РТ-2 и РТ-4 выделены как коллектора по характеру изменения пористости, плотности, удельного сопротивления слагающих формацию пород.

Исследование режима работы скважин и интервалов перфораций показало, что корреляция между интервалами перфораций петротипа РТ-1 и интервалами продуктивности составляет 89-98,4%, что указывает на то, что практически вся добыча по формации Мишриф на текущий момент ведется из пород, относящихся к данному петротипу.

Данная работа направлена на анализ данных промыслово-геологических исследований (PLT) по добывающим скважинам месторождения с целью оптимизации разработки формации Мишриф и разработки комплекса геолого-технических мер по увеличению коэффициента нефтеотдачи пласта.

В итоге был сделан прогноз о возможности существенного снижения коэффициента нефтеизвлечения вследствие быстрой отработки высокопроницаемых интервалов РТ-1 и прорыва воды по ним. В этом случае неохваченными разработкой останутся низкопроницаемые прослои РТ-2,4, доля которых в суммарной нефтенасыщенной толщине пласта составляет 55%.

В работе оценены риски и возможные последствия существующих способов эксплуатации месторождения. В результате был разработан комплекс геолого-технических мероприятий по оптимизации разработки и увеличению коэффициента нефтеотдачи формации Мишриф месторождения Западная Курна-2 и сделаны выводы по их эффективности.

**ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
САМАРСКОЙ ОБЛАСТИ
(ASSESSMENT OF THE DOMANIK DEPOSITS PROSPECTS IN
SAMARA REGION)**

Фролов Н.А.
«СамараНИПИнефть»

Сокращение активных запасов нефти в районах добычи приводит к необходимости вовлечения в ГРП новых малоизученных районов сложного геологического строения и поиски резервов добычи за счет трудноизвлекаемых запасов и, в последнее время, все большее внимание привлекается к наращиванию сырьевой базы за счет нетрадиционных ресурсов.

Сланцевая революция в США спровоцировала интерес к нетрадиционным углеводородам во всем мире, в том числе в России. Доманиковые отложения уже давно привлекают внимание геологов-нефтяников как потенциальный источник нефти. Эти отложения датируются в основном средним и верхним девоном и выделяются в самостоятельную доманиковую свиту, обогащенную органическим веществом. Они широко распространены на территории Волго-Уральской провинции.

Целью данной работы является изучение особенностей формирования и анализ перспективности доманиковых фаций Самарской области, оценка характеристик доманикитов, их сравнение с разрабатываемыми аналогами, заключение о целесообразности и возможностях их разработки.

Для решения этих вопросов, исследован процесс седиментации отложений доманиковых фаций Самарской области и выявлена зона их распространения, предлагается ряд критериев, по которым можно отделить перспективные формации от неперспективных, и проведено сравнение с успешно разрабатываемыми месторождениями-аналогами.

Научная новизна заключается в получении новых данных о строении, свойствах отложений, распределении характеристик доманиковых фаций Самарской области.

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ГЛУБОКО
ПОГРУЖЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ НИЖНЕ-КУРИНСКОЙ
ДЕПРЕССИИ (АЗЕРБАЙДЖАН) ПО ДАННЫМ ГЕОХИМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ ФЛЮИДОВ ГРЯЗЕВЫХ ВУЛКАНОВ
(GEOCHEMICAL STUDIES OF FLUIDS FROM MUD VOLCANOES
ACCORDING TO PETROLEUM POTENTIAL OF DEEPEATED
SEDIMENTS OF THE LOWER KURA DEPRESSION (AZERBAIJAN))**

Хасаева А.Б.

(научный руководитель - академик, д.г.-м.н., Гулиев И.С.)

Институт геологии и геофизики НАНА

Нижне-Куринская депрессия является частью Южно-Каспийского бассейна (ЮКБ), расположена между складчатыми областями Большого и Малого Кавказа. Данный регион характеризуется мощным осадочным чехлом 22 км (в ЮКБ до 30 км), высокой скоростью осадконакопления, пониженным геотермическим градиентом (среднее значение соответствует 2С/100м). В геологическом строении принимают участие отложения Четвертичного, Плиоценового, Миоценового и Олигоценного возраста. Отложения Миоцена и Олигоцена вскрыты поисково-разведочными скважинами на площадях Каламаддин и Гарабаглы.

На территории Нижне-Куринской впадины находится 25 грязевых вулканов, которые являются уникальным источником информации содержания углеводородов на больших глубинах. В процессе изучения данных скважин, продуктов выбросов, флюидов грязевых вулканом и исходя из геологических и термических особенностей региона, было определено, что главная фаза генерации (ПК₁-АК₂) углеводородов соответствует довольно широкому интервалу глубин в 6-18 км, что соответствует Плиоцен-Миоценовым отложениям, а также «нефтяному и газовому окнам» согласно предполагаемым значениям $R_0 \approx 0,65-0,85$ %.

Флюиды грязевых вулканов представлены газами и водами. Газовая фаза преимущественно состоит из метана (до 99%), тяжелых углеводородов (ТУ), CO₂, N₂, инертных компонентов He, Ar. Содержание ТУ в газах грязевых вулканов связанных с нефтяными месторождениями – повышено. Изотопный состав углерода метана для Нижне-Куринской депрессии изменяется от -40‰ до -60‰. Воды грязевых вулканов, представленным всеми четырьмя генетическими типами, однако характерными являются воды ГКН типа. Согласно Mg-Li геотермометру образование грязевулканических вод соответствуют интервалу температур от 20С до 140 С (ПК₂). В твердых продуктах выбросов грязевых вулканов определено 90 минералов и 30 микроэлементов.

В результате геохимических исследований, термобарических и геологических условий, зоны нефтегазообразования - перспективность Нижне-Куринской депрессии прогнозируется на глубины свыше 10 км.

**ИНФОРМАТИВНОСТЬ СКВАЖИННОЙ ГАММА-
СПЕКТРОМЕТРИИ В НЕФТЕНАСЫЩЕННЫХ БИТУМИНОЗНЫХ
КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ
(INFORMATIVITY OF BOREHOLE GAMMA SPECTROMETRY IN
OIL-SATURATED BITUMINOUS CARBONATE DEPOSITS)**

Хасанов Р.К.

(научный руководитель - доцент Лазуткина Н.Е.)

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

Карбонатные коллекторы, как правило, являются сложным типом коллектора в силу изменчивости литологического состава, сложной структуры емкостного пространства, геохимических особенностей отложений. Наиболее информативными являются акустические методы и скважинная радиометрия. В данном докладе рассмотрено использование данных гамма-спектрометрии естественной радиоактивности горных пород (ГМ-С) в карбонатных отложениях одного из месторождений территории РФ.

Продуктивными на месторождении являются отложения нижней перми, представленные мощной толщей карбонатных и карбонатно-кремнистых пород неравномерно перекристаллизованных и доломитизированных с вторичным смешанным типом цемента. В большей степени, именно состав и тип цемента определяют ФЕС данных пород. Наряду с этим, известна высокая информативность ГМ-С при оценке состава цемента коллекторов. Однако «стандартные» методики, позволяющие оценить состав и количество цемента карбонатных коллекторов, в настоящее время отсутствуют. Поэтому для решения этой задачи привлекается оригинальная адаптивная методика интерпретации данных гамма-метода (Д.А. Кожевников, 2001). Методика основана на построении и анализе петрофизической модели коллектора. По результатам определения глинистости уточнены эффективные мощности коллекторов.

Одновременно в данных отложениях также отмечаются единичные разнонаправленные открытые трещины и субгоризонтальные стилолиты, заполненные битумно-глинистым материалом. Битуминозность дополнительно осложняет определение пористости по данным методов ГИС. В докладе показано, что включение ГМ-С также позволяет определить содержание битуминозного вещества и повысить точность оценки емкостных свойств пород.

**МЕТОДИКА АНАЛИЗА ТЕКСТУРНОЙ НЕОДНОРОДНОСТИ
КЕРНОВОГО МАТЕРИАЛА ПУТЁМ ПОЛУЧЕНИЯ И
КОМПЬЮТЕРНОЙ ОБРАБОТКИ ЕГО ЦИФРОВЫХ
ИЗОБРАЖЕНИЙ. ЕЕ ПРАКТИЧЕСКОЕ ПРИМЕНЕНИЕ. ОЦЕНКА
ДОСТОВЕРНОСТИ РЕЗУЛЬТАТОВ
(TECHNIQUES OF STRUCTURE ANALYSIS OF HETEROGENEITY
IN CORE-SAMPLE WITH HELP OF STUDYING DIGITAL IMAGES
OF CORE. ITS PRACTICAL APPLICATION. CONFIRMATION OF
THE FEASIBILITY)**

Хлыстова Г.И.

(научный руководитель - Хасанов И.И.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время изучение текстурных особенностей пород производится визуально по керну. Такая оценка носит субъективный и зачастую неточный характер. При том накапливается большое количество цифровых изображений керна, которые так же иллюстрируют текстурные особенности, но не используются должным образом для их оценки. Так было разработано программное обеспечение, которое должно помочь в оценке текстурных особенностей пород с помощью компьютерного анализа цифровых изображений кернового материала.

Целью данной работы является оценка и сравнительный анализ результатов, полученных при исследовании текстур одного и того же разреза в ходе лабораторных исследований и в результате исследования с помощью предлагаемой методики.

Для достижения данной цели было поставлено несколько задач:

1. Изучение текстурной неоднородности разреза одной из скважин месторождения приуроченного к Пур-Тазовской синиклизе Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции.

2. Оценка текстурной неоднородности того же разреза с помощью программного пакета написанного для данной методики.

3. Сравнение и анализ полученных данных.

В качестве исходной информации о текстурной неоднородности использовался отчет кафедры литологии по данному разрезу, содержащий необходимые данные по текстурам. В дальнейшем, проведя текстурный анализ по предлагаемой методике и сравнив его с лабораторными исследованиями, мы получили низкий процент расхождения результатов. Так, по окончании работы, можно сделать следующие выводы:

1. Данный программный пакет достаточно точно определяет текстурные особенности кернового материала.

2. Временные затраты на исследование керна по данной методике оказываются значительно ниже.

3. С помощью данной методики удаётся избежать субъективности оценки текстурной неоднородности.

**КОСМИЧЕСКИЕ ПОРТРЕТЫ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ БАССЕЙНОВ
И ИХ ЧАСТЕЙ ЮГО-ВОСТОЧНОГО КИТАЯ (БОХАЙВАНЬСКИЙ,
СЫЧУАНЬСКИЙ И ОРДОССКИЙ БАССЕЙНЫ)
SPACE IMAGE OIL AND GAS BASINS AND PARTS SOUTHEASTERN
CHINA (BOHAYVANSKY, SICHUAN AND ORDOS BASINS)**

Чжан Инпэн, Сюй Жуйвэнь, Цзяо Кай
(научный руководитель - доцент Милосердова Л.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Работа посвящена описанию космических портретов двух северо-западных нефтегазоносных бассейнов – Ordosского, Сычуанского и Бохайвань.

Центральные части нефтегазоносных бассейнов представляют собой обширные низменности, зажатые между складчатыми системами, отчетливо выделяющиеся на космических изображениях континентального уровня генерализации своим ровным фототонем. Космические портреты Сычуанского, Ordosского и Бохайваньского бассейнов очень похожи, но если Сычуанский и Бохайваньский бассейны конформны раме, то Ordosский сечет вмещающие структуры.

Границы бассейнов, как правило, выделяются системами субпараллельных линеаментов, отражающих ограничивающие их разломы.

В центральных частях бассейнов располагаются основные месторождения, которые можно видеть по контролирующим их тектоническим поднятиям. Внутреннее строение структур дешифрируется на более детальных изображениях. Наиболее уверенно дешифрируется разломно-блоковое строение территории.

На периферии бассейнов отчетливо видны разломы и складки.

На снимках, как правило, удается увидеть геологические структуры, контролирующие зоны нефтегазонакопления и ловушки, с которыми связаны месторождения – как правило, по проявлениям небольших современных поднятий в рельефе. Нефтеконтролирующие разломы, а также разломы, осложняющие месторождения, как правило, также удается увидеть на снимках – крупные разломы – на обзорных изображениях, а небольшие – на детальных снимках.

Очень затрудняет распознавание геологических объектов интенсивная антропогенная измененность ландшафтов.

Очень хорошо на снимках опознаются опознаются системы скважин и соединяющих их дорог. Крупные месторождения представляют собой огромные площади, покрытые скважинами.

Однако самыми заметными проявлениями месторождений нефти на космических снимках являются загрязнения почвы нефтепродуктами.

**ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГРП НА МНОГОПЛАСТОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ» (ABRASIFRAC
TT) (OPTIMIZATION OF HYDRAULIC FRACTURING ON THE
MULTILAYER FIELDS OF «RN-PURNEFTEGAS» (ABRASIFRAC TT))**

Чунарев В.В.

(научный руководитель - Петров А.С.)

ООО "РН-Пурнефтегаз"

В работе рассмотрена актуальность проблемы необходимости оптимизации технологии ГРП. Предлагается проведение гидropескоструйной перфорации взамен кумулятивной и проведение ГРП по технологии AbrasiFRAC TT. Рассмотрены достоинства и недостатки гидropескоструйной перфорации по сравнению с другими методами. Рассмотрены проведение ГРП по «стандартной» технологии, а также проведение двух опций абразивного ГРП. Приведены возможные проблемы рекомендуемой технологии и методы их решения. Представлен расчет экономической эффективности. Сделано заключение.

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ОБОРА КЕРНА (DEVELOPMENT CONTROL SYSTEM CORING)

Шакиров Р.А.

(научный руководитель - к.х.н., доцент Емекеев А.А.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

В сложившейся социально-экономической ситуации задача повышения надёжности и эффективности отечественного бурового оборудования становится всё более актуальной. Это служит поводом для всестороннего рассмотрения вопроса о модернизации систем бурения и исследования нефтяных и газовых скважин.

Данная работа относится к нефтедобывающей промышленности, а именно к буровому инструменту, в частности к устройствам для бурения нефтегазодобывающих скважин с отбором керна и сохранением пластовой среды.

Целью проекта является расширение эксплуатационных возможностей системы. Первой задачей является обеспечение непрерывного отбора и сохранение заданных интервалов отбора керна, повышение качества отбираемого керна и получение на поверхности информации о работе и состоянии системы.

Второй задачей проекта является обеспечить виброанализ, для получения информации о свойствах отбираемой породы и определить вид породы по частоте.

Поставленные задачи решаются предлагаемой системой непрерывного отбора керна, которая включает керноотборный снаряд и содержит корпус, подвеску керноприемной трубы, керноприемную трубу, узел кернорвателей, бурильную головку, датчик вибрации и систему передачи данных.

Новым является то, что система оборудована блоком контроля отбора керна, включающая датчик измерения уровня керна (уровнемер) в керноприемной трубе, датчик вибрации и систему передачи данных. Система непрерывного отбора керна позволяет реализовать непрерывный отбор керна и позволяет информировать о возможном заклинивании в процессе отбора, независимо от рода сложности пород, что дает возможность принять правильное решение и сэкономить значительное количество времени.

Таким образом реализация данного проекта обеспечит эффективный процесс бурения и позволит при минимальных затратах получить качественные результаты, так же повысит эффективность отечественного бурового оборудования.

Данное технологическое решение выполнено на уровне изобретения и получен патент РФ № 133559

**ВОЗМОЖНОСТЬ РАСЧЛЕНЕНИЯ КАРБОНАТНЫХ ТОЛЩ
НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ТОМСКОЙ ОБЛАСТИ
ЭЛЕКТРОФИЗИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ
(THE POSSIBILITY OF DIVIDING CARBONATE ROCKS OIL-GAS
FIELDS OF TOMSK REGION ELECTROPHYSICAL METHODS)**

Шелегин А.С.

(научный руководитель - профессор Сальников В.Н.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Проведены исследования по расчленению карбонатных пород на основе сопоставления плотности энергии эндо-экзотермических реакций на примере литологических колонок скважин нефтегазовых месторождений. Приведены сравнительные данные по термическому анализу, электропроводности и термолюминесценции горных пород из скважин Тамбаевской, Северо-Останинской, Калиновой и Чкаловской площадей. Показаны возможности метода термического анализа по идентификации минералов и определению кинетических и термодинамических параметров фазовых превращений, как источника генетической информации.

При исследовании карбонатных пород, кроме декарбонатизации, при нагревании на кривых электропроводности отражаются процессы дегидратации, выгорания органических остатков, перераспределение пористости (декрепитация, коалянзация, перераспределение точечных и линейных дефектов). Разложение мрамора начинается с температуры 510°C по данным электропроводности (смена энергии активации) и 530°C по изменению вакуума. Кривая ДТА дает очень общее представление о физико-химических процессах.

В докладе приведены примеры типичной температурной зависимости электропроводности, импульсного электромагнитного излучения, величины вакуума в сопоставлении с кривыми ДТА.

В карбонатах, как и в других породообразующих минералах (полевошпат, кварц, флюорит), наблюдаются остаточные эффекты минеральной «памяти» о дефектах кристаллической решетки, на которых были локализованы центры окраски, ответственные за ТЛ.

Выявление закономерности эволюции карбонатного вещества при воздействии теплового и электрического полей можно использовать для разделения и корреляции карбонатных толщ нефтегазовых месторождений. Метод электропроводности, термографический анализ в комплексе с методами термолюминесценции и гамма-термолюминесценции, ИК-спектроскопии, петрографическим, спектральным можно рекомендовать для определения кинетики диагенетических преобразований вещества осадочных пород и генезиса нефтегазообразования.

**ОСОБЕННОСТИ ТЕКТОНИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ И
ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЕНИСЕЙ-
ХАТАНГСКОГО РЕГИОНАЛЬНОГО ПРОГИБА И АНАБАРО-
ХАТАНГСКОЙ СЕДЛОВИНЫ
(FEATURES OF TECTONIC EVOLUTION AND PETROLEUM
POTENTIAL OF YENISEI- HATANGSKY REGIONAL DEPRESSION
AND ANABARA-HATANGSKY SADDLE)**

Шуваев А.О., Богданов О.А., Мусихин К.В.
ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг"

В связи с истощением запасов УВ в старых нефтегазовых провинциях всё чаще поиск залежей осуществляется в новых, до этого слабо изученных областях. В работе проводится анализ тектонического развития и нефтегазоносности двух подобных перспективных зон: Енисей-Хатангского регионального прогиба (ЕХРП) и Анабаро-Хатангской седловины (АХС).

В процессе формирования, исследуемые бассейны прошли через несколько стадий тектонических преобразований. Начало формирования бассейнов связано со средне-позднерифейским рифтингом. Пострифтовая стадия развития продолжалась с позднего рифея по раннюю пермь.

Первое орогенное событие приурочено к границе перми и триаса. В это время происходит формирование инверсионных валов над рифей-палеозойскими грабенами. В пределах АХС формировались складчато-надвиговые пластины, а также надсолевые антиклинали. С этапом пермо-триасового орогенеза связывается региональный трапповый магматизм и формирование сильно влияющих на прогрев газо-нефтематеринских пород интрузий. Второе орогенное событие приурочено к границе юрского и мелового периодов. Это время образования сдвиговых разломов и роста срединных мегавалов, протягивающихся через ЕХРП на многие сотни километров. К этому этапу приурочено формирование большинства современных антиклинальных структур.

Последним значительным событием стал общий подъем территории в олигоцене. Последующей за воздыманием эрозией было размыто 1.5-2 км меловых и палеогеновых осадков, что привело к разрушению ряда антиклинальных ловушек.

Понимание особенностей тектонического развития Енисей-Хатангского регионального прогиба и Анабаро-Хатангской седловины позволяет:

- определить перспективные для дальнейшей разведки на УВ комплексы;
- произвести выделение и ранжирование перспективных объектов с учетом тектонической эволюции бассейна.

**ИНТЕНСИВНОСТЬ И ПРОСТРАНСТВЕННОЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЕ
ВТОРИЧНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ТАЛАХСКОГО ГОРИЗОНТА СЕВЕРО-
ВОСТОЧНОГО СКЛОНА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ
АНТЕКЛИЗЫ**

**(INTENSITY AND SPATIAL DISTRIBUTIONS OF SECONDARY
CHANGES OF TALAKH HORIZON ON THE NORTHEAST SLOPE OF
NEPSKO-BOTUOBIAN ANTECLISE)**

Юрочкина В.А.

(научный руководитель - к.г.-м.н. Коновальцева Е.С.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Талахский горизонт выделяется на северо-востоке Непско-Ботуобинской антеклизы и приурочен к нижневендскому терригенному комплексу. Нефтегазоносность отложений талахского горизонта доказана в пределах нескольких месторождений, в частности, Чаяндинского НГКМ.

Формирование талахских продуктивных отложений происходило в континентальных условиях вблизи источников сноса осадочного материала, расположенных в сводовой части Непско-Ботуобинской антеклизы. Талахский горизонт сложен широким комплексом гравийных, песчаных и песчано-алевро-глинистых литотипов. Отложение талахского горизонта отличаются высокой степенью геологической неоднородности, которая определяется частым чередованием в разрезе различных пород. В отложениях горизонта преобладают текстуры, характерные для отложений временных потоков. Комплекс структурных и текстурных особенностей пород талахского горизонта свидетельствует о формировании этих отложений в зоне временных потоков и сопровождающих их зонах континентального ландшафта.

В отложениях талахского горизонта широко развиты вторичные процессы. Наиболее масштабные преобразования связаны с регенерацией обломочных зерен, аутигенным минералообразованием (карбонатизацией, сульфатизацией, засолонением).

В работе исследованы стадийность вторичных преобразований и закономерности их распределения по разрезу, а также влияние данных процессов на фильтрационно-емкостные свойства пород.

Был изучен керновый и шлифовый материал, результаты геофизических и петрофизических исследований, также результаты растровой электронной микроскопии.

Развитые в разрезе коллектора относятся к поровому типу, характерному для обломочных пород. Значения пористости варьируются от единиц до 20%. Размеры пор изменяются от 0,01 мм до нескольких мм, в среднем составляет 0,5 мм.

Вторичные изменения происходили преимущественно на стадии катагенеза, во многом изменив структуру и объем порового пространства. В отдельных участках пород зерна практически полностью теряют свои первичные очертания, а первичное поровое пространство часто полностью залечивается аутигенными минералами. В то же время выщелачивание зерен кварца и полевых шпатов, а также цементной составляющей пород увеличили значения пористости в разрезе.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)

СБОРНИК ТЕЗИСОВ

69-ОЙ МЕЖДУНАРОДНОЙ МОЛОДЕЖНОЙ
НАУЧНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

НЕФТЬ И ГАЗ - 2015

14-16 АПРЕЛЯ 2015 Г.

Секция 2
Разработка нефтяных и газовых
месторождений. Бурение скважин

МОСКВА 2015

ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН С БОЛЬШИМ ОТХОДОМ ЗАБОЯ ОТ ВЕРТИКАЛИ (INNOVATIVE TECHNOLOGY IN EXTENDED REACH WELLS DRILLING)

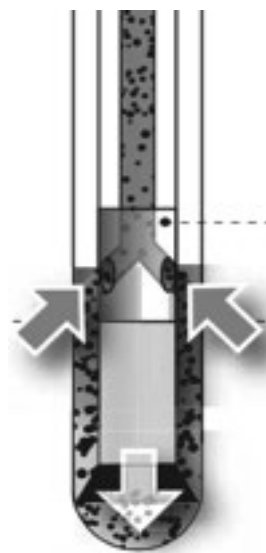
Абальян Э.Е., Абальян А.Е.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В работе рассматривается новейшая технология бурения как разведочных, так и эксплуатационных скважин на нефть и газ с большим отходом забоя от вертикали (БОВ). Скважины БОВ уже получили широкое распространение в России и строятся для обеспечения доступа к ресурсам в районах с уязвимой природной средой; для бурения в условиях, где использование наземных буровых установок и береговых технологических комплексов для разработки морских месторождений обходится значительно дешевле (на Сахалине); а также для бурения в российской тундре, которое ведёт к снижению воздействия на окружающую среду и обеспечивает возможность разбуривания залежей под озёрами и реками.

Уникальность данного метода заключается в том, что он позволяет решать одновременно несколько серьёзных задач при бурении скважин БОВ, а именно: достижение необходимых нагрузок на долото при бурении горизонтального участка, устранение проблем с качеством промывки скважины, проводка скважины при управляемом давлении, и возможность бурения на депрессии.

Сущность рассматриваемой технологии заключается в применении специальных бурильных труб, конструктивно представляющих собой две концентрические трубы (одна в другой) Dual Drill string. При этом буровой раствор подаётся через кольцевое пространство между трубами, а обратный поток с шламом проходит через полость внутренней трубы меньшего диаметра, попадая в неё через специальные каналы. Пространство между бурильной колонной и стенкой скважины, свободное от промывочной жидкости, может использоваться для создания дополнительной нагрузки на долото, а также для других целей.



Работа заключается в расчёте гидравлической программы скважины при использовании данного вида бурильных труб и сравнении её с гидравлической программой скважины БОВ, пробуренной традиционным методом; а также в детальном рассмотрении конструктивных особенностей и принципа работы всего бурильного инструмента при использовании данной технологии.

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРОФИЛЯ СКВАЖИНЫ.
ПРОГНОЗИРОВАНИЕ И СПОСОБЫ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ
ОТКЛОНЕНИЙ ОТ КРУГА И КОРИДОРА ДОПУСКА
(WELL PATH DESIGN. PREDICTION AND PREVENTION
METHODS OF TARGET AND TOLERABLE RANGE)**

Абраева Т.И.

(научный руководитель - Гришин Д.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Применение горизонтальных скважин позволяет увеличить объем добычи нефти или газа в залежах с относительно небольшой мощностью, вследствие обеспечения существенно большей площади притока флюида.

Одним из основных критериев качества строительства скважины является вскрытие продуктивного пласта внутри круга, лежащего на плоскости кровли продуктивного пласта – круга допуска, а так же заданного интервала глубин в пределах пласта – коридора допуска. Наклонно – направленные и горизонтальные скважины требуют особого контроля, и часто требуется оперативная корректировка параметров управления траекторией на основе измеренных забойной телеметрической системой инклинометрических данных.

Автором рассмотрены основные причины отклонения траектории скважины от проектных значений, связанные с неточностью измерения профиля скважины, погрешностью измерительных приборов и ряда других факторов.

Корректировка траектории подразумевает:

- бурение с большей интенсивностью искривления;
- ликвидацию и перебуривание части ствола скважины;
- увеличение затрат времени на технологические спуско-подъемные операции.

Указанные моменты повышают риск возникновения осложнений и аварийных ситуаций, стоимость скважины.

Задача корректировки заключается в обеспечении «попадания скважины» в круг и коридор допуска, минимизация риска возникновения сопутствующих аварий и осложнений при проводке скважины.

В докладе представлен пример применения результатов работы при проектировании скважин Учебного нефтяного месторождения в рамках междисциплинарного курса «Проектирование разработки нефтяных месторождений в виртуальной среде профессиональной деятельности».

**РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ КОРРОЗИИ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ
МИШОВДАГ (АЗЕРБАЙДЖАН) В СКВАЖИНАХ,
ОБОРУДОВАННЫХ ПОГРУЖНЫМИ
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ
(SOLUTION TO A PROBLEM OF CORROSION IN WELLS
OPERATED WITH ESP)**

Агнаев З.К

(научный руководитель - доцент Деньгаев А.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время компании по всему миру сталкиваются с проблемой коррозии ГНО. Решению этой проблемы уже сегодня уделяется внимания не меньше, чем традиционной проблеме коррозионного разрушения наземного оборудования. Представители добывающих компаний отмечают рост доли коррозионного фонда и процента отказов внутрискважинного оборудования связанных с коррозией.

Так, на месторождении Мишовдаг в Азербайджане компания KARASU столкнулась с частыми выходами из строя установок погружных электроцентробежных насосов по причине коррозии. В связи с чем компания несла убытки из-за простоя скважин.

По результатам комиссионных разборов было установлено, что оборудование прекращало свою работу по причине коррозии ПЭД. Наблюдалась точечная коррозия по всей длине корпуса двигателя. В то же время непосредственно на корпусе самого насоса и НКТ были выявлены признаки электрохимической коррозии, которые способствовали образованию дыр и уменьшению дебитов добывающих скважин. Использование поверхностных дозаторов в затрубное пространство не решило проблемы частых отказов установок по коррозии ПЭД. Тогда было принято решение использовать другой вид ингибиторной защиты скважин коррозионного фонда оборудованных УЭЦН.

Таким образом, в данной работе произведен анализ коррозионного фонда компании, описывается решение и результаты применения нового вида ингибиторной защиты на скважинах, оборудованных погружными электроцентробежными насосами

**УТОЧНЁННЫЙ МЕТОД ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГДИ
ВЕРТИКАЛЬНЫХ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ
СМЕНОЙ УСТАНОВИВШИХСЯ ОТБОРОВ
(THE CORRECTED METHOD FOR INTERPRETATION
OF WELL TESTS OF VERTICAL GAS WELLS)**

Айрапетов А.Л.

(научный руководитель - старший преподаватель Некрасов А.А.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

При обработке результатов газогидродинамических исследований скважин последовательной сменой установившихся отборов возникает затруднение, связанное с тем, что ввиду ограничений по времени почти всегда данные замеров снимаются не по стационарному, а по псевдостационарному притоку. В случае разведочных скважин это обусловлено тем, что контур питания скважины не достигает границ зоны дренирования. В случае же эксплуатационных скважин это обусловлено подвижностью искусственных непроницаемых границ, создаваемых соседними работающими скважинами. В результате радиус контура питания в обоих случаях меняется от режима к режиму. Это означает, что коэффициенты фильтрационного сопротивления скважины, которые зависят, в том числе, от радиуса контура питания, также меняются от режима к режиму. Для учёта этого фактора автором работы предлагается новый метод обработки результатов ГДИ.

От классического алгоритма обработки он отличается, во-первых, особым способом линеаризации уравнения стационарного притока газа к скважине. Линеаризация проводится не один, а два раза – по отдельности для каждого коэффициента фильтрационного сопротивления. При этом в каждом случае обе части уравнения делятся не только на дебит скважины Q_i , но и на параметр, включающий радиус контура R_{ki} .

Во-вторых, для решения задачи дополнительно вводятся уравнения пьезопроводности, коэффициентов фильтрационного сопротивления, а также уравнение, связывающее радиус контура питания и время стабилизации притока. Они используются для итеративного расчёта радиуса контура питания, пьезопроводности, макрошероховатости и проницаемости пласта.

Отдельное внимание уделено программной реализации предлагаемого метода в Microsoft Excel.

Среднее расхождение значений проницаемости с результатами классической обработки, выявленное при тестировании метода, составило 8% для группы коллекторов с проницаемостью менее 1 Д и всего 0,52% для группы коллекторов с проницаемостью более 1 Д. Установлено, что классическая обработка всегда даёт завышенные результаты.

**МЕХАНИЗМ ВЫПАДЕНИЯ КОНДЕНСАТА В ПРИЗАБОЙНОЙ
ЗОНЕ СКВАЖИНЫ И ВОЗМОЖНЫЙ ВАРИАНТ ЕГО
УСТРАНЕНИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ.
(MECHANISM OF CONDENSATION IN THE BOREHOLE BOTTOM
AND POSSIBLE OPTIONS FOR ITS ELIMINATION AT GAS-
CONDENSATE FIELD DEVELOPMENT)**

Аитов Ч.Р.

(научный руководитель - доцент Муминов.А.С.)

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

При разработке месторождения на истощение и даже с поддержанием пластового давления происходит выпадение конденсата в призабойной зоне, если забойное давление ниже давления начала конденсации. Как известно пластовое давление от контура дренирования до призабойной зоны снижается плавно и уже в околоскважинном пространстве происходит резкий скачок падения давления ниже давления начала конденсации. В связи, с чем конденсат выпадает в пласте, ухудшая тем самым производительность скважины. Данный скачок падения давления в призабойной зоне вызван резким скачком увеличения по проницаемости при фильтрации газа из пласта в скважину. Действительно, если условно принять скважину за “капилляр” с диаметром во много раз превышающим диаметр пор в скважине, то следовательно, и проницаемость скважины во много раз превышает проницаемость пласта. В работе предлагается оснастить забой скважины специальным кернаобразцом со структурой увеличения проницаемости снизу в вверх (рисунок 1), тем самым вызывая плавное увеличение проницаемости, а следовательно и плавного снижения давления, отодвигая тем самым точку выпадения конденсата из пласта в специальный кернаобразец.

Помимо этого, для удаления выпавшего конденсата в кернаобразце, предлагается оснастить его специальными датчиками выявления влаги выпавшего конденсата и нагревательным прибором, равномерно разогревающим структуру кернаобразца. Данная методика позволит контролировать и устранять выпадение конденсата.

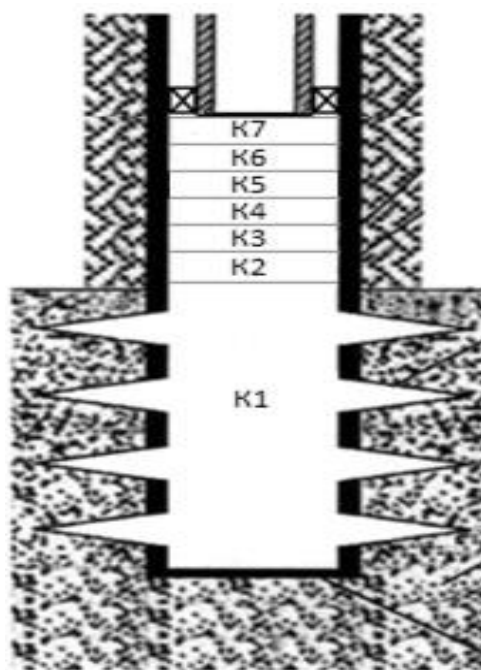


Рисунок 1. Кернаобразец с плавно увеличивающейся проницаемостью

**НАИБОЛЕЕ АКТУАЛЬНЫЕ ОСЛОЖНЕНИЯ ГАЗОДОБЫЧИ В
УСЛОВИЯХ ОБВОДНЕНИЯ ДОБЫВАЮЩЕГО ФОНДА СКВАЖИН
ЗРЕЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗА
(THE MOST RELEVANT GAS PRODUCTION PROBLEMS CAUSED
BY WATERING CONDITIONS OF MATURE GAS FIELDS WELLS)**

Амшинов Н.М.

(научный руководитель - м.с. ИПНГ РАН, Лапоухов А.Н.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Основные объемы газа, добываемые в России, поступают из месторождений, разрабатываемых на поздней и заключительной стадиях. Эксплуатация добывающих скважин на этих стадиях сопровождается рядом факторов, осложняющих добычу газа.

1. Повышение интенсивности водопескопроявлений.

Одной из главных причин, не позволяющих эффективно эксплуатировать добывающий фонд на поздней стадии, является водопескопроявление в скважинах. Сегодняшний уровень развития научно-технических решений по предупреждению водопескопроявлений, водоизоляции интервалов, укреплению призабойной зоны скважины сдерживает масштабное и результативное их применение, отсутствует научное обоснование для качественного и рационального подбора конкретного геолого-технического мероприятия, а также оптимального выбора скважин-кандидатов с учетом геолого-промысловых условий, в которых может быть получен положительный технико-экономический эффект.

2. Снижение относительной фазовой проницаемости (ОФП) по газу в околоскважинной зоне продуктивного пласта с повышением водонасыщенности.

ОФП также является одним из ключевых факторов добычи газа. При снижении пластового давления из потока газовой смеси начинает конденсироваться вода. Это может происходить в стволе скважины и в пористой среде. Накапливающая жидкость создает не только противодействие в стволе скважины, но и негативно сказывается на ОФП по газу в призабойной зоне, снижая таким образом возможность газа проникать из пласта в скважину. Снижение добычных возможностей скважины.

3. Самозадавливание.

Поступление воды в газовую скважину вызывает самозадавливание («захлебывание») скважины, и она прекращает добывать газ.

Ярким примером, вбирающим в себя все вышеперечисленные факторы, являются сеноманские газовые залежи, которые разрабатываются уже более 30 лет. В скважины вместе с газом поступает конденсационная, а иногда и пластовая и техническая вода. Нередко при обводнении отмечается большое количество выносного песка. Так, уже в 1995 г. на Уренгойском НГКМ извлекли 118 тонн песка.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОСНОВНЫХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ
ПЛАСТОВЫХ И ДЕГАЗИРОВАННЫХ НЕФТЕЙ С СОДЕРЖАНИЕМ
МЕТАНА БОЛЕЕ 60% В УСЛОВИЯХ ОГРАНИЧЕННОЙ
ИСХОДНОЙ ИНФОРМАЦИИ
(DETERMINATION OF MAIN PHYSICAL AND CHEMICAL
PROPERTIES OF OIL AND GAS IN CIRCUMSTANCES WITH
LIMITED BASIC DATA AND CONCENTRATION OF METHANE
HIGHER 60%)**

Андреев А.А., Разумов А.Е.

(научный руководитель - профессор Мищенко И.Т.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Физико-химические свойства нефти — очень важные факторы, влияющие на весь спектр процессов и операций в разработке месторождения. Все операции по добыче, закачке воды и агентов, хранению и транспортировке в основном зависят от физико-химических свойств нефти и газа. Достаточно сказать, что свойства флюида могут отличаться не только от скважины к скважине, но и в процессе разработки, что делает определение физико-химических свойств пластовых и дегазированных нефтей актуальным.

На данный момент проведено множество экспериментальных и аналитических исследований по определению физико-химических свойств нефти. Несмотря на это определение свойств нефти с содержанием метана более 60% производится с значительной ошибкой, что делает дальнейшие исследования в этой области необходимыми.

Методика по определению физико-химических свойств нефти описанная в данной работе основана на корреляциях между такими параметрами как плотность пластовой нефти, газовый фактор, плотность дегазированной нефти, содержание метана и азота, а также плотность газа и многие другие.

Методика не требует сложных математических вычислений, что делает определение физико-химических свойств пластовых и дегазированных нефтей простым. В работе также представлена проверка данной методики на примере определения свойств нефти одного из месторождений шельфа Печорского моря.

ВИЗУАЛИЗАЦИЯ КИСЛОТНОЙ ОБРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ (VISUALIZATION OF ACID TREATMENT OF CARBONATE RESERVOIRS)

Антонов С.М, Пономарев А.А.

(научный руководитель - профессор Андреев О.В.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

В настоящее время, в России, стратегически важными являются карбонатные месторождения нефти и газа Восточной Сибири. При кислотной обработке карбонатных пластов происходят процессы формирования высокопроницаемых флюидопроводящих каналов растворения, которые характеризуются определенной структурой и геометрией.

Для определения структуры каналов растворения через нефтенасыщенные образцы керна карбонатного состава фильтровали стандартный кислотный состав для проведения кислотных обработок (12 мас. % HCl + 2 мас. % Неонол РХП-20) и гелированную соляную кислоту (12 мас. % HCl + 6,5 мас. % Карбоксибетаин) в термобарических условиях приближенных к пластовым. Визуализацию структуры каналов растворения после проведения фильтрационных испытаний проводили на лабораторной базе рентген-микротомографа SkyScan 1172, при токе анода 170 мкА, источнике рентгеновского излучения 70 кВ.

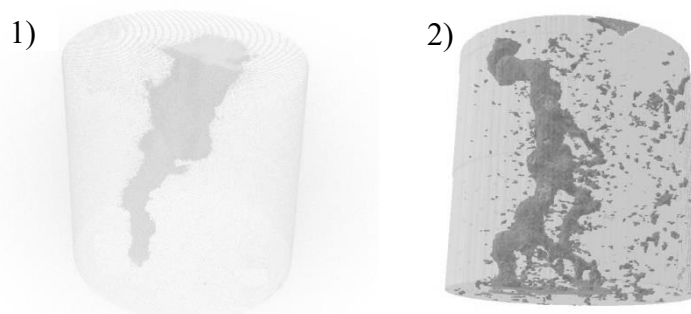


Рис.1. Визуализация каналов фильтрации после обработки доломита: 1) стандартным кислотным составом; 2) гелированной соляной кислотой.

При фильтрации стандартного кислотного состава образуется высокопроницаемый канал растворения, конической структуры. На торце отмечено образование каверны, что связано с высокой реакционной способностью соляной кислоты. Гелирование соляной кислоты приводит к замедлению скорости поверхностной реакции между H^+ и карбонатом, за счет увеличения вязкости состава. Как следствие, при закачке состава в модель карбонатного пласта наблюдается образование разветвленного канала фильтрации – червоточины. Данная структура канала является оптимальной для интенсификации притока углеводородов и выравнивая профиля приемистости нагнетательных скважин

ПРИМЕНЕНИЕ ВЕРХНЕГО ПРИВОДА ПРИ БУРЕНИИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН (THE USE OF THE TOP DRIVE FOR DRILLING OF VERTICAL WELLS)

Архипов А.Д.

(научный руководитель - профессор, д.т.н. Оганов А.С.)
Филиал РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина в г. Ташкенте

Передовые нефтегазовые компании на протяжении нескольких последних десятилетий совершенствуют технологию строительства скважин, создавая агрегаты, выполняющие различные технологические операции в процессе строительства скважины. Данные инновационные технологии должны быть достаточно эффективными, но в то же время должны обеспечивать экономическую выгоду, а также снижение вредного воздействия технологических процессов на человека.

В данном случае, одной из инновационных технологий является верхний привод. Применение верхнего привода основано на замене нескольких громоздких агрегатов одним. Одной из главных особенностей бурения с верхним приводом заключается в том, что установка вращает бурильную колонну по часовой и против часовой стрелки и одновременно прокачивает буровой раствор. Также, установка оснащена автоматизированными свинчивающими и развинчивающими ключами, что позволяет сократить трудоемкость работ, случаи заклинивания, повышает эффективность бурения, снижает время для СПО, снижает трудоемкость работ и повышает надежность и безопасность. Применение данной разработки позволяет сократить время для строительства скважины на 15%-25%.

В данной работе был рассмотрен способ бурения новой скважины на месторождении Кандым. Предлагалось пробурить скважину с использованием верхнего привода. Замена вертлюга и ротора верхним приводом позволит:

- снизить количество операций, которые связаны с наращиванием колонны;

- вести бурение на депрессии

После использования верхнего привода станет возможным:

- увеличить скорость проходки скважины;
- увеличить экономическую выгоду, уменьшив трудоемкость работ и количество персонала;

- обезопасить персонал при проведении буровых работ;
- улучшить экологические показатели во время бурения;
- уменьшить общее время строительства скважины, тем самым ускорив введение её в эксплуатацию;

- уменьшить загрязняющее воздействие на пласт.

ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ЦИКЛИЧЕСКОГО ЗАВОДНЕНИЯ НА ОСНОВЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Аубакиров А.Р.

ООО «Лукойл-Инжиниринг»

Идея метода циклического заводнения основывается на изменении периодичности и объемов закачки воды в нагнетательные скважины с целью изменения динамики и формы фронта вытеснения нефти. Прирост добычи нефти достигается за счет вовлечения в процесс вытеснения и увеличения интенсивности дренирования запасов из участков пласта, слабо охваченных процессом стационарного заводнения. Рассматриваемый метод, начиная с 1950-х годов, широко применялся на нефтяных месторождениях мира, в частности, в ряде регионов России (Западной Сибири, Самарской области, Пермском Крае, Республике Татарстан), США, Китае, Германии, Чехии и др. Метод циклического заводнения характеризуется двумя основными преимуществами: практически нулевая стоимость реализации и простота внедрения.

На сегодняшний день при планировании программы циклического заводнения, используются упрощенные гидродинамические модели пласта. Такие модели создаются с использованием осредненных данных и не отражают полную картину происходящих процессов в пласте. В результате реальный технологический эффект от воздействия может сильно отличаться от расчетного.

В работе в качестве средства для оценки влияния критериев применимости на эффективность циклического заводнения рассматривается трехмерное гидродинамическое моделирование: проводится постановка, планирование и анализ экспериментов на синтетических гидродинамических моделях.

АНАЛИЗ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ СТЫКА МНОГОСТВОЛЬНЫХ СКВАЖИН (TECHNOLOGICAL ANALYSIS SEALED MULTILATERAL WELL JUNCTION)

Бакирова А.Д.

(научный руководитель - профессор Двойников М.В.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

Добыча углеводородного сырья в большей части еще связана с разработкой площадей, открытых в 70-80 годах, нефтегазоносные объекты которых истощены или относятся к трудноизвлекаемым. Одним из наиболее распространенных способов восстановления продуктивности добывающего фонда является бурение новых многоствольных (МСС) и многозабойных скважин (МЗС). Задача их строительства, с точки зрения качественного в технических и технологических исполнениях, остается нерешенной из-за отсутствия герметичного соединения обсадных колонн. Поэтому целью данной работы является исследование надежности сочленения основного и бокового стволов скважин. Для прогноза надежности сочленения были поставлены задачи, предусматривающие исследование и оптимизацию напряжений в месте соединения стволов на разных этапах эксплуатации скважины.

Моделирование напряженно-деформированного состояния соединения проводилось методом конечных элементов в программном комплексе ANSYS.

Алгоритм оптимизации предусматривал создание модели напряжения и деформации обсадной колонны и цементного камня в месте стыка с учетом их жесткого закрепления. Постановка первой задачи предусматривала следующие условия: глубину соединения стволов скважины 2000 м; внутреннее давление равно нулю (в случае ТАМЛ 5); наружное давление 22 МПа (с учетом порового давления). Вторая задача предусматривала наличие внутреннего избыточного давления до 25 МПа при тех же условиях наружного давления. В третьей задаче давление внутренней составляло 10 МПа (например, при работающем ЭЦН и динамическом уровне 800 м при плотности нефти не более 850 кг/м^3) при этом наружное давление принималось равным 22 МПа.

Анализ результатов исследований показал, что в случае опорожнения скважины до места стыка, напряжение составит 1146 МПа и смещение цементного камня и обсадных труб до 3,5 мм. По второй задаче смещение произойдет на 0,79 мм и в третьей на 1,52 мм. Оптимизация напряжений, возникающих вследствие воздействия гидродинамической составляющей с учетом геомеханических свойств пород в месте стыка, предотвратит прорыв пластового газа и воды и обеспечит долговечность многоствольных скважин.

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ МОНИТОРИНГА ПРОЦЕССА
СОЛЕОБРАЗОВАНИЯ В ЭЛЕМЕНТАХ УЭЦН
(DEVELOPMENT OF SCALING PROCESS MONITORING
TECHNIQUE IN ESP ELEMENTS)**

Балагутдинов В.Р.

(научный руководитель - доцент, к.т.н. Вербицкий В.С.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Целями данной работы являются определение причин солеотложений для эффективной защиты УЭЦН от осложнения и прогнозирование процесса солеотложения на основе доминирующих факторов, приводящих к выпадению солей.

Методика будет разработана по двум последовательным сценариям:

- 1) Сбор, систематизация и анализ промысловых данных для разработки компонентов статистики, на основе которой можно будет уточнять задачи исследований;
- 2) Проведение стендовых испытаний, моделирующих характер выпадения солей на рабочих элементах УЭЦН при различных геолого-физических и технологических условиях.

В настоящее время реализован только первый сценарий: на одном из исследуемых объектов проведен анализ скважин, в которых наблюдались отказы за 2013-2014 гг. Была определена категория скважин с МРП>400 сут. Причем доля из этих скважин отбиралась по принципу отсутствия влияния осложняющих факторов (содержание мех. примесей, АСПО и пр.). Анализ этой категории скважин необходим для определения закономерности увеличения удельных показателей расхода электроэнергии при естественном износе УЭЦН в течении 400 суток и более.

Следующим этапом является анализ скважин, которые были остановлены по причине «Солеотложения». Анализ этой группы скважин позволит выявить закономерности отложения солей по отношению к группе скважин, отказ которых был обусловлен неосложняющими факторами. Так как после первичного отказа УЭЦН требуется ингибиторная защита, то следующая категория скважин, которая подверглась анализу – это скважины, отказавшие по причине «Солеотложения», но при условии обеспечения защиты с момента запуска УЭЦН.

Результаты проведенных анализов позволили определить энергоэффективные режимы работы УЭЦН в условиях интенсивного выпадения солей, а также рекомендовать адресную обработку скважин.

Данные исследования обладают практической ценностью, так как высоки денежные затраты, приходящиеся на необоснованную обработку скважин УДР, которая при этом может являться причиной возникновения дополнительных негативных факторов.

**РАЗУКРУПНЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ОБЪЕКТОВ КАК
ОДИН ИЗ ПОДХОДОВ К СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ РАЗРАБОТКИ
МНОГОПЛАСТОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(DISAGGREGATION OF OPERATIONAL FACILITIES AS ONE OF
APPROACHES TO IMPROVEMENT OF DEVELOPMENT OF MULTI-
BEDDED FIELDS)**

Баранова К.И., Горбатова А.Е.

(научный руководитель - д.т.н., зав. кафедрой МФТП РМ Муляк В.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время на многих месторождениях в связи с неоднородностью выработки запасов с целью совершенствования системы разработки необходимо проводить разукрупнение эксплуатационных объектов. Из года в год, именно для увеличения добычи нефти, шло укрупнение объектов разработки, приобщая к эксплуатационному объекту все большее число новых продуктивных залежей и пластов. Такой подход сыграл негативную роль и привел к быстрому прорыву воды по высокопроницаемым пропласткам, низкому охвату их воздействием и неконтролируемому образованию водяных блокад невыработанных зон. При этом усиливается отрицательное влияние неоднородности пластов и неравномерность продвижения фронта вытеснения нефти водой, стимулируются прорывы воды к забоям действующих скважин, возрастают объемы попутно добываемой воды, снижается эффективность системы ППД и возрастают затраты на ее реализацию.

По сравнению с совместной эксплуатацией нескольких пластов разукрупнение объектов разработки позволяет:

- увеличить КИН за счет разукрупнения объектов разной проницаемости и разной насыщенности и повышения степени охвата их заводнением;
- увеличить добычу нефти за счет дифференцированного и управляемого воздействия на каждый из пластов;
- повысить качество управления разработкой месторождения с учетом текущего состояния разработки и геологической изученности;
- регулировать направления и скорости фильтрации пластовых флюидов;
- обеспечить дифференциацию запасов, оценить невовлеченность запасов по залежам.

Выводы:

1. Объединение залежей в единый объект разработки со стандартными технологическими решениями (плотность сетки, система размещения скважин и т.д.) не позволяет эффективно разрабатывать отдельные залежи.

2. В процессе дальнейшей разработки месторождения разукрупнение объектов разработки позволит по каждой залежи реализовать свой (индивидуальный) подход к выработке запасов с учетом текущего энергетического состояния пластов и этапности их разбуривания.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН,
ОБОРУДОВАННЫХ ОРЭ, НА ПРИМЕРЕ БЕРЕЗОВСКОЙ
ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF OPERATION OF THE WELLS
EQUIPPED WITH DC, FOR EXAMPLE, BEREZOVSKAYA THE
ROMASHKINSKOYE FIELD)**

Батурин Н.И.

(научный руководитель - к.т.н., доцент Гарипова Л.И.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

В работе произведен анализ эффективности эксплуатации скважин, оборудованных установками ОРЭ, на примере Березовской площади Ромашкинского месторождения НГДУ «Альметьевнефть» компании ОАО «Татнефть» и сформировано заключение об эффективности скважин, оборудованных ОРЭ на данном промысловом объекте.

Большинство нефтяных месторождений ОАО «Татнефть» являются многопластовыми. Одним из эффективных методов для разработки таких месторождений является применение технологии одновременно – раздельной эксплуатации (ОРЭ). ОРЭ обеспечивает разобщение пластов и раздельную их эксплуатацию.

Актуальность данной работы состоит в том, что в настоящее время технология ОРЭ позволяет вовлечь в разработку дополнительные пласты без бурения новых скважин с использованием ствола существующей скважины и организацией одновременного (совместного) отбора запасов нефти разных объектов одной сеткой скважин. За счёт этого обеспечивается эксплуатация объектов с разными коллекторскими характеристиками и свойствами флюидов, что позволяет повысить производительность скважины, активизировать работу объектов. Подключение других объектов разработки или, в пределах одного объекта, разных по продуктивности пластов позволяет повысить в целом эффективность выработки, увеличить рентабельность отдельных скважин.

Рассмотренный анализ включает в себя: статистический анализ показателей работы фонда скважин с установками ОРЭ; анализ осложнений, возникающих при работе скважин, оборудованных установками ОРЭ; анализ эффективности методов, применяемых для предотвращения осложнений при эксплуатации скважин промыслового объекта, оборудованных установками ОРЭ; расчет экстремальных нагрузок, действующих на штанговую колонну, при эксплуатации скважин установками ОРЭ; анализ динамограмм скважин промыслового объекта до и после внедрения ОРЭ; а также были сформированы выводы, рекомендации и предлагаемые мероприятия по совершенствованию эксплуатации скважин установками ОРЭ.

**ПРИМЕНЕНИЕ КИСЛОТНОГО СОСТАВА МЕДЛЕННОГО
ДЕЙСТВИЯ НА ТУРНЕЙСКОМ ГОРИЗОНТЕ НОВО-ЕЛХОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ «ЕЛХОВНЕФТЬ»
(APPLICATION OF SLOW ACTION ACID COMPOSITION ON THE
HORIZON TOURNASIAN NOVO-ELHOVSKY FIELD NGDU
«ELHOVNEFT»)**

Батыргареев А.Р

(научный руководитель - старший преподаватель Рыбаков А.А)

Альметьевский государственный нефтяной институт

Целью работы является анализ эффективности применения кислотного состава медленного действия (КСМД) на турнейском горизонте Ново-Елховского месторождения НГДУ «Елховнефть».

КСМД – основа технологии управляемой направленно-глубокой обработки карбонатного коллектора. Технология предполагает последовательную закачку нефтекислотной эмульсии, чистой соляной кислоты и оторочки КСМД. Механизм действия КСМД основан на эффекте замедления скорости реакции соляной кислоты в 30-100 раз по сравнению с чистой кислотой. При этом достигается транспортирование кислоты по трещинам вглубь пласта, что позволяет повышать охват пласта воздействием и увеличивать область дренирования скважины. КСМД может эффективно применяться в процессе кислотного гидравлического разрыва пласта и обработки призабойной зоны скважины. КСМД является составным элементом кислотной стимулирующей композиции «КСК». В комплекс технологий также входят технологии, поверхностно-активным кислотным составом и технология стимуляции терригенных пластов глинокислотной композицией.

В течение 2009–2014 годов технологии с применением КСК внедрены более чем на 600 скважинах месторождений РТ. На месторождениях НГДУ «Елховнефть» в течении 2009-2014 годов на 85 скважинах была применена технология КСМД и получена дополнительная добыча 47437 т. нефти.

В работе были проведены расчеты технологической эффективности с применением различных методов. А также произведены многофакторный, корреляционный анализ и анализ динамики коэффициентов продуктивности скважин обработанных КСМД. Для расчета были выбраны участки, на которых ранее, в течение года до применения КСМД, не применялись другие геолого-технические мероприятия.

В результате проведенного анализа было установлено, что метод КСМД является эффективным на турнейском горизонте Ново-Елховского месторождения и может быть рекомендован в качестве метода интенсификации добычи нефти.

ОБОСНОВАНИЕ ПОДБОРА ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ В ЗАГЛИНИЗИРОВАННЫХ ПЛАСТАХ (JUSTIFICATION FOR SELECTION OF WELL KILLING FLUIDS IN MUDDERED FORMATIONS)

Бачурина О.В.

(научный руководитель - доцент Павлюченко В.И.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Эффективность эксплуатации добывающих скважин в значительной степени зависит от условий вскрытия нефтяных пластов, применяемых составов жидкостей глушения (ЖГ) скважин перед ремонтами.

Известно, что технологии глушения скважин не должны затруднять последующее освоение и вывод скважин на запланированный режим работы, поэтому подбор состава жидкости глушения для типа коллектора является актуальным

Для сохранения продуктивности призабойной зоны скважины следует учитывать строение коллекторов пласта. При выборе ЖГ необходимо принимать во внимание следующие факторы: снижение набухания глин, инертность к горным породам, совместимость с пластовыми флюидами, высокая плотность, технологичность в приготовлении и использовании, термостабильность, низкая коррозионность и температура замерзания.

Поскольку в состав пород коллекторов нефтяных месторождений входят глины, у которых кристаллическая решетка состоит из нескольких наружных и внутренних слоёв, содержащих атомы кремния, алюминия, кислорода или гидроксильные группы. В сочетании эти атомы образуют слоистые пакеты, связанные между собой водой и обменными катионами натрия, калия, кальция, магния. Если в процессе гидратации преобладают ионы натрия, то сила взаимных связей уменьшается настолько, что пакет пластинок распадается на отдельные частицы и происходит сильное набухание глины в замкнутом пространстве. Следовательно, возникает напряжённое состояние в структуре, в результате чего снижается проницаемость коллектора. И чем выше содержание ионов натрия, участвующих в обменных реакциях с глинами, которые содержатся в породе коллекторов, тем выше набухаемость глин.

Таким образом, содержание ионов натрия в ЖГ должно быть минимальным. В ЖГ рекомендуется использовать водные растворы солей хлористого калия, калийной селитры или хлористого магния. Перечисленные особенности глинистых минералов обуславливают большую адсорбционную способность поглощения из водных растворов различных вещества и химических элементов.

**ПОСТАНОВКА ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ РАЗРАБОТКИ
НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ТУРОНСКОЙ ГАЗОВОЙ
ЗАЛЕЖИ ХАРАМПУРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(PILOT DEVELOPMENT PLANNING FOR TURONIAN LOW-
PERMEABILITY GAS RESERVOIRS OF THE KHARAMPUR FIELD)**

Белов И.И., Муртазин Р.Р.

(научный руководитель - Киселев А.Н.)

ООО «ТННЦ», ООО "РН-УфаНИПИнефть"

В настоящее время большинство крупных разрабатываемых месторождений газа Западной Сибири вошли в стадию падающей добычи. В таких условиях все большую актуальность приобретает задача освоения газового потенциала трудноизвлекаемых запасов туронских отложений, разработка которых с применением традиционных подходов экономически и технологически неэффективна. Туронские продуктивные отложения охватывают всю территорию Западно-Сибирского осадочного чехла, однако до настоящего времени не представляли промышленного интереса. В целом по Западной Сибири в туронских отложениях сосредоточено запасов газа более 3 трлн. м³, что позволяет рассматривать их как потенциальные источники промышленной добычи газа.

Газоносность туронских отложений связана с наличием в составе кузнецовской свиты газсалинской пачки, характеризующейся наличием алверолито-песчанистых прослоев, обуславливающих коллекторские свойства пласта. Отложения газсалинской пачки характеризуются пониженными коллекторскими свойствами по сравнению с более ранними отложениями сеномана, повышенной глинистостью, а также невыдержанностью эффективных толщин в плане и разрезе. Наличие в составе кузнецовской свиты алверолито-песчанистых прослоев, выделяемых в газсалинскую пачку, характерна для Тазовского типа разреза.

Ухудшенные фильтрационно-емкостные свойства туронской залежи определяют низкую продуктивность скважин. В настоящее время промышленное освоение туронских залежей не ведется. Учитывая недостаточный объем изученности туронских отложений, для эффективного вовлечения в промышленную эксплуатацию туронских отложений Западной Сибири, требуется разработка современных подходов к их освоению. В работе выполнен анализ полученных результатов в рамках реализации ЦИП (целевого инновационного проекта) «Турон», выбор перспективной технологии для детальной проработки в рамках опытно-промышленной разработки газовой залежи пласта Т (турон), что позволило в итоге достичь повышение эффективности разработки туронских газовых залежей на основе подбора современных технологий и подходов к их освоению.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ В
ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ, ОБОРУДОВАННОЙ УЭЦН, С
УЧЕТОМ ИЗМЕНЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
ПЛАСТА
(ANALYSIS OF HYDRAULIC SYSTEM IN A PRODUCTION WELL
EQUIPPED WITH ESP WITH ACCOUNT OF VARIATION OF
HYDRODYNAMIC RESERVOIR CHARACTERISTICS)**

Биктимирова Д.Р.

(научный руководитель - профессор Мохов М.А.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Работа посвящена исследованию математической модели рабочего процесса в нефтяной скважине и программно-аппаратного комплекса (ПИК ДС), созданного для контроля и управления разработкой нефтяного месторождения с целью обеспечения наиболее полного извлечения углеводородов при минимизации затрат и повышении экологической безопасности. Современные компьютерные технологии позволяют провести более глубокое изучение взаимосвязей геометрических и гидродинамических параметров насосных систем, с возможностями создания быстродействующих программ и систем для работы в режиме реального времени.

ПИК ДС позволяет решать следующие задачи:

1. Построение зависимостей изменения основных параметров и свойств добываемой продукции.
2. Изучение в оперативном режиме вывода скважины на режим после освоения и анализ нестабильного периода работы, с изменяющимся во времени коэффициентом продуктивности, газовым фактором и обводненностью.

В качестве исходных данных, для компьютерного моделирования процессов в добывающей скважине, должна использоваться информация об изменении во времени значений гидродинамических параметров для продуктивного пласта и для системы нефтегазосбора. Выходная информация представляется в виде таблиц и графиков.

В ходе работы был выполнен расчет в ПИК ДС на примере скважин месторождений ОАО «Оренбургнефть». Были решены обе задачи и проанализированы полученные результаты. Основные технико-эксплуатационные показатели: высокая скорость обработки информации при компьютерном моделировании процессов в добывающей скважине. Степень внедрения – разработана теория и расчетные алгоритмы с компьютерными программами, проведены тестовые численные эксперименты, новые технические решения подготовлены для патентования.

**БУРЕНИЕ СКВАЖИН ПРИ РАВНОВЕСНОМ ДАВЛЕНИИ С
СИСТЕМОЙ «НЕПРЕРЫВНОЙ» ЦИРКУЛЯЦИИ БУРОВОГО
РАСТВОРА
(BALANCED PRESSURE DRILLING WITH CONTINUOUS
CIRCULATION)**

Биктяков А.Ю.

(научный руководитель - профессор Оганов А.С.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В сложных горно-геологических условиях, особенно обусловленных «узкими» совместимыми интервалами бурения применения традиционных технологий не всегда обеспечивает безопасную и качественную проводку скважин. Одной из наиболее прогрессивных технологий является бурение на равновесии, которое предполагает постоянное поддержание забойного давления равным пластовому давлению. Гибкое регулирование забойного давления осуществляется путем создания противодействия на устье скважины, с помощью установленного вращающегося дивертора и дополнительного наземного оборудования. Применение данной технологии обеспечит безопасную проводку ствола скважины до продуктивного горизонта, увеличение механической скорости проходки и качественное вскрытие углеводородсодержащих пластов при их минимальном загрязнении, что в конечном счете влияет на дебит и соответственно на экономическую составляющую разработки месторождения.

При бурении на равновесном давлении спуско-подъемные операции могут проводиться двумя способами, как традиционным способом при открытом устье, так и под давлением, используя специальное оборудование. Во втором случае, спуско-подъемные операции проводятся при закрытом вращающемся диверторе, однако наиболее эффективным решением может служить установка на устье скважины системы «непрерывной» циркуляции бурового раствора для проведения операций под давлением при которой исключается возможность выбросов углеводородов при наращивании бурильной колонны или при проведении спуско-подъемных операций.

В работе представлен анализ преимуществ и недостатков данной инновационной технологии.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ БУРЕНИЯ СВЕРХГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ (DRILL STRING DESIGN FOR ULTRADEEP WELL DRILLING)

Биктяков Т.Ю., Стаценко А.А.

(научный руководитель - доцент, к.т.н. Балицкий В.П.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Решением президентов России и Казахстана запланировано бурение сверхглубокой скважины на 15 000 м. в Прикаспийской впадине.

Бурение сверхглубоких скважин имеет ряд технических и технологических особенностей, включая, в первую очередь, особо сложные условия эксплуатации бурильной колонны. Основным ограничением при проводке таких скважин является превышение расчетных нагрузок над предельно допустимыми прочностными характеристиками бурильных труб, что существенно ограничивает возможности сверхглубокого бурения. Конструкция, геометрические характеристики и вес бурильных труб играют важную роль при решении подобных задач. Выбор материала и типоразмера бурильных труб является важной составляющей процесса проектирования конструкции бурильной колонны.

Применение современных алюминиевых бурильных труб (АБТ) позволяет существенно увеличить протяженность бурильной колонны за счет меньшего веса и большего коэффициента плавучести в буровом растворе при схожих геометрических размерах и прочности по сравнению с СБТ.

Вопрос включения алюминиевых бурильных труб в состав бурильной колонны при бурении сверхглубокой скважины, как наиболее подходящего типа бурильных труб, является главной темой данной работы. Были проведены прочностные расчеты для проектирования бурильной колонны.

Предложена двухступенчатая конструкция бурильной колонны, состоящая как из стальных, так и алюминиевых бурильных труб.

Выполнены проверочные расчеты на действие внешнего и внутреннего избыточного давления, а также учтено влияние геостатической температуры на прочностные свойства материала труб.

ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА НА ШЕЛЬФЕ АРКТИКИ ПРИ ПОМОЩИ ПОДВОДНОЙ БУРОВОЙ ПЛАТФОРМЫ (THE TECHNOLOGY OF PRODUCTION OIL AND GAS ON THE ARCTIC SHELF BY UNDERWATER DRILLING PLATFORM)

Бобов Д.Г.

(научные руководители: д.т.н., профессор Гусейнов Ч.С., к.т.н.
Калашников П.К.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Все больше и больше месторождений открывается в северных морях, но при этом и глубины тоже все больше и больше. Большая глубина является основной причиной, по которой на таких месторождениях не удается поставить гравитационные платформы. Для строительства гравитационных платформ необходимо огромное количество железобетона, а это немалые затраты. Затраты были бы куда меньше, если бы хоть одну из составляющих железобетона получилось исключить. Мы предлагаем новую технологию добычи углеводородов - подводная буровая платформа (ПБП) для бурения скважин на российском арктическом шельфе (глубоководная его часть).

Предполагается, что в будущем для добычи нефти и газа будут использовать ПБП, одновременно осуществляющие и функции добычи углеводородов. Применение ПБП имеет ряд преимуществ по сравнению со стационарными платформами. Подводная платформа не подвергается суровым воздействиям, которым подвергаются надводные платформы, т.к. она находится под водой.

В данной работе рассмотрены форма платформы, сделан расчет металлоконструкций, представлено разделение на секции. Помимо этого рассматриваются различные способы транспортировки сырья на берег, представлены варианты вспомогательных судов, которые обеспечат нормальное функционирование платформы. Просчитана стоимость сооружения платформы и период ее окупаемости.

Мы считаем, что в нынешних условиях в России необходимо создать технологию добычи, которая, во-первых, позволит осваивать весь российский арктический шельф, во-вторых, полностью будет сооружаться на российских мощностях, в-третьих, технология должна быть только российская, чтобы нефтегазовая отрасль становилась менее зависима от зарубежного оборудования, технологий и сервиса.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ
СКОРОСТИ ФИЛЬТРАЦИИ НА ОПАСНОСТЬ РАЗРУШЕНИЯ
ПОРОД
(EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF FLOW VELOCITY
INFLUENCE ON ROCK FRACTURING)**

Богданов А.В.

(научный руководитель – профессор Григорьев Б.А.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

На сегодняшний день одной из проблем разработки и эксплуатации месторождений природных углеводородов является достоверный учет в проекте разработки геомеханических процессов. Использование геолого-фильтрационно-прочностных моделей позволяет оценить вероятность просадок земной поверхности над разрабатываемыми залежами, определить напряженно-деформированное состояние в разрезе предполагаемого бурения скважин, предсказать ухудшение фильтрационно-емкостных свойств коллекторов за счет их разрушения и кольтации [1]. В данной работе проводились исследования влияния скорости фильтрации на возможность разрушения пород продуктивных отложений дагинской свиты одного из месторождений газа шельфа о. Сахалин в условиях равномерного и неравномерного геомеханического нагружения на скелет сухой или частично водонасыщенной породы-коллектора в широком диапазоне фильтрационно-емкостных свойств. Для оценки возможности разрушения коллектора в прискважинной зоне, где депрессия на пласт достигает максимальных значений, за счет возникающего при фильтрации флюидов градиента порового давления проводились эксперименты, моделирующие проектные дебиты скважин. Было выполнено две серии экспериментов. В первой серии высушенные до постоянного веса образцы керн находились в условиях равноосного нагружения. В исследованном диапазоне скоростей фильтрации ($V_f = 0 - 53$ м/мин) ни один из образцов керн не был разрушен. Полученные в экспериментах скорости фильтрации превышали проектные на 2-3 порядка. Во второй серии экспериментов исследовалось влияние разноосного нагружения и остаточной воды на прочность пород-коллекторов. Разрушения породы в этом случае также не было зарегистрировано. В результате проведенных исследований можно сделать вывод о достаточной прочности сухих и частично насыщенных водой пород продуктивных отложений дагинской свиты при воздействии градиентов давления, соответствующих проектным скоростям фильтрации.

1. Ковалев А.Л., Шеберстов Е.В. Геомеханическая модель горного массива, содержащего разрабатываемую нефтегазовую залежь или подземное хранилище газа. // Вести газовой науки. – М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2013. - № 1 (12). – С. 204-215.

ИССЛЕДОВАНИЕ КИСЛОТНЫХ СОСТАВОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ ОБРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (STUDIES OF ACID COMPOSITIONS USED FOR TREATMENT OF CARBONATE RESERVOIRS)

Бондаренко А.В., Щербаков Г.Ю.

(научный руководитель - доцент Мардашов Д.В.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

В виде геолого-технических мероприятий, направленных на увеличение продуктивности добывающих скважин, на нефтяных промыслах применяются различные методы воздействия на призабойную зону пласта (ПЗП). Наиболее распространенным является метод обработки различными кислотными композициями. Этот вид обработок позволяет искусственно улучшить естественную проницаемость пород ПЗП путем увеличения числа и размера дренажных каналов. Для интенсификации добычи нефти из карбонатных коллекторов, используют кислотные составы (КС) на основе соляной кислоты.

В большей степени эффективность проведения кислотной обработки (КО) зависит от правильного подбора состава и дизайна (давление, скорость закачки, объемы реагентов и т.д.).

В лабораторных условиях авторами были проведены физико-химические и фильтрационные исследования КС. На первом этапе была проведена принципиальная оценка возможности применения состава на основании комплекса физико-химических исследований: внешний вид, концентрация и т.д. Затем производилось ранжирование КС по их соответствию промысловым условиям применения, в результате чего были даны рекомендации по их использованию в фильтрационных испытаниях. На рисунке 1 в качестве примера представлены результаты фильтрационного эксперимента, где относительное изменение проницаемости керна после КО составило более 600%.

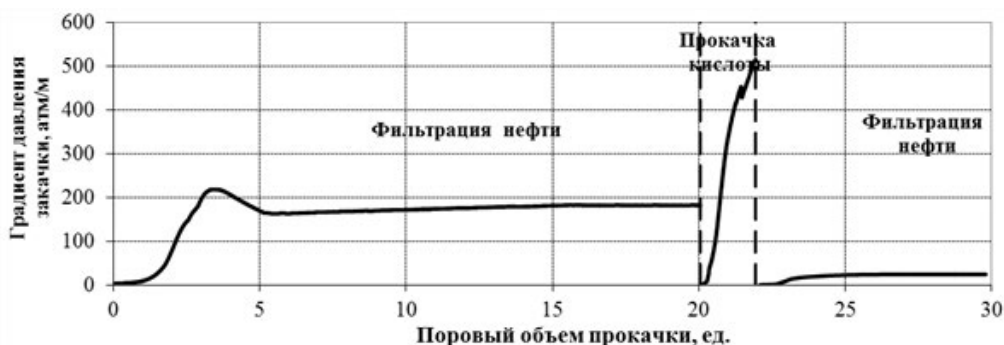


Рис. 1. Фильтрационный эксперимент, моделирующий КО

По разработанной комплексной методике были проведены лабораторные испытания применяемых кислотных составов. Результаты исследования могут быть использованы для повышения качества мероприятий по кислотной обработке карбонатных нефтяных коллекторов.

**ПЕРСПЕКТИВЫ, ТЕХНОЛОГИИ И ПРОБЛЕМЫ,
ВОЗНИКАЮЩИЕ ПРИ СОВМЕСТНОМ ХРАНЕНИИ
ПРИРОДНОГО ГАЗА И ГАЗООБРАЗНОГО ВОДОРОДА В
ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ ЕСТЕСТВЕННОГО И
ИСКУССТВЕННОГО ПРОИСХОЖДЕНИЯ
(PROSPECTS, TECHNOLOGIES AND PROBLEMS ASSOCIATED
WITH THE JOINT STORAGE OF NATURAL GAS AND HYDROGEN
GAS IN UNDERGROUND STORAGE OF NATURAL AND ARTIFICIAL
ORIGIN)**

Бутов К.А., Ломинский Д.О.

(научный руководитель - начальник лаборатории перспективных ПХГ
ВНИИГАЗ, к.т.н. Лопатин А.Ю.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Альтернативные источники энергии получают всё большую популярность в настоящее время. В частности, с помощью электролиза воды можно получить газообразный водород, который может найти широкое применение в качестве возобновляемого источника энергии в различных отраслях промышленности.

В работе рассматривается круг проблем связанных с получением, хранением и использованием газообразного водорода в качестве энергоносителя и сырья в различных отраслях промышленности.

Использование водорода обусловлено относительной простотой и дешевизной себестоимости его производства, а также отсутствием вредных выбросов при его сгорании. Но при получении данного возобновляемого ресурса, возникает вопрос о хранении. Учитывая промышленные объемы производства водорода, наилучшим решением будет являться хранение в подземных хранилищах естественного и искусственного происхождения.

В нашей стране накоплен большой опыт хранения природного газа в выработанных месторождениях нефти и газа, водоносных горизонтах, естественных и искусственных подземных резервуарах, созданных в каменной соли. В таких структурах можно осуществлять совместное хранение природного газа и газообразного водорода с учетом факторов, которые могут осложнить этот процесс. К ряду факторов осложняющих совместное хранение относятся : диффузионное смешивание; агрессивная водородосодержащая среда; потери водорода в пласте – коллекторе.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИРОВАНИЯ
ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В СИСТЕМАХ ДОБЫЧИ ГАЗА В
ВОСТОЧНОМ РЕГИОНЕ ПРОВИНЦИИ СЫЧУАНЬ КИТАЯ
(HYDRATE INHIBITION EFFICIENCY IMPROVEMENT IN GAS
PRODUCTION SYSTEMS OF EASTERN SICHUAN CHINA)**

Ван Аньлунь

(научный руководитель - профессор Якушев В.С.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

На востоке провинции Сычуань Китая расположены залежи природного газа, содержащего, в среднем, 2,78%~9,26% сероводорода. Однако, в некоторых залежах содержание сероводорода достигает 17%. При разработке месторождений этого региона часто возникают гидратные пробки в системах сбора газа. По статистике, в период 2005—2009гг возникло 193 гидратной пробки, значительно сократившие объем добычи газа. Для ингибирования газовых гидратов в этом регионе применяют метанол. Однако из-за большего расхода, высоких эксплуатационных затрат, ядовитости и пожароопасности применение метанола приводит к значительному снижению рентабельности и экологичности добычи газа. Следовательно, исследования по повышению эффективности ингибирования гидратообразования являются актуальными.

В данной работе предлагается сокращение расхода метанола за счет применения кинетических ингибиторов гидратообразования. Исходя из реальных промысловых данных определяются условия образования газовых гидратов и требуемые расходы ингибиторов (метанола и кинетического ингибитора VIMA-VCap) на предупреждение гидратообразования. Путем анализа и сравнения данных по трем выбранным месторождениям этого региона, установлено, что в этом регионе возможно сокращение расхода метанола за счет применения кинетических ингибиторов гидратообразования, и что эффективность этого способа ингибирования в основном зависит от содержания сероводорода в газе. В соответствии с результатами анализа разработаны рекомендации по повышению эффективности применения метанола с использованием кинетических ингибиторов для месторождений с высоким содержанием сероводорода.

КРИТЕРИИ, ОПРЕДЕЛЯЮЩИЕ КАЧЕСТВО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ (CRITERIA FOR DETERMINING THE QUALITY OF DRILLING INTO PRODUCTIVE FORMATIONS)

Вафин Д.Р.

ОАО «Газпром промгаз»

Главной задачей при вскрытии продуктивных пластов является сохранение естественной проницаемости в призабойной зоне. При этом, качественное увеличение добываемого пластового флюида возможно при соблюдении определенных условий. В первую очередь – это создание буровых растворов, обладающих специфической структурой, с быстрообразующимися и быстроразрушающимися связями между компонентами раствора. Показателем, определяющим эту прочность можно принять предельное динамическое напряжение сдвига. С повышением значений ПДНС увеличивается сопротивление течению бурового раствора в канал, за счет установления более прочных связей между компонентами раствора. Другим показателем, влияющим на глубину проникновения, является перепад давления между скважиной и пластом. Регулируя перепад давления можно изменять объем фильтрующегося раствора в пласт. Наиболее оптимальные значения проникновения раствора достигаются при условии равновесия между скважинным и пластовым давлениями. Определить значения ПДНС и перепада давления между скважиной и пластом становится возможно после оценки размера проницаемых каналов породы-коллектора. Из-за дискретного характера распределения пор по величине в породо-коллекторе глубина проникновения бурового раствора будет различаться. Увеличение глубины проникновения раствора в проницаемые каналы большего размера определено размерами канала, и соответственно, недостаточной прочностью внутренних связей бурового раствора, препятствующих его деформации при заданных условиях. Поэтому для оптимизации степени проникновения бурового раствора в проницаемые каналы, необходимо в первую очередь иметь программу исследований распределения порово-трещиноватых каналов по размерам в продуктивном пласте. Разрушение структуры жидкости в процессе фильтрации сопровождается коагуляцией, которая является негативным фактором при вскрытии продуктивных пластов ввиду блокирования проницаемых каналов твердой фазой. Как правило наиболее сильно забиваются крупные каналы являющиеся наиболее производительными. Это снижает фильтрацию бурового раствора в пласт, но в последующем скважина недодает значительное количество углеводородов, именно из-за выключенных из процесса наиболее крупных и продуктивных проницаемых каналов.

Таким образом, регулировать проникновение бурового раствора в проницаемый канал можно при помощи реологических показателей бурового раствора и перепада давления между скважиной и пластом. Определяющим фактором при их выборе будет являться размер проницаемого канала.

**АНАЛИЗ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ РАЗДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ В
СКВАЖИНАХ ПРИ СОВМЕСТНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПЛАСТОВ
ОБЩЕЙ СЕТКОЙ СКВАЖИН
(TOTAL WELL-NET JOINT EXPLORATION.
PRODUCTION SEPARATION UNSERTAINLY ANALYSIS)**

Ветлова А.О.

(научный руководитель - Санников И.Н.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

При разработке многопластовых месторождений Западной Сибири обычно выделяют несколько эксплуатационных объектов, каждый из которых разбурен собственной сеткой скважин. Однако разработка некоторых, как правило, второстепенных объектов собственной сеткой скважин экономически не целесообразна. На таких объектах значительную часть фонда составляют скважины, в которых ведется совместная добыча с двух и более объектов.

При разработке многопластовых залежей скважинами без специального оборудования для раздельного учета добычи по пластам, контроль отборов по каждому из пластов неоднозначен. С уверенностью можно говорить только о суммарном отборе по скважине, так как каждый пласт характеризуется собственными, отличными от других пластов, свойствами, и процесс разработки может существенно изменить распределения фильтрационных потоков и давления.

Проблема повышения достоверности разделения добычи по скважинам на месторождениях является одной из важнейших для корректного анализа разработки пластов и дальнейшего планирования мероприятий по увеличению нефтеотдачи.

Целью данной работы является анализ особенности совместной эксплуатации пластов общей сеткой скважин и оценка неопределенности разделения исторической добычи по пластам на выбранном объекте месторождения Западной Сибири.

В данной работе представлен анализ промысловых данных по скважинам, с разделением добычи по каждому из объектов, и анализ неопределенности исходных данных о добыче.

**ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ВСТРЕЧНЫХ УДАРНЫХ ВОЛН
РАСПРОСТРАНЯЮЩИХСЯ ОТ ДВУХ ЛИНЕЙНЫХ
ИСТОЧНИКОВ
(THE INTERACTION OF COLLIDING SHOCK WAVES
PROPAGATED FROM TWO LINEAR SOURCES)**

Владимирова А.Ю.

(научный руководитель - профессор Исаев В.И.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В случае взаимодействия ударных волн давление в точке их пересечения резко возрастает. Высокое давление в рассматриваемой точке может способствовать разрушению объектов, находящихся в области взаимодействия двух волн. Поэтому на практике очень важно определить максимальную величину давления при взаимодействии ударных волн распространяющихся навстречу друг к другу. С этой целью приводится математическая постановка задачи о столкновении встречных ударных волн.

Рассматриваются две волны [1], движущиеся одна навстречу другой в однородном покоящемся газе (газ в данном случае совершенный с постоянными теплоемкостями). После соударения образуются две отраженные ударные волны и возможен контактный разрыв. Так как первично распространяющиеся волны имеют одинаковую интенсивность, то, возникающий после столкновения контактный разрыв будет неподвижен и расположен посередине между двумя источниками. Таким образом, рассмотрена симметричная задача с плоскостью симметрии проходящей через точку столкновения двух волн. Поэтому можно заменить эту плоскость стенкой, тогда получаем постановку задачи с заменой взаимодействия ударных волн задачей отражения ударной волны от стенки. Можно воспользоваться представленным решением для нахождения давления на стенке после отражения от нее ударной волны и скорости отраженной волны.

1. Черный Г.Г. Газовая динамика – М.: Наука. Гл. ред. физ.-мат. лит., 1988.- 424 с.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕКУЩЕЙ ДЛИНЫ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО
СТВОЛА НА ПРИМЕРЕ СЕНОМАНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ЯМБУРГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(DETERMINATION OF CURRENT HORIZONTAL WELL LENGTH
USING THE EXAMPLE OF CENOMANIAN DEPOSITS, YAMBURG
GAS FIELD)**

Войсищук А.И.

(научный руководитель - профессор, д.т.н. Алиев З.С.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

По статистике месторождения на территории Российской Федерации в среднем разрабатываются в течении 45 лет. За этот период из месторождений извлекается от 90 до 95% запасов газа. Столь продолжительный срок разработки прежде всего обуславливается применением вертикальных скважин, более того, для поддержания постоянного годового отбора приходится бурить новые скважины. Такой рост числа скважин сильно снижает рентабельность разработки месторождений при постоянном годовом отборе, следовательно, наступает период падающей добычи.

Применении горизонтальных скважин позволяет отобрать до 70% запасов, сохранив при этом значения начального дебита и депрессии постоянными в процессе разработки, путем удлинения горизонтального участка скважины. А так же использование горизонтальных скважин значительно сокращает фонд скважин. По сравнению с вертикальными, для извлечения одно и того же объема газа потребуются в среднем в 2,5 раза меньше скважин.

Удлинение горизонтального участка становится невозможным при сильном падении пластового давления до значений $\approx 0,3 \cdot P_{пл.нач.}$. Связано это с большими поглощениями бурового раствора. Стоит отметить, что не каждый отечественный подрядчик возьмется за подобную работу, следовательно, возникает проблема привлечения иностранных специалистов, которые в среднем увеличивают издержки на бурение примерно в 10 раз.

Для выбора числа и размещения горизонтальных скважин необходим учет множества геологических, технологических и технических факторов. К ним можно отнести размеры и форму фрагмента, запасы газа в фрагменте, вскрытие фрагмента, расположение горизонтального ствола по толщине, профиль вскрытия, потери по длине горизонтального участка ствола, годовые отборы и др.

**РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ОСВОЕНИЯ
И РЕМОНТА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН В КАРБОНАТНЫХ
НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ
(THE DEVELOPMENT OF AN AGGREGATE TECHNOLOGY OF
WELL COMPLETION AND WORKOVER OF OIL WELLS IN THE
CARBONATE LOW-PERMEABLE RESERVOIRS)**

Купавых К.С., Волкотрубов Д.А., Петров А.А.

(научный руководитель - профессор Николаев Н.И.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Работа направлена на повышение эффективности освоения и ремонта нефтяных скважин в коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами нефти путем создания комплексной технологии за счет совмещения циклического гидродинамического воздействия на низкопроницаемые пласты с кислотной обработкой карбонатной породы-коллектора.

В результате проведенных исследований обоснован оптимальный кислотный состав на основе HCl и HF с добавками катионактивного полимера, как наиболее эффективный. Выполнено физическое моделирование и проведены стендовые исследования процессов заканчивания скважин в осложненных условиях. В результате научных обоснований разработана технология комплексного гидроимпульсного и химического воздействия на низкопроницаемые карбонатные коллектора, позволяющая повысить эффективность капитального ремонта скважин. Апробация данной технологии при капитальном ремонте конкретной скважины показала прирост суточного дебита почти в 3 раза.

Применение химической обработки совместно с волновым движением скважинной жидкости способствует повышенной степени и однородности кислотной обработки пласта, уменьшению продолжительности обработки и уменьшению количества потребляемой кислоты. Использование импульсно-волнового воздействия и размыва позволяет совместить операции освоения скважины и восстановления проницаемости пласта в призабойной зоне. При этом не требуется использование дополнительной техники и проведение дополнительных спускоподъемных работ. Главные преимущества технологии – простота и экономичность, возможность получения достаточного по мощности воздействия на призабойную зону. Существенно сокращаются материальные затраты и время на обработку скважины при высоком качестве работ.

Результаты исследований могут быть внедрены в научно-исследовательские и производственные организации нефтегазового профиля для решения задач повышения эффективности освоения и ремонта нефтяных скважин в коллекторах с трудноизвлекаемыми запасами нефти.

РАСШИРЯЮЩИЕСЯ ТАМПОНАЖНЫЕ СОСТАВЫ (EXPANDING CEMENT COMPOSITIONS)

Вотинов М.В.

(научный руководитель - старший преподаватель Куницких А.А.)

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

В последние годы для повышения качества крепления нефтяных и газовых скважин нефтяные компании стали широко практиковать применение расширяющихся тампонажных материалов. Принцип расширения заключается в том, что внутри образующейся структуры цементного камня возникает соединение, имеющее объем больше первоначального. В результате этого происходит раздвижка кристаллов твердеющего цемента, выражающаяся в увеличении его объема.

В работе проведен обзор основных типов расширяющих добавок. Исследовано влияние расширяющих добавок на технологические параметры тампонажных растворов.

Существует несколько механизмов расширения. Сульфоалюминатное расширение обеспечивается образованием в твердеющем цементном камне избыточного количества гидросульфоалюмината кальция (этtringита). В основе действия расширяющей добавки лежит взаимодействие между гидроалюминатами кальция и сульфатом кальция. Другой тип расширения - оксидное расширение, обеспечивающееся за счет образования гидроксида кальция и гидроксида магния, имеющих больший объем по сравнению с первоначально взятыми оксидами. Третий тип расширения – за счет применения газвыделяющих добавок – в практике строительства скважин неприемлем, поскольку при высоких давлениях образующийся газ может растворяться в поровой жидкости цементного камня.

Наиболее подходящим для скважинных условий является оксидный тип расширения тампонажного состава. В качестве основы расширяющей добавки выступает оксид кальция. Время реакции гидратации чистого оксида кальция составляет порядка 0,5...1,0 минуты. Для замедления реакции гидратации было исследовано влияние ряда химических веществ на скорость гидратации оксида кальция.

Оптимальное время гидратации оксида кальция получено при вводе добавок лигносульфонатов (КССБ-2М, ФХЛС-МН). Объем добавок лигносульфонатов составил до 3% от массы сухого оксида кальция.

По результатам исследования взаимодействия данных расширяющих композиций с портландцементом марки ПЦТ-I-G-СС-1 выявлено, что при вводе расширяющей добавки в объеме 3...8% от массы сухого цемента линейное расширение составило до 20% в условиях низких и нормальных температур (22 °С) и до 5% в условиях умеренных температур (75 °С).

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
ЩЕЛОЧНО-ПОЛИМЕРНОЙ КОМПОЗИЦИИ
(THE ANALYSIS OF EFFICIENCY OF APPLICATION
ALKALINE-POLYMER COMPOSITION)**

Габдрахманов А.Т., Валиахметова А.И.
Альметьевский государственный нефтяной институт

В данной работе приведены результаты анализа прироста запасов нефти в результате закачки щелочно-полимерной композиции на Ново-Елховской площади Ново-Елховского месторождения. Анализ данных проводился на основе промысловой информации НГДУ «Елховнефть».

Технология основана на закачивании в нагнетательные скважины композиций на основе щелочи, водорастворимых полимеров и минерализованной воды, используемой для заводнения продуктивных пластов. При попадании закачанной композиции в высокопроницаемые обводненные части пласта происходит их частичное или полное блокирование. В результате этого изменяется направление фильтрационных потоков пластовых флюидов с последующим подключением в разработку неохваченных ранее дренированием продуктивных пропластков и линз. Данная технология рекомендуется для применения на поздней и завершающей стадиях разработки нефтяного месторождения, представленного неоднородными по проницаемости терригенными коллекторами

Для достижения поставленной цели использовались характеристики вытеснения.

Были проанализированы два участка 976А, 1052, на которых 06.2013г и 07.2013г. соответственно была произведена закачка щелочно-полимерной композиции. Были рассчитаны приросты извлекаемых запасов нефти как по добывающим скважинам, так и по участкам в целом.

Было проанализировано влияние различных геолого-технологических факторов на эффективность применения технологии ЩПК в целях увеличения нефтеизвлечения.

В результате было установлено, что основными причинами отсутствия технологического эффекта является обводненность и глубина залегания пластов.

ВЛИЯНИЕ СМЕНЫ ВОД С ПЛАСТОВОЙ НА ПРЕСНУЮ С ЦЕЛЮ ВОЗМОЖНОСТИ ЗАКАЧКИ ПАРА В РЫХЛЫЕ ГЛИНИЗИРОВАННЫЕ ПЕСЧАНЫЕ ПОРОДЫ

Габисов А.С.

(научный руководитель - к.ф.-м.н., доцент Васильева З.А.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Основные направления научных исследований:

Физическое обоснование эффективности базовых, широко применяемых на практике, и новых технологий разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений:

- Физическое обеспечение современных численных моделей конкретных месторождений (измерение фазовых проницаемостей, коэффициентов вытеснения, остаточной нефтенасыщенности)

- Исследование физико-химических методов повышения нефтеотдачи (закачка полимеров, композиционных ПАВ)

- Исследование термических и термохимических методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи (закачка горячей воды, пара в комбинации с композиционными ПАВ и гелеобразующими составами)

- Исследование водо-газового воздействия на пласт (в том числе мелкодисперсной водо-газовой смесью) с целью повышения нефтеотдачи

- Оценка эффективности дестабилизации остаточной после заводнения нефти путем вибро-сейсмического воздействия на пласт.

**ТЕХНОЛОГИЯ ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ НА ТРУБАХ В
СЛАНЦЕВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ ПАЛЕОГЕНА НА ПРИМЕРЕ
ОДНОГО ИЗ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВОСТОЧНОГО
ПРЕДКАВКАЗЬЯ. (TECHNOLOGY OF FORMATION TESTING ON
PIPES IN PALEOGENE SHALE DEPOSITS BY THE EXAMPLE OF
ONE OF THE OIL-FIELDS IN EAST CISCAUCASIA)**

Гагиева Э.Р.

(научный руководитель - д.т.н. Керимов Абдул-Гапур Гусейнович)

Северо-Кавказский федеральный университет

Одними из перспективных, с точки зрения доразведки и переоценки запасов углеводородов на территории Восточного Предкавказья, являются сланцевые коллектора палеогеновых отложений. Для данных отложений авторами предлагается рассмотреть комплекс геолого-геофизических мероприятий повышающих эффективность поисковых работ. Исходя из этого, в статье рассмотрен один из прямых методов исследований геологического разреза – трубный испытатель пластов. Также в статье представлена технология испытания пластов на трубах применительно для сланцевых коллекторов одного из нефтяных месторождений Восточного Предкавказья.

В статье представлен краткий геолого-геофизический обзор продуктивной толщи исследуемого объекта.

В статье рассматриваются теория методов испытаний пластов и комплекс практических работ, проводимых в скважинах старого фонда для качественного отбора пластового флюида в различных типах коллекторов. На основе проведенного анализа применяемых различных видов испытаний пластов, даны рекомендации по повышению их эффективности.

**ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С
МНОГОЗОННЫМ ГИДРОРАЗРЫВОМ ПЛАСТА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ
НЕФТИ В ОАО «ЛУКОЙЛ»
(LUKOIL COMPANY EXPERIENCE OF HORIZONTAL WELLS
MULTI-STAGE FRACTURING FOR HARD-TO-EXTRACT OIL
RESERVES DEVELOPMENT)**

Галкина О.А.

(научный руководитель - начальник Управления повышения нефтеотдачи
пластов ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», к.т.н. Веремко Н.А.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Разработка низкопроницаемых объектов (Ач, ЮВ, ЮС) Западной Сибири, как правило, велась наклонно-направленными скважинами с гидроразрывом пласта и характеризовалась низкой рентабельностью по причине невысоких дебитов скважин, не превышавших 5-20 т/сут. В 2011 году Компания ОАО «ЛУКОЙЛ» в промышленных масштабах начала внедрение технологии многозонного гидроразрыва пласта (МГРП) на горизонтальных скважинах для разработки данных объектов.

Целью работы является анализ применения технологии МГРП на горизонтальных скважинах и разработка предложений по повышению ее эффективности на месторождениях Западной Сибири.

В системах заканчивания горизонтальных скважин с МГРП используются шаровые системы, а также гибкие трубы и гидropескоструйная перфорация. При проведении МГРП в пласте создаются закрепленные пропантом трещины (от 4 до 8), в связи с этим увеличивается эффективный радиус скважины и приток жидкости. Интервалы ГРП в компоновках заканчивания изолированы друг от друга пакерами.

Технология МГРП на горизонтальных скважинах имеет свои преимущества по сравнению с другими технологическими схемами ГРП: сокращается количество скважин к бурению, в разработку вовлекаются трудноизвлекаемые запасы низкопроницаемых коллекторов, увеличивается коэффициент охвата пластов выработкой и коэффициент извлечения нефти (КИН), максимально учитывается геологическое строение пласта. Использование заколонных набухающих пакеров позволяет изолировать обводненные интервалы.

Технология внедрена на 15 месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь». С начала внедрения технологии было введено 335 горизонтальных скважин с МГРП и добыто 7,8 млн. тонн нефти, что является результатом успешного применения разработанной технологии.

**ПРИМЕНЕНИЕ ГЭР ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
РАЗРАБОТКИ В УСЛОВИЯХ ЗАЛЕЖИ №62 НОВО-ЕЛХОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(THE APPLICATION OF HYDROPHOBIC EMULSION SOLUTION TO
IMPROVE THE EFFICIENCY OF DEVELOPMENT IN CONDITIONS
OF DEPOSITS №62 NOVO-ELKHOVSKOYE FIELD)**

Ганиев Д.И.

(научный руководитель - к.т.н., доцент кафедры Габдрахманов А.Т.)
Альметьевский государственный нефтяной институт

Все основные нефтяные месторождения ОАО «Татнефть» находятся на последней стадии разработки, которая сопровождается высокой обводненностью продукции, снижением отборов и увеличением доли трудноизвлекаемых запасов. Для решения этой проблемы обычного метода заводнения недостаточно, поэтому для уменьшения обводненности и увеличения охвата выработки запасов необходимо использовать различные методы увеличения нефтеизвлечения.

Одним из перспективных направлений в данном направлении является проведение водоизоляционных работ с применением гидрофобных эмульсий. В различных геолого-промысловых условиях технологии изоляции зон, промытых водой, аналогичными реагентами показывают малую эффективность.

Задача проведения гидрофобно-эмульсионной обработки заключается в увеличении охвата пласта по толщине и тем самым выравнивании его профиля приемистости; довытеснении остаточной нефти в «промытых» пропластках; стабилизации и снижении обводненности продукции добывающих скважин; повышении нефтеизвлечения пласта по обрабатываемому участку.

Благодаря реологическим свойствам, гидрофобно-эмульсионный раствор попадает только в крупные трещины. Вязкость раствора сильно увеличивается при уменьшении скорости сдвига. Эмульсия уменьшает вязкость при смешении с нефтью и увеличивает вязкость при смешении с водой. Поэтому ГЭР может быть использован в качестве тампонажного материала, а также для изоляции воды, например, при глушении скважин.

В рамках данной работы для расчета эффективности применения ГЭР на залежи применен метод характеристик вытеснения, по ним рассчитана дополнительная добыча по участкам. За рассматриваемый период времени технология применена на 3 нагнетательных скважинах, в зоне влияния которой находятся 8 добывающих скважин, общий прирост дебита за 12 месяцев после применения технологии составил 260,77 т/сут.

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОВЫХ
МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ НА СТОЛБОВОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ
(ESTIMATION OF EFFICIENCY OF GAS INJECTION EOR
APPLICATION IN STOLBOVOYE OILFIELD)**

Гарипов В.Н.

(научный руководитель - доцент Вербицкий В.С.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время разработано большое количество методов увеличения нефтеотдачи пластов. Одним из перспективных направлений является технология водогазового воздействия на пласт (далее по тексту ВГВ), применение которой направлено как на увеличение коэффициента охвата, так и на увеличение коэффициента вытеснения. Технология ВГВ может быть реализована различными способами, но основными из них являются: 1) попеременная закачка фаз; 2) циклическая система подачи четок «вода-газ-вода»; 3) закачка в пласт диспергированной водогазовой смеси.

Помимо данных технологий и технологии закачки газа в качестве агента для ППД, существуют примеры разработки месторождений с применением технологий раздельной одновременной закачки газа и воды в пласт (через разные нагнетательные скважины).

На Столбовом месторождении, прежде разрабатываемом с ППД по классической схеме с внутриконтурным заводнением, данная технология применяется с 2013 года, причем решаются сразу две задачи:

1. Увеличение КИН.
2. Утилизация попутного нефтяного газа.

Научная работа нацелена на исследование влияния закачиваемого газа и воды на процессы, происходящие в пласте и оценку эффективности применения данной технологии на Столбовом месторождении. Также были определены степень влияния и взаимосвязь параметров режима работы нагнетательных скважин и фильтрационно-емкостных свойств в призабойных зонах добывающих скважин.

В данной работе представлены следующие результаты: 1) оценка эффективности применения технологии раздельной одновременной закачки воды и газа; 2) прогнозирование изменения накопленной добычи нефти при использовании данной технологии; 3) прогнозирование изменения показателей разработки при переходе на использование технологии ВГВ способом попеременной закачки в пласт.

В работе также даны рекомендации по выбору оптимального режима работы газокompрессорного и устьевого оборудования и по выбору оптимального количества и времени закачки оторочек газа и воды.

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ
ТЕПЛОВОГО ФРОНТА В НАСЫЩЕННОЙ ПОРОДЕ С УЧЕТОМ
НЕРАВНОМЕРНОСТИ ТЕПЛОВЫХ СВОЙСТВ И ИЗМЕНЕНИЯ
ФАЗОВОГО СОСТОЯНИЯ.**

**MATHEMATICAL MODELING OF THE THERMAL FRONT IN THE
SATURATED ROCK WITH THE UNEVENNESS OF THE THERMAL
PROPERTIES AND PHASE CHANGE.**

Герасимов В.В.

(научный руководитель - к.ф. - м.н. доцент Кравченко М.Н.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

При разработках месторождений в районах многолетнемерзлых пород (ММП) проявляется ряд особенностей в процессе строительства и эксплуатации скважин. В России многолетнемерзлые породы занимают примерно от 60 до 65% всей территории, наиболее широко она распространена в Восточной Сибири и Забайкалье. Глубины залегания многолетнемерзлых пород лежат в пределах от 10 до 900 метров. ММП могут содержать до 90% воды, обладать различными физическими и химическими свойствами. В летние периоды верхние слои ММП оттаивают под воздействием солнечного света и положительных температур воздуха, а в зимнее время наблюдается обратный процесс.

Во время эксплуатации добывающих скважин горячая нефть прогревает обсадную колонну и цементный камень, что в дальнейшем ведет к растеплению многолетнемерзлой породы вокруг скважины. Это вызывает ослабление её несущей способности и может повредить целостность ствола скважины. Данное явление влечет за собой долговременный ремонт и серьезные экономические потери.

Возникает потребность в расчете положения фронта растепления ММП и нахождения эффективного решения по теплоизоляции скважины. Для моделирования данного процесса требуется решение задачи Стефана о растеплении многолетнемерзлой породы вокруг ствола скважины. В данной работе получено аналитическое решение классической задачи о растеплении грунта и проведен численный расчет модифицированной задачи для системы скважина – многолетнемерзлая порода с помощью пакета математического моделирования COMSOL Multiphysics 4.4.

В итоге найден эффективный метод решения задач о фазовом переходе, который так же применим при решении проблем связанных с разработкой месторождений битумных нефтей и газогидратов.

Основной целью данной работы заключается в расчете зоны прогрева, оценке вероятности протаивания многолетнемерзлой породы, а так же в подборе методов купирования эффекта плавления.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ СКВАЖИН (INTELLECTUAL PREDICTION OF WELLS PRODUCTION)

Гладков М.А.

ЗАО “Газпром нефть Оренбург”

В нефтяных компаниях прогноз добычи производится путем разделения скважин на 2 типа: База и ГТМ. Для скважин ГТМ задаются средние темпы падения по скважинам месторождения или месторождений-аналогов. Для базового фонда расчет отдельно производится только для “слонов”, для оставшегося фонда - отсутствует.

Отсутствие прогноза добычи по каждой скважине ведет к потери по добыче нефти в связи с проведением операций ГТМ в неоптимальный период; снижение точности прогнозирования темпов падения при планировании; отсутствию мониторинга проведенных операций.

Основная причина, по которой отсутствуют прогнозы отдельно по каждой скважине с учетом индивидуальных особенностей - это высокая трудоемкость и рутинность в виде ежемесячного обновления. Потребуется значительные ресурсы для прогнозирования 340 скважин компании ГПН-Оренбург, не говоря уже о 2600 скважин ГПН-Муравленко.

Цель – Создать инструмент качественного прогнозирования добычи скважин всего фонда для ежемесячного и годового планирования.

Достаточно часто ввиду сжатых сроков для прогнозирования добычи используется базовое уравнение экспоненты для всего фонда, что не учитывает особенности отдельно взятой скважины.

Каждая скважина индивидуальна и имеет свои особенности, которые непосредственно влияют на темпы снижения добычи (K , h , ge , $Q_{ж}...$). Мною разработана методика, позволяющая в автоматическом режиме анализировать скважину и выбирать для нее специальные уравнения прогнозирования, работающая в 3 этапа:

- Типизация скважины
- Анализ истории работы
- Выбор оптимального уравнения

Параметры скважин условно разделены на 3 группы – постоянные, переменные и данные получаемые по замерам ГДИС.

Постоянные параметры позволяют типизировать скважину. Переменные – определить стадию работы, данные по замерам - уточнить пластовое давление, скин-фактор, коэффициент пьезопроводности и др. После того как все параметры проанализированы, скважине присваивается категория, по ее динамике работы определяется характер снижения и третьим этапом подбирается оптимальное уравнение.

Таким образом, при создании прогноза учитываются индивидуальные особенности скважины и для каждого сценария подбирается своё уравнение, либо комбинация.

**ВОЗМОЖНОСТИ БУСТЕРНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ РЕШЕНИЯ
ОПТИМИЗАЦИОННЫХ ЗАДАЧ В ДОБЫЧЕ НЕФТИ
(OPPORTUNITIES THE BOOSTER SYSTEMS FOR SOLVING
OPTIMIZATION PROBLEMS IN OIL PRODUCTION)**

Горидько К.А., Федоров А.Э.

(научный руководитель - доцент, к.т.н. Вербицкий В.С.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время при разработке нефтяных и газовых месторождений и добыче углеводородов возникает ряд проблем. Газлифтный способ эксплуатации скважин широко не используется в связи с дорогим наземным оборудованием для подготовки активного газа, который может содержать в себе жирные и коррозионные компоненты. Гидроструйный способ добычи углеводородного сырья (УВС) нуждается в увеличении общего КПД всей добывающей системы. Также перед нефтегазодобывающей промышленностью остро стоит проблема увеличения компонентоотдачи пластов и проблема утилизации попутного нефтяного газа. Водогазовое воздействие – один из эффективных методов, который направлен как на повышение коэффициента охвата, так и на повышение коэффициента вытеснения.

В работе представлены результаты исследований и рабочие характеристики бустерной насосно-компрессорной установки. Бустерная насосно-компрессорная установка – мультифазное дожимное устройство, позволяющее повышать давление, как перекачиваемого газа, так и многофазных сред без значительного ухудшения характеристик работы при этом является альтернативой компрессорной установке. Также представлены примеры промышленного использования и обозначены перспективы применения данной технологии, позволяющей решать многие из вышеперечисленных проблем.

МЕТОД ЗАЩИТЫ ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ ПРОТЯЖЕННЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ОТ ПОВРЕЖДЕНИЯ ПОСТОРОННИМИ ЧАСТИЦАМИ (METHODS OF PROTECTION VALVES LENGTH OF THE PIPELINE FROM DAMAGE EXTRANEIOUS PARTICLES)

Григорчик А.В.

(научный руководитель - д.ф.-м.н., профессор Слободкина Ф.А.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

При строительстве протяженных газопроводов в условиях вечной мерзлоты выявлены проблемы, связанные с повреждением шаровых кранов, подвергающихся интенсивному эрозионному воздействию со стороны твердых частиц, попавших в полость трубопровода в процессе строительства. Работы по замене неисправной запорно-регулирующей арматуры связаны со стравливанием газа с аварийных участков, что приводит к загрязнению окружающей среды и большим материальным затратам.

Для предотвращения повреждения запорно-регулирующей арматуры было предложено использование пылезащитных устройств λ - образной формы (рис.1)

Физическая суть метода отделения посторонних частиц и получения чистого газа основана на существенном различии плотности газа и частиц воды, льда, сварочного грата и др. Это дает существенное различие в инерционных свойствах газа и этих элементов, составляющих многокомпонентную среду, движущуюся по трубопроводу. При прохождении поворота канала посторонние частицы, обладающие большей инерционностью, попадают на верхнюю стенку канала, и, отражаясь от нее, собираются в верхнем протоке. Газ поворачивает следом за формой канала и поступает в нижний канал, то есть очищенный газ идет «к потребителю».

В данной работе продемонстрирована возможность использования пылезащитных устройств λ - образной формы для защиты внутренней полости шаровых кранов байпасных и свечных линий газопроводов от повреждения посторонними частицами, попадающими в газовые трубы в процессе строительства.

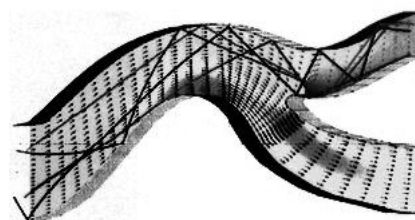


Рис. 1 Пылезащитное устройство λ - образной формы.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАРЕЗКИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ШУРТАН (APPRAISAL OF EFFECTIVENESS OF SIDE-TRACKING ON GAS CONDENSATE FIELD SHURTAN)

Гришина Н.В.

(научный руководитель - профессор, д.т.н. Ермолаев А.И.)
Филиал РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина в г. Ташкенте

На месторождении Шуртан на 01.01.2013 г. пробурена 191 скважина. Из них в действующем фонде - 113 скважин, контрольных – 31 скважина, в капитальном ремонте – 1 скважина, в ожидании ликвидации – 13 скважин и 33 скважины ликвидированы. Текущий действующий фонд заметно ниже проектного, который должен составлять 144 скважины. Последнее обстоятельство объясняется тем, что по достижению действующего фонда из 128 скважин в 2009 г. эксплуатационное бурение прекратилось. В это время из действующего фонда выбыло 15 скважин.

Месторождение Шуртан находится в завершающей стадии разработки, характеризуется низким пластовым давлением (7-8 МПа), на забое скапливается жидкость (конденсационная и пластовая вода, углеводородный конденсат), которая из-за низкой скорости потока газа полностью не выносится на поверхность. В результате происходит самозадавливание скважин.

Решением данной проблемы может служить зарезка боковых стволов, которая позволит вернуть выбывшие из действующего фонда скважины в эксплуатацию.

Для каждой скважины была выбрана прямоугольная зона дренирования с условным радиусом контура питания $R_{\text{фр}}=750$ м и длиной фрагмента $L_{\text{фр}}=1500$ м. В данной работе рассматривается 28 вариантов конструкций горизонтальных зарезок, которые вскрывают каждый горизонт индивидуально (XV-НР, XV-Р, XV-ПР) или сочетание горизонтов (XV-НР + XV-Р, XV-Р + XV-ПР, XV-НР + XV-Р + XV-ПР), а также полнотой вскрытия одного или нескольких горизонтов на 300, 600 и 900 м. Выбор лучшей конструкции основан на максимальной производительности скважины.

Результаты расчета показали, что при депрессии на пласт $\Delta P=1,5$ МПа максимальная производительность $Q = 273,8$ тыс. м³/сут. достигается при индивидуальном вскрытии каждого горизонта горизонтальной зарезкой длиной 900 м. Минимальная производительность $Q = 33,7$ тыс. м³/сут. - при вскрытии сочетания горизонтов XV-НР + XV-Р с полнотой вскрытия каждого горизонта 300 м.

ВЛИЯНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ РАЗЛИЧНЫХ ПРОМЫВОЧНЫХ РАСТВОРОВ НА ФИЛЬТРАЦИОННЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД (LABORATORY RESEARCH IN INFLUENCE OF DIFFERENT DRILLING FLUIDS IMPACT ON FILTRATION PROPERTIES OF ROCKS)

Гришина Н.В.

(научный руководитель - доцент Муминов А.С.)

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

При оценке влияния проникновения промывочной жидкости на фильтрационные свойства карбонатных пород использовали две различные промывочные жидкости: биополимерный промывочный раствор и глинистый раствор на основе Шурсуйской глины. Карбонатные породы из скважин месторождения Аккум (скв. 18), Парсанкуль (скв. 12) и Западный Ходжи (скв. 17) подвергались воздействию биополимерной промывочной жидкости, а карбонатные коллекторы из скважин месторождения Парсанкуль (скв 8, скв 9, скв10, скв 11) - промывочной жидкости на основе Шурсуйской глины.

Исследовано 33 образца, открытая пористость которых изменяется от 6,14% до 26,94%. Проницаемость по газу (азоту) изменяется от 0,1 до $79,4 \times 10^{-3}$ мкм². Замена фильтруемого газа на воду сопровождается значительным уменьшением проницаемости пород. Проницаемость пород по воде определялась при эффективном давлении 25 МПа и температуре 85°C. Анализ данных позволил выявить эмпирическую функциональную зависимость между абсолютной проницаемостью по газу и проницаемостью по воде. В численном выражении зависимость имеет вид: $k_{прв} = 0.11k_{прг}^{1.29}$. Если принять, что коллекторами являются образцы имеющие значение абсолютной проницаемости больше 10^{-3} мкм², то некоторые образцы являющиеся по газу коллекторами, по воде – не коллекторы. Этот вывод может служить количественным критерием при выделении коллекторов в карбонатном разрезе продуктивных интервалов исследуемых скважин.

Сопоставление результатов уменьшения проницаемости после 48 часового воздействия промывочных жидкостей на образцы пород в зависимости от первоначальной проницаемости показало, что при использовании промывочной жидкости на биополимерной основе, уменьшение проницаемости практически всегда больше 65%. При воздействии бурового раствора на основе Шурсуйской глины, уменьшение проницаемости не превышает 50%. Отмечена тенденция уменьшения влияния бурового раствора на проницаемость для пород с повышенными фильтрационно-емкостными свойствами. Таким образом, промывочная жидкость на основе Шурсуйской глины для вскрытия продуктивного интервала более эффективна, чем биополимерный раствор.

**УВЕЛИЧЕНИЕ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА ПРИ СОЗДАНИИ И
ЭКСПЛУАТАЦИИ ПХГ ИСТОЩЕННЫХ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ.
(INCREASE OIL RECOVERY THE CREATION AND OPERATION OF
UGS DEPLETION OF OIL FIELD)**

Данилов С. А.

(научный руководитель - – к.т.н., старший преподаватель Нечаева Е. В.)
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Нефть, которая остается в пласте после разработки нефтяного месторождения, может находиться в рассеянном состоянии, а со временем накапливаться в виде небольших нефтяных залежей из-за процессов упругого перераспределения давления, диффузионных явлений, осмотических перетоков.

После разработки нефтяного месторождения, при достижении добычи нефти экономической рентабельности, остаточная нефть в пласте находится в виде:

- Нефти в застойных зонах, где практически не происходит фильтрация нефти из-за невысоких градиентов давления (до 20%)
- Нефти, оставшейся в слабопроницаемых пропластках неоднородного пласта и участках, обойденных водой (неустойчивый фронт вытеснения) (до 30%)
- Капиллярно-удержанной нефти (оставшейся в участках, где прошел вытесняющий агент, но микропоры заняты нефтью, удерживаемой в них с помощью капиллярных сил)(13-14%)
- Нефти, оставшейся в пласте в виде пленки на стенках пор либо капель в порах (пленочная и капельная нефть)(13 %)
- Целиков Нефти (оставшейся в линзах, не вскрытых скважинами из-за несовершенства системы разработки)(12%)
- Нефти, оставшейся в зоне местных непроницаемых экранов (сбросы, надвиги и др.)(10-14%)

Опыт разработки нефтяных месторождений на поздней стадии разработки показывает, что в результате пониженных темпов закачки воды и отборов жидкости над гидродинамическими градиентами давлений будут преобладать гравитационные градиенты.

Одним из способов активизации указанных механизмов является создание и эксплуатация ПХГ в истощенных нефтяных месторождениях как одна из разновидность газовых МУНов. На этапе простоя ПХГ в «нейтральный» период, когда гидродинамические силы равны нулю, будет преобладать механизм капиллярно-гравитационной сегрегации нефти и газа.

Это говорит о перспективности применения данного метода для увеличения нефтеотдачи истощенных нефтяных месторождений.

ВЛИЯНИЕ ВИБРАЦИЙ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ НА СТАБИЛЬНОСТЬ СТВОЛА СКВАЖИНЫ (INFLUENCE OF DRILL STRING VIBRATIONS ON WELLBORE STABILITY)

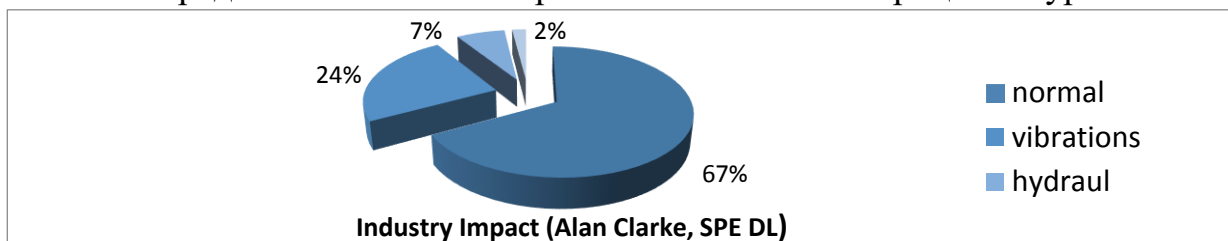
Долгова А.В., Криворучко Е.А.

(научный руководитель - доцент, к.т.н Балицкий В.П.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Исключение различных видов колебаний бурильной колонны является одной из ключевых проблем, с которой сталкиваются инженеры в процессе бурения. Чрезмерные вибрации могут стать причиной аварий с бурильной колонной, с долотом, привести к повреждению ствола скважины. Из экономических соображений растет спрос на более тщательный анализ устойчивости ствола скважины на этапе планирования месторождения, так как в настоящее время происходит более широкое применение наклонно-направленных и горизонтальных скважин, которые наиболее восприимчивы к данной проблеме.

Распределения основных причин осложнений в процессе бурения:



Вибрации также существенно влияют на работу долота, как правило, снижая показатели его работы. Широкое применение долот PDC, весьма чувствительных к вибрациям, в особенности к крутильным колебаниями типа stick-slip, делают эту задачу еще более актуальной. Часто сервисные компании вынуждены включать датчик вибраций в состав MWD, чтобы немедленно принимать меры для исключения таких вибраций. Для этих целей разработаны специальные алгоритмы действий.

Глубокое понимание динамики работы бурильной колонны, а также своевременное выявление и минимизация последствий колебаний в стволе скважины имеют ключевое значение для предотвращения потерь рабочего времени и повреждений оборудования. Имея полное представление о динамических условиях в скважине, можно эффективно изменять параметры бурения, такие как нагрузка на долото, частота вращения ротора и скорость расхода раствора, с целью снизить воздействие вредной вибрации.

Снижение вибраций бурильной колонны позволит увеличить технико-экономические показатели процесса бурения и повысить долговечность работы бурильного инструмента, избежать вредного влияния вибраций на ствол скважины.

**РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ РАСПРЕДЕЛЕННОГО
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА ДЛЯ ОТКАЧКИ
ВОДОНЕФТЕГАЗОВОЙ СМЕСИ ИЗ СКВАЖИНЫ
(THE DEVELOPMENT OF A DISTRIBUTED ELECTRICAL
CENTRIFUGAL PUMP FOR PUMPING OUT WATER OIL AND GAS
MIXTURE FROM A WELL)**

Дорохов А.И.

(научный руководитель - профессор Дроздов А.Н.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Добыча нефти является энергоемким технологическим процессом, сочетающим в себе множество факторов, которые необходимо учитывать для рационального использования энергии при извлечении скважинной продукции. Расход электрической энергии на насосную добычу зависит от динамического уровня, физико-химических свойств нефти, ее обводненности, технических характеристик насосных установок и режимов их эксплуатации.

Наша задача – получение фактического энергосберегающего эффекта для погружного скважинного оборудования с сохранением проектного уровня добычи.

Нами разрабатывается энергосберегающая технология, согласно которой предлагается вместо УЭЦН традиционной комплектации использовать распределенную установку, состоящую из нескольких насосных агрегатов, расположенных в НКТ на достаточно большом расстоянии друг от друга. Нижний насос поднимает продукцию по НКТ до следующего, расположенного вверху, и так далее. Каждый из насосов развивает меньшее давление, что снижает их суммарное энергопотребление по сравнению с одним высоконапорным насосом. Внутри НКТ давление будет меньше, а работа газа по подъёму жидкости больше, чем в случае одного насоса.

Нами произведены сопоставительные расчеты работы одной установки ЭЦН и установки, состоящей из двух ЭЦН, для двух скважин Ванкорского месторождения. Критерии выбора скважин – кандидатов:

- 1) учет инклинометрии скважин;
- 2) обводненность не более 50%;
- 3) газовый фактор не ниже $100 \text{ м}^3/\text{м}^3$.

Подбор УЭЦН к скважинам осуществлялся с применением методики П.Д. Ляпкина.

Согласно расчетам получены следующие результаты:

- 1) снижение потребления электроэнергии распределенной насосной установкой по сравнению с одним высоконапорным насосом;
- 2) увеличение расчетного дебита по двум скважинам по сравнению с фактическим.

**АНАЛИЗ УСИЛЕНИЯ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ ДЛЯ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖЕЙ
НЕФТИ ПЛОЩАДНЫМИ СИСТЕМАМИ
(THE ENHANCING INFLUENCE OF FLOODING SYSTEM ON THE
EFFICIENCY OF DEVELOPMENT USING AREAL SYSTEM)**

Евдокимова А.С.

(научный руководитель - доцент, к.т.н. Синцов И.А.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

Одной из проблем разработки нефтяных месторождений Западной Сибири является правильный выбор интенсивности системы заводнения. Актуальность исследования заключается в том, что верхнеюрские коллектора во многих случаях разрабатываются с применением обращенных девятиточечных систем разработки, что не позволяет в полной мере скомпенсировать отборы, а это в свою очередь может привести к падению пластового давления. Для увеличения объемов закачки в пласте проводят мероприятия по интенсификации (ГРП, ОПЗ), либо увеличивают давление закачки до давления разрыва породы. Это приводит к неравномерности закачки и преждевременному обводнению отдельных добывающих скважин, поэтому падает экономическая эффективность проекта.

Для доказательства представленных выводов были использованы следующие методы: гидродинамическое моделирование и анализ фактических показателей разработки Ново-Покурского месторождения. На секторной модели были рассмотрены пять вариантов, отличающихся конфигурацией только центральной нагнетательной скважины:

- 1) нагнетательная скважина не стимулируется;
- 2) в нагнетательной скважине проводится ГРП с начала разработки;
- 3) через 5 лет в ней проводится ГРП;
- 4) нагнетательная скважина бурится горизонтально;
- 5) нагнетательная скважина сначала вертикальная, через пять лет из нее бурится боковой горизонтальный ствол

Анализ, проведенный в работе, показал, что перекомпенсация ведет к более негативным последствиям, чем недокомпенсация. При этом недокомпенсация отборов и снижение давления на начальных стадиях разработки вполне допустимы, поскольку веверхнеюрские залежи характеризуются низким давлением насыщения.

ВЛИЯНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНОВАТОСТИ СРЕДЫ НА ЕЕ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА (IMPACT FRACTURE PARAMETERS OF THE MEDIUM AT ITS RESERVOIR PROPERTIES)

Егоров А.В.

(научный руководитель - профессор Кадет В.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В работе рассмотрена модель трещиноватой среды с хаотически распределенными в ней тонкими дисковыми трещинами. Трещины имеют одинаковое раскрытие b , изотропно ориентированы в пространстве, их радиусы r имеют плотность распределения $f(r)$, причем $b \ll r$.

Расчеты проведены на основе теории перколяции. При этом используются свойства 3D-решетки, в которой трещины являются связями, а пересечение 2 трещин образует узел.

Построена модель, позволяющая установить зависимость проницаемости от функции распределения плотности вероятности, раскрытия трещин и концентрации.

Проведены расчеты проницаемости для 3 частных случаев функции плотности распределения вероятности трещин по радиусам ($0 < r < r_m$): равномерное распределение; распределение с экстремумами; экспоненциальное распределение. В результате получено выражение вида:

$$K = 35b^3 \sqrt{n_0 r_m} (0,17 \pi n_0 r_m^3 - 1)^d (1,2 \pi n_0 r_m^3 - 1)^{-d} \eta (0,17 \pi n_0 r_m^3 - 1)$$

Графики зависимости проницаемости от максимального радиуса трещин и концентрации представлены на (рис.1):

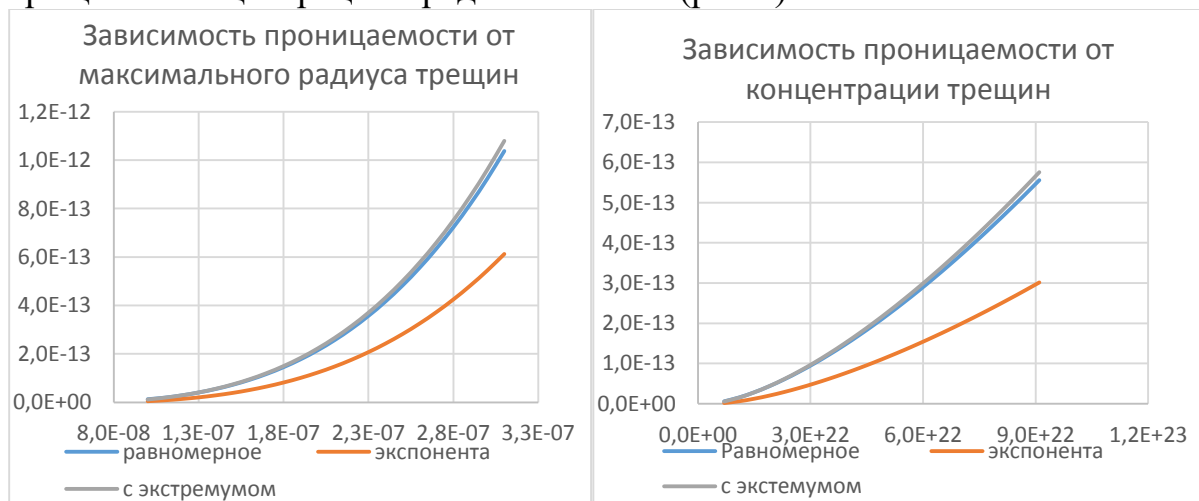


Рис.1.

Показано, что в рассмотренных случаях на проницаемость среды наибольшее влияние оказывают включения наибольшего размера. Также видно, что для трещиноватых пластов справедлив традиционный характер взаимосвязи проницаемости и пористости. (с учетом того, что $m \sim b$): $K \sim m^3$

АРКТИЧЕСКИЕ ШЕЛЬФОВЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ/ (ARCTIC OFFSHORE FIELDS)

Егоров Ю.П.

(научный руководитель - доцент Балицкий В.П.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Россия - пионер освоения Арктики.

Наши предки в XVII веке начали исследовать Арктику, мы - их потомки по сей день, продолжаем осваивать ресурсы Арктической зоны.

Арктика представляет собой огромное пространство с колоссальными запасами природных ресурсов. По оценкам экспертов, общий объем неразведанных нефтегазовых запасов арктического шельфа составляет порядка 413 млрд баррелей нефтяного эквивалента, или около 22 % совокупных неразведанных запасов традиционных углеводородов в мире.

Арктика является кладезю, за которую сейчас ведётся борьба (за права на морские акватории).

В данной работе, рассматриваются перспективы, проблемы и особенности арктических шельфовых месторождений, а так же экономическую целесообразность.

Арктические шельфовые месторождения, безусловно, являются перспективными, но рентабельны ли они при нынешней цене на нефть? Российские арктические проекты ориентированы на стоимость 100 долларов за баррель. Цены отодвинут сроки ввода арктических шельфовых месторождений нефти в разработку.

Помимо высокой стоимости добычи нефти, одной из проблем является обеспечение безопасности и охраны окружающей среды.

Признаю, что моя работа будет реферативного типа, поскольку это моя первая научная работа и делал я её не столько для выступления, а сколько для собственного интереса и любознательности.

**АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРОВЕДЕНИЯ КИСЛОТНЫХ
ОБРАБОТОК В КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРАХ НА
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ПЕРМСКОГО КРАЯ
(ANALYSIS OF THE RESULTS OF THE ACID TREATMENT IN
CARBONATE RESERVOIRS IN THE FIELDS OF PERM REGION)**

Елисеев И.Ю., Иванов Д.Ю.

(научный руководитель – к.т.н., доцент Поплыгин В.В.)

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

Кислотные обработки являются одним из наиболее распространенных методов повышения нефтеотдачи пласта в связи с высокой эффективностью, относительной простотой и малой стоимости технологического процесса. В работе рассмотрены результаты проведения кислотных обработок составами ДН-9010 и ИТПС для интенсификации добычи нефти в скважинах, приуроченных к Башкирскому горизонту на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ». Выполнена оценка влияния технологических параметров пластов на эффективность кислотных обработок путем сравнения дебитов скважин до и после кислотной обработки. Произведен сравнительный анализ дебитов нефти после обработки составами ДН-9010, ИТПС с дебитами нефти, предшествующими кислотной обработке. Для оценки технологического эффекта построены диаграммы дебита. Установлено, что положительный технологический эффект наблюдается на всех скважинах и не зависит от начального дебита. Выявлена зависимость прироста дебита нефти с одного метра эффективной толщины пласта от объема реагента, закаченного в один метр пласта. В рамках оценки эффективности кислотных обработок произведен расчет радиуса проникновения реагента вглубь обрабатываемого пласта. Оценка изменения обводненности каждой скважины была проведена путем построения соответствующей диаграммы, в ходе анализа которой было установлено, что на 83% скважин обводненность увеличилась.

**ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА
НА ПРИМЕРЕ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(FEATURES OF THE CARBONATE RESERVOIR DEVELOPMENT
BASED ON THE ORENBURG FIELD EXPERIENCE)**

Еремеев Д.М.

ЗАО "Газпром нефть Оренбург"

Динамика запасов нефти в мире за последние 40 лет фиксирует смещение баланса в сторону месторождений, приуроченных к продуктивным карбонатным отложениям. Эти изменения наглядно демонстрируют необходимость понимания процессов в области формирования и разработки карбонатного коллектора.

В основу концепции разработки Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (далее - ВУ ОНГКМ) заложен принцип расположения сетки горизонтальных стволов с постоянным шагом в азимуте, перпендикулярном направлению развития трещиноватости.

Целью данной работы является формирование средства прогнозирования распределения и методики адаптации сетки разбуривания для максимально эффективного размещения проектных скважин в зонах трещиноватости, представляющих наибольший практический интерес и в значительной степени определяющих эффективность разработки карбонатного коллектора.

Увеличение эффективности разработки за счет ввода новых скважин невозможно без комплексирования всех имеющихся данных:

- сейсморазведка;
- ГДИС;
- ПГИ;
- ГИС;
- керновые исследования.

Сформированная на основании этих данных концепция определяет принципы выделения и ранжирования зон трещиноватости, а также позволяет подобрать наиболее оптимальное положение скважины в этой зоне. Внедрение адаптивной сетки разбуривания, является важнейшим этапом формирования комплексного подхода к системе разработки карбонатного коллектора.

**МЕТОД РАЗРАБОТКИ ТЯЖЁЛЫХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ С ПОМОЩЬЮ, УСОВЕРШЕНСТВОВАННОЙ ТЕХНОЛОГИИ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
(THE METHOD OF DEVELOPMENT A HEAVY OIL AND OIL SANDS WITH HELP OF IMPROVEMENT TECHNOLOGY STEAM ASSISTED GRAVITY DRAINAGE)**

Ерёменко Б.А.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

В последнее время, многие нефтяные месторождения испытывают постепенное истощение запасов традиционной «лёгкой», поэтому нефтяные компании уделяют большое внимание развитию методов разработки месторождений тяжёлых нефтей (ТН) и природных битумов (ПБ). Пристальный интерес к совершенствованию данных методов вызван постоянным ростом цен на углеводородное сырьё.

Большая часть мировых запасов тяжёлой нефти и природных битумов находится в Канаде, России, и Венесуэле. На сегодняшний день, Россия занимает третье место по запасам тяжёлых нефтей и природных битумов, при этом степень выработанности их очень низка. Добыча такого сырья требует нестандартного и уникального подхода. Существуют различные способы разработки залежей ТН и ПБ, которые отличаются по технологическим, техническим и экономическим показателям. Эти способы классифицируются на 3 группы:

- карьерный и шахтный способы разработки
- «холодные» способы добычи
- тепловые методы добычи

Применимость любой из этих технологии обусловлена геологическим строением и условиями залегания пластов, физико – химическими свойствами пластового флюида, запасами и состоянием углеводородного сырья, климатическими, географическими условиями и т.д.

Классическая технология парогравитационного воздействия (SAGD) требует бурения двух горизонтальных скважин, расположенных параллельно одна над другой. Скважины бурятся через нефтенасыщенные толщины вблизи подошвы пласта. Длина горизонтальных стволов достигает 1000 м, а расстояние между двумя скважинами, может составлять от 5-10 метров.

Через верхнюю скважину производится закачка пара в пласт, а через нижнюю осуществляется отбор нефти. Нагреваясь, нефть под действием сил гравитации поступает в нижнюю скважину, где в последующем отбирается насосами на дневную поверхность. Причём, рост паровой камеры вверх происходит до тех пор, пока она не достигнет кровли пласта, после чего она будет расширяться в стороны. При этом нефть находится в контакте с высокотемпературной паровой камерой.

При использовании классической технологии SAGD, требуются стадии предварительного прогрева, где производится циркуляция пара в обеих скважинах в течение нескольких месяцев.

Следует отметить, что при применении данной технологии получения пара, используемого для извлечения тяжёлой нефти, в сумме сжигается порядка 20% мировой добычи природного газа, что приводит к нерациональному использованию этого топлива, а также наносится вред окружающей среде из-за выбросов углекислого газа, образующегося при сжигании природного газа.

Усовершенствование технологии парогравитационного воздействия подразумевает использование комбинированной солнечной и ветряной энергии, которая в свою очередь поможет достигнуть таких результатов, как:

- замещение ископаемого топлива возобновляемыми источниками энергии
- повышение экономической эффективности технологии
- реализация «неистраченного» природного газа приносит дополнительную прибыль

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ УСШН С
ЦЕПНЫМ ПРИВОДОМ
(ENERGY EFFICIENCY RESEARCH OF THE SUCKER ROD PUMPS
WITH CHAIN DRIVE)**

Есипов М.В., Сагдатуллин А.М.
(научный руководитель – д.т.н. Муравьева Е.А.)
Альметьевский государственный нефтяной институт

Актуальность. Поздняя стадия разработки месторождений характеризуется необходимостью разработки новых подходов к эксплуатации и подбору оборудования эксплуатируемых добывающих скважин, обеспечивающих добычу нефтегазовой эмульсии в осложненных условиях при наименьших затратах. Особенностью месторождений на поздней стадии разработки является высокая обводненность нефтяных скважин, в дебите которых более 50 % составляет нагнетаемая в систему поддержания пластового давления жидкость.

Как правило, высокообводненные скважины со средними и высокими дебитами эксплуатируются одним из механизированных способов – с помощью установок электроцентробежных погружных насосов (УЭЦН). Вследствие невысокого коэффициента полезного действия (КПД) затраты электроэнергии на добычу нефти с помощью УЭЦН значительно высоки, при этом потери в погружном электронасосе возрастают обратно пропорционально скорости вращения ротора электродвигателя из-за уменьшения КПД УЭЦН на низких оборотах его вращения.

Целью данной работы является анализ энергоэффективности вспомогательного оборудования УСШН для добычи нефти с цепным приводом.

По рассчитанной диаграмме потребления энергии механизмом (системой) за половину цикла работы можно сделать вывод, что потребление энергии станком-качалкой на 15-20 % превышает потребление энергии цепного привода за половину цикла работы, т.е. за один ход.

В заключение можно сделать следующие выводы:

- проведен анализ энергоэффективности станка-качалки и цепного привода аналогичных по характеристикам, согласно которому можно сказать, что цепной 15-20 % более экономичный тип привода;

- цепной привод является более совершенным во многих аспектах эксплуатации установок штанговых скважинных насосов и может являться наиболее эффективной заменой установок электроцентробежных погружных насосов, а также балансирными станков-качалок при дополнительных исследованиях.

**МЕТОДИКА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ДОБЫЧИ ЖИДКИХ
УГЛЕВОДОРОДОВ И ПОПУТНОГО ГАЗА ДЛЯ
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ, НА
КОТОРЫХ ОТСУТСТВУЕТ ВОЗМОЖНОСТЬ
ПОКОМПОНЕНТНОГО УЧЕТА ПРОДУКЦИИ
(APPROACH FOR SEPARATION OF RECOVERY LIQUID
HYDROCARBONS AND ASSOCIATED GAS FOR OIL, GAS AND
CONDENSATE FIELDS WITHOUT POSSIBILITY OF COMPONENT
WISE ACCOUNTING PRODUCTS)**

Зайцев А.В.

(научный руководитель - – начальник Отдела проектирования и мониторинга разработки месторождений Большехетской впадины
Мавлетдинов М.Г.)

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в
г. Тюмени

Разработка нефтесодержащих объектов, осложненных наличием газовых шапок, неизбежно сопровождается прорывами свободного газа через добывающие скважины. При этом добывается углеводородная смесь, состоящая из нефти, конденсата, свободного и растворенного газа. Ввиду особенностей поверхностного обустройства многих месторождений, учет продукции ведется только по жидким и газообразным углеводородам, которые впоследствии относят к нефти и газу соответственно. Для месторождений на поздних стадиях разработки актуальным вопросом является довыработка запасов углеводородов с использованием уплотняющего бурения и зарезок боковых стволов в зоны локализации остаточных подвижных запасов.

Для корректной оценки текущей выработки пластов и выявления зон локализации запасов необходимо выполнить разделение добычи ЖУВ и газа на нефть, конденсат, растворенный и свободный газ.

Для реализации этой задачи была разработана методика распределения добычи ЖУВ и газа на основании промысловой отчетности (месячных эксплуатационных рапортов (МЭР), технологических режимов работы скважин (ТР), данных о замерах пластовых давлений и исследований скважин), которая включает в себя три этапа, в каждой из которых решаются определенные задачи:

1. На первом этапе был составлен алгоритм и написана программа на языке программирования – Visual Basic. Результатом расчета программы является покомпонентное распределение добываемой продукции по скважинам.

2. Второй этап заключается в выполнении анализа скважин, по которым выявлены некорректные объемы газа, и производится перераспределение добычи по объектам.

3. На третьем этапе производится окончательное распределение ЖУВ и газа по скважинам и построение карты остаточных подвижных запасов нефти.

**РАСЧЁТ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ В ПЛАСТЕ ПРИ
ЭЛЕКТРОПРОГРЕВЕ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН
(CALCULATION OF TEMPERATURE FIELD IN RESERVOIR AT
ELECTRIC HEATING OF PRODUCING WELLS)**

Должиков А.С., Зверева И.С.

(научный руководитель - доцент Тютяев А.В.)

Самарский государственный технический университет

При бурении и последующей эксплуатации нефтяных скважин в призабойной зоне образуются органические и неорганические структуры, приводящие к повышению фильтрационного сопротивления и снижению производительности скважин. Для снижения фильтрационного сопротивления и восстановления потенциальной производительности скважин необходимо разрушение этих структур в процессе физико-химической обработки. Применяемые для этого тепловые методы интенсификации притока скважинной жидкости часто необоснованны, параметры этих методов неоптимизированны и имеют низкую эффективность.

В связи с этим возникает необходимость построения и анализа простой математической модели прогрева скважины и пласта и проведения с помощью этой модели оценки эффективности, например, электропрогрева скважины.

Рассмотрена плоско-радиальная однотемпературная задача распространения тепла от нагреваемой скважины в пласт и фильтрационного течения холодного флюида к скважине. Разработана математическая модель неизотермического течения вязкой жидкости к скважине, включающая уравнения переноса тепла в цилиндрических координатах, уравнение неразрывности, закон Дарси для скорости фильтрации жидкости. Зависимость вязкости от температуры принималась экспоненциальной. Поставленная задача решалась методом конечных разностей по неявной схеме. Оценки показывают, что время гидродинамической стабилизации намного меньше тепловой. Поэтому, для решения тепловой задачи, можно выбрать развитый профиль течения под действием постоянного градиента давления.

Анализ показал, что профиль температуры в пористой среде сильно зависит от начальной скорости фильтрации жидкости-критерия Пекле, отношения конвективного теплопереноса к кондуктивному. При больших значениях Пекле конвективный поток холодной фильтрующейся жидкости прижимает зону прогрева к скважине, при малых – зона прогрева определяется теплопроводностью пористого скелета.

**ПРИМЕНЕНИЕ САЙКЛИНГ-ПРОЦЕССА В ПЕРИОД РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ
ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ПРИБЫЛИ ОТ РЕАЛИЗАЦИИ
КОНДЕНСАТА**

**(APPLICATION OF CYCLING PROCESS WHILE DEVELOPING THE
OIL RIM OF OIL-GASCONDENSATE FIELD TO OBTAIN AN
ADDITIONAL REVENUE FROM CONDENSATE SELLING)**

Земзюлин Е.В.

(научный руководитель - старший преподаватель Некрасов А.А.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

При разработке газоконденсатных месторождений с нефтяной оторочкой в первую очередь добыча осуществляется из нефтяной зоны, затем – из газовой. При такой очередности ввода в разработку происходят потери конденсата в пласте из-за снижения давления в газоконденсатной зоне при разработке залежи на истощение. Альтернативой этому варианту является разработка газоконденсатной залежи с поддержанием пластового давления путем обратной закачки сухого газа в пласт.

Во время разработки нефтяной оторочки имеет смысл параллельно организовать сайклинг-процесс в газоконденсатной части. Это позволит дополнительно извлечь конденсат без снижения пластового давления в залежи и получить дополнительную прибыль от его реализации.

В работе предлагается рассмотреть вариант применения сайклинг-процесса в газоконденсатной части залежи, который начинается после добычи половины извлекаемых запасов нефти. При этом часть кустов на период сайклинг-процесса предлагается перевести в фонд нагнетательных скважин.

Экономическая эффективность такого проекта будет зависеть от соотношения выгод и затрат. Т.к. для нагнетания газа в пласт потребуется строительство компрессорной станции, то существенная доля капитальных вложений переносится на более ранний период. Однако эти затраты будут частично компенсированы за счет реализации дополнительно добытого конденсата. Кроме того, приобретенные компрессоры в дальнейшем могут быть применены на дожимной компрессорной станции в период падающей добычи.

В работе проведена оценка экономической эффективности предложенного варианта. А также рассмотрены возможности оптимизации разработки залежи с точки зрения максимизации экономических выгод от реализации предложенного варианта разработки.

ПРИМЕНЕНИЕ РАСТВОРИТЕЛЕЙ ПРИ ДОБЫЧЕ СВЕРХВЯЗКОЙ НЕФТИ МЕТОДОМ ПАРОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ (PRODUCTION HEAVY OIL BY SAGD WITH SOLVENTS)

Ибрагимов И.Р.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

При разработке месторождений сверхвязкой нефти широкое применение получила технология парогравитационного дренирования. Недостатками данной технологии являются неоднородное формирование паровой камеры, медленное её расширение и неравномерный охват по площади. Для устранения этих недостатков используют комплексную закачку пара и растворителя.

В концепции процесса парогравитационного дренирования с растворителем углеводородный растворитель определенной концентрации закачивается в поток пара. Для того, чтобы модификация пара добавкой холодного растворителя не ухудшила процесс гравитационного дренирования, необходимо установить ее оптимальную концентрацию для совместной закачки исходя из условия сохранения оптимальной температуры в паровой камере. Результаты приведены в таблице 1.

Таблица 1 - Результаты подбора растворителя

Наименование	Концентрация растворителя, %		
	0	1	3
Прирост накопленной добычи нефти, д.ед.	1.00	1.15	1.17
Прирост максимального дебита нефти, д.ед.	1.00	1.39	1.42
Изменение накопленной закачки пара, д.ед.	1.00	0.92	0.91
Накопленное паронефтяное отношение, т/т	3.5	3.0	2.8
Накопленная закачка растворителя, тыс.т	0	2.35	6.9
Накопленная добыча растворителя, тыс.т	0	1.9	6.3
Удельный расход растворителя на 1 т нефти, т/т	0	0.20	0.48

Установлено, что дальнейшее увеличение концентрации растворителя приводит к не рентабельности данной технологии. Поэтому предлагается концентрацию нагнетаемого совместно с паром растворителя дозировать в 1 % массового. При такой концентрации растворителя паронефтяное отношение уменьшается до 3,0 т/т что считается приемлемой в сегодняшних рыночных условиях. Обладая высокой растворяющей способностью, растворитель доотмывает оставшуюся после прохождения фронта теплоносителя нефть, что позволяет увеличить добычу нефти и коэффициент извлечения нефти.

**СЛОЖНОСТИ ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА
ДЕВОНСКИЕ ОТЛОЖЕНИЯ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ В ОАО
«ТАТНЕФТЬ»**

**HORIZONTAL WELL DRILLING DIFFICULTIES FOR DEVONIAN
FORMATIONS AND SOLUTION APPROACHES IN ОАО "TATNEFT"**

Ибрагимов А.Р., Вакула А.Я., Поваляев А.И. (ОАО «Татнефть»)

(научный руководитель - зав. кафедрой «Бурение нефтяных и газовых скважин»

Хузина Л.Б

Альметьевский государственный нефтяной институт

Переход месторождений Татарстана на позднюю стадию разработки потребовал изменить существующие подходы к разработке залежей нефти. Одним из решений проблемы снижения дебитов нефти стало бурение горизонтальных скважин (ГС). Бурение ГС на карбонатные отложения (верхних продуктивных горизонтов) позволило увеличить дебит нефти по сравнению с наклонно-направленными в 2-3 раза. Попытки бурения скважин на девонские пласты (нижние продуктивные горизонты) с применением этой же технологии на глинистом буровом растворе привели к возникновению обвалов стенок скважины, с последующим либо прихватом, либо самопроизвольным забуриванием нового ствола при его проработке.

Бурение ГС на девонские отложения условно разделено на два этапа:

- до вскрытия продуктивного горизонта;
- вскрытие и крепление продуктивного горизонта.

Первый этап обусловлен такими трудностями как:

- наличие зон поглощений, в том числе с полным уходом;
- бурение в неустойчивых кыновских глинах и аргиллитах под большим зенитным углом ($75^\circ - 87^\circ$);
- бурение протяженного участка в интервале кыновских глин (150-200 м).

При бурении горизонтального ствола по продуктивному девонскому горизонту существуют не менее важные проблемы:

- доведение нагрузки до долота, очистка ствола от выбуренной породы;
- низкая механическая скорость бурения и большие затраты времени на спуско-подъемные операции;
- малая толщина продуктивного пласта (2-3м) и локальные изменения структурного плана (прогибы и поднятия), которые усложняют процесс бурения и требуют использования элементов геонавигации.

Сложности при бурении по продуктивному горизонту в ОАО «Татнефть» схожи с теми, которые возникают при бурении ГС в других нефтяных компаниях. Характер и поведение скважины до момента первичного вскрытия девонского горизонта в ОАО «Татнефть» является особенным для месторождений Поволжья. В данной работе рассматриваются вопросы бурения до вскрытия продуктивного горизонта, описываются существующие проблемы прохождения кыновских аргиллитов в компании «Татнефть», а также пути их решения.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ВНУТРИПЛАСТОВОГО ГОРЕНИЯ

THE IMPROVEMENT OF TECHNOLOGY FIRE FLOODING

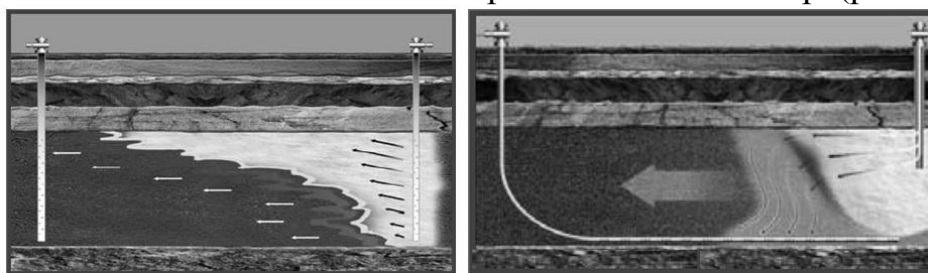
Ибрагимов И.Р.

(научный руководитель - доцент Шамаев Г.А.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

На залежах сверхвязкой нефти, где первичная цель - уменьшение вязкости нефти с целью увеличения ее подвижности, одним из методов создания теплоты в пласте является нагнетание воздуха или технология внутрипластового горения (ВГ). Несмотря на положительные стороны процесса ВГ, ограниченная возможность управления фронтом вытеснения и малый коэффициент охвата пласта приводят к низкой успешности процесса ВГ. Анализируя мировой опыт применения ВГ из литературных источников можно отметить, что в процессе ВГ с вертикальными скважинами, гравитационное разделение между горячими дымовыми газами и холодной пластовой нефтью снижает коэффициент охвата, фронт горения проходит узким каналом и остаются зоны, невовлеченные в разработку.

Следовательно, необходима гравитационная стабилизация процесса ВГ, что возможно с использованием горизонтального отбора(рис. 1).



а) фактическая схема

б) предложенная схема

Рисунок - Схемы проведения технологии внутрипластового горения

Нагнетание воздуха в вертикальную скважину и отбор жидкости с горизонтальной скважины - процесс, позволяющий стабилизировать фронт вытеснения горением, что устраняет проблемы связанные с процессами ВГ в случае применения только вертикальных скважин. На начальном этапе скважины прогревают паром до достижения температуры окисления в призабойной зоне скважин. После этого вертикальную скважину переводят под непрерывную закачку воздуха, а горизонтальную - на отбор разогретой продукции. Положительные стороны процесса - устранение прорывов газа путем уменьшения объема добываемого газа, содействие гравитационного дренирования жидкости к горизонтальной добывающей скважине, уменьшение влияния неоднородности коллектора и более высокая приемистость. Рекомендуемая схема реализации ВГ позволит повысить коэффициент нефтеизвлечения.

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВ КОНТРОЛЯ
ПРИТОКА НА НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С ТОНКОЙ НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКОЙ
ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ СЕКТОРНОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ
(EVALUATING EFFICIENCY OF INFLOW CONTROL VALVES
APPLYING IN GAS CONDENSATE RESERVOIR WITH THIN OIL
RIM IN EAST SIBERIA BY SECTOR MODELLING)**

Иванов М. Г., Чепкасова Е. В.

(научный руководитель - профессор Басниев К. С., доцент Назарова Л.Н.)
ООО «Газпром добыча Ноябрьск», РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Перераспределение доли традиционных запасов нефти, а именно, их уменьшение, относительно балансовых запасов в нашей стране приводит к актуализации вопросов, связанных с эффективностью выработки трудноизвлекаемых запасов. Увеличивается значимость нефтегазоконденсатных залежей, запасы нефти которых сосредоточены в обширных и низкопродуктивных подгазовых зонах с незначительной нефтенасыщенной толщиной продуктивных пластов.

Нефтяные оторочки обычно отличаются небольшой толщиной, что значительно усложняет процесс добычи нефти. Для таких залежей коэффициент извлечения нефти обычно составляет около 10% при традиционной схеме разработки на режиме истощения пластовой энергии. Основной причиной низких значений КИН является преждевременное формирование конусов газа и воды.

В работе было рассмотрено влияние использования устройств контроля притока (УКП) в компоновке горизонтальных скважин, вскрывающих нефтенасыщенную часть залежи на технологические и экономические параметры разработки месторождения. Анализ эффективности применения данных устройств осуществлялся с использованием целевой функции, показывающей прирост чистого дисконтированного дохода в зависимости от технологических показателей работы скважины.

Результаты моделирования различных стратегий использования УКП в горизонтальных скважинах позволили сделать вывод об относительно незначительном технологическом эффекте использования этих устройств. Прирост КИН по сравнению с базовым вариантом составил около 1%. Однако экономический эффект оказался весьма существенным в результате перераспределения темпов отбора нефти, воды и прорывного газа на начальном этапе разработки.

В работе показана эффективность применения устройств контроля притока (адаптивных УКП, газорегулирующих устройств) при разработке тонких нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений на примере месторождений Восточной Сибири.

**ИЗМЕНЕНИЯ ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРА ПРИ
МОДЕЛИРОВАНИИ РОСТА ЭФФЕКТИВНОГО ДАВЛЕНИЯ.
(CHANGES OF PHYSICAL PROPERTIES OF RESERVOIR WHEN
MODELING INCREASE OF EFFECTIVE PRESSURE)**

Иванов П.Ю.

(научный руководитель - профессор Жуков В.С.)
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Разработка месторождений нефти и газа, как правило, сопровождается снижением пластового давления. Давление вышележащих пород (горное давление) при этом не изменяется, но происходит перераспределение напряжений. Часть нагрузки, которую принимал на себя, содержащийся в порах горных пород флюид будет воспринимать твердая матрица породы.

Снижение пластового (порового) давления и повышение эффективного давления является основной причиной изменений физических свойств, сопровождающих разработку месторождений УВ.

На коллекции 133 образцов горных пород дагинской свиты Южно-Кириного НГКМ были определены их физические свойства при моделировании пластовых условий. Процесс разработки месторождения моделировали путем снижения пластового давления на 10,0МПа и, соответственно, ростом эффективного давления с 37,0 до 47,0МПа. При этом мы оценили изменения средних значений физических свойств

С ростом эффективного давления на 10,0МПа коэффициент пористости уменьшается на 0,037 абсолютных процентов или на 0,19%; параметр пористости растёт на 6,62%. Скорость продольной волны увеличивается на 1,86%, скорость поперечной волны выросла на 1,08%, объёмная плотность увеличилась на 0,056%, сжимаемость порового пространства выросла на 9,92%. Все изменения физических свойств рассчитаны относительно их величины при эффективном давлении в пласте 37,0 МПа, которые были приняты за 100%.

Получены изменения петрофизических параметров при увеличении эффективного давления в пласте и получены, в первом приближении, оценки их изменений. Следует отметить необходимость дополнительных экспериментальных испытаний образцов в термобарических условиях, моделирующих пластовые, для уточнения этих изменений, которые описываются степенными или экспоненциальными уравнениями. Эти данные могут быть использованы как для оценки изменений пластовых условий в процессе разработки месторождения по данным ГИС-контроля, так и для оценки степени изменения продуктивных горизонтов.

ПРИМЕНЕНИЕ БЛОКИРУЮЩИХ ЖИДКОСТЕЙ ГЛУШЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПРИ ПОДЗЕМНОМ РЕМОНТЕ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННЫХ ПЛАСТОВЫХ ТЕМПЕРАТУР (THE APPLICATION OF BLOCKING FLUIDS FOR WELL-KILLING DURING UNDERGROUND REPAIRS, UNDER HIGH RESERVOIR TEMPERATURE CONDITIONS)

Исламов Ш.Р.

(научный руководитель - доцент Мардашов Д.В.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

При эксплуатации скважин нефтегазовых месторождений возникает необходимость в проведении капитального и текущего ремонта, которым зачастую предшествует процесс глушения скважин. Негативным следствием данной операции зачастую является загрязнение ПЗП и, как следствие, снижение продуктивности скважины. Таким образом, основным критерием для выбора состава жидкости глушения скважин (ЖГС) является ее способность минимизировать негативное воздействие на показатель продуктивности скважины при проведении запланированных работ.

Применение традиционных жидкостей глушения на водной основе имеет негативное последствие в виде увеличения обводненности добываемой продукции. В связи с этим в нефтегазовой отрасли актуальной является разработка новых химических методов сохранения и улучшения фильтрационных свойств продуктивного пласта, в основе которых лежит применение гидрофобизирующих растворов.

Сущность разработанных технологий заключается в использовании при глушении нефтяной скважины перед подземным ремонтом эмульсионного состава:

- обратных водонефтяных эмульсий – «блокирующих составов», закачиваемых в скважину с перекрытием интервала перфорации или с продавливанием в призабойную зону продуктивного пласта, обеспечивающих сохранение ее фильтрационных характеристик, и, как следствие, сохранение продуктивности скважины.

Высокая агрегативная устойчивость разработанных технологических жидкостей обеспечивается за счет использования в их составе реагента-эмульгатора марки «ЯЛАН-Э2», который разработан и внедрен в промышленное производство совместно с ООО «Синтез-ТНП» (г. Уфа, Республика Башкортостан).

Реализация данных технологий позволит: сохранить и увеличить дебиты скважин по нефти, снизить обводненность добываемой продукции, сократить сроки освоения и вывода скважин на режим эксплуатации, защитить нефтепромысловое оборудование от воздействия агрессивных пластовых и сточных вод.

**К ВОПРОСУ ОБ ИЗМЕНЕНИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ
НАГРУЗОК НА ШТАНГОВУЮ КОЛОННУ В УСЛОВИЯХ
ФОРМИРОВАНИЯ ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
(ON THE VARIATION OF HYDRODYNAMIC LOADS FOR ROD
STRING IN THE STRING IN THE FORMATION OF ORGANIC
DEPOSITS)**

Исмагилова Д.Т.

(научный руководитель - профессор Гуськова И.А.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

В данной работе проведен анализ влияния формирования органических отложений на изменение гидродинамических нагрузок на колонну штанг на примере Альметьевской площади Ромашкинского месторождения.

Проведены исследования по изучению влияния перепада температур, который возникает из-за разницы температур продукции скважин и стенки труб, на интенсивность образования органических отложений и изменение вязкости нефти.

Измерения реологических характеристик нефтей проводили ротационным вискозиметром Rheotest RN4.1, также в работе использовалась лабораторная установка, на которой проводились исследования интенсивности образования органических отложений с использованием метода «холодного стержня».

Были построены графики изменения вязкости нефти до и после формирования органических отложений при разных температурных градиентах с учетом интенсивности нагрузки, выражаемой через градиент среза.

Выводы:

1. Установлено существенное увеличение вязкости нефти после формирования органических отложений.

2. В результате анализа зависимости интенсивности формирования органических отложений от температуры нефти установлено, что наибольшее влияние на массу формирующихся отложений оказывает не абсолютное значение температуры, а температурный перепад между жидкостью и поверхностью, на которой формируются отложения.

3. Установлено максимальное увеличение вязкости нефти после формирования органических отложений для перепада температур $\Delta T = 15^\circ\text{C}$ (97,8%)

4. Выполнена оценка изменения гидродинамических нагрузок в результате увеличения вязкости нефти после выпадения органических отложений.

5. Увеличение гидродинамического трения после формирования отложений составляет от 38,98% до 93,3%.

**ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ
СЕПАРАЦИИ ГАЗА НА БОВАНЕНКОВСКОМ НГКМ
В ЛЕТНИЙ ПЕРИОД.**

**(FEATURES OF OPERATION OF THE LOW-TEMPERATURE GAS
SEPARATION AT THE BOVANENKOVSKOYE OIL AND GAS
CONDENSATE FIELD IN THE SUMMER)**

Исмаилов А.И., Мельников В.Б., Давлетов К.М.

(ООО «Газпром добыча Надым», РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина,
ООО «Газпром добыча Надым»)

В начальный период промышленной эксплуатации Бованенковского НГКМ впервые столкнулись с влиянием на технологический процесс подготовки газа НТС температуры окружающего воздуха в летний период, что необходимо будет учитывать в будущем при освоении других газовых промыслов и месторождений.

Так, в летние периоды 2013-2014 года при температуре окружающего воздуха $+25...+30^{\circ}\text{C}$ турбодетандерный агрегат 20ТДА-1 работал в режиме близком к максимальному. Частота вращения ротора 20ТДА-1 составляла около 17000 об/мин. Выше чем 17000 об/мин ротор турбодетандерного агрегата уходит в состояние «авария» и тем самым ограничивает выход газа с требуемой минусовой температурой из турбодетандерного агрегата 20ТДА-1.

Таким образом, исходя из фактического состояния турбодетандерного агрегата 20ТДА-1 можно было понять, что при продолжительной температуре $+25...+30^{\circ}\text{C}$ и выше турбодетандерный агрегат 20ТДА-1 мог не обеспечить нормальный температурный технологический режим НТС.

На будущее, для повышения надежности работы турбодетандерных агрегатов и НТС в целом необходимым является проведение исследовательских и инженерно-технических изысканий, направленных на дополнительное охлаждение потока газа.

В летние периоды 2013-2014 года также столкнулись с проблемой вибрации аппарата воздушного охлаждения газа 20ВХ-1, что было обусловлено повышенной температурой окружающего воздуха.

Проведенный анализ показал, что проблема заключалась в повышенной вибрации на диффузоре вентилятора, тем самым препятствуя нормальной эффективной работе двигателя. В результате не осуществлялось необходимое охлаждение газа в системе УКПГ. Вибрация корпуса диффузора вентилятора была устранена путем усиления жесткости каркаса диффузора АВО. Эксплуатация АВО с каркасом на диффузоре показала, что вибрация стала значительно меньше, и это также позволило увеличить КПД АВО газа. В последующем подобные каркасы были установлены на остальные секции АВО газа, что обеспечило стабильную работу АВО газа и НТС на УКПГ.

ПРИМЕНЕНИЕ МОБИЛЬНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК НА ЗАВЕРШАЮЩЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ.

Исмаилов Т.Т.

(научный руководитель - д.т.н., профессор Ермолаев А. И.)
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Множество месторождений ОАО «Газпром» находятся на завершающей стадии разработки. В статье будет рассмотрена технология распределенного компримирования с применением мобильных компрессорных установок (МКУ) для повышения эффективности разработки и достижения большего коэффициента газоотдачи. На примере сеноманской залежи Ямбургского НКГМ установлено, что ввод МКУ совместно с централизацией подачи газа способствует увеличению отбора с Ямбургской площади на 32,1 % за дальнейший период разработки по сравнению с базовым вариантом. Применение МКУ по результатам расчетов позволяет увеличить чистый дисконтированный доход на 0,8 млрд.руб. В целом отмечается, что установка МКУ на промыслах газовых залежей способствует поддержанию работоспособности скважин, шлейфов и самих промыслов, увеличивая тем самым накопленный отбор.

Мобильность установки подразумевает полную заводскую готовность оборудования и небольшие объемы строительно-монтажных работ при установке компрессорного оборудования на подготовленные основания. Компрессор, применяемый на устье скважин, создает индивидуальные условия для работы каждой из скважин блока месторождения, обеспечивает необходимый температурный режим работы, и позволяет продлить срок эксплуатации газового месторождения.

В рамках сотрудничества между ОАО «Газпром» и Siemens AG, Департаментом по добыче газа, газового конденсата (нефти) ОАО «Газпром» голландскому подразделению Siemens Nederland N.V. была поручена задача по разработке подобной компрессорной установки для увеличения срока эксплуатации месторождения. В качестве площадки для реализации «пилотного проекта» было выбрано Вынгапуровское месторождение ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

АНАЛИЗ ПРИЧИН ПРОИСШЕСТВИЙ ПРИ РАБОТАХ НА БУРОВЫХ УСТАНОВКАХ (ANALYSIS OF THE CAUSES OF ACCIDENTS WHEN WORKING ON DRILLING RIGS)

Исхаков Р. Э.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Актуальность темы. При производстве на буровых установках возникают чрезвычайные ситуации, которые имеют негативные последствия - гибель людей¹, раненые, экологическое бедствие вследствие разлива нефти², большие финансовые потери³. Важно знать причины происшествий при выполнении буровых работ, т.к. это поможет избежать в дальнейшем ряда негативных происшествий при бурении.

Материалы и методы исследования. В ходе поисковых запросов в системном поиске сети интернет «Яндекс» по ключевым словам: «гибель при буровых работах», «аварии на буровых платформах» мною были обнаружены и проанализированы происшествия за период с июля 2010 года по июль 2014 года. Методом сплошной выборки было выявлено 7 случаев.

Полученные результаты и их обсуждение. Нами установлены виды происшествий с работниками и полученные ими травмы. Были выявлены виды технологических нарушений и нарушения требований «Правил безопасности в нефтяной и газовой промышленности», в том числе и со стороны работников. Установлены виды оборудования, использование которых привело к несчастному случаю. Определены нарушения со стороны руководства работами. Проанализированы официальные выводы комиссий, расследовавших данные происшествия.

Выводы. Происшествия на буровых установках сопровождались гибелью и тяжелыми травмами рабочих. Основными технологическими нарушениями были неприменение работниками средств страховки и защиты, а также монтаж ими неисправного оборудования и нарушения технологии сборки конструкций. Во всех случаях несчастных случаев отсутствовал контроль над технологическими действиями рабочих бригады со стороны руководителя.

¹ <http://crimelist.ru/archives/972-skprf>

² http://wiki.ru/sites/katastrofy_i_chrezvychaynye_situatsii/id-articles-478844.html

³ http://riskprom.ru/publ/avarijnost_na_morskikh_neftegazodobyvajushhikh_platformakh/34-1-0-130

**К ОПРЕДЕЛЕНИЮ ХАРАКТЕРИСТИК РАБОТЫ НЕФТЯНОЙ
СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ПОТЕНЦИАЛА.
(FOR DETERMINING THE CHARACTERISTICS OF WORK OF THE
OIL WELL BY METHOD OF POTENTIAL.)**

Кабанов А.О.

(научный руководитель: к.ф.-м.н., доцент Дмитриев М.Н.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В работе рассматриваются вопросы аналитического определения основных характеристик добывающей скважины (дебит, забойное давление, степень несовершенства) применительно к разработке реальных коллекторов нефти.

В настоящее время накоплено большое количество аналитических методов расчета параметров работы скважин, как для случая уединённой скважины в пласте, так и в случае работы нескольких скважин. Однако все аналитические методы предполагают модельное, упрощенное представление о пласте. Модельные представления не всегда адекватно могут интерпретировать реальные условия пласта, к тому же отсутствует единая методика применения аналитических расчётов на случай работы скважины на реальном месторождении.

Для верификации существующих аналитических методов в работе используется гидродинамический симулятор Tempest MORE.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ (IMPROVING THE EFFICIENCY OF WAG ON LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS)

Казаков К. В., Бравичев К. А.

ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг", РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Одним из осложнений при водогазовом воздействии на нефтяной пласт является снижение приёмистости нагнетательной скважины по воде после цикла закачки газа. Это обусловлено образованием в пласте остаточной газонасыщенности, которая снижает фазовую проницаемость воды в области пласта вокруг нагнетательной скважины. Для низкопроницаемых, в особенности сильно гидрофильных коллекторов, в которых и при обычном заводнении приёмистость нагнетательных скважин может быть относительно низкой, это может приводить к существенному падению пластового давления в период полуцикла закачки воды из-за недокомпенсации отбора жидкости закачкой и, соответственно, снижению добычи нефти. А при низкоинтенсивных системах разработки с высоким соотношением добывающих и нагнетательных скважин такая проблема может иметь место и на пластах с достаточно высокой проницаемостью. В то же время, исследование водогазового воздействия на керновых моделях показывает, что для низкопроницаемых коллекторов прирост коэффициента вытеснения при водогазовом воздействии по сравнению с заводнением является наибольшим.

В работе предложена технология интенсификации водогазового воздействия, позволяющая в значительной степени предотвратить снижение приёмистости по воде после цикла закачки газа, что достигается снижением остаточной газонасыщенности в прискважинной зоне пласта за счёт объёмных эффектов.

Предлагается после цикла закачки газа останавливать нагнетательную скважину на краткосрочный период (в этот период происходит объёмное расширение газа из-за снижения пластового давления вокруг нагнетательной скважины), далее осуществляется закачка воды с минимальной репрессией на пласт (в этот период происходит вытеснение подвижного газа из области пласта вокруг нагнетательной скважины при небольшом пластовом давлении), после чего осуществляется переход к закачке воды на рабочей репрессии (в этот период происходит сжатие оставшегося в прилегающей к нагнетательной скважине зоне пласта газа за счёт роста пластового давления и снижение остаточной газонасыщенности до минимальных значений). Далее циклы закачки воды и газа повторяются.

Эффективность предложенной технологии водогазового воздействия подтверждается расчётами на секторной гидродинамической модели.

СПОСОБ СОВМЕСТНОЙ РАЗРАБОТКИ СЕНОМАНСКОЙ И ТУРОНСКОЙ ЗАЛЕЖЕЙ ЮЖНО-РУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (METHOD OF JOINED DEVELOPMENT OF SENOMANIAN AND TURONIAN DEPOSITS OF THE YUZHNO-RUSSKOE FIELD)

Карпов М.А.

(научный руководитель - старший преподаватель Некрасов А.А.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Эксплуатация туронских отложений вертикальными скважинами не позволяет получить дебиты скважин, достаточные для рентабельной разработки этих отложений. Для интенсификации притока газа к скважинам можно использовать различные технологические приемы: горизонтальные скважины, зарезку боковых стволов, гидроразрыв пласта (ГРП). Предполагается, что один из таких способов используется. Увеличение дебита скважин, дренирующих туронские отложения, позволит увеличить добычу из сеноманских залежей. С этой целью предлагается следующая совместная эксплуатация туронской и сеноманской залежей, которую можно осуществить посредством фонтанных труб, предварительно изолировав пласты пакерами. На поверхности потоки газа из сеноманской залежи и туронской залежи совмещаются в единый шлейф в эжекционной установке. Объединение допустимо потому, что составы газов практически идентичны по составу. Данный факт так же позволяет использовать существующую систему сбора и подготовки для газа с обоих горизонтов.

В итоге, выделим следующие преимущества от внедрения представленных предложений:

1. Экономия средств, которые могли быть потрачены на создание отдельной системы обвязки для скважин, эксплуатирующих туронскую залежь.

2. Повышение коэффициента извлечения газа сеноманской залежи за счёт эксплуатации скважины, дренирующей сеноманские пласты, с меньшим устьевым давлением, которое затем с помощью эжектора повышается.

3. Повышение дебита скважин, пробуренных в туронской залежи за счёт проведения ГРП (или другого мероприятия по интенсификации притока).

4. Повышение качества осушки сеноманского газа в абсорбционных установках, за счёт повышения давления газа в системе «скважина – УКПГ».

АНАЛИЗ ОСНОВНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШУРТАН (ANALYSES OF MAIN PARAMETERS OF SHURTAN GAS AND CONDENSATE FIELD DEVELOPMENT)

Касымов К.Х.

(научный руководитель - к.т.н. Котлярова Е.М.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Газоконденсатное месторождение (ГКМ) Шуртан, открытое в 1874 г. и введенное в разработку в 1980 г, расположено на территории Гузарского района Кашкадарьинской области Республики Узбекистан.

Промышленная газоносность месторождения приурочена к рифовым карбонатным отложениям верхнеюрского возраста. По литологическим признакам выделены три подсчетных объекта (снизу-вверх): XV-Подрифовый горизонт; XV- Рифовый горизонт; XV- Надрифовый горизонт. Все газоносные горизонты гидродинамически связаны между собой и имеют отличительные фильтрационно-емкостные свойства.

Газ месторождения Шуртан по большей части метановый (молярная доля 89-90%) малосернистый, концентрация сероводорода - 0,08 %. Текущее потенциальное содержание конденсата - 29,7 г/м³ и продолжает снижаться согласно данным полученным в PVT бомбе, приближаясь к давлению максимальной конденсации.

К настоящему моменту (ГКМ) Шуртан находится на завершающей стадии разработки. На данном этапе, характеризующимся большим содержанием низконапорного газа, на забое скапливается жидкость (конденсационная и пластовая вода, углеводородный конденсат), которая из-за низкой скорости потока газа полностью не выносится на поверхность. В результате имеет место самозадавливание скважин, что привело к выбытию из эксплуатации 15 газодобывающих скважин за период 2010-2013 г.г. Несмотря на это по данным пьезометрических скважин и данных ГИС режим разработки месторождения все еще остается газовый, что свидетельствует о слабом проявлении водонапорного режима.

Актуальность. В период падающей добычи углеводородов, когда происходит интенсивное обводнение скважин (вследствие чего увеличиваются затраты на ремонтно-восстановительные работы), для месторождений с большим периодом разработки наиболее актуальным является качественный анализ проектировщиком поступающей геолого-промысловой информации. В связи с этим на проектировщиков накладывается еще большая ответственность в принятии решений при проектировании месторождений на данный период.

Цель работы. На базе обобщенных результатов промысловых, газодинамических и газоконденсатных исследований за истекший период разработки проанализировать основные особенности газоконденсатного месторождения Шуртан и выдать качественный долгосрочный прогноз.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПОВТОРНЫХ ОПЗ В УСЛОВИЯХ
БЕРЕЗОВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF REPEATED
BOTTOMHOLE TREATMENT UNDER BEREZA AREA
ROMASHKINSKOYE FIELD)**

Кашапова А.С.

(научный руководитель - старший преподаватель Рыбаков А.А.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

В работе рассматриваются первичные и повторные обработки призабойной зоны в условиях Березовской площади Ромашкинского месторождения на примере НГДУ «Альметьевнефть». Данная тема, на мой взгляд, является актуальной, так как в последние годы возрастает доля трудноизвлекаемых запасов нефти, сосредоточенных в низкопроницаемых заглинизированных терригенных коллекторах, в процессе разработки которых проницаемость еще больше снижается, и происходит ухудшение фильтрационных характеристик продуктивных пластов. Ухудшение фильтрационных свойств призабойной зоны пласта (ПЗП) вызывается выпадением различных продуктов реакции после закачки химических реагентов, увеличением водонасыщенности горных пород и снижением фазовой проницаемости для нефти. Поэтому одной из основных задач при нефтедобыче из этих пластов является восстановление и улучшение фильтрационных характеристик ПЗП. Из-за этого увеличивается роль методов воздействия на добычу нефти.

В условиях разработки нефтяных месторождений РТ в ОАО «Татнефть» постоянно идет поиск эффективных путей повышения нефтеотдачи и восстановления нерентабельности добывающих и нагнетательных скважин. Для этого используют различные методы ОПЗ. Обработка призабойной зоны является методом интенсификации притока.

В работе проанализирована динамика коэффициентов продуктивности по скважинам Березовской площади Ромашкинского месторождения до и после проведения различных технологий первичных и повторных ОПЗ, а именно ГРП, термобароимплозионное воздействие, депрессионная перфорация, растворитель «МИА-ПРОМ». Проведен ассоциативный и многофакторный анализ влияния факторов на технологическую эффективность различных технологий ОПЗ. Были произведены расчеты технологической эффективности первичных и повторных обработок призабойной зоны с использованием различных методик.

В результате произведенных расчетов сделаны выводы о необходимости проведения повторной обработки призабойной зоны.

АНАЛИЗ КОЭФФИЦИЕНТА НАПОЛНЕНИЯ ПЛУНЖЕРНОГО СКВАЖИННОГО НАСОСА (ANALYSIS OF COEFFICIENT OF FILLING OF THE PLUNGER BOREHOLE PUMP)

Кашапова Д.И.

(научный руководитель - профессор Мищенко И.Т.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Оценку работоспособности глубинного штангового насоса ведут по коэффициенту подачи.

Коэффициентом подачи задаться нельзя. Но, определив его значение, следует принять меры по его увеличению, так как при коэффициенте подачи, равном 0,3, установка будет подавать 30% от расчетной подачи, а при 0,6 – уже 60%.

На коэффициент подачи насоса в значительной степени влияют: вязкость откачиваемой среды; количество свободного газа в эксплуатационном потоке; содержание воды в откачиваемой среде; выделение газа при всасывании; входное давление на насосе; зазор между плунжером и цилиндром насоса; вредное пространство насоса; степени износа уплотнительных поверхностей в насосе; скорость откачки.

Коэффициент подачи не всегда менее единицы. Многие факторы, оказывающие влияние на его величину, известны, но некоторые из них оставлены без внимания или недооценены. Работу глубинных штанговых насосов следует анализировать, исходя из зависимости подачи от коэффициентов его характеризующих.

Из этого исследования можно сделать вывод о том, что особое внимание следует уделить *коэффициенту наполнения*.

Таким образом, при анализе работы УГШН факторы, оказывающие влияние на коэффициент наполнения и коэффициент подачи насоса, необходимо рассматривать отдельно, однако в определенных ситуациях и вкуче.

В работе особое внимание уделяется анализу зависимости коэффициента наполнения от коэффициента мертвого пространства K и газового числа в цилиндре насоса $R_{ц}$ при постоянном газовом числе в мертвом пространстве $R_{м}$, равном нулю.

ПРИМЕНЕНИЕ ГИДРО-МЕХАНИЧЕСКОГО ЩЕЛЕВОГО ПЕРФОРАТОРА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ УЗБЕКИСТАНА (THE USE OF HYDRO- MECHANICAL SLIT PUNCH TO THE FIELDS IN UZBEKISTAN)

Каюмов И.Р.

(научный руководитель - профессор, д.т.н. Зозуля В.П.)

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

В результате исследований были определены сравнительные характеристики кумулятивного метода гидромеханической щелевой перфорации: при кумулятивном методе показатель площади вскрытия на один погонный метр колонны равен 0,0053 м²; а в ГМЩП с формированием 2-х щелей – 0,024 м²; Глубина проникновения в пласт в кумулятивном методе – 0,75 м, а в ГМЩП – щель шириной 10-12мм; Фугасность в ГМЩП отсутствует, а в кумулятивном методе очень высока. Таким образом, по всем изученным показателям ГМЩП доказывает свою эффективность в сравнении с кумулятивным методом.

При помощи данного метода были проведены ряд исследований, которые подтвердили его эффективность. Тому доказательством могут быть результаты проведения ГМЩП на скважинах НГДУ «Нурлатнефть». После изоляции данного продуктивного горизонта проведен переход на верхний тульский горизонт, эффективная толщина которого составляет 5 метров. Вторичное вскрытие произведено с помощью ГМЩП. После приобщения верхнего пласта дебет составил 5,5 т/сут при весовой обводненности 35%. Скважина №10105 была эксплуатирована в интервале 1386,6-1391,0 м. При обводнении на 98,5% скважина 6 месяцев подряд работала с дебитом нефти 0,7т/сут. После изоляции данного горизонта и перехода на верхний горизонт в интервале 1381,-1383,3 м. скважина стала работать с дебитом 14,2 т/сут при обводненности продукции 40,7%. Вторичное вскрытие пласта проводилось с помощью ГМЩП.

Таким образом, данный способ безударного вскрытия продуктивного пласта, который не дает преждевременному обводнению, исключает разрушение крепи скважин. При этом предлагаемая новая Российская технологическая разработка ГМЩП, снижает затраты времени и средств на их вскрытие по сравнению с другими методами перфорации в среднем в 2-3 раза. А так же существенно повышает продуктивность, за счет сведения к минимуму негативного воздействия на продуктивный пласт, снижает риски при проведении перфорационных работ, а также гарантирует получение дополнительной прибыли в виде интенсификации притоков углеводородов из скважины.

**ИССЛЕДОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ
СИСТЕМ И ИХ ФАЗОВОЕ СОСТОЯНИЕ
(STUDIES FORMATION GASCONDENSATE SYSTEMS
AND THEIR PHASE STATE)**

Керимова А.Г.

(научный руководитель - профессор Рамазанова Э.Э.)

НИИ “Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия”

Экспериментальные исследования газоконденсатнонефтяных систем требуют больших трудовых затрат и времени для их осуществления, кроме того, для приведения их в однофазное газовое состояние в большинстве случаев требуется высокое давление. При этом полученная информация не всегда удовлетворяет исследованиям пластовых систем. В связи с этим, в последние десятилетия особенное внимание уделяется разработке аналитических и экспериментально-аналитических методов исследования данных систем.

В аналитических методах, для расчетов используются коэффициенты фазового равновесия. Это приводит к повышению погрешностей расчетов.

При больших глубинах (ниже 1500 м) в газах содержатся, относительно, большое количество высококипящих углеводородов (пентан и выше), которые приводят к ретроградным явлениям в пласте до начала разработки. Как правило, с увеличением глубины залегания в пластовых газах увеличивается потенциальное содержание тяжелых углеводородов (C_{5+}). На самом же деле, потенциальные содержания углеводородов зависят от условий образования залежи. Однако, при повышении давления и температуры в природных углеводородных системах, состоящих, в основном, из парафиновых углеводородов, увеличивается, также количество тяжелых углеводородов.

Составы пластовых газоконденсатнонефтяных систем могут быть сложными и в зависимости от условий их образования могут быть различными, которые и являются основными причинами разнообразия их в пластовых условиях.

**СОЗДАНИЕ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ РАСЧЕТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА
(CREATING A UNIFIED ACCOUNT OF TECHNOLOGICAL
PARAMETERS OF DEVELOPMENT OF DEPOSITS ON THE ARCTIC
SHELF)**

Киян М.М., Киян П.И.

(научный руководитель - к.т.н. Дуркин С.М.)

Ухтинский государственный технический университет

Освоение ресурсов нефти и газа в пределах континентальных шельфов морей и океанов является актуальной проблемой, от решения которой во многом зависит прирост запасов и рост добычи углеводородов не только в России, но и во многих других странах.

В работе рассмотрены перспективы освоения нефти и газа на Арктическом шельфе. Россия в настоящее время находится на пороге промышленного освоения запасов нефти и газа на континентальном шельфе. Она располагает 22% площади шельфа Мирового океана, 80-90% из которого считаются перспективными для добычи углеводородов. Около 85% запасов топливно-энергетических ресурсов приходится на шельф арктических морей. Значительная часть месторождений на Арктическом шельфе по размерам входят в классификацию огромных, гигантских и очень гигантских. Суммарные прогнозные запасы нефти и газа на шельфе России в пересчете на условное топливо составляет более 100 млрд тонн.

Представлены характерные особенности освоения морских нефтегазовых месторождений с учетом суровых природно-климатических и гидрометеорологических условий. Рассмотрен процесс сбора углеводородов с месторождения Арктического шельфа.

Особенно актуальной задачей является разработка средств проектирования таких сложных и уникальных месторождений углеводородов Арктического шельфа. На сегодняшний день коммерческие программные средства в основном ориентированы на прогноз технологических показателей разработки месторождений на суше. При разработке же морских месторождений необходимо учитывать специфику сбора продукции.

Таким образом, в работе предпринята попытка создания собственной математической модели, позволяющей учитывать единую систему разработки месторождений Арктического шельфа «Пласт-скважина-шлейф-магистральный трубопровод».

С помощью разработанной модели представлено сравнение различных подходов моделирования и даны рекомендации при расчете технологических показателей разработки месторождений углеводородов.

РОЛЬ ЯВЛЕНИЙ ГИСТЕРЕЗИСА ПРИ ВОДОГАЗОВОМ ВОЗДЕЙСТВИИ (HISTERESIS ROLE IN WAG METHODS)

Ковтун В.В.

(научный руководитель - Язынина И.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Во всем мире наблюдается устойчивый рост промышленного применения водогазовых технологий. К настоящему времени технологии водогазового воздействия были применены более чем на 70 месторождениях мира, расположенных как на суше, так и на море. Лишь в единичных случаях промышленного применения ВГВ не удалось получить значительного прироста нефтеотдачи. Числовое моделирование процесса ВГВ требует знания функций потока (т.е., относительную проницаемость и капиллярное давление).

Для процесса попеременного нагнетания воды и газа вид кривых ОФП существенно зависит от направления изменения насыщенности. Поэтому, надежное моделирование ВГВ воздействия, требует увеличения надежности моделей относительных проницаемостей путем учета гистерезиса (различие кривых относительных фазовых проницаемостей (ОФП) при возрастании насыщенности данной фазы и при её убывании), проверенных экспериментально.

В работе представлено исследование процесса водогазового воздействия с чередующейся закачкой применительно к образцам керна Восточно-Перевального нефтяного месторождения, расположенного в Западной Сибири.

Исследования проводились на фильтрационной установке CoretestCFS-830 в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

В качестве объекта исследования были взяты образцы керна Восточно-Перевального месторождения из ачимовских пластов, приуроченных к отложениям меловой системы.

Анализ экспериментальных данных показал, что коэффициент вытеснения нефти увеличивается за счет замещения нефти газом, а относительные фазовые проницаемости зависят не только от истории насыщения (гистерезис), но и от количества циклов водогазового воздействия. Таким образом, гистерезис фазовых проницаемостей является существенным фактором, который необходимо учитывать при проведении экспериментальных исследований фазовых проницаемостей и компьютерного моделирования процесса водогазового воздействия.

**РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА ДЛЯ
ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ОСНОВЕ ЧИСЛЕННОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ
СОЕДИНЕНИЙ**

**(THE CALCULATION OF THE EFFICENCY HYDRAULIC
FRACTURING FOR GAS FIELDS ON THE MODEL USING OF
CREATING ADDITIONAL CONNECTIONS)**

Кондрашова Ю. В.

(научный руководитель - старший преподаватель Некрасов А. А.)
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

В данной работе произведено численное моделирование гидроразрыва участка газового месторождения, вскрываемого вертикальной скважиной. Показана эффективность влияния данного способа интенсификации на производительность скважины. В качестве метода при моделировании гидроразрыва был применен метод дополнительных соединений (данный метод реализован компанией Schlumberger), отличающийся высокой степенью достоверности, а также удобством его использования на полномасштабных и секторных моделях по сравнению с «эталонными» методами, позволяющими учесть геометрию и параметры трещины только в явном виде. В рамках модели была создана сетка перфораций, проходящих через блоки вдоль направления трещины. Опираясь в данной работе такими неопределенными параметрами, как полудлина, ориентация, ширина трещины (путем задания различных эллиптических форм), а также путем задания свойств пропанга и определенных функциональных зависимостей, была смоделирована «оптимальная конструкция» трещины.

Во многих случаях, в результате применения гидроразрыва нарушается вертикальная проницаемость пласта, которая не учитывается при моделировании гидроразрыва, что приводит к искажению полученных результатов. В данной работе был учтен этот факт: расчет проводился с использованием параметра анизотропии.

ВНУТРИСКВАЖИННАЯ КОМПОНОВКА ДЛЯ СЕЛЕКТИВНОГО ИСПЫТАНИЯ ПЛАСТОВ В ОТКРЫТОМ СТВОЛЕ СКВАЖИНЫ (LAYOUT FOR SELECTIVE DOWNHOLE FORMATION TESTING IN THE OPEN HOLE)

Копейкин И.С. Замаев А.Н. Лягов А.В.
НПФ «ПАКЕР»

Методика испытания скважин концептуально проста, однако на практике существует ряд осложнений, в результате чего часто возникают вопросы о путях и способах совершенствования техники, технологии и методики испытания пластов в условно-вертикальных скважинах. Для решения данных вопросов были разработаны две внутрискважинные компоновки для испытания одного пласта и селективного испытания до 3-х пластов за одну СПО.

Компоновки включают следующие основные узлы: блок пробоотборников, узел испытателя пластов, пакер для герметизации области испытаний от остальной скважины, якорь позволяющий зафиксировать оборудование комплекса в скважине, а так же исключит его осевое перемещение, замок безопасности обеспечивающий извлечения инструмента из скважины в случае возникновения осложнений во время проведения работ и др.

Основной задачей при испытании разведочных скважин является получение представительных проб пластовых флюидов. Для этих целей, в составе компоновки, был вновь разработан и применен блок пробоотборников, который является основной отличительной особенностью всего испытательного комплекса. Сконструированный блок пробоотборника имеет в наличии до 3-х камер для отбора проб, позволяющих отобрать до 3-х герметизированных проб с одного пласта для наиболее точной оценки параметров пластового флюида или получить отдельные пробы с 3-х пластов за одну СПО.

Кроме того, высокая надежность пакеровки компоновок в условиях открытого ствола обеспечиваемая специально разработанным пакерно-якорным оборудованием, большие проходные каналы составляющих компоновку узлов и легкость в управлении ими делают компоновку для селективного испытания пластов в открытом столе скважины более конкурентоспособным по сравнению с аналогами.

В результате применения подобных компоновок на стадии промышленной разведки месторождений возможно получение полной информации о строении и свойствах пластов, необходимой для подсчета запасов нефти и составления проекта разработки продуктивного пласта. Высокая технологичность и надежность комплекса позволяет уменьшить количество СПО и сократить таким образом затраты на проведение испытаний пласта.

**УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПАКЕРНО-ЯКОРНОГО
ОБОРУДОВАНИЯ ИСПОЛЬЗУЕМОГО В РАБОТАХ ПРИ БОРЬБЕ С
ПОГЛОЩЕНИЯМИ В ОТКРЫТЫХ СТВОЛАХ СКВАЖИН
(IMPROVEMENT PACKER AND ANCHOR EQUIPMENT USED IN
THE OPERATION IN THE FIGHT AGAINST MUD-LOSS IN THE
OPEN HOLE)**

Копейкин И.С.

(научный руководитель - профессор, д.т.н. Лягов А.В.)

Одна из существующих проблем пакерно-якорного оборудования для открытого ствола скважины является вероятность прихвата пакера в следствие затекания резинового уплотнительного элемента. В работе рассмотрено использование пакерно-якорного оборудования при борьбе с поглощениями в открытом стволе скважины и возможности его усовершенствования. На сегодняшний день одним из наиболее эффективных методом борьбы с поглощениями является изоляция поглощающего пласта от скважины закупоркой каналов поглощений специальными цементными растворами, пастами или наполнителями.

Для проведения подобных работ по борьбе с поглощениями была предложена идея использования двухпакерной компоновки с опорой на якорь в открытом стволе скважины, которая позволяет определять зоны поглощения, с последующей ликвидацией этих зон. Основным отличием и преимуществом предлагаемой компоновки является использование в ней усовершенствованной пары пакер-якорь.

Используемый пакер в отличие от существующих пакеров для открытого ствола скважины обладает противоположными свойствами за счет обтекаемой формы опоры. Кроме того, в данном пакере отсутствует эффект затекания резинового элемента благодаря центрированию пакера при его посадке. Так же пакер способен выдержать перепад давления до 50 МПа как сверху так с низу. Имеет большой проходной канал и возможность перепосадки за одну СПО.

Якорь, который может применяться как в паре с пакером так и отдельно, исключает несанкционированное заклинивание при СПО. Обладает более надежной посадкой в скважине за счет применения наилучшего угла выхода плашек. На работу якоря не влияют эксплуатационные температуры и давления. Так же усовершенствованный якорь обеспечивает многократную посадку за одно СПО.

В результате данной работы была разработана схема двухпакерная компоновка для определения зон поглощения и последующего их устранения путем закачки в поглощающий пласт специальных растворов.

Подводя итоги можно сказать что представленная компоновка обеспечивает сокращения цикла строительства скважин за счет более совершенного способа борьбы с поглощениями буровых растворов и иных жидкостей в скважинах.

КОЛЕБАНИЯ И СРЫВЫ КРИВЫХ ТЕЧЕНИЯ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ (FLUCTUATIONS AND DISRUPTIONS OF FLOW CURVES OF WATER-IN-CRUDE OIL EMULSIONS OF HIGH VISCOUS OILS)

Костерин К. С.

(научный руководитель - д.ф.-м.н., профессор Некучаев В. О.)
Ухтинский государственный технический университет

Увеличение доли высоковязких и высокозастывающих нефтей в общем объёме добычи нефти в последние годы становятся серьёзной проблемой для компаний, добывающих, транспортирующих и перерабатывающих нефть.

Применение различных методов улучшения реологических характеристик за счёт внешних воздействий требует, прежде всего, надежного определения этих характеристик на соответствующих приборах. Такие параметры как вязкость, статическое и динамическое напряжение сдвига, зависимость вязкости от скорости сдвига, от температуры могут быть определены с помощью ротационных вискозиметров.

В настоящей работе изучались кривые течения неньютоновских нефтей и водонефтяных эмульсий Усинского (пермо-карбоновая залежь) и Ярегского месторождений для разных температур.

На рисунке 1 показаны аналогичные кривые течения с колебаниями и срывами для обводненной нефти со скважины № 6207 (Усинск, пермо-карбоновая залежь). Видно, что чем ниже температура, тем при меньших скоростях сдвига начинаются колебания и срывы; также было обнаружено, что чем больше содержание воды в нефти, тем описанные эффекты более заметны. Для обезвоженных высоковязких нефтей колебаний и резких падений напряжения сдвига не наблюдалось вплоть до температуры 0°C и скоростей сдвига 500 с⁻¹.

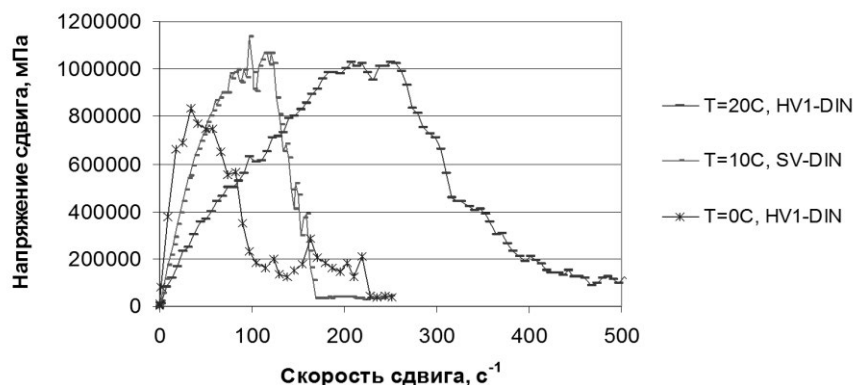


Рисунок 1 - Зависимость напряжения сдвига от скорости сдвига для температур от 20 до 0 С для нефти скв. 6207 (34% воды) (Уса, пермо-карбоновая залежь)

**АНАЛИЗ МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ
ФОНТАННЫХ СКВАЖИН
(ANALYSIS OF METHODS FOR DETERMINING DOWNHOLE
PRESSURE WELLS)**

Кошкин Т.А. Сайфутдинов А.Ф.
(научный руководитель - к.т.н. Деньгаев А.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Умение выбирать режимы работы системы “пласт-подъемник”, оптимально подбирать скважинное оборудование и контролировать его работу, являются одними из основных задач в нефтегазовой отрасли. Решение большинства задач при добыче нефти из скважин связано со знанием характера распределения давления по длине подъемника $p=f(h)$.

Контроль над выработкой запасов осуществляется посредством проведения ГДИС. Однако данная операция требует наличия достаточного количества исследовательского оборудования и обученного персонала, а также включает в себя спуско-подъемные операции. Эти условия делают данную операцию трудо- и ресурсоёмкой. Именно поэтому поиск альтернативных методов определения забойного давления – актуальная задача, решаемая нефтяными компаниями.

В работе проанализированы современные математические модели (методик), оценивающие забойное давление, по технологическим параметрам фонтанных скважин. Так же был произведен расчет и сравнение полученных результатов с результатами скважинных исследований, проведенных на месторождении ОАО “ГПН-Ноябрьскнефтегаз”. Оценено влияние свойств пластовой продукции на точность используемых методик.

Таким образом, были рекомендованы определенные методики по расчету забойного давления (некоторые из которых были адаптированы под конкретные технологические условия скважин), имеющие максимальную сходимость с промысловыми результатами.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДОВ ВТОРИЧНОЙ ДОБЫЧИ ЗАЩЕМЛЕННОГО ГАЗА НА ИСТОЩЕННЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Кравцов Д.И.

филиал ООО «Газпром добыча Краснодар» – Инженерно-технический
центр

При упруговодонапорном режиме эксплуатации месторождений конечная газоотдача составляет от 50 до 95 %. Достичь более высокое значение газоотдачи стандартными методами разработки не представляется возможным из-за защемления газа.

В то время как большинство газовых и газоконденсатных месторождений юга России закончены разработкой или находятся на заключительной стадии разработки, вопрос повышения конечной газоотдачи стоит особенно остро. Одним из способов повышения отдачи месторождения является вторичная добыча защемленного газа.

Добыча защемленного газа осуществляется путем увеличения его подвижности за счет снижения давления по всей структуре залежи.

Вторичная добыча защемленного газа широко применяется в дальнем зарубежье и составляет в разных странах от 5 до 22% от общей добычи газа. В Российской Федерации и ближнем зарубежье опыт вторичной добычи защемленного газа, практически, отсутствует.

Для оценки возможности применения методов вторичной добычи газа, автором рассмотрена доразработка II горизонта Майкопского газоконденсатного месторождения республики Адыгея.

Извлечение защемленного газа предполагается осуществлять за счет фонда ликвидированных скважин. На первой стадии проводится отбор пластовой жидкости в зонах защемления, далее осуществляется совместная добыча газа и воды.

Для осуществления данного способа необходимо восстановить 19 ликвидированных скважин (16 скважин будут использоваться для добычи пластовой воды, 3 скважины для её утилизации) и построить установку комплексной подготовки газа и насосную станцию. В доразработке будет участвовать дожимная компрессорная станция.

Согласно расчетам, первые 5 лет доразработки происходит только добыча пластовой воды. Последующие 11,5 лет происходит добыча защемленного газа. Доразработка заканчивается через 16,5 лет. Конечная газоотдача увеличится с 51,2 % до 75,3 %.

Несмотря на большие затраты, проведенные технико-экономические расчеты указывают на рентабельность предлагаемых мероприятий.

"ЖИЗНЕННЫЙ ЦИКЛ" НЕФТЯНОЙ ОТОРОЧКИ ("LIFE CYCLE" OF OIL BANK)

Кравчук Н.С.

(научный руководитель - доцент, к.т.н. Пятибратов П. В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время становятся актуальными проблемы разработки нефтяных оторочек нефтегазовых и нефтегазоконденсатных залежей. Повышенный интерес к нефтяным оторочкам обоснован сокращением ресурсной базы и растущими потребностями в нефти. Развитие технологий в нефтегазовой отрасли способствуют поиску новых методов, повышающих эффективность разработки нефтяных оторочек, рациональная разработка которых прежде оказывалась технологически невозможной или экономически не оправданной.

Извлекаемые запасы нефти в нефтяных оторочках оцениваются в 20% от всех извлекаемых запасов России. По нефтяным оторочкам КИН обычно характеризуется низкими значениями (на уровне 10-15%).

Наиболее привлекательными по объемам геологических запасов нефти, состоянию оторочек, наличию инфраструктуры являются проекты разработки Заполярного, Оренбургского и Чаяндинского месторождений компании «Газпром». По предварительным оценкам, нефтяные оторочки активов «Газпрома» могут содержать порядка 1,7 млрд. тонн геологических запасов и около 350 млн. тонн — извлекаемых.

В данной работе описывается «жизненный цикл» нефтяной оторочки, начиная с момента ее образования, заканчивая процессом добычи нефти.

При поиске и разведке, а также разработке нефтяных оторочек есть свои особенности. В случае если под газовой залежью возможно обнаружение нефтяной оторочки, то первостепенной задачей разведки становится установление типа залежи. Разведочные работы с целью обнаружения нефтяной оторочки следует проводить в той части залежи, в которую ожидается смещение нефтяной оторочки (в направлении регионального движения вод). Разработка нефтяных оторочек осложняется, прежде всего, процессами конусообразования. При реализации как системы вертикальных, так и горизонтальных скважин отбор нефти обуславливается пониженными давлениями вблизи интервалов дренирования. При этом в первом случае образуются гребни, а во втором конусы газа и воды.

С целью повышения эффективности разработки нефтяных оторочек применяются такие технологии как барьерное заводнение, создание фильтрационных экранов, гидрофобизация породы, технология обратного нефтяного конуса, а также применение интеллектуальных скважин.

**РАЗВИТИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ГРП И МГРП В ОАО
«САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ»
(FRACTURING AND MULTI-STAGE FRACTURING TECHNOLOGY
DEVELOPMENT IN OJSC «SAMOTLORNEFTEGAZ»)**

Кудря С.С.
ОАО «САМОТЛОРНЕФТЕГАЗ»

За прошедшие пять лет с момента начала внедрения технологии в 2009 году масштабы проведения многостадийных гидроразрывов пласта (МГРП) на Самотлорском месторождении выросли до уровня 150-170 скважино-операций в год. В 2015 году мощности работающих на месторождении буровых подрядчиков пополнятся 30 станками для зарезки боковых стволов (ЗБС) и 20 установками для бурения новых скважин. И поскольку большинство новых скважин и боковых стволов (БС) будут подвергаться МГРП, к 2018 году объемы работ по данной технологии должны вырасти более чем в пять раз относительно сегодняшних. Это значит, что МГРП будут ежегодно проводиться приблизительно на 700 скважинах ОАО «Самотлорнефтегаз».

В эффективности МГРП как метода разработки целого ряда объектов Компании сомневаться не приходится. В то же время, колоссальные объемы работ обязывают находить наиболее эффективные схемы и технологии заканчивания. За прошедшее время нам удалось многократно сократить цикл заканчивания скважин с МГРП, затраты на проведения работ, снизить число «СТОПов», снизить риски не достижения проектных дебитов, а также отобрать ряд перспективных технологий для дальнейших испытаний и возможного тиражирования.

В предлагаемой вашему вниманию статье подведены основные итоги совершенствования практики проведения МГРП на Самотлорском месторождении, проанализированы преимущества и недостатки технологий заканчивания скважин и обозначены планы на ближайшую перспективу.

По мимо нового фонда и скважин с зарезками боковых стволов параллельно ведутся разработки нового селективного пакера для проведения ГРП на переходящем фонде. Данная разработка позволит сократить затраты на проведение геолого-технических мероприятий (ГТМ), отказаться от нормализации забоя после ГРП, уменьшить влияния жидкости глушения на продуктивность скважин. Возможно, после положительных испытаний пакера нового поколения измениться технология проведения данного вида ГТМ.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
ПРИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИНЫ
(THE USE OF MATHEMATICAL MODELING IN THE
INTERPRETATION OF WELL TESTING RESULTS)**

Курдюкова Г.С.

(научный руководитель - доцент Кравченко М.Н.)
РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Проведение гидродинамических исследований позволяет оценивать фильтрационные параметры пласта и призабойной зоны, уточнять параметры трещин ГРП, уточнять пластовое давление, оценивать геометрические параметры пласта и пр.

Кривая восстановления (падения) давления, регистрируемая после остановки (пуска) скважины несет в себе информацию о состоянии коллектора, о его свойствах, обо всех изменениях, произошедших в области, охваченной исследованием, в результате воздействия на пласт.

Совершенствование способов интерпретации результатов исследования связано с привлечением средств вычислительной техники. Во-первых, при применении компьютеров снимаются ограничения на использование сложных и громоздких методик расчета параметров пласта; во-вторых, открывается возможность применения численного расчета при непосредственном обращении к дифференциальному уравнению фильтрации, а не к многочисленным решениям. Кроме того, можно использовать в расчетах всю информацию об изменении давления при притоке и восстановлении давления, что весьма затруднено в методиках ручного счета.

Для количественной оценки фактических фильтрационных характеристик пласта необходимо знать законы динамического изменения давления на забое скважины в зависимости от свойств пласта, его насыщения и пластового давления, а также в зависимости от параметров «емкости» скважины, в которую поступает жидкость после создания депрессии.

Разработка эффективных методик анализа и интерпретации данных исследования возможна только на основе учета всех факторов, влияющих на процесс исследования. В связи с этим возникает необходимость всестороннего изучения качественного влияния различных факторов на кривые давления, решения задач фильтрации жидкости в пласте и поступления ее в трубы при соответствующих условиях исследования.

Таким образом, возможно осуществление множества разнообразных экспериментов по моделированию самых различных пластовых ситуаций, не прибегая к сложным лабораторным экспериментам на физических моделях (типа электромоделирующих установок), которые еще в недавнем прошлом были единственным – достаточно громоздким и дорогим – средством решения таких задач.

**ВЛИЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ НА
РЕОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА НЕФТИ ТАЗОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(INFLUENCE OF HYDROCARBON SOLVENTS ON RHEOLOGICAL
OIL PROPERTIES OF TAZOVSKOE FIELD)**

Легкоконец В.А., Орлов М.С.

(научный руководитель - профессор Петухов А.В.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Более половины разрабатываемых нефтяных и нефтегазовых месторождений в России связано с трудноизвлекаемыми запасами. Значительная часть этих запасов приходится на высоковязкую нефть. Одним из таких месторождений является Тазовское нефтегазоконденсатного месторождение.

Запасы нефти Тазовского нефтегазоконденсатного месторождения относятся к трудноизвлекаемым. Высоковязкая тяжелая нефть Тазовского месторождения имеет вязкость в пластовых условиях - 63 МПа·с, плотность - 924 кг/м³, содержание светлых фракций, выкипающих до 300°C – 16%.

Данная работа посвящена изучению реологических свойств высоковязкой нефти Тазовского нефтегазоконденсатного месторождения, которое было открыто более 50 лет назад, но в силу разных причин до сих пор не вступило в промышленную разработку.

Ранее в лаборатории «Повышения нефтеотдачи пластов» Национального минерально-сырьевого университета «Горный» были проведены исследования реологических свойств данной нефти в зависимости от температуры (В.А. Легкоконец, М.С. Орлов, О.Б. Сюзев, 2015). Результаты настоящей работы дополняют предыдущие исследования и сопоставляются с ними.

Для исследования влияния различных растворителей на вязкость нефти были выбраны следующие реагенты: бензол, ортоксилол, сольвент нефтяной (нефрас-А-150/200), керосин марки ТС-1, которые добавлялись к пробам нефти в соотношении 0.05, 0.1, 0.5, 0.75, 1% массовой концентрации.

По полученным значениям показателя кинематической вязкости построена совмещенная диаграмма изменения вязкостных характеристик нефти при содержании в ней различных технологических жидкостей (агентов) в определенной концентрации.

По эффективности снижения вязкости исследуемой нефти растворители располагаются в следующий ряд (по убыванию эффективности): бензол, ортоксилол, нефрас, керосин ТС-1. Это позволяет предложить к практической реализации в качестве реагента по снижению вязкости нефти на Тазовском месторождении бензол и ортоксилол.

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ЭНЕРГОСНАБЖЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН (ANALYSIS OF INDUSTRIAL OBJECTS ENERGY SUPPLYING AT WELL DRILLING)

Моренов В.А., Леушева Е.Л.

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

При бурении, особенно в условиях Севера, отопление должно производиться круглогодично, а в зимний период с повышенной интенсивностью. Использование централизованной энергосистемы часто экономически нецелесообразно по причине удаленности объектов от линий электропередач. Для энергоснабжения в большинстве случаев используют локальные электротехнические комплексы на базе дизель-генераторных установок. Теплоснабжение обеспечивается электронагревателями и индивидуальными печами, которые увеличивают стоимость производимой энергии.

Разработка нефтяных месторождений сопровождается добычей попутного нефтяного газа (ПНГ). В то же время, введенные повышенные штрафы за сверхнормативное сжигание ПНГ вынуждают компании более рационально подходить к вопросам его утилизации. В постановлении правительства РФ от 8.11. 2012 г. №1148 "Об особенностях исчисления платы за выбросы загрязняющих веществ..." определяется обязательная утилизация ПНГ при разработке месторождений в 95%. Поэтому при кустовом способе разработки для осуществления тепло- и электроснабжения целесообразно применять газовые энергогенерирующие установки, функционирующие на ПНГ, получаемом от введенных в эксплуатацию скважин.

В статье рассмотрены возможные теплотери и потери на инфильтрацию холодного воздуха на примере буровой вышки и схема энергоснабжения. Сумма теплотерь составляет порядка 1100 кВт. При этом нужно учитывать необходимость обогрева блока приготовления и очистки раствора, различных технических и жилых помещений. В связи с этим количество необходимой тепловой энергии может возрасти в 1,5 – 2 раза.

При комплексном обеспечении буровых работ электрической и тепловой энергией наиболее эффективным видом энергоагрегатов являются газотурбинные установки (ГТУ), которые в условиях работы на ПНГ отличаются стабильной и надежной работой. Так, при использовании 6 микротурбин номинальной мощностью по 200 кВт, генерируется более одного мегаватта электроэнергии и более двух мегаватт тепловой энергии, что достаточно для обеспечения процесса бурения скважин средней глубины. В результате реализации схемы энергоснабжения ПНГ может быть эффективно утилизирован для повышения энергоэффективности процессов кустового бурения. Применение ГТУ позволяет наиболее полно и эффективно использовать потенциал энергоносителя, что уменьшает себестоимость получения энергии и повышает экологичность ее производства.

НЕЛИНЕЙНАЯ ФИЛЬТРАЦИЯ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ (NONLINEAR FILTERING IN LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS)

Ли Сюаньжань

(научный руководитель - доцент Язынина И.В)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Сегодня во всем мире происходит ухудшение структуры запасов углеводородов. С каждым годом разработка низкопроницаемых и сверхнизкопроницаемых коллекторов становится все более актуальной задачей.

Характер и законы фильтрации в низкопроницаемых терригенных коллекторах отличаются от характера фильтрации в высокопроницаемых коллекторах, поскольку поровое пространство представлено субкапиллярными порами ($d < 0,1$ мкм) сложной структуры и на процессы фильтрации оказывают влияние поверхностные силы.

Исторически изучение нелинейной фильтрации проводят путем определения начального градиента давления в низкопроницаемых коллекторах.

Исследовались терригенными породы месторождений Sheng Li и Chang Qing Китая. Получено, что начальный градиент давления уменьшается с ростом проницаемости. Прослеживается тенденция увеличения доли подвижного флюида при увеличении проницаемости, причем эта зависимость имеет нелинейный характер. При одинаковой проницаемости в образцах месторождения Sheng Li начальный градиент фильтрации выше.

Значения депрессий, при которых наблюдается нелинейная фильтрация, соизмеримы с реально возможными при разработке месторождений. Поэтому исследования фильтрационных потоков в низкопроницаемых пористых средах имеют фундаментальное значение для обоснования нефтеотдачи.

Литература:

1 Yang Qinglai, He Qiuxuan: A Laboratory Study on Percolation characteristics of Single Phase Flow in Low-Permeability Reservoirs // Journal of Xi'an Shiyou University, 1990, 02

2 Feng Wenguang, Ge Jiali. The problem of non Darcy flow at low velocity non fixed single medium, dual medium // Petroleum Exploration and Development, 1985(1)

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДИНАМИКИ ИЗМЕНЕНИЯ
ОКОЛОСКВАЖИННОЙ ЗОНЫ НА ДАННЫЕ
ЭЛЕКТРОКАРОТАЖА
(MODELLING OF INFLUENCE OF NEAR-WELLS
ZONE PROPERTIES MODIFICATION ON RESISTIVITY
LOGS)**

А.А. Макарова^{1,2}, Д.Н. Михайлов², В.В. Шако²

(научный руководитель - профессор И.Т. Мищенко¹)

РГУ нефти и газа имени Губкина, Московский научно-исследовательский
центр Шлюмберже

Процессы, протекающие при первичном вскрытии продуктивных пластов, оказывают значительное влияние на данные гидродинамических и геофизических исследований, которые являются дополнительным источником информации для оценки параметров околоскважинной зоны. При вскрытии пласта происходит кольматация околоскважинной зоны твердой фазой бурового раствора, образование внешней фильтрационной корки; одновременно имеет место проникновение фильтрата бурового раствора и его физико-химическое взаимодействие с пластовыми флюидами и породообразующими минералами. В результате, фильтрационно-емкостные свойства околоскважинной зоны пласта ухудшаются, приводя к высоким значениям скин-фактора, а также значительно изменяется электрическое сопротивление коллектора из-за существенно разной электропроводности фильтрата бурового раствора, нефти и пластовой воды, что значительно отражается на данных геофизических приборов.

Описана численная модель прямой задачи электрокаротажа для набора одиночных пластов, учитывая влияние скважины, зоны проникновения и конечной толщины пласта. В статье рассматривается динамика формирования зоны проникновения с учетом миграции мелкодисперсных природных частиц, изменения смачиваемости породы и капиллярного расформирования, и влияние данных процессов на результаты электрокаротажа.

Ключевые слова: околоскважинная зона, потери бурового раствора, электрокаротаж, электрическое сопротивление, кажущееся сопротивление.

**ВНЕДРЕНИЕ НАДДОЛОТНЫХ АМОРТИЗАТОРОВ НА
ПРЕДПРИЯТИЯХ НХК «УЗБЕКНЕФТГАЗ»
(THE INTRODUCTION OF ABOVE-BIT DAMPER AT THE
ENTERPRISES OF NHC "UZBEKNEFTGAZ")**

Маляровский А.В.

(научный руководитель - д.т.н., профессор Зозуля В.П.)

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

В данное время наддолотные амортизаторы используются при бурении нефтяных и газовых скважин буровыми компаниями в странах СНГ.

Наддолотные амортизаторы предназначены для гашения вибраций бурильной колонны, возбуждаемых шарошечными долотами при их перекатывании по забою скважины и пульсациями бурового раствора, при бурении глубоких скважин в крепких, твердых и средней твердости породах как роторным способом, так и с применением забойных двигателей (турбобуров, электробуров и винтовых забойных двигателей) и применяются в компоновке низа бурильной колонны в сочетании с шарошечными долотами и бурильными головками различных типоразмеров и серий, рекомендуемых применительно к конкретным геолого-техническим условиям месторождений.

По своему конструктивному выполнению и эксплуатационным характеристикам наддолотные амортизаторы предназначены для амортизации продольных, поперечных и крутильных колебаний бурильной колонны, благодаря чему их применение позволяет не только увеличить проходку на долото, механическую скорость бурения, вынос керна, но и значительно снизить аварийность с бурильными трубами, особенно с УБТ.

Внедрение наддолотных амортизаторов, аналогичных ВГАЗ-172, ВГАЗ-195 и ВГАЗ-240 позволит увеличить ресурс отработки бурильного инструмента, утяжеленных бурильных труб (УБТ) и механической скорости бурения, уменьшения аварийности бурильных колонн.

В процессе работы амортизатора осевые колебания от долота передаются стволу, вызывая его осевое перемещение относительно корпуса. В зависимости от величины этого перемещения в сжатом состоянии оказывается то или иное число упругих элементов, т. е. при изменении осевой нагрузки на долото изменяется и жесткость амортизатора. Наличие переменной жесткости у амортизатора позволяет исключить возможность возникновения резонансных колебаний в бурильной колонне, что в сочетании с упрощенной конструкцией является преимуществом его по сравнению с известными конструкциями амортизаторов.

Использование амортизатора не налагает ограничений на выбор параметра режимов бурения скважин.

**МЕРОПРИЯТИЯ ЛИКВИДИРОВАНИЯ СТОЛБА ЖИДКОСТИ, СОБРАННОЙ
НА ЗАБОЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИН В ПРОЦЕССЕ ИХ
ЭКСПЛУАТАЦИИ
(LIQUIDATION MEASURES OF FLUID COLUMN ACCUMULATED IN THE
GASCONDENSATE WELL BOTTOM DURING THEIR EXPLOITATION
PROCESS)**

Мамедова Г.Г.

(научный руководитель: профессор Самедов Т.А.)
Азербайджанская государственная нефтяная академия

Промышленное значение газоконденсатных месторождений определяется прежде всего максимальным количеством газа и конденсата. Для рациональной разработки и эксплуатации газовых и газоконденсатных месторождений, а также для увеличения конденсатоотдачи пластов, наибольшее значение имеет эксплуатация скважин на оптимальном технологическом режиме их работы. Как известно, газоконденсатные скважины в большинстве случаев эксплуатируются в режиме истощения пластовой энергии. Однако изменение эксплуатируются в режиме истощения пластовой энергии. Однако изменение эксплуатационных особенностей скважин в этапах разработки создает ряд осложнений и препятствий, соответствующих текущему состоянию процесса разработки. То есть в конечных стадиях разработки пластовое забойное и устьевое давления постепенно начинают падать ниже давления выпадения конденсата. При этом, в пласте и в скважине возникает система двухфазного движения и в эксплуатации газоконденсатных скважин происходят различные технологические осложнения. В скважине создаются такие осложнения как выпадение конденсата, накопление жидкости на забое скважины, образование песчаных пробок, оседание соли в оборудовании, коррозия и эрозия оборудования, обводнение скважин, обвал призабойной зоны скважины и т.д. Для предупреждения и устранения этих осложнений имеет большое значение применение новых техник и технологий. С применением технологии по устранению столба жидкости в стволе скважины можно в значительной степени увеличивать суточную добычу как по конденсату, так и по газу.

Так как в конечной стадии разработки, пластовое давление и добыча газа скважин значительно уменьшаются, из-за резкого снижения скорости газового потока в подъемных трубах не обеспечивается извлечение в полной степени жидкостной фазы вместе с газом. Жидкость, накопленная на забое скважины уменьшает депрессию и нарушает нормальный режим эксплуатации скважины. Для извлечения жидкости, накопленную на забое скважины на поверхность земли имеется ряд способов: на промыслах извлекают жидкость накопленную на забое скважин путем периодического выпуска продукции скважины в атмосферу, но при малых значениях давления. Использование этого способа в глубоких скважинах не является эффективным. И по этому должно использоваться одно из оптимальных способов применения вспенивающих веществ (ПАВ), то есть смешивание вспенивающих веществ в жидкость накопленную на забое скважины и извлечение этой пенообразной жидкости вместе с газом, поступившим из пласта в скважину на поверхность земли. Одним из параметров, характеризующих систему пен является ее устойчивость или продолжительность затухания. А устойчивость пенной системы зависит от природы и концентрации вещества, которое образовало эту систему. На устойчивость пены влияют температура и электролиты, входящие в среду жидкости. Повышение температуры приводит к распаду химических реагентов, образующих пену, а это – к уменьшению вязкости в дисперсной среде. А также с добавлением высокомолекулярных полимеров и спиртов возможно увеличивать устойчивость пены. Для того чтобы этот способ был достаточно эффективным требуется непрерывно подавать химические реагенты на забой скважины. Ввиду того что, его осуществление на практике не является экономически эффективным, не применяется в широком масштабе. И поэтому в последние годы на основе результатов исследования наиболее эффективным способом борьбы против образования столба жидкости в газоконденсатных скважинах является недопущение его образования. С этой целью дается применение новых технологических схем и технологий в процессе эксплуатации газоконденсатных скважин.

В зависимости от результатов анализов во время эксплуатации газоконденсатных скважин, для создания оптимальной скорости подъема газожидкостных смесей с забоя на устье скважины разработкой и применением новых способов возможно было бы решение отмеченной проблемы.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА ОХЛАЖДЕНИЯ КОМПРИМИРОВАННОГО ГАЗА

Манихин О.Ю., Медведев М.В., Ожерельев Д.А.

ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

На начальном этапе строительства газового месторождения институтом проектировщиком расчеты необходимого количества секций аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа ведутся при условиях максимальной добычи газа с соблюдением запаса по производительности. По мере отбора природного газа, пластовое давление падает, что ведет к:

- изменению термобарических условий процесса сепарации газа и как следствие увеличению количества капельной влаги в потоке отсепарированного сырого газа;

- необходимости повышения давление газа на дожимных компрессорных станциях (ДКС). При повышении давления растет температура газа, в связи с чем - АВО необходимо обеспечивать все более высокую степень охлаждения газа при снижающемся расходе газа.

Повышение эффективности работы АВО газа, является важной задачей по экономии топливно-энергетических ресурсов, предотвращающей недоохлаждение компримированного газа и дополнительные энергозатраты на работу вентиляторов АВО газа. Мощность, потребляемая электродвигателями АВО одного компрессорного цеха, составляет сотни киловатт, что существенно влияет на структуру электропотребления предприятия.

Процесс охлаждения газа заключается в пропускании его под рабочим давлением по трубчатым теплообменным секциям АВО. Через межтрубное пространство теплообменных секций с помощью осевых вентиляторов с электроприводом от асинхронных электродвигателей прокачивается воздух. За счёт теплообмена с принудительно перемещаемым потоком воздуха происходит снижение температуры газа.

Существует три основных способа повышения эффективности работы АВО газа:

- регулирование потока охлаждаемого воздуха;
- изменение конструкции элементов АВО;
- изменение структуры течения газа в АВО.

На объектах ООО «Газпром добыча Ноябрьск» апробированы все выше перечисленные способы. Основываясь на опыт эксплуатации АВО газа и проведенные опытно-промышленные испытания, в подготовленном докладе представлен сравнительный анализ и выявлен наиболее эффективный способ, позволяющий при минимальных капитальных затратах получить максимальный экономический эффект.

ЦИФРОВАЯ МОДЕЛЬ ОБУСТРОЙСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Мариненков Д.В.

Группа компаний «НЕОЛАНТ»

Одной из самых актуальных для добывающих компаний сегодня является задача оптимального планирования обустройства и эксплуатации месторождений.

Жизненный цикл нефтегазодобывающих предприятий сопровождается накоплением большого количества не связанной между собой информации – планов капитальных ремонтов, реконструкций и нового строительства, программ бурения, карт, тех регламентов работы объектов, ПСД и так далее. В связи с этим остро встаёт проблема организации хранения и доступа ко всем этим данным для проектировщиков, строителей, эксплуатационников, менеджеров и других специалистов. Наиболее оптимальное ее решение – это создание единого электронного хранилища, доступ к данным в котором удобен и понятен для всех.

Специально для нефтегазодобывающих организаций компания «НЕОЛАНТ» предложила решение этой задачи, создав цифровую модель обустройства и эксплуатации месторождения – ЦМОЭМ. Цифровая модель предназначена для разработки концепций обустройства месторождения, планирования его развития на краткосрочную и долгосрочную перспективы, поддержки принятия текущих управленческих и проектных решений, а также для решения целого ряда эксплуатационных задач.

ЦМОЭМ стала развитием геоинформационной системы управления данными обустройства месторождения – ГИС УДОМ – ещё одного решения компании «НЕОЛАНТ», с помощью которой уже разработаны концепции 2-х месторождений для ООО «КогалымНИПИнефть» («ЛУКОЙЛ»): Тевлинско-Русскинского и Южно-Ягунского.

**МОДЕЛЬ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ ДЛЯ НЕЛИНЕЙНО
ВЯЗКОПЛАСТИЧНОЙ НЕФТИ И ЖЁСТКОГО ВОДОНАПОРНОГО
РЕЖИМА**

**(TWO-PHASE FILTRATION MODEL FOR NONLINEAR
VISCOPLASTIC OIL AND HARD WATER DRIVE)**

Маркелова А.М.

(научный руководитель - доцент Ольховская В.А)

Гипровостокнефть, Самарский государственный технический университет

В работе предлагается способ решения задачи Бакли-Левретта с учётом нелинейной зависимости скорости фильтрации вязкопластичной нефти от градиента давления. Данный способ основан на преобразовании функции фракционного потока путём введения в теорию водонапорного режима уравнений, отражающих реологические особенности течения нефти. Полученная модель позволяет количественно оценивать влияние реологических факторов на полноту вытеснения нефти водой и рассчитывать показатели разработки с учётом компонентного состава углеводородных фаз. На примере месторождений Самарской области показано, что качество проектных решений является неудовлетворительным в случаях, когда используемые программные комплексы не учитывают специфические неньютоновские свойства высоковязкой нефти.

**ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ СЛОЖНОПОСТРОЕННОЙ
ЗАЛЕЖИ НЕФТИ С ТРЕЩИННО-ПОРОВЫМ ТИПОМ
КОЛЛЕКТОРА
(FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF COMPLEX DEPOSITS OF
OIL FRACTURED POROUS RESERVOIR TYPE)**

Мартюшев Д.А.

(научный руководитель - профессор Мордвинов В.А.)

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

В настоящее время в Пермском крае активно вводятся в разработку сложнопостроенные карбонатные залежи. Разработка таких залежей должна осуществляться с постоянным мониторингом забойных давлений и коэффициентов продуктивности добывающих скважин, в виду того, что они характеризуются наличием естественной трещиноватости.

Отдельные карбонатные залежи Верхнего Прикамья, включая залежь Т-Фм Озерного месторождения, характеризуются тем, что часть залежи в виде рифового гребня обладает открытой естественной трещиноватостью, а в низкорельефных участках трещины заполнены микритовым материалом. Проанализировав динамику коэффициентов продуктивности добывающих скважин, расположенных в различных частях залежи, выявлено, что при снижении забойных давлений в скважинах дренирующих коллектор с естественной трещиноватостью, трещины полностью смыкаются и коллектор начинает работать как поровый, то есть происходит трансформация его из трещинно-порового в поровый тип.

При снижении забойного давления происходит смыкание естественных трещин, что приводит к уменьшению коэффициентов продуктивности скважин и даже к изменению типа коллектора. Величину забойного давления следует оптимизировать для каждой добывающей скважины исходя из анализа данных гидродинамических исследований и геологических особенностей в строении коллектора.

**МЕТОДИКА АНАЛИЗА ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ
ПРОЦЕССА ППД ДЛЯ МОРСКИХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(METHODOLOGY OF WATERFLOODING ENERGY EFFICIENCY
ANALYSIS FOR OFFSHORE OIL FIELDS)**

Матвиенко И.В.

(научный руководитель - доцент Бойко В.И.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

На сегодняшний день особую роль приобрела проблема повышения энергоэффективности в нефтегазовой отрасли. Как для морских, так и для наземных месторождений затраты электроэнергии на механизированную добычу и на поддержание пластового давления составляют в сумме около 25% операционных затрат, причем более трети из них приходится на ППД. Для морских месторождений вопрос поиска резервов приобретает особую актуальность в связи с автономностью систем электроснабжения платформ и повышенными требованиями к массогабаритным характеристикам морских сооружений.

При решении вопроса о повышении энергоэффективности важным является поиск возможных путей снижения энергопотребления для выработки конкретных решений по оптимизации энергопотребления.

При оценке энергоэффективности процесса ППД целесообразным является использование отраслевой информации по наземным месторождениям. В настоящий момент специализированными экспертными организациями отраслевые данные, в том числе параметры эффективности ППД, агрегируются, и для компании-оператора морского месторождения доступен отраслевой тренд, отражающий зависимость между удельным потреблением электроэнергии (на 1 м³ закачиваемой воды) и значимым технико-технологическим показателем. Тренд имеет преимущество по сравнению с простым сравнением со средним, поскольку учитывает структурные различия предприятий отрасли. Наличие большого числа наземных месторождений в России, высокая корреляция параметра сравнения и показателя нормализации, а также дополнительный экспертный контроль данных обеспечивают высокую надежность данного подхода. Для оператора месторождения тренд является входным параметром анализа (точки других предприятий доступны только независимым экспертам).

Аналогичный показатель по энергопотреблению в системе ППД может быть рассчитан компанией-оператором для своих объектов, что позволит, в зависимости от положения точек относительно отраслевого тренда, сделать вывод об эффективности потребления электроэнергии ППД.

Помимо рассмотрения методологии сравнения, в работе также приводится пример реального морского месторождения, для которого проведено сравнение с отраслевым трендом и предложен ряд возможных мероприятий по снижению энергопотребления.

**ОЦЕНКА ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕБИТА
ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ, ЧАСТИЧНО ВСКРЫВШЕЙ
ПОЛОСООБРАЗНЫЙ ФРАГМЕНТ ЗАЛЕЖИ И СРАВНЕНИЯ
ПОЛУЧЕННЫХ РЕЗУЛЬТАТОВ С ТОЧНЫМ ЧИСЛЕННЫМ
РЕШЕНИЕМ ЭТОЙ ЗАДАЧИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ДЛИНАХ
ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА
(ESTIMATION OF POSSIBILITY DETERMINING THE PRODUCTION
RATE OF THE HORIZONTAL WELL, PARTLY PENETRATED STRIP
FRAGMENT AND COMPARING THE RESULTS WITH THE EXACT
NUMERICAL SOLUTIONS OF THIS PROBLEM FOR VARIOUS
LENGTHS OF HORIZONTAL SECTION)**

Матниязова Г.И.

(научный руководитель - профессор Алиев З.С.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

При использовании горизонтальных скважин и их конструктивных особенностей можно без увеличения их числа путем соответствующего вскрытия неоднородных пропластков обеспечить равномерное снижение давления независимо от ФЭС этих пропластков. Однако эти преимущества не могут быть использованы в большинстве случаев, если:

-необоснованно выбрано размещение таких скважин по площади и по толщине залежи;

-неоднородные пласты вскрыты горизонтальным стволом с единым зенитным углом;

-не учтены запасы газа и полнота вскрытия по длине и ширине удельной площади, приходящейся на одну горизонтальную скважину.

К настоящему времени проблеме определения производительности горизонтальных газовых скважин при сохранении величины депрессии на пласт, принятой постоянной в начале разработки, и конструкции ствола скважин на искривленном участке, посвящено значительное количество научных работ. Однако проблема в достаточной степени не изучена. Рассматриваемая задача в данном проекте при сохранении начального дебита и депрессии выполнена на базе геолого-математического моделирования сеноманской залежи Ямбургского месторождения.

ДОСТИЖЕНИЯ И СЛОЖНОСТИ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА SAGD НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ НГП (ACHIEVEMENTS AND DIFFICULTIES IN IMPLEMENTATION OF THE PROJECT SAGD FIELD IN THE TIMANO-PECHORA PROVINCE)

Матусевич Г.В.

(научный руководитель - Заместитель генерального директора по технологиям разработки месторождений Чертенков М.В.)
ООО «ЛУКОЙЛ-ИНЖИНИРИНГ»

В данной работе представлен уникальный опыт по реализации технологии встречного термогравитационного дренирования пласта SAGD (ТГДП) в системе горизонтальных скважин с протяженностью стволов до 1000 м (рис.1).

Данный проект реализуется с 2010 года на опытно-промышленном участке ОПУ-5 Лыаельской площади Ярегского месторождения в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, которая обладает значительным потенциалом роста добычи высоковязкой нефти (рис.2).

Для реализации технологии встречного SAGD специалистами добывающей Компании совместно с профильным НИПИ была выработана Стратегия развития, которая основана как на мировом опыте внедрения технологии, так и уже имеющемся опыте, полученном в ходе реализации классического SAGD на ОПУ-3 Ярегской площади Ярегского месторождения. Этот опыт лег в основу проектирования ПТД по разработке и обустройству участка ОПУ-5, с учетом рисков применения новой технологии.

При реализации проекта специалисты столкнулись с рядом осложнений, но благодаря эффективным совместным действиям были приняты решения, которые позволили вывести технологию из опытно-промышленных работ в стадию промышленного внедрения для разработки Лыаельской площади Ярегского месторождения.

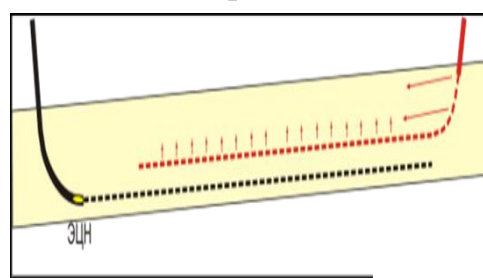


рис.1

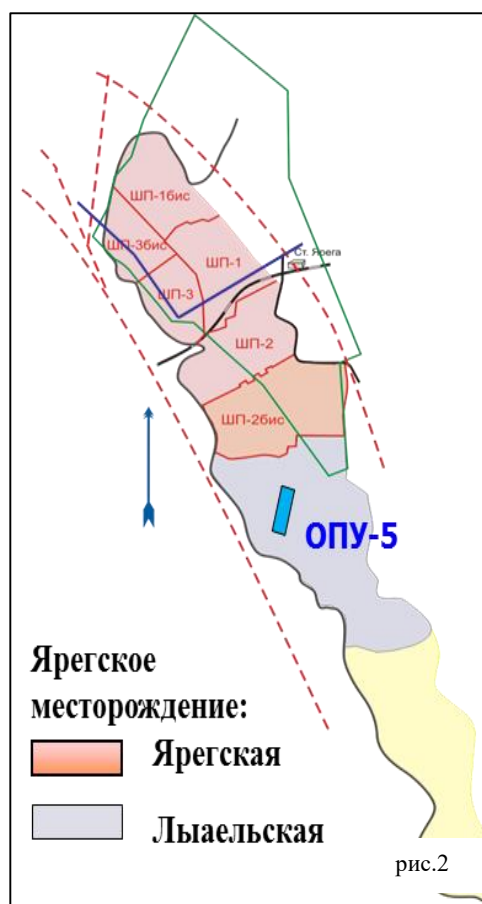


рис.2

**«РЕЗУЛЬТАТЫ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ НА
ПЛАСТ «Д0» ТИМАНСКОГО ГОРИЗОНТА»
(RESULTS OF HORIZONTAL WELLS DRILLING TO D0 LAYER OF
TIMANSKIY HORIZON)**

Махлеев Ф.Ф.

(научный руководитель - начальник ГО НГДУ «Альметьевнефть»

Миннуллин Р.М.)

НГДУ «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть»

Для вовлечения в активную разработку трудноизвлекаемых запасов широкое применение нашло бурение горизонтальных скважин.

Бурение горизонтальных скважин – это сложный технологический процесс. Эффективность строительство горизонтальных скважин зависит от геологического строения участка бурения и создания адаптированной геологической модели, а так же от процессов геолого-технологического сопровождения в процессе бурения и освоения скважин. В процессе моделирования рассматриваются различные варианты, в том числе вертикальная скважина, «пилот» и различные условия проводки стволов. На участках относительно выдержанного однородного пласта фактический полученный дебит показал хорошую сходимость с расчетным дебитом.

Однако, большинство участков литологически неоднородные, поэтому соответствие расчетных показателей зависит от количества глинистых пропластков в продуктивном пласте. За счет ввода горизонтальной скважины 2382Д под закачку расчетный дебит скважины 21020 ожидалось довести до 9,6 т/сут. Но фактически после повторного ГРП дебит составил 15 т/сут. Это свидетельствует, что за счет ГРП подключились пропластки которые не были вскрыты в пробуренных скважинах, но все же существующие в межскважинном пространстве.

Распределение дебитов по ГС показало, что лишь 18% имеют дебит более 20т/сут. Это свидетельствует о том, что высокие дебиты достигнуты менее чем в 10% скважин и в основном связаны с геологическими условиями.

В частности, ввод под закачку горизонтальной скважины 2382Д привел к росту дебитов окружающих скважин. Плановый дебит по участку составляет 26,2 т/сут, после пуска скважины 2382Д под закачку дебит по участку составил 32,4 т/сут.

Выводы:

1. Степень соответствия расчетных показателей моделирования к фактическим результатам зависит от сложности геологического строения участка.

2. На участках со сложным геологическим строением весьма эффективен ввод под закачку горизонтальных скважин.

3. Для достижения дебитов, соответствующих инвестиционным требованиям, необходимо обеспечить по участку бурения ГС относительно высокое пластовое давление и производить многозонное ГРП.

**ПРИМЕНЕНИЕ МОДЕЛИ «ГИДРОДИНАМИЧЕСКИЙ ПРОФИЛЬ»
ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ
(APPLICATION OF MODELS «HYDRODYNAMIC PROFILE» IN
DESIGN SIDELTRACKS)**

Мельник Е. В.

(научный руководитель - к. г.-м. н., профессор Савич А.И.)
Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

Анализ эффективности геолого-технических мероприятий, производимых в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ», показал, что одним из основных методов извлечения остаточных запасов нефти из неоднородных продуктивных пластов является зарезка боковых стволов с уплотнением существующей сетки скважин.

Построение модели ГДП производится для выделения в пределах залежи элементов, в которых отражены присутствующие проницаемые слои, их связь по площади элемента, эффективная толщина, пористость, нефтенасыщенность, проницаемость, глинистость и гидропроводность. Объем элемента устанавливается по одноименному типу разреза, а при площадном заводнении – по элементу нагнетательной скважины.

В работе использована модель «гидродинамический профиль» (ГДП) для выбора оптимального варианта зарезки бокового ствола на примере участка залежи пластов Бб₁₊₂₊₃₊₄ Сибирского месторождения нефти.

При оценке послойной неоднородности по ГДП выделялись работающие пласты и рассчитывалась доля их участия в выработке объекта разработки с учетом данных ГИС и потокометрии. На основе этих данных рассчитаны объемы добычи и закачки по каждому элементу.

Для учета послойной неоднородности выражающейся в различных скоростях течения жидкости, для каждого проницаемого слоя построены зональные карты гидропроводности. Данные карты использовались при дифференцированном подсчете, анализе выработки запасов нефти и построении карт текущих удельных запасов, являющиеся основой при проектировании направления бокового ствола.

Применение модели «гидродинамический профиль» позволяет повысить коэффициент успешности при выборе варианта бурения бокового ствола и планировании мероприятий по интенсификации добычи нефти.

Все проведенные расчеты носят оценочный характер, однако степень их достоверности достаточна для принятия принципиальных решения.

**ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ ПОИСКОВО-РАЗВЕДОЧНОГО
БУРЕНИЯ НА ПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУРАХ ПЕЧОРСКОЙ
ГУБЫ
(PROBLEM ISSUES OF EXPLORATION DRILLING
ON THE PECHORA BAY)**

Мешковский А.К.
ООО «Газпром флот»

В работе рассматриваются основные проблемные вопросы бурения поисково-разведочных скважин на перспективных структурах Печорской губы.

Печорская губа представляет собой залив Печорского моря, ограниченный с севера полуостровом Русский Заворот и грядой островов – Гуляевскими кошками. По результатам геолого-сейсмических работ ГНЦ ФГУГУ «Южморгеология» в акватории Печорской губы были выявлены 10 локальных поднятий с прогнозными геологическими ресурсами 480 млн. т.у.т.

Перспективность освоения ресурсов Печорской губы обусловлена близостью к уже имеющейся инфраструктуре района работ. Транспортировку продукции потребителю возможно осуществлять с использованием Варандейского терминала и действующей системы трубопроводов.

Основными проблемами для поисково-разведочного бурения на перспективных структурах являются суровые природно-климатические условия, малая глубина акватории Печорской губы и большая глубина залегания предполагаемых продуктивных горизонтов (до 4000 м).

Печорская губа является мелководным заливом, глубина воды в пределах выявленных структур в среднем составляет 5 м, находясь в диапазоне 3-10 м. Этот факт накладывает значительные ограничения на выбор буровой установки для бурения поисково-разведочных скважин.

Продолжительность ледового периода в Печорской губе составляет 8-10 месяцев, соответственно «окно» для проведения геологоразведочных работ составляет не более 4 месяцев.

Учитывая изложенные выше факторы, возможность поисково-разведочного бурения на структурах Печорской губы ограничена как выбором буровой установки, способной работать в данных условиях, так и технологией проведения работ.

Бурение поисково-разведочных скважин на перспективных структурах Печорской губы необходимо проводить, учитывая опыт геологоразведочных работ ООО «Газпром флот» в условиях мелководного шельфа Обской и Тазовской губ Карского моря с использованием СПБУ «Амазон» и ПБК «Обский».

НОВЫЕ РЕШЕНИЯ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН МАЛОГО ДИАМЕТРА (NEW SOLUTIONS IN THE CONSTRUCTION OF SMALL DIAMETER WELLS)

Мещеряков К.А.

(научный руководитель - начальник отдела ПСиРС Фефелов Ю.В.
филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»
«ПермНИПИнефть» в г. Перми)

На месторождениях Пермского края имеются остаточные извлекаемые запасы, которые нерентабельно разрабатывать традиционной конструкцией скважин из-за высокой стоимости строительства. Одним из направлений выбрано строительство скважин малого диаметра (СМД). Особенность конструкции СМД заключается в уменьшении диаметров обсадных колонн. С 2011 г. на месторождениях Пермского края проводится бурение СМД. Достигнуто снижение стоимости строительства наклонно-направленной СМД до 25 %.

В 2014 г. успешно пробурена первая горизонтальная СМД (ГСМД). Данная технология строительства ранее не применялась в Пермском крае. Забой скважины составил 1333 м, длина горизонтального участка – 233 м, проектный горизонт – верейский. Принципиальным отличием бурения ГСМД от конструкции стандартных горизонтальных скважин является то, что из-под технической колонны и до проектного забоя ствол скважины бурится одним диаметром долота – 146 мм. Только после этого спускается эксплуатационная колонна диаметром 114 мм на кровлю продуктивного пласта и цементируется до устья. При бурении стандартной горизонтальной скважины сначала бурится ствол долотом 215,9 мм, далее спускается эксплуатационная колонна диаметром 168 мм, и уже затем бурится горизонтальный участок диаметром 146 мм. Стоимость строительства ГСМД снижается на 20%, уменьшения коммерческой скорости не происходит.

Несмотря на многие преимущества, конструкция СМД имеет существенный недостаток – отсутствует надежная технология бурения бокового ствола.

Этот вопрос был проработан и внесены изменения в конструкцию СМД, которые учитывают данный недостаток. Идея заключается в увеличении глубины спуска технической колонны Ø168 мм на 100 м. Эксплуатационная колонна Ø114 мм крепится с помощью подвески с заходом в техническую колонну на 75 м.

Новая конструкция позволяет осуществлять в дальнейшем бурение бокового ствола с зарезкой в технической колонне и, как следствие, дополнительно сэкономить 24 % от стоимости новой СМД.

ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ТЕХНОЛОГИИ БУРЕНИЯ НА ОБСАДНЫХ ТРУБАХ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ КАЗАХСТАНА (INVESTIGATION OF TECHNOLOGY CASING DRILLING IN KAZAKHSTAN OIL FIELDS)

Мирхаликов М.М

(научный руководитель - д.т.н., профессор Подгорнов В.М.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

На сегодняшний день в процессе бурения скважин, возникает всё больше осложнений: пласты с переменным давлением, нестабильность ствола скважины, поглощения бурового раствора. Как правило, борьба с этими осложнениями увеличивает общее время бурения скважины на 30-40%. Один из способов борьбы с осложнениями в процессе бурения - это бурение на обсадных трубах.

По данной технологии во многих странах было пробурено более 260 скважин с суммарной глубиной 365 800 м.

Геологические условия месторождений Казахстана требуют при строительстве инновационных решений. Данным решением является бурение скважин на обсадных трубах. Наибольший эффект от применения вышеуказанной технологии в Казахстане ожидается при бурении проблемных участков, включающих в себя зоны с нестабильностью ствола скважины, зоны с потерей циркуляции и затрудненным спуском обсадной колонны.

В этой работе рассматривается целесообразность применения данной технологии для месторождений Казахстана.

В качестве примера взята вертикальная скважина на месторождение Кенлык, Кызылординская область, Казахстан. В результате исследования особенностей технологии бурению на обсадных трубах и бурение на хвостовике на месторождении Кенлык были выявлены:

- ускорение процесса;
- снижение времени на шаблонировку ствола скважины;
- использование меньшего числа обсадных колонн на верхнем интервале;
- экономия времени за счет исключения затрат времени на СПО и подготовку ствола скважины, что несёт большую экономическую выгоду;
- позволяет бурить скважину в более сложных геологических условиях;
- метод бурение на хвостовике позволяет бурить в нижних интервалах, где часто встречаются осыпи, обвалы и поглощения;
- улучшение состояния техники безопасности.

ГИДРАВЛИЧЕСКАЯ ПРОГРАММА ПРОМЫВКИ ПРИ БУРЕНИИ ОБСАДНЫМИ ТРУБАМИ (HYDRAULIC HOLE CLEANING PROGRAM DURING THE CASING DRILLING)

Мирхаликов М.М, Якунин С.А.

(научный руководитель - д.т.н, профессор Подгорнов В.М.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В мировой практике строительства скважин все чаще встречаются стратиграфически сложные разрезы, связанные с геологическими осложнениями, бурение обычными способами которых, не позволяет достичь планируемых значений и для обеспечения успешного строительства скважин требуются, инновационных решений. Одним из таких решений является бурение на обсадных трубах.

Бурение на обсадных трубах – наиболее перспективное направление снижения гидродинамического воздействия на неустойчивые стенки ствола скважины.

При традиционном бурении выполнение технологических операций, как спуск и подъём (СПО) бурильных труб вызывают перепады давления и создают эффект свабирования в стволе скважины. Эти перепады давления приводят к потере циркуляции. Также эффект свабирования может привести к неустойчивости открытого ствола, что влечет за собой частичное осыпание или полное разрушение стенок скважины. Как правило, устранение такого рода проблем приводит к значительным потерям времени и средств.

В работе рассматривается функциональность гидравлической системы бурения на обсадных трубах: вынос выбуренной породы из скважины; противодействие притоку пластовой жидкости в скважину; способствование устойчивости стенок скважины. В рамках работы проектировалась гидравлическая программа промывки для бурения на обсадных трубах посредством компьютерного моделирования.

В качестве примера для моделирования взята наклонно-направленная скважина, пробуренная на месторождение ОАО «Газпром»

В результате моделирования разработана гидравлическая программа промывки для бурения на обсадных трубах.

**ТЕСТИРОВАНИЕ ПРИРОДНЫХ НЕФТЕЙ НА
«СОВМЕСТИМОСТЬ» В ПРОЦЕССАХ ИХ ДОБЫЧИ,
ТРАНСПОРТИРОВКИ И ХРАНЕНИЯ
(TESTING OF CRUDE OILS FOR «COMPATIBILITY» IN THE
PROCESSES OF PRODUCTION, TRANSPORTATION AND
STORAGE)**

Могильниченко М.А.

(научный руководитель - профессор Евдокимов И.Н.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Хорошо известно, что при смешении сырых нефтей, асфальтены могут выпадать в виде твердого осадка. Это явление оказывает негативное влияние на процессы добычи, транспортировки и хранения нефтей. Например, выпавшие осадки могут закупорить скважины или трубопроводы. Смешение сырых нефтей – распространенное явление, и возникающие при этом проблемы могут повлечь за собой серьезные экономические затраты. Нефти, при смешении которых происходит выпадение асфальтенов, принято называть «несовместимыми».

Для мониторинга описанной выше проблемы нередко используют визуальные методы наблюдения за процессами, происходящими при смешении сырых нефтей. Однако, зачастую, результаты, полученные при этом, могут являться недостоверными. Поэтому для прогнозирования потенциальной «несовместимости» используют различные тесты. В своих исследованиях мы изучали «совместимость» нефтей с Усинского и Поточного месторождений при помощи двухпараметрического «тест совместимости». Одним из достоинств данного теста является отсутствие необходимости знать точный состав нефтей. В данном тесте определяют два параметра:

1) «Число растворимости смешения» S_{BN} , характеризующее способность данной нефти растворять асфальтены в смеси; 2) «Число нерастворимости при смешении» I_N , характеризующее тенденцию асфальтенов данной нефти к образованию коллоидных осадков в смеси.

Для определения искомых параметров изготавливают растворы сырой нефти в толуоле, который является растворителем для асфальтенов, а затем малыми порциями добавляют осадитель n – гептан. Главная задача заключается в регистрации концентрации n – гептана, при которой происходит коагуляция асфальтенов. Для её решения мы использовали метод ИК - спектрофотометрии.

В результате исследования было получено, что нефть с месторождения Поточное и нефть с Усинского месторождения являются «совместимыми», и при их смешивании не произойдет выпадение в осадок твердых органических веществ.

**ТЕХНИКА И ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА ПРИМЕРЕ ДОРАЗРАБОТКИ
БЕЙСУГСКОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ENGINEERING AND TECHNOLOGY PRODUCTION AND
PROCESSING OF HYDROCARBONS ON THE EXAMPLE OF
REDEVELOPMENT BEYSUGSKOGO GAS FIELD)**

Молодан Е.А.

ООО «Газпром добыча Краснодар»

ООО «Газпром добыча Краснодар» является одним из старейших дочерних Обществ ОАО «Газпром». История предприятия неразрывно связана со становлением газовой отрасли страны. В 1960-е годы именно Кубань снабжала газом Москву и центральные районы России.

В настоящее время Общество осуществляет добычу углеводородного сырья на 52 месторождениях, большая часть из которых находится в завершающей стадии разработки.

Вопрос выбора эффективной и экономически обоснованной технологии добычи и подготовки углеводородного сырья является для Общества приоритетным.

В работе представлен выбор оптимальной техники и технологии добычи и подготовки углеводородного сырья на примере доразработки Бейсугского месторождения, которое является одним из старейших газовых месторождений в Обществе:

- предложены две схемы бурения:
 - с бурением вертикальных скважин с горизонтальным окончанием в пределах Бейсугского лимана с помощью самоходной морской платформы;
 - с бурением наклонно - направленных скважин с горизонтальным окончанием и кустовым расположением устьев в пределах двух насыпных площадок на берегу Бейсугского лимана.
- рекомендованы к применению при строительстве скважин оптимальные технические решения;
- предусмотрено максимальное задействование существующей инфраструктуры месторождения;
- представлены эффективные технические решения, вошедшие в проект дообустройства Бейсугского месторождения.

Внедрение вышеперечисленных проектных решений позволит сократить объем и стоимость строительно-монтажных работ, снизить эксплуатационные затраты по принципу применения «безлюдных технологий», увеличить надежность эксплуатации оборудования, продлить срок его службы, а также максимально снизить риски негативного воздействия на окружающую среду.

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА СО
СТЕПЕННЫМ РЕОЛОГИЧЕСКИМ ЗАКОНОМ В ЗАВИСИМОСТИ
ОТ ПОДАЧИ НАСОСА
(FORECASTING OF LOST CIRCULATION WITH POWER-LAW
RHEOLOGICAL LAW, DEPENDING ON THE PUMP FLOW)**

Мохнатова Е.Н.

(научный руководитель - д.т.н., профессор Исаев В.И.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Приведена теория и расчет совместных ламинарных установившихся осесимметричных течений степенной несжимаемой жидкости в круговой щели и в кольцевом канале. В модели круговой щели учтено, что она может быть заполнена пористой средой.

Получено решение системы гидродинамических уравнений, которая состоит из уравнения движения жидкости в круговой щели, связывающее разность давлений между входом и выходом и расходом жидкости в щели, и уравнения движения жидкости в кольцевом канале. Рассмотрен также частный случай, когда потерями давления на трение в кольцевом канале можно пренебречь. Однако этими потерями нельзя пренебрегать, например, при цементировании скважины. Общее решение представлено в виде трансцендентного уравнения, которое связывает производительность насоса, интенсивность поглощения/притока, плотность бурового раствора, глубину залегания пласта, толщину круговой щели, диаметры скважины, наружные диаметры спущенных труб, реологические свойства раствора. Построены графики, по которым можно определить условия, которыми можно управлять, например, происходит поглощение или приток.

Проведенные расчеты и графики могут служить отправной точкой при оценке поглощений бурового раствора при бурении и при закачке жидкости в пласт и при добыче жидкости, подчиняющейся степенному закону. Особенно это актуально в связи с разработкой месторождений нефти с аномальными свойствами, которые можно аппроксимировать степенными реологическими законами. Также полученные результаты можно использовать для недопущения загрязнения пласта буровым раствором и недопущения газонефтеводопроявления при бурении и заканчивании скважины.

ТЕХНОЛОГИЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ЗАМЕРЗАНИЯ ОБРАТНОГО КЛАПАНА ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ (FREEZING PREVENTION TECHNOLOGY OF FLOATING VALVE ON CHRISTMAS TREE)

Мугаттаров Э.З.

(научный руководитель - профессор Мирзоев Дилижан Аллахверди –
Оглы)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Большинство месторождений нефти и газа РФ разрабатываются в суровых климатических условиях, что существенно усложняет процесс нефтегазодобычи. При этом негативному воздействию низких температур подвержены все производственные объекты месторождения. Не исключением является и фонтанная арматура (ФА) добывающей скважины. Проведенная статистика показала, что наиболее уязвимым узлом ФА является обратный клапан (ОК), предназначенный для перепуска газа из затрубного пространства в выкидную линию.

Замерзание ОК делает невозможным перепуск газа из затрубного пространства в выкидную линию. Постепенный рост давления в затрубном пространстве приводит к росту динамического уровня в скважине. Данное изменение влечет за собой снижение уровня до приемной сетки УЭЦН и остановку скважины по защите от срыва подачи «ЗСП» или же «Низкое давление на приеме». Несрабатывание этих уставок приводят к прогазовкам насоса, к работе УЭЦН на холостом ходу, перегреву его рабочих органов, что ведет к росту солеотложений на частях УЭЦН и к заклиниванию установки. Для восстановления работы скважины нефтегазодобывающей компании необходимо нести дополнительные затраты на проведение технологических мероприятий – в лучшем случае, в худшем – отказ и постановка бригады КРС для смены насоса.

Проведенный анализ ныне применяемых технологий для борьбы с отказами ОК показали либо низкую эффективность, либо высокие затраты, необходимые для их реализации.

В данном докладе будет предложена новая экономически-рентабельная технология, позволяющая полностью ликвидировать проблему отказа работы ОК ФА в условиях низких температур. В ходе рассмотрения будут проанализированы причины замерзания ОК, предложена конструкция ОК, особенность которого позволит предотвратить образование наледи в составных частях ОК, и проведена экономическая оценка, подтверждающая рентабельность использования предлагаемой технологии.

**ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ППД НА СУЗУНСКОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ
ВНУТРИСКВАЖИННОЙ ПЕРЕКАЧКИ ПЛАСТОВОЙ ВОДЫ.
RESERVOIR PRESSURE MAINTENANCE ENGINEERING WITH
DOWNHOLE BRINE WATER PUMPING TECHNOLOGY ON
SUZUNSKOE OILFIELD**

Мустафин Р.Р.

(научный руководитель - Гайданов Д.Б.)

ЗАО «Ванкорнефть»

Сузунское нефтяное месторождение - один из новых перспективных проектов ЗАО "Ванкорнефть". Для новых месторождений характерно запаздывание пуска системы поддержания пластового давления (далее ППД), что приводит к отсутствию компенсации отборов на начальном этапе разработки, падению пластового давления и снижению дебитов добывающих скважин. Цель данной работы - поиск технологии организации системы ППД на Сузунском месторождении на начальном этапе разработки. Нами избрана для рассмотрения технология внутрискважинной перекачки пластовой воды (далее ВСП), как наиболее гибкая и позволяющая запустить закачку с самого раннего этапа разработки месторождения. Способ внутрискважинной перекачки пластовой воды заключается в том, что водоносный и нефтеносный пласты разобщают пакером, на НКТ, недалеко от устья устанавливают перевернутый погружной электроцентробежный насос, отбирают воду из водоносного пласта скважины по межтрубному пространству, далее воду с помощью насоса закачивают в продуктивный пласт той же скважины. Преимущества данной технологии - возможность оперативной организации системы ППД на вновь вводимом месторождении или участке месторождения без бурения дополнительных скважин, с использованием типового, стандартного оборудования. В работе отобраны критерии для нагнетательных скважин-кандидатов и предложены варианты компоновки внутрискважинного оборудования. За период в один год расчетная дополнительная добыча нефти в размере 105,6 тыс. тонн на 20 добывающих скважин. Расходы на внедрение технологии 236,6 млн. рублей из расчёта на 15 нагнетательных скважин. Рассчитана выручка и прибыль Компании.

ПОЛИГЛИКОЛЕВЫЙ БУРОВОЙ РАСТВОР ПРИ БУРЕНИИ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД (POLYGLYCOL DRILLING FLUID IN DRILLING PERMAFROST ROCK)

Мухаметьянов В. М., Кумба Ж. Р.

(научный руководитель - доцент, к.т.н. Рахматуллин Д. В.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

В настоящее время Крайний Север Российской Федерации является одним из перспективных районов добычи нефти и газа, с суровыми климатическими условиями и вечной мерзлотой.

В районах распространения вечной мерзлоты на территории РФ сосредоточено более 30% разведанных запасов нефти, около 60% - природного газа[1]. Глубина залегания варьируется от нескольких десятков до 1500 метров, температура в разных районах изменяется от -1°C до -10°C . Механическая прочность мерзлой породы возрастает при снижении температуры от -3°C и ниже[2].

Так как многолетнемерзлые породы (ММП) представляют собой смесь льда и твердых частиц, таяние может привести к различным осложнениям и авариям.

Основным способом предупреждения растепления ММП при строительстве нефтяных и газовых скважин является: применение теплоизоляционных технологий и поддержка необходимого температурного режима, которая достигается при применении буровых растворов с степенью растепления(по возрастанию) - сжатый воздух и пены; эмульсионные; водные полимерные и полимерглинистые; вода[2].

При строительстве нефтяных и газовых скважин целесообразно использовать продувку воздухом, так как удельная теплоемкость воздуха в 4 раза меньше, чем бурового раствора, но данный способ не нашел широкого распространения на практике[2].

Одним из перспективных реагентов для приготовления буровой промысловой жидкости в районах залегания ММП являются полигликоли.

Жидкости на основе полигликоля обладают низкой скоростью растепления, хорошими псевдопластичными, гидрофобизирующими, крепящими свойствами.

Дальнейшая разработка направлена на поиск рецептуры и применение полигликолевых систем.

ЛИТЕРАТУРА

1. О. А. Анисимов, С. А. Лавров Глобальное потепление и таяние вечной мерзлоты: оценка рисков для производственных объектов ТЭК. Технологии ТЭК (3): 78-83, 2004. —10 с.
2. А. Я. Рязанов Энциклопедия по буровым растворам. — Оренбург: издательство «Летопись», 2005. — 664 с.: ил. ISBN 5-88788-128-3

**ВЛИЯНИЕ СУЩЕСТВОВАНИЯ ПРЕДЕЛЬНОГО
ДИНАМИЧЕСКОГО НАПРЯЖЕНИЯ СДВИГА НА
ПОКАЗАТЕЛИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ
THE INFLUENCE OF EXISTENCE OF DYNAMIC SHEAR STRESS
LIMIT ON FIELD DEVELOPMENT CRITERIA**

Назмутдинов Р.Ш.

(научный руководитель - д.т.н., профессор Низаев Р.Х.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

В процессе разработки нефтяных месторождений в продуктивных пластах иногда образуются области неподвижных нефтей. Одной из причин, почему они формируются, является отклонение от закона Дарси при малых скоростях фильтрации жидкости из-за превышения сил межфазного взаимодействия над силами вязкого трения.

В данной работе мы оценили разницу в коэффициенте извлечения нефти с предельным динамическим напряжением сдвига и без него. В данном исследовании все эксперименты были сделаны посредством симулятора Tempest More 7.0.5, которая позволяет создавать реалистичные сценарии добычи гибким способом.

Были проведены исследования на примере бобриковского горизонта на множестве месторождений Урала-Поволжья для определения показателей накопленной добычи. Расчеты показали, что если не учитывать наличие предельного напряжения сдвига, то накопленная добыча нефти на период в 50 лет в среднем будет больше на 7%.

Как это уже известно, коэффициент нефтеизвлечения является одной из самых важных величин при разработке нефтяных месторождений. Коэффициент нефтеизвлечения можно выразить таким образом:

$$\eta = A \cdot e^{-\alpha \cdot S^n}$$

Где A характеризует произведение коэффициентов вытеснения и заводнения, α - коэффициент пропорциональности, зависящий от коллекторских свойств пласта и насыщающих его жидкостей;

Опираясь на труды предшественников и результаты проведенных исследований, была преобразована формула для нахождения коэффициента α , соответствующей для неньютоновских жидкостей, которая позволит более точно определить коэффициент извлечения нефти:

$$\alpha = 2.675 + 0.255 \cdot V_p^2 - 0.0272 \cdot \frac{k}{\mu_{\text{eff}}}, \quad \mu_{\text{eff}} = k_{\text{ostv}} \cdot \gamma^{m-1}$$

Где V_p^2 - квадрат коэффициента вариации расчетной неоднор-ти, μ_{eff} - эффективная вязкость, k_{ostv} - коэффициент Оствальда, m - показатель неньютоновского поведения, γ - скорость сдвига

Благодаря полученной формулировке уравнения при закладывании в проект ожидаемых величин КИН при расчетах возможно получать более приближенные к реальным значениям результаты.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РЕАГЕНТОВ
«DRA» НА ПРИМЕРЕ АСТОХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ANALYSIS OF USING “DRAG REDUCING AGENTS” IN ASTOKH
FIELD)**

Напольских П.М.

(научный руководитель - Hock-Kiong Lim, Master of Petroleum Engineering)
САФУ имени М.В. Ломоносова

В работе проведены анализ использования и оценка экономической эффективности применения реагентов «DRA» на примере Астохского месторождения.

В настоящее время ведутся споры об эффективности применения реагентов DRA, снижающих потери на трение в стволе нагнетательных скважин и увеличивающих дебит закачки. Проведено мало исследований по выбранной тематике, особенно в области оценке экономической эффективности на примерах реальных месторождений.

Данная работа посвящена анализу и оценке экономической эффективности применения «DRA» реагентов на примере Астохского месторождения. На основе данных по исследованию керна при использовании DRA проведен анализ эффективности мероприятия в нагнетательной скважине PA-126ST Астохского месторождения, рассчитано увеличение дебитов закачки при различной концентрации реагента, увеличение забойного давления, а также снижение проницаемости пласта. Проведено компьютерное моделирование процесса в программе-симуляторе «MORES», определены дебиты добывающих скважин после проведения мероприятия. Графическое представление накопленной добычи показало эффективность применения реагента на протяжении не более 5 лет.

В работе представлен расчет эксплуатационных расходов в течение 5 лет и NPV проекта, с помощью программы «Economics Sensitivity Tool», а так же проведено сравнение NPV проекта с бурением новой нагнетательной скважины.

В завершении работы представлен анализ применения реагентов DRA и даны соответствующие рекомендации.

**АНАЛИЗ ДЕЙСТВУЮЩИХ СИЛ ОТ ШЛАМОВОГО КЛИНА НА
КНБК В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ
(ANALYSIS OF APPLIED FORCES BY WEDGE-SHAPED CUTTING
BED AROUND BHA IN HORIZONTAL WELLS)**

Насери Ясин, Якунин С.А.

(научный руководитель - профессор Кульчицкий В.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Решающим фактором успешного строительства скважин с отдаленным забоем является качественная очистка ствола от выбуренной породы. Неудовлетворительная очистка может явиться причиной целого ряда осложнений:

- увеличение крутящего момента и прихват бурильной колонны;
- невозможность поддержания соответствующей нагрузки на долото;
- повышение плотности бурового раствора;
- кольматация пристволенной зоны продуктивного пласта;
- образование уступов и внезапное изменение направления ствола;
- трудности при спуске каротажных приборов и обсадных колонн.

В этой работе большое внимание уделяется прихвату бурильной колонны из-за образования шламовой подушки вокруг КНБК и телеметрической системы в горизонтальных скважинах.

В качестве примера приведена авария на горизонтальной скважине Мыхпайского месторождения в Западной-Сибири из-за образования шламовой подушки при бурении под хвостовик диаметром 114,3 мм с оставлением КНБК с телеметрической системой. В докладе представлены результаты компьютерного моделирования действующих сил и геометрии шламового клина.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ НАПОЛНЕНИЯ КУПОЛА-СЕПАРАТОРА УГЛЕВОДОРОДАМИ ПРИ ОТБОРЕ ГАЗА (MATHEMATICAL MODEL OF FILLING OF THE DOME – SEPARATOR HYDROCARBONS DURING GAS OFFTAKE)

Чиглинцев И.А., Насыров А.А.

(научный руководитель - профессор Шагапов В.Ш.)

Бирский филиал Башкирского государственного университета

По причине истощения углеводородных запасов на суше разработка пришельфовых месторождений является актуальным направлением в сохранении стабильных уровней производства нефти и газа. При этом необходимо свести к минимуму экологические риски, связанные с добычей углеводородов на дне океана.

Важной проблемой является предотвращение последствий неконтролируемого выброса углеводородного сырья в воды мирового океана. Наглядными примерами подобных аварий могут служить прорывы скважин в Мексиканском заливе в 2010 г., когда в воду вылилось до 5 миллионов баррелей нефти и утечка газа на добывающей платформе в Северном море в марте 2012 г.

Представляется, что наиболее эффективным методом предотвращения подобных выбросов может служить применение купола-сепаратора, который устанавливается непосредственно над местом утечки, а собранная им нефть и газ поставляется по гибким трубам на поверхность океана, для последующей транспортировки.

В работе рассматриваются теоретические основы функционирования «купола-сепаратора», предназначенного для сбора и последующего отбора газо-нефтяных выбросов при возникновении аварий на морском дне, когда термобарические условия благоприятны для образования газогидрата. Построена математическая модель описывающая процесс наполнения и откачки углеводородов из купола, а так же описана динамика изменения температуры фаз.

На основе предложенных уравнений, изучена динамика процесса наполнения купола-сепаратора, изменения температур и давления газа. Показано, что полное разложение гидрата может не осуществляться, что в свою очередь может привести к закупорке отводящего трубопровода в процессе откачки углеводородов.

БУРЕНИЕ НА ОБСАДНЫХ ТРУБАХ (DRILLING-WITH-CASING)

Карпунин И.А., Нифадов В.В.

(научный руководитель - доцент Балицкий В.П.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В конце 20 века появилась принципиально новая технология, которая обеспечивает быстрое разрушение горной породы и существенно экономит время СПО, а так же позволяет снизить затраты и увеличить добычу нефти – это бурение на обсадных трубах.

Бурением на осадных трубах в настоящее время занимаются несколько компаний. Одна из них Tesco ее отличительной особенностью является то, что бурение производится на обсадных трубах, а КНБК спускается в скважину внутри обсадной колонны на кабеле, при этом возможно бурение, как винтовыми забойными двигателями, так и роторными управляемыми системами. Этот способ возможность замены изношенного долота новым. Другая компания Weatherford использует технологию DwC, главная особенность которой использование уникального разбуриваемого бурового башмак Defyer, выполняющего функцию долота. В этом случае предполагается, что проектный интервал проходится только одним долотом (башмаком Defyer), после чего он разбуривается, а обсадная колонна цементируется.

Преимущества бурения на обсадных трубах:

- Позволяет уменьшить время строительства скважины на 20-30%.
- Возможно управление давлением на забое.
- Обеспечивает качественную промывку скважины (постоянная промывка ствола скважины).
- Высокие технико-экономические показатели.
- Оба метода позволяют бурить скважины в зонах с полным или частичным поглощением.
- Данная технология особенно применима при бурении скважин с морских платформ, где сокращение времени бурения даже на одни сутки приносит ощутимую экономию средств.

Недостатки технологии бурения на обсадных трубах:

- Ограниченное управление направлением скважины.
- Требуется картаж в обсаженном стволе скважины.
- Необходимость квалифицированных, специально обученных кадров.
- Метод может использоваться только при наличии верхнего привода.

ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРОИМПУЛЬСНОГО СПОСОБА ЛИКВИДАЦИЯ ПРИХВАТОВ БУРИЛЬНОЙ КОЛОННЫ (STUDY HYDROIMPULSIVE WAY TO ELIMINATE STUCK PIPE)

Нифонтов Н.А.

(научный руководитель - профессор Симонянц С.Л.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Как известно, прихваты бурильного инструмента относятся к наиболее тяжелым видам аварий, возникающих при бурении нефтегазовых скважин. Работы по предупреждению и ликвидации прихватов требуют значительных затрат времени и средств и нередко приводят к необходимости перебуривания части ствола скважины.

В представленной работе рассматривается эффективный и не требующий больших вложений гидроимпульсный способ (ГИС) ликвидации прихватов бурильной колонны, разработанный ранее учёными и инженерами Института механики Московского государственного университета и института ВНИИБТ. В настоящее время этот способ практически не используется, хотя имеет большой потенциал.

Сущность гидроимпульсного способа заключается в том, что в системе «скважина – бурильная колонна» предварительно создается значительный перепад гидростатического давления за счет разности плотностей жидкости в трубном и затрубном пространствах, а затем осуществляется резкий сброс этого давления. ГИС основан на возбуждении упругих волн разгрузки в материале бурильных труб и жидкости, заполняющей скважину, путём резкого снятия предварительно созданных в них напряжений. Возникающие при этих импульсах сложные колебательные процессы и перетоки промывочной жидкости приводят к силовому воздействию на бурильный инструмент, способствуя его освобождению от прихвата.

Для применения ГИС на верхний конец колонны бурильных труб устанавливают специальную заливочную головку с отводами, идущими к насосам цементировочного агрегата. Нагнетательную систему буровых насосов установки обвязывают таким образом, чтобы в процессе применения данного метода с помощью этих насосов можно было бы постоянно заполнять глинистым раствором из приемных емкостей затрубное пространство для поддержания в нем постоянного уровня жидкости.

При применении ГИС должны соблюдаться те же правила техники безопасности, которые предусмотрены при креплении ствола скважины.

МЕТОД БОРЬБЫ С ВЫНОСОМ ПЕСКА ПУТЕМ УКРЕПЛЕНИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИНЫ ФЕНОЛФОРМАЛЬДЕГИДНОЙ СМОЛОЙ

Жиркеев А.С., Сахапова А.К., Патлай А.В.

(научный руководитель - д.т.н. Кадыров Р.Р.)

Институт «ТатНИПИнефть» ОАО «Татнефть»

Борьба с выносом песка при эксплуатации скважин всегда считалась одной из важных проблем нефтедобывающей отрасли. В процессе эксплуатации месторождений, пласты которых сложены слабосцементированными песчаниками, происходит разрушение призабойной зоны пласта и поступление в скважину песка, что вызывает сокращение межремонтного периода работы скважины.

С этой целью для укрепления призабойной зоны скважины применяются механические методы, технологические, физико-химические, химические и их комбинации.

Наиболее распространены химические методы крепления ПЗП с использованием различных синтетических смол – карбамидоформальдегидных, фенолформальдегидных, эпоксидных и др.

В связи с этим в институте «ТатНИПИнефть» для борьбы с пескопроявлениями разработан способ создания проницаемого фильтра на основе синтетической смолы.

В этом случае достаточно, чтобы были созданы прочные связи между зернами или группой зерен, обеспечивающие требуемые физико-механические свойства породы.

Данная технология прошла приемочные испытания в ОАО «Татнефть» и рекомендуется к промышленному внедрению.

В настоящее время происходит усовершенствование способа с использованием кремнийорганических соединений, что существенно улучшит технологичность метода за счёт сокращения ремонтных работ в 2 раза, повышения устойчивости реагента к резким температурным изменениям в зимнее и летнее время и позволит использовать метод в скважинах с температурой призабойной зоны до 120°С.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ «ВОРОНКИ-ЦЕНТРАТОРА» В КОМПАНОВКЕ ОБОРУДОВАНИЯ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН (THE USE OF «FUNNEL-CLAMP» IN THE DESIGN OF THE EQUIPMENT INJECTION WELLS)

Перевалкин Д.Н.

ОАО «Татнефть». НГДУ «Бавлынефть»

Низ колонны насосно-компрессорных труб нагнетательной скважины оборудуют воронкой для рассеивания потока закачиваемой жидкости. Над воронкой размещают опрессовочное седло для опрессовки колонны.

Закачиваемая вода при выходе из воронки рассеивается с большой скоростью под углом 45-60 °, создавая ударную и абразивную нагрузку на обсадную колонну.

При наличии большой кривизны скважины колонна насосно-компрессорных труб может «лечь» на стенку обсадной колонны и ударная, абразивная нагрузка потока воды на обсадную колонну может быть весьма большой.

В предложенном изобретении решается задача минимизации воздействия потока закачиваемой через колонну насосно-компрессорных труб жидкости на обсадную колонну скважины.

Для минимизации воздействия потока закачиваемой через колонну насосно-компрессорных труб жидкости на обсадную колонну скважины предлагается центрирующий воронкообразный узел. Наружная поверхность воронки выполнена цилиндрической с диаметром меньшим внутреннего диаметра обсадной колонны скважины на 3 - 10 мм, что позволяет практически полностью совместить ось воронки и ось обсадной колонны и, тем самым, исключить перекося или наклон воронки к стенке обсадной колонны.

Внутренняя поверхность воронки может быть выполнена в виде сопла с цилиндрическим окончанием, что обеспечивает плавный переход потока жидкости от малого диаметра к большому, приближает поток к ламинарному и направляет поток жидкости параллельно оси обсадной колонны.

Цилиндрический корпус может иметь на наружной поверхности на верхней и нижней плоскостях скосы для облегчения прохождения устройства внутри обсадной колонны при спуске и подъеме из скважины.

Применение предложенного центрирующего воронкообразного узла позволит минимизировать воздействие потока закачиваемой через колонну насосно-компрессорных труб жидкости на обсадную колонну скважины и, тем самым, увеличить работоспособность и долговечность обсадной колонны, а так же исключить случаи не прохождения пакеров на скважинах с большой кривизной.

**ЧИСЛЕННЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ НОВЫХ МЕТОДОВ
ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ СКВАЖИН ПРИ РАЗРАБОТКЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОЙ МЕРЗЛОТЫ
(NUMERICAL ANALYSIS OF THE EFFECTIVENESS OF NEW
INSULATION WELLS DURING FIELD DEVELOPMENT IN THE
PERMAFROST)**

Перехожев Ф.А.

(научный руководитель - к.ф. - м.н., доцент Кравченко М.Н.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Обустройство и эксплуатация нефтяных скважин в районах распространения многолетнемерзлых пород (ММП) имеет ряд особенностей. Средняя толщина мерзлых пород меняется в пределах от 10 до 800 м. Слагающие ММП породы имеют различные физико-химические свойства, которые могут изменяться по всем направлениям. В летнее время, в силу положительных температур воздуха и солнечного излучения, происходит сезонное оттаивание верхнего слоя ММП, в зимнее время наблюдается обратный процесс.

Добыча нефти также оказывает существенное влияние на ММП, т.к. горячая нефть, нагревающая трубу в скважине, сезонное оттаивание ММП приводят к растеплению грунта вокруг скважины. Во избежание этого, внешнюю поверхность скважины теплоизолируют различными материалами с различными геометрическими и изолирующими характеристиками, а для теплоизоляции земной поверхности используют песок, бетонные плиты, пеноплекс и другие материалы.

Таким образом, актуальной задачей является построение адекватной математической модели по оценке эффективности использования различных теплоизолирующих материалов. В данной работе анализируются различные методы теплоизоляции скважин, в том числе и новый метод - закачка пакерных жидкостей. Проведён численный расчёт процесса и полученные результаты сопоставлены с автотельным решением. В результате моделирования процесса теплоперетока было установлено, что эффективность термоизолирующих жидкостей позволяет существенно снизить теплоперенос из скважины в окружающие породы в сравнении с традиционными теплоизоляторами.

**РЕЗУЛЬТАТЫ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА
МЕТОДИК ОПРЕДЕЛЕНИЯ ГЕНЕЗИСА ВОД ВЫНОСИМЫХ ИЗ
ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
(THE RESULTS OF THE COMPARATIVE ANALYSIS OF METHODS
FOR DETERMINING THE GENESIS OF THE WATER REMOVED
FROM THE GAS WELLS)**

Пермяков В.С., Харитонов А.Н., Архипов Ю. А.
ООО «Газпром добыча Надым»

В ООО «Газпром добыча Надым» применяются две методики для определения генезиса выносимой из скважины воды: методика Хилько (патент № 2128280 Хилько В.А., Чугунов Л.С., Березняков А.И., Дегтярев Б.В.) и методика Института проблем нефти и газа РАН (далее – ИПНГ). Различие методик заключается в применяемом генетическом коэффициенте для определения типа вод. В методике Хилько используется кальций-натриевый ($Ca/(Na+K)$) генетический коэффициент; в методике ИПНГ натрий-хлорный (Na/Cl) генетический коэффициент, значения которого для пластовых вод изменяются в более узких пределах, чем кальций-натриевый коэффициент.

В работе представлены результаты ретроспективного анализа гидрохимических проб выносимой воды и истории эксплуатации скважин после КРС, на основании которых проведен сопоставительный анализ двух методик, и оценена корректность каждой из них.

Всего проанализировано за период с января 2000 г. по декабрь 2013 г. 190 скважин месторождения Медвежье, по которым проведены различные капитальные ремонты скважин. За этот период по рассматриваемым скважинам отобрано 16921 проба выносимой воды.

Можно сделать вывод, что конденсационную воду обе методики определяют достаточно уверенно. Но при наличии в составе пробы высокоминерализованных вод, методика Хилько менее «избирательна» и стремится отнести высокоминерализованную воду к пластовой.

Методика ИПНГ более адекватно отражает генетический состав выносимой воды, что подтверждается содержанием в контрольных пробах йода и брома, динамикой изменения типа выносимой воды в период до и после КРС, и другой геолого-промысловой информацией.

Следует отметить, что критерии, используемые в рассматриваемых методиках, адаптированы к геолого-техническим условиям сеноманских залежей месторождений Медвежье, Юбилейное и Ямсовейское. Применение методик для других месторождений потребует их дополнительной адаптации на основе обработки большого объема промысловых данных, включающих, в том числе, результаты химического анализа отбираемых проб жидкости, выносимой из скважин.

ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ПЛУНЖЕРНОГО ЛИФТА В ГАЗОВЫХ СКВАЖИНАХ (DOMESTIC EXPERIENCE OF USING PLUNGER LIFT IN GAS WELLS)

Петина С.В., Плосков А.А.
(научный руководитель - к.т.н. Шулятиков В.И.)
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В мировой практике в нефтяной промышленности плунжерный лифт применяется с 30-х годов прошлого века, а в газовой с 1953 года.

В 1958 году в СССР Шулятиковым В. И. студентом Московского нефтяного института был разработан многоплунжерный лифт.

В России на газовых месторождениях плунжерный лифт впервые был применен в 1963 году на скважине № 46 Сенгилеевского месторождения Ставропольского края, в последующие годы применялся уже на 212 скважинах крупных газовых месторождениях нашей страны. В 1990-х гг. использование плунжерного лифта практически прекратилось в связи с введением в эксплуатацию скважин с трубами большого диаметра ($D_{\text{у}}=168$ мм), которые не требовали применения плунжерного лифта. В последствии возникли проблемы с обводнением скважин на северных месторождениях с трубами диаметром 168 мм. До этого в мировой практике плунжерный лифт применялся только для труб диаметром до 100 мм.

В нашей стране в 2007 году В.В. Медко была разработана технология для удаления жидкости из скважин, оборудованных лифтовыми колоннами из труб больших диаметров на месторождении Медвежье.

С 2010 года в России фонтанную арматуру специально для использования плунжерного лифта изготавливает Воронежский механический завод. В составе оборудования проходные каналы всех элементов имеют одинаковый диаметр с лифтовой колонной и размещены на одной оси. До этого применялась стандартная фонтанная арматура.

В 2012 году в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» разработан многофункциональный гидродинамический стенд для проведения испытаний по изучению условий работы плунжерного лифта в вертикальных и наклонных колоннах в условиях близких реальным. На стенде испытываются различные конструкции плунжеров, специальное оборудование для плунжерного лифта $D_{\text{у}}=50, 62, 76, 100, 152$ мм.

В настоящее время на месторождениях России количество скважин, находящихся на заключительной стадии разработки уже превышает несколько сотен, в связи с этим применение плунжерного лифта, как одного из способов повышения дебита газовых скважин, снова становится актуальным.

РОЛЬ ДОСТОВЕРНОСТИ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФЕС ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЕ-ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ.

Подкосова П. Д.

(научный руководитель - доцент Язынина И. В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) являются одной из основ составления проекта разработки нефтяного месторождения. От корректности их определения зависит точность прогнозных показателей выбранной системы разработки. Так пористость определяет балансовые запасы, проницаемость определяет темп отбора запасов, пористость и проницаемость определяют граничные значения коллектор-неколлектор, содержание остаточной воды влияет на показания приборов ГИС.

Современные методы определения ФЕС существуют в рамках отраслевых и государственных стандартов, однако в зависимости от объекта исследования одни и те же методы могут применяться с различной эффективностью.

Целью настоящей работы является определение влияния свойств объекта исследования на результат измерения ФЕС.

Рассмотрено влияние вида цемента на достоверность определения пористости, граничных значений ФЕС коллектора. Показано, что игнорирование состава породы может приводить как к изменению балансовых запасов, так и ограничениям в технологиях добычи углеводородов.

**ИССЛЕДОВАНИЕ СВОЙСТВ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НА
УСТАНОВКЕ «ОСА 15ЕС»
(RESEARCH RESERVOIR PROPERTIES FOR INSTALLATION «OCA
15ЕС»)**

Полишвайко Д.В.

(научный руководитель - к.т.н., доцент Морозюк О.А.)
Ухтинский государственный технический университет

Поверхность пород-коллекторов состоит из многих минералов с различными поверхностными свойствами, природные нефть и газ представлены смесью различных компонентов, а водная фаза представлена растворами разного состава с разной минерализацией. Изучение поведения этих многокомпонентных систем при инверсии смачиваемости позволяет применять те или иные способы увеличения нефтеотдачи.

Оценку смачиваемости горных пород при добавлении различных по составу растворов можно измерить различными способами на различных установках и приборах. Одной из таких установок является ОСА 15ЕС, приобретенная «Центром исследования керна» на базе Ухтинского государственного технического университета.

Цель настоящей работы - исследование свойств продуктивного пласта Ярегского месторождения, путем исследования образцов керна на установке ОСА 15ЕС.

ОЦЕНКА АНИЗОТРОПИИ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СИСТЕМОЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН (ESTIMATION OF PERMEABILITY ANIZOTROPY. CASE OF HORIZONTAL WELLS IN GAS-CONDENSATE FIELD)

Пономарева Д.Ю.

(научный руководитель - Dr.-Ing. А.А. Некрасов)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Как известно, анизотропия эффективной проницаемости пласта оказывает существенное влияние на процесс разработки и продуктивность скважин. Особенно важно знать величину этого параметра при разработке месторождений горизонтальными скважинами.

При разработке месторождений системой горизонтальных скважин, одним из способов оценки анизотропии проницаемости в масштабе пласта является интерпретация гидродинамических исследований скважин (ГДИС). В этом случае одним из входных параметров при интерпретации является эффективная длина горизонтального ствола. В условиях отсутствия промыслово-геофизических исследований в скважинах длина работающего горизонтального участка определяется по интерпретации каротажа. В таких условиях допустимо предположить при интерпретации ГДИ диапазон изменения длины, при этом на выходе будет получен диапазон по значению анизотропии проницаемости.

В работе исследовано влияние анизотропии проницаемости (диапазон значений 0,0001-1) на профиль притока к горизонтальной скважине.

Результаты исследования показали, что при большой вертикальной анизотропии проницаемости ($k_v/k_h \ll 1$), может снижаться эффективность бурения длинных горизонтальных стволов: из-за неравномерности притока большая часть дебита может быть получена в районе пятки скважины, при этом вклад в дебит от носка будет невелик, т.е. эффективно работающая длина горизонтального ствола может быть значительно меньше общей пробуренной. Увеличение длины горизонтального ствола свыше этого значения не будет давать существенного прироста дебита, что позволит оптимизировать затраты на бурение.

**ИССЛЕДОВАНИЕ КОЭФФИЦИЕНТА СВЕТОПОГЛОЩЕНИЯ
ОРГАНИЧЕСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
RESEARCH OF LIGHT ABSORPTION COEFFICIENT OF ORGANIC
DEPOSITS PRODUCING WELLS ON THE OIL, GAS AND
CONDENSATE FIELD**

Поступов А.В. Щербаков Г.Ю.

(научный руководитель - к.т.н. Максютин А.В.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

При добыче нефти серьезной проблемой, вызывающей осложнения в работе нефтепромыслового оборудования является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), формирование которых приводит к снижению производительности системы эксплуатации и нарушению технологических режимов. Сегодня ведутся работы по двум направлениям: предупреждению (замедлению) образования отложений и их удалению. Одним из наиболее эффективных методов является химический с применением реагентов растворителей, подбор которых производят с учетом типа отложений.

Определение типа отложений в традиционной практике является достаточно трудоемким и длительным процессом, в связи с чем, необходимо создание новых методов исследования химического состава АСПО.

В работе представлены исследования оптических свойств отложений и их моделей в зависимости от типа. Авторами использовалась методика многократных измерений оптической плотности и расчета коэффициента светопоглощения (K_{sp}), которая включала отбор и подготовку проб скважинных отложений, лабораторные измерения их оптической плотности и коэффициентов светопоглощения. Коэффициент светопоглощения исследуемого раствора нефти рассчитывается из соотношения Бугера-Ламберта-Бера.

Были выполнены исследования оптических свойств моделей с различным комплексным параметром ($\Pi/(A+C)$), где Π , A и C - содержание (% масс.) парафинов, смол и асфальтенов, соответственно.

Таким образом, с помощью полученных зависимостей, была разработана методика, позволяющая определять тип органических скважинных отложений. Результаты исследования могут быть использованы для повышения эффективности применения химических методов борьбы с органическими отложениями.

**ПЕРСПЕКТИВНЫЙ МЕТОД ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ
ГОРИЗОНТОВ НА ЧАЯНДИНСКОМ НГКМ
(PROMISING METHOD FOR OPENING OF PRODUCTIVE
HORIZONS ON CHAYANDINSKOYE NGKM)**

Потапов А.В.

(научный руководитель - д.т.н., профессор Квеско Н.Г.)
Сибирский федеральный университет, Институт нефти и газа

Чаяндинское нефтегазоконденсатное месторождение расположено на территории Республики Саха (Якутия). Перспективные и прогнозные ресурсы газа Якутии оцениваются в 10,4 трлн. м³. Чаяндинское месторождение является базовым для создания и развития Якутского центра газодобычи. Также планируется в качестве источника заполнения строящегося магистрального газопровода «Сила Сибири». Месторождение открыто в 1989 году и в настоящее время ведётся разведочное бурение.

В работе представлен сравнительный анализ по 8 разведочным скважинам, пробуренным в период с 2012 по 2014 гг.. По результатам анализа предположен вариант вскрытия продуктивных пластов для последующих скважин.

Продуктивные горизонты приурочены к терригенным отложениям с аномально низкими пластовыми давлениями. Также продуктивный разрез характеризуется широкой анизотропией коллекторских свойств: пористость меняется от 1 до 26 %, проницаемость от 1–2 мД до 3–6 Д. Однако при анализе гидростатических давлений выяснилось, что они превышали пластовые на величину от 40 до 66%. Вследствие этого возникали поглощения промывочной жидкости в данных интервалах, а также засорения призабойной зоны пласта.

В итоге на большинстве скважин были значительно ухудшены фильтрационно-емкостные свойства, что пытались впоследствии исправить методами интенсификации притока, такими как гидравлический разрыв пласта, соляно-кислотная и глинокислотная обработки, воздействие пороховыми генераторами давлений.

Исходя из этого негативного опыта, и опираясь на мировую практику по вскрытию продуктивных пластов с такими характеристиками, разумнее было бы применять технологии бурения скважин на депрессии и равновесии давлений в системе скважина — пласт, которые уже показали свою эффективность во всём мире.

**ИНТЕНСИФИКАЦИЯ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ
МЕТОДОМ ЗАКАЧКИ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ В
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ НА ЮЖНОЙ
ЛИЦЕНЗИОННОЙ ТЕРРИТОРИИ (ЮЛТ) ПРИОБСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ.**

**INTENSIFICATION OF PRODUCTION OF HIGH-VISCOSITY OIL
BY PUMPING THE HEAT TRANSFER AGENT IN HORIZONTAL
WELLS ON SOUTH LICENSED THE PRIOBSKOE FIELD.**

Прохоров А.А.

(научный руководитель - к.ф. - м.н. доцент Кравченко М.Н.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

В связи с интенсивной выработкой залежей «легкой нефти» в Западной Сибири, в настоящее время большое внимание уделяется созданию эффективных технологий извлечения высоковязкой нефти из низкопроницаемых залежей. На залежах ЮЛТ Приобского месторождения с подобными коллекторскими свойствами компанией «Газпромнефть–Хантос» широко применяется строительство горизонтальных скважин с последующим многостадийным гидроразрывом пласта, однако часто данных ГТМ недостаточно для получения коммерческого притока.

Перспективным методом интенсификации притока, в данном случае, является уменьшение вязкости нефти путем закачки теплоносителя в пласт. Оптимизация данного процесса требует создания адекватных математических моделей, описывающих процесс воздействия на пласты, содержащие высоковязкие нефтяные включения.

Возникает потребность в расчете положения фронта растепления нефти и нахождения эффективных параметров теплоносителя и времени прогрева. В данной работе проведен анализ процесса снижения вязкости нефти в ходе ее прогрева в результате теплового воздействия. Получено аналитическое решение задачи о растеплении нефти, а также проведен численный расчет с помощью пакета математического моделирования COMSOL MULTIPHYSICS 4.4.

Проведенный с учетом промысловых данных о параметрах нефти и коллекторских свойствах расчет позволил оценить прирост дебита горизонтальной скважины после закачки теплоносителя.

**АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ MAХСОЗ
И VDA КОМПАНИИ SCHLUMBERGER НА АСТРАХАНСКОМ
ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
(RESULT ANALYSIS OF SCHLUMBERGER MAХСОЗ AND VDA
TECHNOLOGIES USE AT ASTRAKHAN GAS CONDENSATE
DEPOSIT)**

Райский Ю.А.

(научный руководитель - к.т.н., доцент Хайдина М.П.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) относится к типу карбонатных трещиноватых коллекторов. Продуктивная толща АГКМ сложена, в основном, чистыми известняками. Работы по интенсификации притока газа на эксплуатационных скважинах АГКМ проводятся с 1986 года. За этот период было проведено около 500 обработок, которые различались как по технологии, так и по компонентному составу активной жидкости. Годовой прирост добычи газа от проведённых работ по интенсификации в отдельные годы достигал 10-13%, а в среднем за весь период разработки составил 6%.

В работе рассматривались солянокислотные обработки (СКО): метанольная, скоростная, с блокировкой высокопроницаемых интервалов, с применением комбинированных составов, эмульсионная, а также инновационные технологии компании Schlumberger MaxCO₃ и VDA. Применяемые технологии типа СКО показывают среднюю кратность эффекта обработки 1,51 с продолжительностью эффекта до 15 месяцев. Максимальное значение кратности эффекта достигнуто при проведении «простых» солянокислотных обработок. Опыт применения новых технологий компании Schlumberger показывает среднюю кратность эффекта обработки 3,4.

По результатам проведённой работы сделаны следующие выводы:

- развитие и внедрение новых технологий компании Schlumberger перспективно для АГКМ;
- внедрение технологий СКО должно основываться на экономических расчётах, оптимизирующих кратность и продолжительность эффекта от воздействия и затраты.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ОЧИСТКИ
НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ
СКВАЖИН ОТ ШЛАМА
(IMPROVED ENGINEERING SOLUTIONS FOR CUTTING
TRANSPORT FROM EXTENDED REACH WELLS)**

Райхерт Р.С.

(научный руководитель - д.т.н., профессор Оганов А. С.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

При освоении морских нефтегазовых месторождений с помощью горизонтальных и многозабойных скважин на первый план выдвигаются проблемы, связанные условием обеспечения безаварийной проводки. Основной причиной большого количества числа осложнений при бурении направленных скважин, имеющих значительную протяженность ствола, являются трудности беспрепятственного выноса шлама на поверхность. Неэффективная очистка скважины приводит к накоплению шлама в стволе, что служит причиной возникновения серьезных проблем, ликвидация которых может потребовать больших затрат, многократно превышающих затраты на превентивные мероприятия по улучшению очистки ствола скважины.

В связи с этим, принимая во внимание особенности строительства протяженных направленных скважин, ряд вопросов остается еще неизученным и требует поиска новых технико-технологических решений.

В работе рассматривается поведение шлама, находящегося в вертикальном, наклонно-направленном и горизонтальном участках ствола скважины, проводится анализ экспериментальных установок для изучения движения шлама в наклонно-направленной скважине, существующих традиционных методов и современных технических средств, направленных на повышение эффективности очистки скважин от шлама и их практическое использование.

По результатам проведенного анализа теоретических и экспериментальных исследований определены технические параметры специального устройства, которое бы позволяло поддерживать высокий уровень очистки скважины в отсутствии вращения буровой колонны, и создавало более благоприятные условия для беспрепятственной транспортировки шлама на поверхность.

Основным положительным эффектом, который можно достичь при использовании предлагаемого устройства – удаление шламовых подушек, образующиеся при возрастании значений зенитных углов до 90°.

Предложенный технико-технологический подход позволит повысить качество очистки ствола наклонно-направленных скважин со сверхбольшими отходами от вертикали в сложных геолого-технических условиях.

ПРИМЕНЕНИЕ КОЛТЮБИНГОВОЙ УСТАНОВКИ ПРИ БУРЕНИИ ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИН (THE USE OF COILED TUBING UNIT FOR DRILLING OF VERTICAL WELLS)

Ризаев Э.Э.

(научный руководитель - профессор, д.т.н. Оганов А.С.)
Филиал РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина в г. Ташкенте

В последние годы фактически все нефтегазовые компании мира огромное внимание уделяют качеству строительства скважин. Для этого широко привлекают новые прогрессивные технологии бурения, которые, в свою очередь, должны являться достаточно эффективными, а также и экономически выгодными.

Одной из таких предлагаемых нами технологий для бурения новых, в данном случае, именно вертикальных скважин является внедрение колтюбинговой установки. Колтюбинговый способ бурения и разработки, основанный на применении безмуфтовых гибких труб, находит широкое использование при бурении новых скважин и новых стволов из старых уже эксплуатируемых скважин.

В данной работе были рассмотрены способы бурения новой скважины для дальнейшей эксплуатации месторождения Ходжиказган в исследуемом участке. Мы предлагаем пробурить вертикальную скважину с использованием гибких труб. После проведенных расчетов нами было выдвинуто предложение по увеличению нагрузки на долото и обеспечению устойчивости гибкой трубы. Она снабжается тяжелым низом из утяжеленных бурильных труб. Замена основной части колонны бурильных труб на гибкую существенно позволит:

- исключить все процедуры, которые связаны с наращиванием колонны;

- вести бурение на депрессии

После чего станет возможным:

- увеличить скорость проводки скважины;
- уменьшить трудоемкость буровых работ и объем персонала, что ведет к экономической выгоде;

- значительно увеличить безопасность осуществления бурения;
- уменьшить площадь, занимаемую буровой установкой;
- улучшить экологические показатели процесса бурения, полностью исключив разлив нефти и другие виды загрязнения;

- уменьшить общее время строительства скважины и ускорить ее введение в эксплуатацию.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НЕСТАЦИОНАРНОГО
ЗАВОДНЕНИЯ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(ANALYSIS OF NON-STATIONARY FLOODING EFFECTIVENESS IN WESTERN
SIBERIA**

Романова М.Ю.

(научный руководитель - к.т.н., доцент Синцов И.А.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

В настоящее время в нашей стране более 90% добычи нефти осуществляется методом заводнения. Наряду с большим расходом воды на добычу нефти заводнение дает низкие результаты при высокой неоднородности пластов и повышенной вязкости нефти. Снижение полноты охвата пластов заводнением приводит к тому, что все большее количество остаточных запасов переходит в категорию трудноизвлекаемых. В таких условиях сложившиеся стационарные системы разработки месторождений становятся малоэффективными.

Одним из эффективных и недорогих способов увеличения коэффициента охвата и сокращения удельных расходов воды на добычу нефти является метод циклического (нестационарного) заводнения.

В данной работе оценивается чистый эффект от нестационарного заводнения (НЗ) без дополнительных воздействий. Для определения данного эффекта в программе «TempestMore» была построена гидродинамическая модель, схожая по строению и фильтрационно-емкостным свойствам (ФЕС) с коллекторами Западной Сибири (юрские отложения), при этом была рассмотрена только послойная неоднородность. Рассмотрены различные варианты применения технологии НЗ, основанные на особенностях геолого-физических свойств коллектора, а также условиях проведения данного метода.

Результаты расчетов показали, что только по одному из вариантов на поздней стадии разработки достигается незначительный прирост добычи нефти (85 т) по сравнению с обычным заводнением. По всем остальным вариантам наблюдается отрицательный эффект, уменьшение добычи нефти по сравнению с базовым вариантом. Для более точной оценки влияния степени выработки запасов на эффект нестационарного воздействия, данное мероприятие было проведено на более ранней стадии, через 5 лет от начала разработки при обводненности 78%. Прирост нефти был достигнут также только по одному варианту, однако эффект был существенно выше и составил 460 т. Таким образом, нестационарное заводнение в чистом виде без проведения дополнительных мероприятий может характеризоваться как положительным, так и отрицательным эффектом, что говорит о необходимости тщательного подбора вида НЗ. Также доказано, что на ранних стадиях разработки эффективность НЗ выше.

**ИССЛЕДОВАНИЯ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ОЧИСТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ОТ ШЛАМА ПРИ БУРЕНИИ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН.
(RESEARCH AND IMPROVEMENT OF TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL SOLUTIONS TO IMPROVE THE CLEANING OF THE BOTTOMHOLE ZONE FROM CUTTING DURING THE DRILLING OF MULTILATERAL WELLS)**

Рузиева А.В.

(научный руководитель - к.т.н., доцент Зозуля Н.Е.)

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

Одним из наиболее важных вопросов в практике строительства скважины является проблема транспортирования частиц выбуренной породы с забоя к устью, что приводит к непредвиденным событиям и непродуктивным затратам времени. Качественная транспортировка шлама на поверхность является важным фактором при бурении многозабойных скважин.

Для получения качественной оценки режимов течения и изучения гидродинамических процессов в кольцевом пространстве наклонных и горизонтальных скважин в ООО «ВНИИГАЗ» создан экспериментальный гидродинамический стенд. Общее назначение стенда следующее:

-экспериментальное изучение процессов гидротранспорта выбуренной породы;

- оценка удерживающей и несущей способности буровых растворов;

Экспериментальные работы при визуальном контроле позволят не только апробировать полученные ранее теоретические результаты, но установить новые закономерности.

В настоящее время промышленностью выпускается большое количество устройств, которые позволяют улучшить и ускорить очистку. Всё множество выпускаемых устройств можно разделить на несколько типов: циркуляционные переводники, приводимые в действие при помощи сбрасываемых шаров и выполненные на базе толстостенных бурильных труб; лопастные элементы, которые взаимодействуют со шламовой подушкой, поднимая скопившийся шлам в область повышенных скоростей потока.

В работе рассмотрены следующие устройства: буровой клапан «Well Commander» производство компании Mi-Swaco, усовершенствованная бурильная труба «Hydroclean» компании Vam Drilling.

Данный технологический подход может позволить повысить качество очистки ствола скважины направленных, многозабойных скважин со сверхбольшими отходами от вертикали и рекомендован в применении в сложных геолого-технических условиях Узбекистана.

**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ РАЗРАБОТКИ ГАЗОГИДРАТНОГО
ПЛАСТА ЧАСТИЧНО НАСЫЩЕННОГО ГАЗОМ
(THEORETICAL FOUNDATION OF THE EXPLOITATION OF GAS
HYDRATE RESERVOIR PARTIALLY SATURATED GAS)**

Русинов А.А., Чиглинцева А.С.

(научный руководитель - профессор Шагапов В.Ш.)

Бирский филиал Башкирского государственного университета

Согласно геологическим данным известно, что достаточно большие объемы газов сосредоточены в составе гидратов, залегающих как в недрах Земли, так и на дне Мирового океана. Поэтому в современном мире остро стоит проблема, как в освоении таких источников энергии, так и хранении больших объемов газа в гидратном состоянии. Одной из перспективных технологий утилизации газа является хранение его в газогидратном состоянии. Так в естественных условиях, например в подземных залежах, можно создать хранилища, в которых будет законсервирован газ достаточно больших объемов, чем в резервуарах с «чистым» газом. Поэтому в настоящее время значительный интерес представляют исследования по проблемам, касающихся возможного создания различных технологий связанных с процессами консервации газа в гидратное состояние и последующего его извлечения из таких резервуаров.

В работе построена теоретическая модель газогидратного пласта, представляющего собой своеобразный природный химический реактор, и проанализирована принципиальная возможность полного извлечения газа, находящегося в составе гидрата, за счет тепловых резервов самих пластов и окружающих его горных пород. Изучено влияние толщины пластов и параметров, определяющих его исходное состояние (температура, давление, гидратонасыщенность) на эволюцию газогидратного пласта.

Установлено, что для пластов толщиной несколько десятков метров, наиболее полный отбор газа, включая долю, входящую в состав гидрата, без подвода внешних энергетических источников можно осуществить за время порядка полсотни лет. При циклическом режиме эксплуатации, когда активное извлечение газа чередуется последующей консервацией гидратной залежи, за счет надлежащего подбора периода элементов цикла и интенсивности отбора, можно сократить общее время разработки газогидратной залежи на десятки лет.

**ВЛИЯНИЕ ВВОДИМЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ ДОБАВОК НА
ПРОЧНОСТЬ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ
(INFLUENCE OF MINERAL ADDITIVES ON THE STRENGTH OF
THE CEMENT STONE)**

Куницких А.А., Русинов Д.Ю.

(научный руководитель - профессор Крысин Н.И.)

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

Современные требования к надежности и прочности конструкции скважины обуславливают необходимость развития технологий и материалов для ее строительства. Не малую роль в надежности конструкции скважины играет цементное кольцо, расположенное за обсадной колонной. В процессе заключительных работ по сооружению скважины и ее эксплуатации крепь воспринимает значительные нагрузки, носящие постоянный, периодичный и кратковременный характер.

Состояние цементного кольца за обсадной колонной напрямую влияет на герметичность разобщения продуктивных и водоносных горизонтов между собой и изоляцию обсадных колонн от негативного влияния пластовых флюидов. Соответственно разрушение тампонажного камня приводит к возникновению межколонных давлений, появлению грифонов, межпластовым перетокам и преждевременному обводнению пласта.

Для исключения возникновения данных проблем к цементному камню предъявляется ряд требований. Тампонажный камень должен обладать, во-первых, низкой проницаемостью, во-вторых, хорошей адгезией к горным породам и обсадной колонне, в-третьих, высокими прочностными показателями.

На проницаемость и прочностные параметры тампонажного камня влияют как характеристики самого цемента (минералогический состав клинкера, гранулометрический состав портландцемента), так и условия, в которых происходит гидратация и твердение образцов.

Наиболее перспективным направлением повышения прочности цементного камня, удовлетворяющим условиям и технологиям цементирования нефтяных и газовых скважин является ввод в тампонажную смесь ультрадисперсных минеральных добавок. Тонкомолотые минеральные добавки-уплотнители могут активно участвовать в процессах структурообразования и заполнять пространство между частицами цемента, уплотняя тем самым его структуру. Кроме добавок-уплотнителей по гранулометрическому составу выделяют добавки-разбавители и добавки-наполнители. Для получения максимальной прочности тампонажного камня в цементе должны присутствовать добавки различного гранулометрического состава.

**ПРИМЕНЕНИЕ ОПТИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗА
ЭФФЕКТИВНОСТЬЮ ПРОВЕДЕНИЯ ГРП
(APPLICATION OF OPTICAL METHODS TO MONITOR
EFFECTIVENESS OF FRACTURING)**

Рыбаков А.А.

(научный руководитель - д.т.н., профессор Гуськова И.А.)
Альметьевский государственный нефтяной институт

Одной из основных проблем разработки нефтяных месторождений на поздней стадии разработки является мониторинг выработки остаточных запасов нефти. Для более полной выработки остаточных запасов необходимы оценка качества вовлекаемых в разработку запасов нефти и выбор на её основе технологии нефтеизвлечения, полностью соответствующей геолого-промысловым условиям и требованиям конкретного объекта. Гидравлический разрыв пласта (ГРП) – мощное средство воздействия на пласт, которое проявляется не только в интенсификации добычи, но и в существенном повышении текущей и конечной нефтеотдачи пласта, за счет приобщения к выработке слабо дренируемых зон и пропластков с непреобразованными запасами нефти. ГРП не только интенсифицирует выработку запасов, находящихся в зоне дренирования скважины, но и при определенных условиях существенно расширяет эту зону, приобщив к выработке слабодренируемые участки и прослой пласта, и, следовательно, позволяет достичь более высокой конечной нефтеотдачи (увеличение КИН), то есть увеличить не только коэффициент вытеснения ($k_{выт}$), но и коэффициент охвата ($k_{охв}$). Для оценки эффективности ГРП немаловажное значение имеет определение качества вовлекаемых запасов по объекту в целом и отдельно по каждой скважине. Предложена методика комплексного анализа технологических характеристик работы скважин, изменения физических свойств нефти и коэффициента светопоглощения для оценки характера направления преимущественного воздействия технологии ГРП при извлечении остаточных запасов нефти. Исследования проведены на добывающих скважинах НГДУ «Азнакаевскнефть» и «Альметьевнефть» ОАО «Татнефть». В результате проведенных лабораторных исследований по данной методике установлена корреляционная зависимость между коэффициентом светопоглощения, технологическими показателями работы скважины, физическими свойствами и компонентным составом нефти. Данное предложенное комплексное исследование на основе спектрофотометрии позволяет не только оценить качество вовлекаемых в разработку запасов в результате проведения гидравлического разрыва пласта, но и определить направленность ГРП, как метода увеличения нефтеизвлечения или как метода интенсификации.

**ПРИМЕНЕНИЕ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА РАЗЛИЧНЫХ
СТАДИЯХ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(HORIZONTAL WELLS ARE USED AT DIFFERENT STAGES OF
DEVELOPMENT OF A GAS CONDENSATE DEPOSIT)**

Рябова Л.А.

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

В связи с ухудшением фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов на сегодняшний день инженеры активно ищут пути увеличения интенсификации притока углеводородных продуктов к забою скважины. Наиболее эффективным и менее пагубно влияющим способом на экологию является бурение горизонтальных скважин или производить зарезку боковых стволов на старых и обводнённых месторождениях углеводородов.

Хотя горизонтальные скважины по цене их строительства в несколько раз дороже вертикальных скважин, всё-таки это окупается, тем, что каждая последующая горизонтальная скважина стоит дешевле предыдущей и капитал, который мы вложим (потратим) на строительство горизонтальных скважин, обязательным образом окупается значительным увеличением запасов углеводорода по отдельным месторождениям.

Многие предприятия придерживаются консервативных взглядов и боятся рисковать, но по истечению немногих лет наступит тот момент, когда, или ничего не добываем из недр или мы рискуем и обрабатываем свой пласт на ещё несколько млн. куб. метров запасов углеводорода.

В работе проведён анализ и сравнение показателей разработки газоконденсатного месторождения на территории Узбекистана. Было предложено три варианта разработки: 1) до полного истощения залежи эксплуатируем месторождение системой вертикальных скважин; 2) с 2012 года осуществляем зарезку боковых стволов на скважинах с низкой продуктивностью; 3) смоделировали данное месторождение системой горизонтальных скважин со второго года его эксплуатации.

Оптимальным вариантом разработки газоконденсатного месторождения оказался тот, в котором залежь обрабатывается системой горизонтальных скважин на начальной стадии разработки. Это объясняется тем, что залежь охватывается большей областью дренирования и меньшей металлоемкостью наземного оборудования в ходе эксплуатации скважин. Экономически выходит также выгодней, чем осуществлять зарезку боковых стволов в залежи, которая отдала 72% своих запасов.

И так как за последние годы крупных месторождений открыто не много, предлагаю разрабатывать новые месторождения и производить их эксплуатацию системой горизонтальных скважин изначально.

МЕТОДИКА МОДЕЛИРОВАНИЯ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (THE METHODOLOGY OF FRACTURED RESERVOIRS MODELING)

Савранская Т.П.

(научный руководитель - профессор Белкина В.А.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

Оценка запасов и прогнозирование эффективности разработки являются сложными многовариантными задачами. Решение которых основывается на построении геологических и гидродинамических моделей.

Западная Сибирь — один из самых крупных осадочных бассейнов мира. Его запасы составляют до 70% доказанных запасов нефти России. Однако к настоящему времени в пределах бассейна практически не осталось месторождений с традиционными терригенными коллекторами, которые не введены в разработку. Многие нефтяные месторождения Западной Сибири характеризуются ускоренным темпом обводнения добывающих скважин. Это связано с высокой неоднородностью пластов, которая часто не выявляется методами стандартного каротажа. Данные факторы дают основание предполагать, что такое поведение коллекторов присуще пластам с развитой системой трещин. Однако, для того, чтобы рассматривать резервуар, непосредственно как трещиноватый, необходимо подтвердить наличие сети трещин, а также основные свойства их параметров, влияющие на эффективность разработки.

В данной работе наиболее подробно рассмотрен метод гидродинамических исследований скважин. Ценность данного метода заключается в возможности получения характеристики параметров пласта, а также характеристики продуктивности скважины.

Очевидно, что на эффективность разработки естественно - трещиноватых коллекторов влияет сложность получения количественной информации (длина, открытость, проводимость трещин, плотность сети трещин и т.д.). С целью сокращения неточностей приведенных выше параметров, выполнено моделирование дискретной сети трещин. Для оценки результатов моделирования использовался метод ГДИС, а именно диагностический график кривой восстановления давления.

Средствами программного продукта FracaFlow, для моделирования КВД в логарифмических координатах, использована модель, предполагающая, наличие в коллекторе двух сред, отличных по пористости и проницаемости.

Как результат интерпретации построенных моделей, выделены наиболее влияющие параметры трещиноватых коллекторов на изменение графика КВД.

**УМЕНЬШЕНИЕ ПАРО-НЕФТЯНОГО ОТНОШЕНИЯ ЗА СЧЕТ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ
(REDUCING THE STEAM-OIL RATIO THROUGH THE USE OF
PHYSICAL AND CHEMICAL EOR)**

Сагиров Р.Н.

(научный руководитель - Успенский Б.В)

Казанский (Приволжский) федеральный университет

Изменение структуры запасов в старых нефтедобывающих регионах заставило нефтяные компании перейти к разработке трудноизвлекаемых (не традиционных) запасов. На данный момент одним из перспективных направлений является добыча сверхвязких нефтей, которая в Татарстане ведется на Ашальчинском месторождении. Разработка на данном месторождении осуществляется согласно «Авторского надзора за реализацией технологической схемы разработки залежи высоковязкой нефти Ашальчинского поднятия Ашальчинского месторождения». Согласно этой схеме, разработка залежи сверхвязкой нефти, включает бурение пары горизонтальных (верхней нагнетательной и нижней добывающей) скважин, горизонтальные участки которых размещены параллельно один над другим в вертикальной плоскости, прогрев пласта закачкой пара в обе скважины с образованием паровой камеры, разогрев межскважинной зоны пласта, снижение вязкости сверхвязкой нефти, закачку пара в верхнюю горизонтальную нагнетательную скважину и отбор продукции из нижней горизонтальной добывающей скважины.

Таким образом, основным методом добычи сверхвязкой нефти является закачка пара, направленная на уменьшение вязкости за счет увеличения температуры нефти.

При закачке пара на короткий срок уменьшается сила когезии. Для уменьшения силы адгезии используются ПАВ, что фактически уменьшает взаимодействие нефти с поверхностью породы, и межфазное натяжение на поверхности вода-нефть. Использование ПАВ долгосрочно уменьшит кажущуюся вязкость нефти, что позволит уменьшить количество нагнетаемого пара, необходимого для прогрева пласта.

Таким образом мы рекомендуем применить технологию разработанную ТатНИПИнефть по применению неионного ПАВ ОП-10. Особенности процессов вытеснения нефти водными растворами ПАВ ОП-10 : после контакта нефтей с водными растворами ПАВ происходит существенное улучшение реологических и фильтрационных характеристик нефти, в определенных условиях вплоть до полного исчезновения аномалий вязкости. Разрушение структуры нефти облегчает продвижение капель нефти через поры пласта, что способствует возрастанию нефтеотдачи.

**ОЦЕНКА МЕТОДИК РАСЧЕТА ДАВЛЕНИЯ НА ПРИЕМЕ
НАСОСА(ЭЦН) ЧЕРЕЗ ДИНАМИЧЕСКИЙ УРОВЕНЬ И
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЯ НА ЗАБОЕ
(EVALUATION OF METHODS FOR CALCULATING THE PRESSURE
AT THE PUMP INTAKE(ESP) THROUGH THE DYNAMIC LEVEL
AND THE DETERMINATION OF THE PRESSURE AT THE WELL
BOTTOM)**

Сайфутдинов А.Ф. Кошкин Т.А.
(научный руководитель - к.т.н. Деньгаев А.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

С целью увеличения добычных возможностей скважин, необходим постоянный контроль за их работой. В настоящее время в России основным способом эксплуатации скважин является использованием установок ЭЦН. С помощью них на дневную поверхность поднимается более 80% добываемой в РФ нефти.

Контроль за работой установок ЭЦН производится при помощи большого числа КИП. Наиболее значимыми параметрами, которые необходимо контролировать, и вносящие существенный вклад в определение оптимального режима, являются: обводненность продукции, дебит жидкости и депрессия, оказываемая на продуктивный пласт.

Обводненность продукции определяется при помощи отбора проб, погрешность замера которых достаточно низкая (до 5%). Дебит жидкости определяется при помощи АГЗУ, со средней погрешностью порядка 10%. Для определения депрессии, в свою очередь, необходимо знать величину забойного давления. В большинстве случаев, его определение затруднительно, поскольку расчет ведется исходя из знания динамического уровня, однако в затрубном пространстве скважин, зачастую, наблюдается большой столб пены, имеющий низкую плотность, что привносит в расчет давления на забое (через $H_{дин}$) существенную погрешность (вплоть до 100%).

Современные установки ЭЦН оснащены телеметрической системой, которая позволяет определять давление на приеме насоса, что сокращает погрешность замера забойного давления до минимальных значений. Однако доля скважин, оснащенная ТМС, не столь высока (например, по Роснефти не более 20%). Становится актуальным вопрос в выборе метода расчета давления на приеме погружного оборудования.

В работе проанализированы скважины с установками ЭЦН, в составе которых имеются датчики телеметрии и произведены расчеты по определению давления на приеме погружного оборудования через динамический уровень. Выявлены параметры, влияющие на точность определения давления на приеме, и выбраны наиболее удовлетворяющие отечественные и зарубежные методики для конкретных месторождений.

**ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТАНОВОК
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ В УСЛОВИЯХ МОРСКИХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(OPERATION SPECIFICS OF OFFSHORE ELECTRICAL
SUBMERSIBLE PUMP UNITS)**

Салихова А.Р.

(научный руководитель - профессор Дзюбло А.Д.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Механизированная добыча является неотъемлемой частью эксплуатации скважин, когда пластового давления недостаточно для подъема нефти на поверхность. Погружные центробежные насосные установки уже более 50 лет успешно используются для добычи нефти из скважин, расположенных на суше. С 1970 года эффективно применяют при эксплуатации нефтяных месторождений Мексиканского залива и Северного моря установки электроцентробежных насосов (УЭЦН).

Серьезным отличием добычи на шельфе является то, что морская платформа в процессе ее создания, как правило, полностью обеспечивается всеми необходимыми техническими средствами, которые могут потребоваться на разных стадиях добычи. Средства, необходимые для перевода скважин с фонтанного способа эксплуатации на механизированный, становятся штатной единицей платформы. Вследствие минимальных требований к оборудованию на устье, УЭЦН может пользоваться спросом для применений на площадках с ограниченными рабочими площадями на морских установках, таких как МЛСП «Приразломная» и др. УЭЦН также используются на промыслах, где нет доступного газа для систем газлифта. Кроме того, УЭЦН является высокообъемным методом механизированной эксплуатации. Данная система легко может быть автоматизирована и проводить откачку периодически или постоянно.

В условиях морских месторождений эксплуатация скважин УЭЦН имеет ряд особенностей. Используют байпасные системы для увеличения межремонтного периода скважины за счет применения двух ЭЦН одного типоразмера (вторая насосная установка включается в работу после выхода из строя первой). Также при высоком проценте газа в продукции на морских установках, где по правилам требуется применение пакера, весь газ откачивается с жидкостью. В этих особых условиях применяются специальные насосы, в которых возможно создание первичного напора на приеме насоса. Еще одной особенностью эксплуатации скважин УЭЦН на шельфе является применение колтубинга с целью оптимизации технологического процесса. ЭЦН, которые могут использоваться на морских месторождениях, должны быть изготовлены в специальном исполнении применительно к данным условиям перекачиваемой среды.

**РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСНОГО РАСТВОРИТЕЛЯ
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
(DEVELOPMENT OF A COMPREHENSIVE SOLVENT ASPHALTENE-
RESIN-PARAFFIN DEPOSITS)**

Сандыга М.С., Щербаков Г.Ю.

(научный руководитель - профессор Петухов А.В.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Одним из наиболее действенных способов борьбы с АСПО в призабойной зоне продуктивного пласта является обработка растворителем.

Подбор растворителя необходимо осуществлять в соответствии с типом отложений. В связи с этим, лабораторные исследования на первом этапе включали в себя анализ состава АСПО по методу Маркуссона. Навеска массой 10 г переносилась в колбу, добавлялось 40-кратное количество петролейного эфира. Колба нагревалась в течение 30 минут на колбонагревателе с обратным холодильником, отстаивалась в темном месте в течение 16 часов. После содержимое фильтровалось через заранее взвешенный фильтр и фильтрат собирался в отдельную колбу. На фильтре остаются асфальтены, масла, смолы, парафины. Парафины отделяются с помощью промывки горячим петролейным эфиром. Далее этот фильтр промывался горячим бензолом, тем самым отделяются, упариваются и взвешиваются асфальтены. Таким образом определялась массовая доля всех компонентов АСПО.

На следующем этапе для данных образцов отложений производилась разработка и подбор растворителя. Для этого исследуемый образец АСПО нагревается до размягчения, перемешивается до однородного состояния и приготавливались шарики диаметром 10мм. Образцы взвешивались и помещались в корзинки с ячейками 1,0x1,0 мм. Затем корзинки помещались в герметичные ячейки 150 см³, куда наливался изучаемый растворитель (10 г на 1 г АСПО). Температура эксперимента составляла 20⁰С. Через определенные промежутки времени образцы извлекались и взвешивались. Через 6 часов содержимое ячейки отфильтровывались на воронке Бюхнера, а фильтр с остатком высушивался до постоянного веса. Определялась масса остатка на фильтре по разности масс фильтра и фильтра с остатком АСПО.

Таким образом, был определен состав отложений, разработан комплексный состав для борьбы с АСПО в призабойной зоне пласта для данных геолого-технологических условий. Полученные данные могут быть использованы для обоснования геолого-технических мероприятий на добывающих скважинах, осложненных формированием АСПО.

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕДОБЫЧИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ХМАО-ЮГРЫ
(PROSPECTS OF OIL FIELD DEVELOPMENT YUGRA KHANTY)**

Саранча А.В., Митрофанов Д.А.

Тюменский государственный нефтегазовый университет

Добыча нефти в ХМАО-Югре ведется уже пять десятилетий. На территории округа открыто более 465 месторождений углеводородного сырья, из которых более 250 находятся в разработке. По всем разрабатываемым месторождениям ХМАО-Югры были построены графики динамики добычи нефти и жидкости, закачки воды, темпа отбора от начально извлекаемых запасов и обводненности. Полученные графики были использованы для определения стадии разработки рассматриваемых месторождений и распределения текущих извлекаемых запасов по данным стадиям. Это позволило увидеть структуру запасов немного в другом цвете. Во-первых, стало известно какое количество остаточных запасов приходится на месторождения первой, второй, третьей и четвертой стадии разработки, что косвенно указывает, например, на потенциал роста месторождений первой стадии или потенциал снижения месторождений третьей стадии. Во-вторых, мы узнали распределение годовой добычи по месторождениям находящимся на разных стадиях разработки, что косвенно указывает на возможное снижение или рост в будущем общей динамики добычи нефти по округу. В целом проведенный анализ позволил спрогнозировать дальнейшую динамику добычи нефти в ХМАО-Югре.

Также в статье представлена оценка недренируемых запасов нефти месторождений 4-й стадии разработки, и даны некоторые рекомендации для вовлечения их разработку.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ПОГРУЖНЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК (ANALYSIS OF THE TECHNIQUES TO IMPROVE THE ENERGY EFFICIENCY OF SUBMERSIBLE PUMPING UNITS)

Сатаева А.Ф.

(научный руководитель - доцент, к.т.н. Деньгаев А.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Сокращение энергопотребления и снижение соответствующих затрат при добыче нефти являются одной из ключевых задач каждого нефтегазодобывающего предприятия. И это неслучайно, ведь по статистике более половины от общего энергопотребления компании приходится на долю механизированной добычи.

В настоящее время более 80% нефти в РФ добывается установками погружных электроцентробежных насосов (УЭЦН). Следовательно, очень важной задачей становится снижение потребления энергии при подборе и эксплуатации в первую очередь - УЭЦН.

Значительная доля УЭЦН работает в условиях, когда перекачиваемая жидкость содержит свободный газ. При больших содержаниях свободного газа устойчивость работы центробежных насосов снижается. Для повышения эффективности УЭЦН обычно используют газосепараторы.

Полезной энергией системы «насос-подъемник» является подъем жидкости в колонне НКТ от динамического уровня до устья и обеспечение необходимого давления на буфере. Для подъема жидкости затрачиваются два вида энергии – энергия, получаемая от электроприводного насоса, а также энергия расширяющегося газа (газлифтного эффекта).

Использование газосепаратора с одной стороны защищает насос от вредного влияния свободного газа, но с другой, практически не используется полезная работа газа при подъеме пластовой жидкости в НКТ, так как большая часть газа направляется в затрубное пространство.

Данная работа посвящена рассмотрению результатов промысловых исследований скважин, эксплуатируемых УЭЦН с газосепараторами и без них, анализу потребляемых мощностей этих установок, сравнению рассчитанных теоретически характеристик насоса и полученных на месторождении; в работе рассчитаны потери электроэнергии по узлам установки.

Кроме того, произведен расчет газлифтного эффекта возможными способами. Проанализированы полученные результаты.

В работе даны рекомендации по выбору типа защитных устройств по борьбе с вредным влиянием свободного газа, с целью повышения энергоэффективности процесса добычи нефти.

**АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ПРИМЕНЕНИЯ ГРП НА ОБЪЕКТАХ ОАО «ТАТНЕФТЬ» И
СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ
ТЕХНОЛОГИИ ГРП
(ANALYSIS OF TECHNOLOGICAL EFFICIENCY OF PRACTICE OF
HYDROFRACTURING ON THE OBJECTS OF "TATNEFT" AND
MODERN METHODS OF DEVELOPMENT OF TECHNOLOGY OF
HYDROFRACTURING)**

Саяхов В. А.

(научный руководитель - д.т.н., профессор Гуськова И.А.)
Альметьевский государственный нефтяной институт

Целью данной работы является анализ эффективности применения гидроразрыва пласта на объектах ОАО «Татнефть» и ознакомление с современными технологиями, позволяющим совершенствовать процесс ГРП с целью увеличения выработки запасов и рентабельности их эксплуатации.

Для ОАО «Татнефть» технология ГРП позволяет эффективно эксплуатировать скважины на поздней стадии разработки. За рассматриваемый период с 2009 по 2014 года количество произведенных операций по ГРП с каждым годом неуклонно растет. Прирост дебита нефти, приходящийся на 1 скважину, ежегодно сохраняется в пределах 4 - 6 тонн в сутки, дополнительная добыча нефти с начала использования мероприятия составляет порядка 10 млн. тонн нефти. Срок окупаемости составляет менее года, срок эффекта - порядка 3 лет.

В связи с тем, что метод ГРП за последние десятилетия приобретает всё большую значимость в применении по всему миру, ведущие компании ведут интенсивные работы по совершенствованию технологий ГРП с целью увеличения выработки подземных запасов и рентабельности их эксплуатации. Эффективным методом разработки месторождений является бурение горизонтальных скважин с применением многоступенчатого гидроразрыва пласта (МГРП).

ОАО "Татнефть" также успешно внедряет на своих месторождениях инновационные технологии: ГРП с применением линейного геля, использование крупного проппанта для выполнения ГРП на карбонатных коллекторах, ГРП пеной с содержанием азота, технологии совместного применения ГРП и гидропескоструйной перфорации.

В проделанной работе были проанализированы промысловые данные по фактическим технологическим режимам скважин до и после проведения различных технологий ГРП. В результате анализа были сделаны выводы о наиболее эффективных технологиях ГРП для геолого-технических условий объектов разработки Ромашкинского месторождения.

**РАЗРАБОТКА УСОВЕРШЕНСТВОВАННОГО ШЛАМОВОГО
НАСОСА ПОВЕРХНОСТНОЙ ЦИРКУЛЯЦИОННОЙ СИСТЕМЫ
ОЧИСТКИ БУРОВОЙ УСТАНОВКИ
(DEVELOPMENT OF IMPROVED SLURRY PUMP CIRCULATION
SYSTEMS SURFACE CLEANING RIG)**

Селезнев А.В.

(научный руководитель - доцент Омельянюк М. В.)

АМТИ (филиал) КубГТУ

В работе предлагается усовершенствованная конструкция вертикального шламового насоса.

Проведена патентная проработка на официальном сайте Федерального государственного бюджетного учреждения «Федеральный институт промышленной собственности» <http://www1.fips.ru>, по патентным документам [1,2,3 и др.]

Аналог был выявлен в изобретении [1]. Изобретение относится к насосостроению и может быть использовано для перекачки вод, содержащих абразивные частицы промывочного раствора. Изобретение направлено на повышение надежности работы и срока службы и расширение технологических возможностей. Наиболее близкой по технической сущности является полезная модель «Насос шламовый вертикальный» [3].

На основании выполненной патентной проработки, и выявленных недостатков аналога и прототипа была разработана конструкция усовершенствованного вертикального шламового насоса.

Предложенная конструкция вертикального шламового насоса поможет улучшить режим его работы за счет того, что при вращении приводного вала жидкость, которая находится во всасывающей части насоса будет вспушеваться, а также будут разбиваться комки, что благотворно скажется на работе насоса. Это в свою очередь улучшит степень исключения шлама из шламонакопителя, то есть позволит уменьшить расходы на утилизацию шлама, поскольку уменьшится периодичность чистки шламонакопителя.

Список литературы:

1. Патент на полезную модель RUS № 98221, Автономный блок приготовления буровых и тампонажных растворов /Пахлян И.А., Проселков Ю.М. – Опубликовано 10.06.2010
2. Патент РФ № 2215905, МПК F04D7/04, F04D29/10. Вертикальный насос/ Кузнецов Ю.П. -Опубликовано: 10.11.2003
3. Патент РФ № 73409, МПК F04D1/00, F04D7/00. Насос шламовый вертикальный/ Рязанцев Сергей Николаевич, Сиян Александр Иванович, Вежан Владимир Гелиевич. -Опубликовано: 20.05.2008

КОЛТЮБИНГ – ТЕХНОЛОГИЯ БУДУЩЕГО.

Селезнев Д.С.

(научный руководитель: профессор Молчанов А.Г., доцент Балицкий В.П.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Колтюбинг был изобретен в 1950 году и стал широко применяться только в 80-е годы. Он основан на использовании непрерывных гибких труб, которые заменяют традиционные сборные бурильные трубы при работе внутри скважин. ГНКТ широко используется в технологических процессах, ремонта и восстановления скважин, выполняемые на газовых, нефтяных и газоконденсатных месторождениях.

Начало развития российского рынка колтюбинга выпадает на 1998-1999 годы, когда в стране оказались первые установки. Современное развитие колтюбинга связано, прежде всего, с ростом ГРП и с повышением сложности данного процесса, с широким использованием этой технологии при капитальном ремонте скважин, с бурением боковых стволов с малым радиусом искривления, а также для заканчивания скважин на депрессии, что становятся все более популярными, хотя их рост пока сдерживается высокой стоимостью этих операций. Большие обороты набирает бурение на море, которое приводит к более широкому использованию ГНКТ на буровых установках, смонтированных на морских платформах. В условиях Арктики, эта технология становится конкурентно способной для разбуривания шельфовых месторождений.

Существуют и дальнейшие перспективы развития технологии связанные: с повышением коррозионной стойкости гибких труб, разработкой новых, более эффективных способов бурения, например на депрессии, разработкой новых более эффективных модулей колтюбингового бурения, разработкой новых высокотехнологичных материалов для гибких насосно-компрессорных труб, а также проведение различных испытаний и выявление новых способов применения различных комплексов работ для повышения долговечности колонн гибких труб колтюбинговых установок для бурения и подземного ремонта скважин с учетом внутреннего давления технологических жидкостей.

Если мы уделим должное количество внимания данной технологии и сделаем определенные вложения средств в колтюбинг, он способен значительно поднять весь российский нефтегазовый комплекс на новый уровень, что в дальнейшем может повлиять на всю экономику страны в целом, но для этого нам необходимо увидеть перспективы развития технологии и новые способы ее применения.

О ХАРАКТЕРЕ ФУНКЦИЙ ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ ПРИ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ

Семигласов Д. Ю.

ОАО «Газпром промгаз»

В классической модели двухфазной фильтрации ключевой характеристикой процесса вытеснения являются функции относительных фазовых проницаемостей, которые определяют взаимную подвижность флюидов при их совместном течении, при этом полагается, что вводимые соотношения являются однозначными функциями соответствующих насыщенных. В простейших случаях двухфазных течений это допущение довольно удобно и дает возможность инженеру легко оценить эффективность применения существующих технологий заводнения для конкретного объекта разработки. Однако накопленные экспериментальные данные в отечественной и зарубежной литературе показывают сложность и неоднозначность такого упрощения. Отсутствие качественных теорий, посвященных функциям относительных фазовых проницаемостей, делает актуальными современные исследования, посвященные этому сложнейшему научному вопросу.

В работе рассматривается использование простейших задач теории двухфазной фильтрации, разработанных советскими исследователями: Ю.П. Борисовым, З.К. Рябининой, В.Д. Лысенко, Э.Д. Мухарским, В.С. Орловым, Б.Т. Баишевым, М.Л. Сургучевым, Ш.К. Гиматудиновым, М.М. Саттаровым к анализу функций относительных фазовых проницаемостей.

СКВАЖИНЫ С БОЛЬШИМ ОТКЛОНЕНИЕМ ОТ ВЕРТИКАЛИ – НОВЫЕ УНИКАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ (EXTENDED REACH DRILLING – NEW UNIQUE SOLUTIONS)

Серба В.В., Доронин В.А.

(научный руководитель - к.т.н. Балицкий В.П.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

При бурении наклонно-направленных скважин с большим отходом от вертикали возникает ряд трудностей. Осложнения связаны с большим трением бурильной колонны о нижнюю стенку скважины в горизонтальном стволе, вследствие чего уменьшается нагрузка на долото и увеличивается риск прихватов бурильной колонны, также возникает интенсивное дюнообразование. Эти проблемы можно решить разными способами, и мы рассмотрим один из наиболее инновационных и комплексных методов. Это бурение с использованием труб с двойными стенками.

При традиционных способах бурения столб жидкости создает противодействие на пласт, что может привести к поглощениям на больших глубинах. Внедрение второго круга циркуляции позволяет нам применять более лёгкие растворы, что уменьшает риск загрязнения пласта. Используя бурильные трубы с двойными стенками, мы получаем возможность закачивать два буровых раствора с различными плотностями, которые имеют разные функции. Легкий раствор подается к долоту через кольцевое пространство в трубах и обеспечивает оптимальное забойное давление, и выносит шлам через внутреннее отверстие; тяжёлый закачивается в затрубное пространство, оказывает давление на поршень, создавая дополнительную нагрузку на долото.

Использование этого метода дает нам множество преимуществ. Нагрузка на крюке существенно уменьшается за счет уменьшения веса бурильной колонны. Метод можно применять со всеми видами долот и оборудованием для наклонно-направленного бурения. Также возможно использование систем MWD и LWD, и бурение с регулируемым давлением. По существующим оценкам данный метод позволяет бурить скважины длиной до 20 000 м, в то время как на сегодняшний день максимальная длина пробуренного ствола составляет около 13 км.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ ГОРНЫХ
ПОРОД РАЗЛИЧНОЙ ТВЕРДОСТИ И АБРАЗИВНОСТИ
ГИБРИДНЫМИ ДОЛОТАМИ
(RESEARCH THE EFFICIENCY OF DRILLING ROCKS OF
DIFFERENT HARDNESS AND ABRASIVENESS HYBRID BITS)**

Сергеев И.С.

(научный руководитель - профессор Симонянц С.Л.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время активно ведется работа по сокращению времени строительства скважин путем введения в эксплуатацию современного оборудования при бурении в сложных геологических условиях. Одним из таких нововведений является внедрение инновационного породоразрушающего инструмента.

Для обеспечения максимально высоких показателей работы долота при бурении твердых и абразивных пород разработаны гибридные долота, сочетающие в себе все достоинства различных типов долот. Они бывают различной конструкции, модификации и размера, могут содержать в себе различные виды вооружения под конкретный тип породы.

Такие долота установили большое количество рекордов во множестве регионов, включая Северную Америку, Латинскую Америку, Европу, Африку и Ближний Восток по таким показателям как:

- длина пробуренного интервала;
- скорость проходки.

Конструкция гибридного бурового долота позволяет производить эффективное бурение переслаивающихся пород при поддержании оптимальной механической скорости проходки, исключая необходимость замены долота при бурении различных пород. В результате достигается более высокая скорость проходки, меньшее количество СПО и снижение общих расходов нефтегазодобывающей компании.

В данной работе произведено исследование эффективности бурения переслаивающихся пород гибридными долотами на основе реальных данных, полученных при строительстве скважин. Произведены исследования особенностей конструкций гибридных долот, их сравнительных характеристик по различным производителям, сделан расчет экономической эффективности применения гибридных долот.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ
ПОКАЗАТЕЛЕЙ СТАТИСТИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ НА
ПРИМЕРЕ
КЫРТАЕЛЬСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(STUDY OF THE DYNAMICS OF GEOLOGICAL AND TECHNICAL
INDICATORS STATISTICAL METHODS FOR EXAMPLE KYRTAEL
OIL AND GAS CONDENSATE FIELD)**

Сердюков Н.И., Мушинский В.Л.
(научный руководитель - доцент Волкова И.Н.)
Ухтинский государственный технический университет

Одной из основных задач разработки нефтяных и газовых месторождений является прогнозирование геолого-технологических показателей. В настоящее время предприятиями накоплено большое количество статистических данных о разработке месторождений, однако нет их системного анализа, нет общей методики обработки данных.

В работе предлагается использовать для анализа показателей разработки временные ряды, ряды динамики. (на примере Кыртаельского месторождения). Использовались следующие показатели: дебит нефти; дебит жидкости; коэффициент извлечения нефти (КИН); обводненность и отбор от начальных извлекаемых запасов (НИЗ).

Анализ цепных изменений уровней рядов и темпов роста показывает, что характеристики отбора от НИЗ и КИН наиболее быстро росли в первые три года разработки месторождения, затем стабилизировались. Обводненность сильно выросла в 2000 году. Показатели дебита нефти и отработанное время скважин имели стабильные темпы роста практически за весь период разработки. После 13 лет эксплуатации месторождения практически все показатели стабилизировались.

Проведено аналитическое выравнивание рядов динамики для исследуемых показателей. На основе фактических данных определены формы гипотетических функций, способных наиболее адекватно отражать тенденцию развития исследуемого показателя.

Для проверки качества линий тренда использованы отклонения экспериментальных и прогнозируемых значений переменных. Получены ряды динамики остаточных величин. Для них рассчитаны коэффициенты автокорреляции остаточных величин ($r_{ост}$) и критерий Дурбина –Ватсона.

В совокупности работа подтверждает адекватность уравнений тренда и линий авторегрессии. На основе линий авторегрессии можно строить прогноз путем экстраполяции рядов, т.е. закономерность изменения, выявленная для определенного периода в прошлом, сохранится на ограниченном отрезке в будущем.

**ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ПРИМЕНЕНИЯ ВОДЫ В КАЧЕСТВЕ АГЕНТА ВЫТЕСНЕНИЯ В
УСЛОВИЯХ НИЗКОПРОНИЦАЕМОГО КОЛЛЕКТОРА НА
ОСНОВЕ МИРОВОГО ОПЫТА РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
АНАЛОГОВ, АНАЛИТИЧЕСКИХ И ЭКСПЕРТНЫХ ОЦЕНОК
(TECHNOLOGICAL EFFICIENCY EVALUATION APPLYING WATER
LIKE AS DISPLACEMENT AGENT IN LOW PERMEABLE
FORMATION BASED ON WORLD EXPERIENCE,
ANALYTICAL AND EXPERT ESTIMATIONS)**

Чепкасова Е.В., Смирнова Л.В.

(научный руководитель - доцент Назарова Л.Н.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В России наиболее распространенным методом воздействия на нефтяные пласты был и пока остается метод ППД. Более 92% добычи нефти получено при реализации метода заводнения, в США эта доля составляет около 40% от общей добычи нефти. Эффективность системы заводнения связана с соблюдением определенных требований, как к объекту реализации этого метода, так и к технологическим решениям по его реализации. Отступление от этих правил приводит не только к низкому значению КИН, но и к формированию трудноизвлекаемых запасов, которые образуются в зонах, неохваченных процессом вытеснения. Эффективность заводнения во многом зависит от соответствия геолого-физических параметров пласта критериям применимости рассматриваемого метода.

В работе проанализированы факторы, влияющие на низкую эффективность закачиваемой воды: значения ФЕС продуктивных пластов, минералогический состав горных пород, качество закачиваемой воды с использованием гидродинамического симулятора. В настоящее время гидродинамические симуляторы не учитывают влияние качества закачиваемой воды на технологические показатели разработки. Аналитическая методика, разработанная В.П. и А.В. Троновыми, позволила авторам работы получить зависимость, позволяющую определить объем пласта, который может быть охвачен процессом заводнения в зависимости от ГФХ этого пласта, концентрации (размеров) ТВЧ в закачиваемой воде.

В работе было показано, что стандартные подходы моделирования процесса заводнения в низкопроницаемом коллекторе значительно завышают эффективность вытеснения нефти водой, что приводит к заблуждению недропользователей относительно реально достижимого КИН, а также способствует принятию необоснованных технологических решений, что впоследствии сказывается на экономической эффективности разработки месторождения в целом.

ОЦЕНКА ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (RATING OF GAS WELL OF KIRINSKOYE FIELD)

Сторожева А.Е.

(научный руководитель - профессор Дзюбло А. Д.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Шельф острова Сахалин является центром морской нефтегазовой добычи в арктических и дальневосточных морях Российской Федерации. Промышленное освоение запасов углеводородов ведется в рамках крупных международных проектов «Сахалин-1» и «Сахалин-2» на таких месторождениях как Лунское, Чайво, Пильтун-Астохское и др.

В рамках проекта «Сахалин-3» первоочередным для промышленной разработки выступает Киринское газоконденсатное месторождение (ГКМ). Проект по его освоению является уникальным не только в отечественной, но и мировой практике. Уникальность проекта заключается в организации работы технически сложной системы разработки и обустройства подводного промысла в условиях замерзающей акватории Охотского моря.

Продуктивные пласты Киринского месторождения представлены породами дагинского горизонта миоцена, обладают высокими фильтрационно-емкостными свойствами и характеризуются газонасыщенностью до 70-80%. Это подтверждает высокий коллекторский потенциал дагинских отложений.

В настоящее время добыча углеводородов на месторождении ведется двумя эксплуатационными скважинами, суммарный дебит газа которых составляет 4,5 млн м³/сут.

В ходе проведенного исследования были проанализированы материалы, полученные в результате испытания разведочных и действующих эксплуатационных скважин, изучены особенности строения, состав пород, фильтрационно-емкостные свойства Киринского ГКМ.

В качестве единственного эксплуатационного объекта разработки месторождения рассматривается газоконденсатная залежь, включающая в себя продуктивные пласты I-IV. Оценив потенциально возможный приток к каждому из пластов и общий дебит скважины по газу, в работе была рассчитана производительность вертикальной скважины Киринского месторождения.

Из выполненной оценки следует, что в скважине с вертикальным стволом и при депрессиях на пласт в 20-50 бар дебит газа может достигать до 10 млн м³/сут. Дебиты такого уровня из дагинских отложений были достигнуты на Лунском месторождении.

Результаты наших исследований могут быть использованы при проектировании разработки Южно-Киринского месторождения.

ГИДРОИЗОЛИРУЮЩИЕ ЭКРАНЫ НА ОСНОВЕ ИНТЕРПОЛИМЕРНЫХ КОМПЛЕКСОВ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ.

Мунир Сувейд, Лейсан Биктимирова, А.А. Адебайо
(научный руководитель - профессор Крупин С.В.)

Казанский национальный исследовательский технологический
университет

В настоящее время повышение нефтеотдачи пластов является одной из главных проблем в нефтедобыче. В основе подавляющего большинства методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов лежит заводнение. Заводнение как средство поддержания пластового давления и искусственного воспроизведения широко применяют на месторождениях РФ. Прорыв закачиваемых и пластовых вод по зонам с высокими фильтрационными характеристиками приводит к образованию промытых участков, через которые в дальнейшем и фильтруется вода. При этом степень охвата продуктивного пласта заводнением мала и нетронутыми остаются низкопроницаемые, богатые нефтью участки.

При искусственном заводнении вода образует промытые зоны, обходя низкопроницаемые интервалы, где остается трудноизвлекаемая нефть. С течением времени доля извлекаемой из пласта нефти начинает снижаться, а степень ее обводненности увеличивается. С течением времени доля извлекаемой из пласта нефти начинает снижаться, а степень ее обводненности увеличивается. Обводненность является одним из основных критериев оценки степени выработанности пластов; при содержании воды в пределах 96–98%, нефтяные скважины отключаются из разработки. Поэтому одной из самых больших проблем в нефтедобывающей промышленности является необходимость увеличения нефтеотдачи пласта путем снижения обводненности добываемой нефти. Одним из перспективных методов снижения обводненности и ограничения водопритоков скважин является полимерное заводнение.

Данная работа посвящается изучению систем со свойством образования водонепроницаемых гелей, и целесообразности их применение в нефтепромысловом деле. Система основана на интерполимерных комплексах, которые образуются при полимер-полимерное взаимодействие. Такое взаимодействие возможно лишь в химии высокомолекулярных соединений за счет выигрыша в энтропии систем.

**ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННОГО
ЭКРАНА В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ СКВАЖИН С ОТКРЫТЫМ
ЗАБОЕМ**
**(FEATURES OF THE FORMATION OF THE FILTRATION SCREEN
AT THE BOTTOM HOLE WELLS WITH OPEN HOLE)**

Сулейменов Н.С. Бороздин С.О.

(научный руководитель - профессор Подгорнов В.М.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Качественное заканчивание скважины предполагает ограничение фильтрации в призабойной зоне продуктивного пласта (ПЗП) при вскрытии бурением и максимальное восстановление природной проницаемости при освоении.

Конструкция открытого ствола характеризуется потенциально высоким уровнем гидродинамического совершенства забоя, так как продуктивный объект остается полностью или частично открытым. Открытый ствол скважины обеспечивает наибольшее гидродинамическое совершенство забоя, так как по сравнению с остальными вариантами заканчивания имеет наибольшую площадь фильтрации. Качество вскрытия пласта зависит от типа применяемого раствора, режимов промывки и бурения, качества очистки промывочной жидкости, а также от степени влияния различных этапов заканчивания скважин на гидродинамическую связь пласт - скважина.

Однако, кроме технических средств при использовании «открытого» забоя определённую роль имеет технология вскрытия продуктивного пласта бурением, в частности, формирование фильтрационного экрана (ФЭ) на проницаемых стенках ствола скважины.

ФЭ формируется при вскрытии бурением проницаемых пород в виде фильтрационной корки, участка пласта, закольматированного тонкодисперсной фазой бурового раствора и участка пласта, заполненного фильтратом бурового раствора, который ограничивает проникновение в ПЗП твёрдой фазы и фильтратов буровых растворов.

При вызове притока в процессе освоения скважины с «открытым» стволом ФЭ затрудняет пластовых флюидов в скважину, поскольку в случае «открытого» забоя перфорационные работы не производятся, и должен быть удалён. То есть в процессе заканчивания скважины к ФЭ предъявляются прямо противоположные требования. При вскрытии продуктивного пласта бурением ФЭ должен затруднять фильтрацию в пласт, а при вызове притока - обеспечить удаление фильтрационной корки и участка пласта, закольматированного тонкодисперсной фазой бурового раствора.

**ОПЫТ ВОВЛЕЧЕНИЯ В АКТИВНУЮ РАЗРАБОТКУ
СЛОЖНОПОСТРОЕННОГО ТРЕЩИНОВАТОГО КАРБОНАТНОГО
МАССИВА ВАРАНДЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ОСНОВЕ
ДЕТАЛЬНОЙ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ.
EXPIERENCE OF THE DEVELOPMENT OF THE FRACTURED
CARBONATE RESERVOIR OF VARANDEY FIELD BASED ON
DETAIL GEOLOGICAL AND HYDRODYNAMIC MODELS.**

Суходанова С.С., Метт Д.А.
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

На сегодняшний день геолого-гидродинамическое моделирование залежей является основным инструментом управления разработкой месторождений углеводородов. От качества построения геолого-гидродинамической модели во многом зависит применение той или иной системы разработки на каждом конкретном месторождении, схема и технология разбуривания залежи, а так же прогнозирование уровней добычи нефти, включая экономическую оценку эффективности проведения предполагаемых геолого-технологических мероприятий.

Сегодня главной задачей при построении геолого-гидродинамических моделей является их детализация. Целью данной работы является повышение достоверности геолого-гидродинамических моделей месторождений углеводородов на основе применения результатов анализа высокоинформативных ГДИС (гидродинамических исследований скважин), интерпретации сейсмических и геофизических данных в реальных промысловых условиях.

При построении геолого-гидродинамической модели была проведена взаимная увязка сейсмического атрибута с распределением проницаемости в модели. Особенность движения жидкости в коллекторе, осложненном развитой системой высокопроводимых каналов и трещин, описывалась путем модификации кривых фазовых проницаемостей.

Подобный подход позволил не только достичь качественного моделирования истории разработки без использования специальных адаптационных приемов (необоснованного введения модификаторов проницаемости, использования не соседних соединений и т.д.), но и получить достоверный прогноз дебитов скважин по вновь пробуренным скважинам. Данный подход может быть использован для построения геолого-гидродинамических моделей карбонатных пластов.

**О ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВАХ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ ДЛЯ
КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ ВЫСОКИХ ДАВЛЕНИЙ И
ТЕМПЕРАТУР
(STRENGTH PROPERTIES OF CEMENT SYSTEMS FOR
APPLICATION IN HIGH-PRESSURE, HIGH-TEMPERATURE
CONDITIONS)**

Табатабаи Моради С.Ш.

(научный руководитель - профессор Николаев Н.И.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Заключительным этапом строительства нефтяных и газовых скважин является их крепление. Некачественное крепление скважин до сих пор представляет собой важную и трудно решаемую проблему.

Проблема некачественного крепления усугубляется из-за многообразия условий, в которых осуществляется строительство нефтяных и газовых скважин. За последние десять лет количество проектов на месторождениях с НРНТ значительно возросло. Сложные технические проблемы, возникшие при креплении скважин в данных условиях, накладывают определенные требования к свойствам тампонажного раствора и цементного камня.

Одним из основных свойств цементного камня в условиях НРНТ является его прочность. Многие работы показывают, что при повышении температуры, прочностные характеристики цементного камня снижаются. При гидрации цемента в кристаллической сетке камня образуется минерал тоберморит. При повышении температур до 130 °С тоберморит образует слабую и одновременно пористую структуру. Существование данной структуры в цементном камне является одной из главных причин снижения его прочностных характеристик. Проблема сниженной прочности решается введением в состав тампонажного материала различных добавок наполнителей, структурирующих добавок и кварцевого песка. Добавление кварца к системе тампонажного материала позволяет получить условия, при которых *тоберморит* может переходить в ксонотлит, являющийся термодинамически устойчивым кристаллогидратом, который не претерпевает в дальнейшем фазовых превращений.

В последние годы особо внимание уделяется использованию вместо кварцевого песка кварцевой пыли или кварцевой муки. Исследования показали, что при введении в состав цементного раствора кварцевой муки прочностные характеристики камня повышаются до 20 %. На основании вышесказанного наиболее надежный цементный камень по прочностным характеристикам является смесью сухового цементного материала с содержанием кварцевой муки до 30 %.

ПРАКТИКА БУРЕНИЯ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН И БОКОВЫХ СТВОЛОВ. РОЛЬ КАРОТАЖА ВО ВРЕМЯ БУРЕНИЯ (DIRECTIONAL DRILLING / SIDETRACK DRILLING. ROLE OF MEASUREMENT AND LOGGING WHILE DRILLING)

Талипов Р. Д.

Халлибуртон Интернэшнл Инк.

В работе рассмотрены вопросы, связанные с бурением наклонно-направленных скважин и получением информации во время бурения и ее ролью при проводке скважины и в целом для разработки месторождений.

Большинство нефтяных и газовых месторождений России вступило в последние стадии разработки, когда рост добычи уменьшается и зоны с запасами, не вовлеченные в работу, становятся труднодоступными и трудноизвлекаемыми, а малая эффективная мощность пластов накладывает ограничения на бурение вертикальных скважин.

Нельзя не отметить все большую актуальность наклонно-направленного бурения. Также увеличилась доля мероприятий по зарезке боковых стволов с отработавших скважин (добывающих, из поисковых - как, например, планируется на месторождении Блока А в Саудовской Аравии), при этом увеличивается площадь соприкосновения с содержащей углеводороды породой, что увеличивает зону дренирования. При кустовом бурении очень важно предотвратить встречу стволов бурящейся и ранее пробуренной скважины. Отсюда повышение требований к точности контроля положения ствола скважины. На ряду с этим важнейшей задачей является проводка скважины по заданной траектории с целью вовлечения в разработку зон, неохваченных бурением (обновление ПДГТМ), имеющих хорошие фильтрационно-емкостные свойства. Достижение геологических целей возможно при использовании телеметрического оборудования, которое позволяет получать данные в режиме реального времени, что в свою очередь является мощным инструментом для заказчика. Получение данных о породах, проходимых скважиной, возможно с применением зондов каротажа во время бурения (logging while drilling). Это могут быть от простых сборок, когда разрез достаточно изучен - набор из инклинометра (определение положения ствола), гамма каротажа (ГК) и резистивиметра, до сложных, например, при бурении на шельфе - добавляются зонды ГГК и нейтронных методов, микроимиджеры и т.д..

Реконструкция скважин методом зарезок вторых стволов и бурение наклонно-направленных скважин является эффективным геолого-техническим мероприятием, направленным на выработку запасов нефти, приуроченных к локальным зонам, неохваченным бурением с целью прироста добычи нефти. Измерения и каротаж во время бурения (M/LWD) доказали свою эффективность при бурении и играют важную роль при разработке месторождений на сегодняшний день.

РАЗРАБОТКА ДЕГОЗАТОРА-ДИСПЕРГАТОРА БУРОВОГО РАСТВОРА (DEVELOPMENT DEGOZATORA DISPERSANT OF DRILLING MUD)

Татаринцев А.А.

(научный руководитель - доцент Пахлян И.А.)

АМТИ (филиал) КубГТУ

Наша работа посвящена совершенствованию конструктивно-режимных параметров дегазации буровых растворов в процессе их приготовления, а также улучшению процессов гомогенизации и диспергации растворов.

Для исследований был выполнен обзор существующих типов дегазаторов, использование которых по экономическим, технологическим соображениям приемлемо в процессах приготовления растворов. Среди российских и зарубежных конструкций опубликованных в открытых источниках, были выбраны для исследования следующие конструкции: винтовой дегазатор, штуцерный дегазатор циклонного типа, дегазатор «Rotary jet» фирмы «Налибуртон».[1]

Для выполнения достоверных лабораторных испытаний была создана модель автономного блока приготовления растворов с соответствии с теорией моделирования обеспечивающей условия силового геометрического и гидродинамического подобия, а именно равенство скоростей на модели и натуре: скорости жидкости затворения из насадки смесителя, скорости воздушного потока во всасывающей линии пневмотранспорта и др.

Разработанный диспергатор-дегазатор циклонного типа эффективно работает в составе автономного блока приготовления буровых промывочных и тампонажных растворов, который комплектуется питательным насосом низкого давления. Эффективность его использования подтверждает актом внедрения ООО «Гидронефтемаш», организацией осуществляющей капитальный ремонт нефтяных, газовых и артезианских скважин.

Список литературы

- 1 Будников В.Ф., Булатов А.И., Михайленко Ю.Г. Зарубежные конструкции смесительных устройств для затворения тампонажных растворов // Труды РИА, КГТУ и НТЦ ООО «Кубаньгазпром»/ Краснодар, вып. 18, 2003. с. 338-342
- 2 Булатов А.И., Проселков Ю.М., Рябченко В.И. Технология промывки скважин.– М.: Недра, 1981 – 301 с.
- 3 Мищенко В.И., Картунов А.В. Приготовление, очистка и дегазация буровых растворов – Краснодар: Из-во «Арт Пресс», 2008. – 336 с.

ТЕХНОЛОГИЯ ЛОКАЛЬНОГО КРЕПЛЕНИЯ СКВАЖИН (TECHNOLOGY OF LOCAL WELL CASSING)

Тимошенко Д.В.

(научный руководитель - профессор Балаба В.И.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Традиционная технология крепления скважин основана на стремлении увеличить протяженность ствола, перекрываемого обсадной колонной. Такой подход приводит к частым осложнениям, снижению качества крепления обсадных колонн и к негативным последствиям уже в процессе эксплуатации скважин. Избежать этого можно путем локального крепления скважин расширяемыми в поперечном сечении профильными обсадными трубами без уменьшения диаметра скважины и без цементирования по технологии, созданной в ТатНИПИнефти.

Оборудование для локального крепления скважин (ОЛКС) предназначено для применения в вертикальных, наклонно направленных и горизонтальных скважинах при бурении долотами диаметром 215,9 мм. При использовании оборудования ОЛКС-216-Р, ОЛКС-216-С и ОЛКС-216-РС диаметр ствола скважины не уменьшается, и дальнейшее бурение после установки профильного перекрывателя производят долотом диаметром 215,9 мм. При использовании оборудования ОЛКС-216У-Р, ОЛКС-216У-С и ОЛКС-216У-РС диаметр ствола скважины уменьшается, и дальнейшее бурение производят долотом диаметром 190,5 мм.

Между собой двухканальные профильные трубы оборудования ОЛКС-216-Р и ОЛКС-216У-Р соединяют с помощью резьбы ОГ1м-194. При применении ОЛКС-216-РС и ОЛКС-216У-РС трубы соединяют между собой с помощью резьбы ОГ1м-194 по цилиндрическим концам и с помощью сварки по профильному сечению (комбинированный вариант соединения).

При изоляции зоны осложнения перекрывателем ствол скважины в интервале его установки расширяют до диаметра 237 мм. Спускают на колонне бурильных труб перекрыватель и насосным агрегатом создают в ней давление от 10 до 12 МПа продолжительностью не менее 3 мин. Под действием давления профильные трубы выправляются (почти до круглого сечения) и прижимаются к стенке скважины. После снятия давления перекрыватель развальцовывают.

Изоляция зоны осложнения профильным перекрывателем считается качественной при выполнении, если осложнение в заданном интервале отсутствует и обеспечено свободное прохождение компоновки низа бурильной колонны внутри перекрывателя.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМОИЗОЛИРУЮЩЕЙ
ЖИДКОСТИ В ДОБЫВАЮЩЕЙ СКВАЖИНЕ ДЛЯ БОРЬБЫ С
АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫМИ ОТЛОЖЕНИЯМИ
(MODELING APPLICATION OF INSULATING PACKER FLUID IN
PRODUCTION WELLS TO PREVENT ASPHALTENE SEDIMENTS)**

Тихонов Д.В.

(научный руководитель - доцент Кравченко М. Н.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на скважинном оборудовании осложняет добычу нефти, приводит к снижению дебита на объектах и сокращает межремонтный период.

Многочисленные исследования показали, что определяющим фактором, влияющим на образование АСПО, является снижение температуры по стволу эксплуатационной скважины. Избежать этого можно с помощью депарафинизации скважинного оборудования с помощью закачки в кольцевое пространство термоизолирующей жидкости.

Целью данной работы является оценка параметров зоны прогрева и моделирование распределения температуры по длине скважины.

Известно, что характер распределения температуры по стволу скважины зависит от передачи тепла движущейся жидкости окружающим породам. Интенсивность теплоотдачи скважины зависит от разницы температур жидкости и окружающих пород, а также теплопроводности кольцевого пространства между НКТ и эксплуатационной колонной. Не редко во время эксплуатации добывающих скважин происходит неконтролируемая теплопередача во внешнее пространство и потеря тепла из эксплуатационной НКТ, что приводит к выпадению смол, парафина, асфальтенов и образованию их отложений на стенках НКТ. В связи с этим возникает потребность в предотвращении неконтролируемых тепловых потерь по стволу скважины.

Для моделирования данного процесса требуется совместное решение задачи Стефана о растеплении пород вокруг ствола скважины и изменения температуры по стволу скважины. В данной работе получено численное решение задачи о растеплении грунта и распределению температуры по стволу НКТ для термоизолирующей жидкости и рассола с помощью программного комплекса математического моделирования COMSOL Multiphysics 4.4, проведен сравнительный аналитический расчет для системы скважина – цементный камень.

С помощью полученной модели найден эффективный метод решения задачи о фазовом переходе. В результате моделирования выявлено, что термоизолирующая жидкость уменьшает потери тепла из эксплуатационной НКТ и увеличивает температуру нефти на устье, что уменьшает возможность образование АСПО.

БУРОВОЙ РАСТВОР ДЛЯ БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН (DRILLING FLUID FOR DRILLING HORIZONTAL WELLS)

Третьяк А.А., Лубянова С.И., Борисов К.А.
(научный руководитель - доцент Рыбальченко Ю.М.)
ЮРГПУ (НПИ) им. М.И. Платова

Сотрудниками кафедры «Бурение нефтегазовых скважин и геофизика» ЮРГПУ (НПИ) разработан раствор на углеводородной основе (РУО), обладающий высочайшими ингибирующими свойствами и нулевой фильтрацией. Предлагаемый РУО имеет улучшенные структурно-реологические, энергосберегающие и природоохранные свойства для осложненных условий бурения. Экспериментально подтверждено явление синергетического эффекта при комплексной обработке бурового раствора несколькими реагентами.

При бурении разведочной скважины на Прибрежной площади Краснодарского края доказано улучшение крепящих свойств РУО за счет синергетического эффекта действия компонентов (водоотдача снижена практически до 0), липкость фильтрационной корки уменьшилась на 57%, а показатель увлажняющей способности снижен в 2,8 раза.

Состав раствора: Минеральное масло – 70%; ПАЦ-В -10%; КС1 - 5-10%; Комплексный ПАВ - (эмульгатор + гидрофобизатор) – 3-5%; Известь 5- 10 %; CaCl₂-5%; пеногаситель 0,5-1%; Вода - остальное.

Подана заявка на предполагаемое изобретение.

Выполненные исследования позволили сделать следующие выводы:

1) применение этого раствора позволяет успешно сооружать разведочные скважины на нефть и газ глубиной более 3000 метров, на участках, представленных неустойчивыми высокопластичными глинами и самодиспергирующимися сланцами;

2) экспериментально подтвержден синергетический эффект действия компонентов РУО - комплекс реагентов работает лучше, чем каждый компонент в отдельности;

3) предлагаемый состав нового РУО, обладает высочайшей ингибирующей способностью, способствует замедлению процесса гидратации и набухания глинистых отложений;

4) предложенное сочетание реагентов позволяет раствору успешно предупреждать, приостанавливать и подавлять деформационные процессы в околоствольном пространстве скважины;

5) показано, что предлагаемый РУО обладает улучшенными смазывающими и антиприхватными свойствами при существенных энергосберегающих показателях и достаточном уровне экологической безопасности всех добавок.

БУРОВЫЕ КОРОНКИ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ (DRILL CROWNS NEW GENERATION)

Третьяк А.А., Гроссу А.Н., Борисов К.А.
(научный руководитель - к.т.н., доцент Литкевич Ю.Ф)
ЮРГПУ(НПИ) им. М.И. Платова

Сотрудниками кафедры “Бурение нефтегазовых скважин и геофизика” ЮРГПУ(НПИ) разработаны буровые коронки нового поколения, армированные алмазно-твердосплавными пластинами (АТП). Получены три патента и поданы две заявка на изобретения. Часть коронки, вид сверху, показана на рисунке 1, где: 1-АТП, 2-цилиндрический клин, 3-промывочные каналы, 4-корпус коронки, 5-прижимной винт.

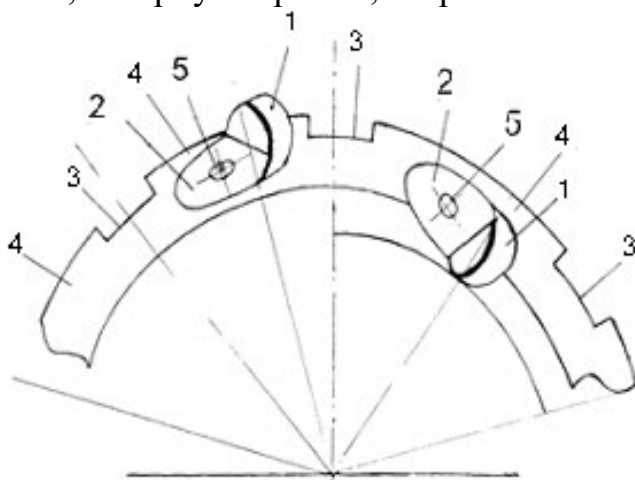


Рис. 1 Вид части коронки сверху

Преимущество этих коронок является наличие установленных под определенным отрицательным углом АТП, которые в процессе работы самозатачиваются и имеют 100% отработку алмазного слоя

Лабораторные и производственные испытания буровых коронок позволили сделать следующие выводы:

1) Применение коронок дает возможность достичь механической скорости бурения горных пород 11м/час, при средней категории по буримости –VIII, при этом проходка на коронку составила порядка 150м без замены АТП.

2) Внедрение коронок, армированных съемными АТП, с усовершенствованной гидравлической системой промывки позволило достичь производительности бурения 800 м на станок в месяц.

3) Экономический эффект от внедрения одной коронки, армированной съемными АТП, составляет 90,3 тыс.рублей.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ТРАНСПОРТА НЕСТАБИЛЬНЫХ
ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ
МЕЖПРОМЫСЛОВОГО КОНДЕНСАТОПРОВОДА
(SIMULATION OF TRANSPORT OF VOLATILE LIQUID
HYDROCARBONS ON THE EXAMPLE CONSTRUCTION OF THE
PIPELINE)**

Труфанов С.В.

филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

Для моделирования течения газожидкостных смесей в настоящее время применяются как методики, изложенные в различных нормативных документах, так и математические модели неизотермического течения неустойчивого конденсата с использованием фундаментальных уравнений состояния и обобщенной теории транспорта ГЖС.

Для условий транспортировки неустойчивой жидкости по конденсатопроводу Югид – Западный Соплеск были проанализированы результаты математического моделирования течения газожидкостной смеси в различных программных продуктах (HYSYS, Pipesim, ГазКондНефть) с учетом диаметра, изоляции, глубины заглубления, профиля трассы трубопровода, физико-химических свойств неустойчивого конденсата, параметров работы конденсатопровода.

Результаты численного моделирования на основе наиболее распространенных программных продуктов показывают количественное и качественное отличие зависимости потерь давления и распределения основных параметров течения по длине трубопровода для расчета транспортировки неустойчивых жидких углеводородов при использовании различных методик.

ТЕХНОЛОГИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ (TECHNOLOGY OF USE OF ASSOCIATED OIL GAS IN EASTERN SIBERIA)

Турдумаматов А.М.

(научный руководитель - к.т.н. Булчаев Н.Д.)

Сибирский федеральный университет

В настоящее время в России разрабатывается более 1200 нефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений. Вместе с нефтью добывается также попутный нефтяной газ (ПНГ) – ценнейшее сырьё для производства продуктов нефтегазохимии.

В связи с общемировым масштабом проблемы сжигания попутного нефтяного газа достоверный, прозрачный и регулярный учет и отчетность по объемам производства и сжигания ПНГ играют важную роль на глобальном уровне. Отслеживание прогресса в сокращении объемов сжигания попутного газа часто затруднено из-за противоречивости и ненадежности данных. Осуществлению регулярной глобальной оценки объемов сжигания ПНГ способствует использование спутниковых данных, позволяющих решать широкий диапазон задач.

Рациональное использование попутного нефтяного газа, извлекаемого из недр при добыче нефти, широко известна. Значительная его часть сжигается, газовые факелы – часто наблюдаемое явление на нефтяных месторождениях не только в России, но и по всему миру.

Проблема сжигания попутного нефтяного газа, является одним из наиболее актуальной задачей для России, т.к. страна занимает ведущие позиции в мире по объемам сжигания ПНГ.

Решением данной проблемы могла бы стать выработка электроэнергии из попутного газа на поршневых и турбинных электростанциях для собственных нужд и реализации потребителям на внешний рынок.

Также среди предлагаемых технологий для решения проблемы утилизации ПНГ нетрадиционным способом является газохимическая переработка.

МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НЕФТИ ИЗ КОЛЛЕКТОРОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ (METHODS FOR STIMULATION OF OIL RESERVOIRS BAZHENOV FORMATION)

Литвин В.Т. , Фарманзаде А.Р.

Национальный минерально-сырьевой университет "Горный"

Большая территория распространения, развитая инфраструктура, огромные потенциальные запасы нефти высокого качества делают баженовскую свиту достаточно привлекательным объектом для большинства нефтяных компаний. В то же время, она требует грамотного изучения и правильного подхода к разработке, применение новейших и дорогостоящих технологий, а большие экономические риски не дают возможности мелким компаниям принять участие в добыче.

На сегодняшний день имеется опыт применения методов интенсификации притока сланцевой нефти, который будет представлен в данной работе. Были проведены исследования растворимости насыпки из керна пород баженовской свиты различными кислотами, а также рассмотрено влияния разного рода растворителей на краевой угол смачивания на границе порода баженовской свиты–нефть.

В заключении будут представлены рекомендации по исследованиям и дальнейшие планы по изучению нефтематеринских пород баженовской свиты.

На рис. 1 изображены результаты растворимости пород баженовской свиты азотной кислотой в динамике при различных концентрациях, с использованием магнитной мешалки ИКА RT 5 POWER, при пластовой температуре 105 °С

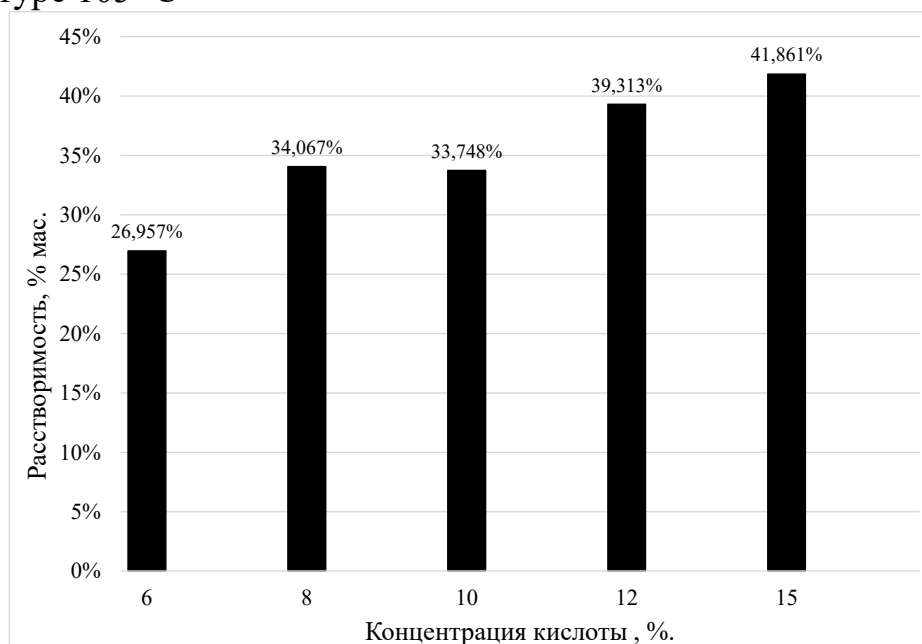


Рисунок 1 Результаты растворения пород баженовской свиты азотной кислотой в различных концентрациях

ПРИМЕНЕНИЕ ОСЦИЛЛЯТОРА – ТУРБУЛИЗАТОРА ПРИ БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН (USE OF THE OSCILLATOR – A TURBULIZER WHEN DRILLING HORIZONTAL WELLS)

Фахрутдинов Ш.Х.

(научный руководитель - профессор Хузина Л.Б.)
Альметьевский государственный нефтяной институт

На сегодняшний день большую актуальность приобретает бурение наклонно-направленных (НН) и горизонтальных скважин (ГС). Для эффективного бурения на горизонтальных участках был сконструирован осциллятор-турбулизатор, который приводит к осцилляции низкочастотных колебаний промывочной жидкости, достигающих забоя скважины, способствующие созданию динамической нагрузки на долото, что приводит к увеличению механической скорости бурения, а также повышает степень выноса выбуренной породы.

С целью снятия гидравлических и технических характеристик осциллятора были проведены лабораторные исследования на обкаточно-испытательном стенде типа СОИ-500, установленного в цеху № 4 ООО «РИНПО» р.п. Карабаш РТ [6].

Лабораторные испытания проходили по следующей схеме: были собраны компоновки низа бурильной колонны:

- 1) УБТ, переводник, осциллятор-турбулизатор и долото;
- 2) УБТ, переводник и долото

Испытания проводили без осциллятора и с осциллятором при различных значениях расхода промывочной жидкости Q : 7, 9, 12, 18, 20 л/с с длиной маятника 125 мм.

Проведенные лабораторные испытания подтвердили работоспособность осциллятора при различных значениях расхода промывочной жидкости, в частности, при расходе 12 л/с работы осциллятора получена частота 24Гц.

Основным преимуществом горизонтального бурения скважин является увеличение дебита нефти при сопоставимых затратах на строительство. Важной задачей при бурении скважин с горизонтальными участками является повышение механической скорости бурения, которая снижается ввиду значительной силы трения бурильной колонны о стенки скважины и образования шламовых подушек. Для решения вышеуказанных задач предлагается использовать в КНБК осциллятор-турбулизатор.

Таким образом, для совершенствование эффективности выноса выбуренной породы в наклонно-направленных и горизонтальных участках предлагается создание турбулентного режима препятствующему оседанию частиц шлама в затрубном пространстве скважины.

**НЕОБХОДИМОСТЬ ЭКСТРАГИРОВАНИЯ КЕРНОВОГО
МАТЕРИАЛА ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ КОРРЕКТНЫХ ДАННЫХ В
РЕЗУЛЬТАТЕ ЕГО ИССЛЕДОВАНИЯ
(NECESSITY OF ROCK CORE EXTRACTION TO OBTAIN CORRECT
RESULTS DUE TO ITS RESEARCH)**

Федяев А.А.

(научные руководители: к.г.-м.н. доцент Язынина И.В.,
к.т.н., старший преподаватель Шеляго Е.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Обоснование того или иного метода разработки имеет основание в виде неких свойств пласта, полученных для отдельных образцов кернового материала данного месторождения. Речь идет о таких свойствах и зависимостях, полученных в результате лабораторных исследований образцов кернового материала, необходимые для основных расчетов. При исследовании образцов в различном виде (не экстрагированном и экстрагированном) результаты различны.

В данной работе рассмотрен вопрос важности экстрагирования горной породы перед ее изучением, а также представлен сравнительный анализ исследования образцов, как до экстрагирования, так и после. Основными предпосылками к очищению образца горной породы является проникновения фильтрата бурового раствора, в результате выбуривания колонки керна, который в дальнейшем подвергается исследованию. Буровой раствор – сложная многокомпонентная дисперсная система суспензионных, эмульсионных и аэрированных жидкостей, применяемых для промывки скважин в процессе бурения. Последствием данного процесса является негативное влияние на результаты лабораторных исследований.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ЭКСТРАКЦИИ
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ
ПОРИСТОЙ СРЕДЫ С ПОМОЩЬЮ СВЕРХКРИТИЧЕСКОЙ
ФЛЮИДНОЙ ТЕХНОЛОГИИ
(THE INVESTIGATION OF HARD-TO-RECOVERY HYDROCARBONS
DEPOSITS EXTRACTION FROM POROUS MEDIA BY
SUPERCRITICAL FLUID TECHNOLOGY)**

Филенко Д.Г.

(научный руководитель - профессор Дадашев М.Н.)
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

В настоящее время наблюдается ярко выраженная тенденция к снижению объемов извлекаемых запасов нефти, в связи с чем проблема исследования и разработки новых, экологически безопасных, энергоресурсосберегающих технологий добычи трудноизвлекаемых запасов углеводородов из различных пористых сред становится для России все более актуальной. Это связано с тем, что в общей структуре сырьевой базы роль этого вида запасов постоянно возрастает. Анализ состояния сырьевой базы России свидетельствует, что решать проблему ее воспроизводства только за счет разработки новых месторождений в труднодоступных районах практически невозможно. Однако в нашей стране около 60% разведанных запасов нефти приурочено к коллекторам с трудноизвлекаемыми запасами, эффективность разработки которых традиционными методами невысока.

По результатам проведенного анализа новых технологий повышения нефтеотдачи пластов был выделен метод сверхкритической флюидной экстракции как наиболее перспективный, объединяющий в себе преимущества различных технологий.

Сверхкритическая флюидная экстракция – технологический процесс, основанный на уникальных свойствах вытесняющих агентов, которые они проявляют в сверхкритическом состоянии. В критической точке и выше нее в системе рабочего агента проявляются резкие аномалии термодинамических и транспортных свойств. Созданная уникальная экспериментальная база позволяет исследовать и моделировать процессы извлечения и вытеснения трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья из различных твердых пористых сред в широком диапазоне параметров состояния, включая и критическую область, с использованием различных вытесняющих агентов.

Проведены эксперименты по вытеснению углеводородов из модели пласта в интервале температур 20–100 °С и давлений 5–25 МПа, а также разработана математическая модель процесса сверхкритической экстракции углеводородов. Полученные экспериментальные результаты свидетельствуют о высокой эффективности экстракции углеводородного сырья сверхкритическим диоксидом углерода.

**РАЗРАБОТКА ЛАБОРАТОРНО-МОДЕЛИРУЮЩЕГО
КОМПЛЕКСА ПО ДИСЦИПЛИНЕ «СБОР И ПЕРЕРАБОТКА
СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ГАЗОВЫХ И
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ»
(THE DEVELOPMENT OF LABORATORY-MODELING COMPLEX
ON DISCIPLINE "COLLECTION AND PROCESSING OF WELL
PRODUCTION GAS FIELDS AND GAS CONDENSATE FIELDS")**

Филиппов М.А.

(научный руководитель - профессор Мельников В.Б.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Для повышения собственной конкурентоспособности современный выпускник должен иметь как хорошие теоретические знания по своей специальности, так и четкое представление о реальном производстве, установках и методиках, применяемых на практике. Оснащенность университета информационно-вычислительной техникой позволяет качественно осуществить переход к более интерактивному обучению, сочетая в себе лучшие стороны теории и практики. В работе предлагается к рассмотрению лабораторно-моделирующий комплекс по дисциплине «Сбор и переработка скважинной продукции газовых и газоконденсатных месторождений», разработанный с целью максимального освоения знаний процессов подготовки скважинной продукции студентами нефтегазовых специальностей.

Комплекс разработан на основе компьютерной техники кафедры и действующих лабораторных работ и состоит из двух основных частей: демонстрационной и тестовой. Демонстрационная часть содержит разработанные графические модели лабораторных стендов, которые детализировано отображают все протекаемые процессы (абсорбция, адсорбция, ректификация) в динамике. В тестовой части реализован входной, промежуточный(в демонстрационной части) и конечный контроль знаний. Конечным результатом является как и стационарная установка комплекса на базе кафедры, так и возможность его оперативного использования на других площадках, например в филиалах РГУ нефти и газ имени И.М. Губкина.

В обеих частях максимально усилена обучающая функция лабораторных работ. Студент самостоятельно управляет ходом опыта, устанавливает необходимые для успешного проведения параметры, перед ним представляется реальный вид существующих установок, выводится вспомогательная теоритическая информация и информация о применении изучаемых технологий на производстве. Как направление дальнейшего развития, рассмотрено создание моделей с использованием высокотехнологичных современных вычислительных программ.

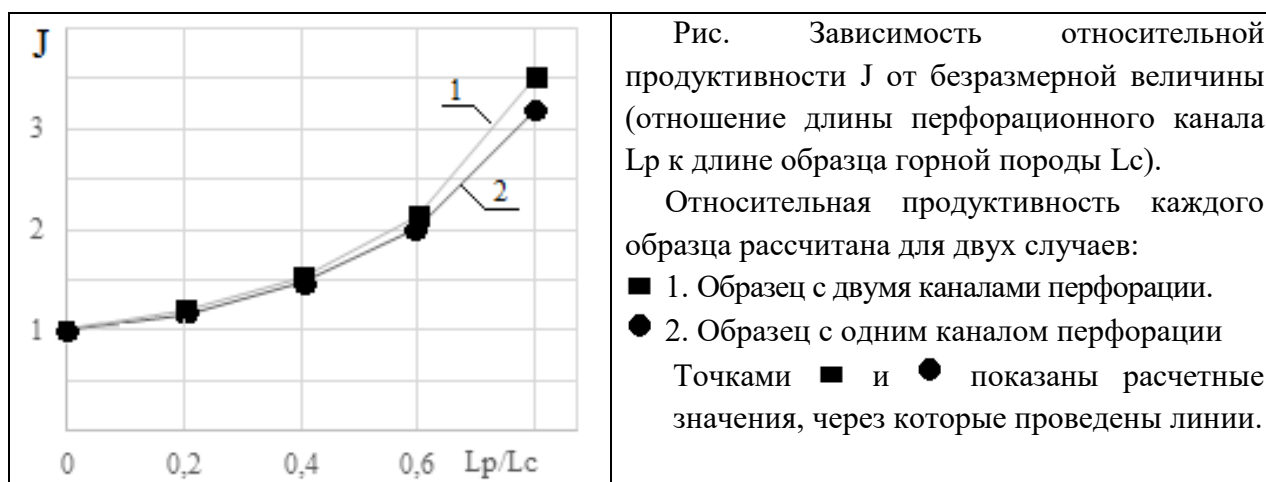
МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕЧЕНИЯ ЖИДКОСТИ ВБЛИЗИ КАНАЛА ПЕРФОРАЦИИ (SIMULATION OF THE FLUID FLOW AROUND A ROCK PERFORATION)

Хабибрахманов М.М., Шепель К.Ю.,
(научный руководитель - д.т.н., профессор Исаев В.И.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

При вторичном и последующем вскрытии пласта кумулятивными перфораторами на течение флюида от пласта к скважине значительное влияние оказывает качество перфорации.

Проведено численное моделирование фильтрации однофазной жидкости в изотропной пористой среде в образцах вблизи одного и двух каналов перфорации методом конечных элементов в трехмерном пространстве.

Считалось что фильтрация во всех случаях происходит по закону Форхгеймера $\nabla P = \frac{\mu}{k} \bar{V} + \beta \rho |V| \bar{V}$. Исходные данные были взяты из работ [1, 2]. Результаты получены для песчаных и карбонатных образцов при разных скоростях фильтрации.



Из рисунка видно, что относительная продуктивность каждого из образцов J изменяется по нелинейному закону. С нарастанием Lp/Lc увеличивается разность между относительными продуктивностями для образцов с двумя и одним каналом перфорации.

1. Ликотов А.Р., Шепель К.Ю., Исаев В.И., Сафарханова Л.И. Способ и модель вторичного вскрытия пласта перфорацией // Управление качеством в нефтегазовом комплексе. – 2012. - №3. – С. 56 – 60.

2. Jamiolahmady, M., Danesh, A., Sohrabi, M., Duncan, D.B., 2006. Flow around a rock perforation surrounded by crushed zone: Experiments vs. theory. Journal of Petroleum Science and Engineering 50, 102 – 114.

ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМ ПО УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО ГАЗА НА НЕФТЯНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ (ASSOCIATED GAS UTILIZATION SYSTEMS IMPLEMENTATION IN OIL FIELD)

Хабибуллин Р.А.

(научный руководитель - доцент Вербицкий В.С.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Рациональное использование попутного нефтяного газа (ПНГ) является актуальной задачей в российской нефтегазовой промышленности. Россия занимает ведущие позиции в мире не только по объемам добычи нефти, но и, к сожалению, по объемам сжигания ПНГ на факелах. Сжигание ПНГ наносит экологический ущерб окружающей среде, способствующий парниковому эффекту, вызывает необратимые процессы, связанные с ухудшением здоровья людей, проживающих в непосредственной близости к факельным хозяйствам. ПНГ является ценным химическим сырьем, которое можно рационально использовать на благо народного хозяйства страны. В настоящее время, среди крупнейших нефтегазовых компаний РФ, государственные требования по норме использования ПНГ - 95% выполняют только несколько компаний, т.е. проблема остра, особенно при проектировании инженерных систем сбора и подготовки скважинной продукции на новых месторождениях.

В работе представлен проект по обустройству нового нефтяного месторождения компании Газпром нефть, расположенного в Западной Сибири. Рассматриваются 2 схемы обустройства – базовая и оптимизированная. Оптимизированная схема предполагает внедрение различных способов утилизации ПНГ, что позволяет увеличить долю используемого газа до 95% а также снизить экономические затраты на обустройство по сравнению с базовой схемой. Разработанная расчетно-экспериментальная модель сбора и транспорта скважинной продукции от устьев добывающих скважин до потенциальных потребителей, позволила спроектировать различные технологические условия по использованию ПНГ: водогазовое воздействие (ВГВ) на пласт; выработка электроэнергии; закачка ПНГ в подземное хранилище газа; снижение устьевых давлений за счет организации перекачки многофазных систем предвключенными системами.

Результаты расчетов показали, что реализация предложенных технологий на рассматриваемом объекте, позволит достичь следующих показателей: увеличить коэффициент извлечения нефти на 12%; снизить энергопотребление при реализации процессов добычи, транспорта и поддержания пластового давления, в среднем на 20%; обеспечить запасы собственной электроэнергии на 80%, значительно снизить капитальные затраты.

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ
ЗАПАСОВ С ПОМОЩЬЮ ЗАКАЧКИ ХИМИЧЕСКИ АКТИВНЫХ
ВЕЩЕСТВ
(MATHEMATICAL MODELING OF INTENSIFICATION
PRODUCTION PROCESSES OF HARD-EXTRACTED RESERVES BY
INJECTION CHEMICALLY ACTIVE SUBSTANCES)**

Хавкин Б.А.

(научный руководитель - к.ф.-м.н. Кравченко М.Н.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Добыча трудноизвлекаемых запасов является одной из самых актуальных проблем в разработке нефтяных и газовых месторождений.

В последнее время существенно ухудшилась структура остаточных извлекаемых запасов большинства месторождений нефтегазовой отрасли. Разработка этих запасов с помощью традиционных методов и технологий оказывается недостаточно эффективной. В связи с этим необходимы новые способы разработки таких месторождений, к которым, в частности, относятся физико-химические методы.

В работе рассмотрены инновационные методы увеличения нефтеотдачи, основанные на применении: специальных многофункциональных химреагентов; материалов, обеспечивающих определенную управляемость кислотного воздействия на пласт; технологии термогазового воздействия.

При выборе химреагента использовался комплексный подход, основанный на физико-химических исследованиях характеристик основных свойств химреагентов и изменений их под действием геологических и технологических факторов пластовой среды.

Примером второго вида рассмотренных инновационных методов является технология кислотных обработок с применением самоотклоняющихся кислотных систем, содержащих специфические ПАВ.

Технология термогазового воздействия предусматривает закачку воздуха или водовоздушной смеси и предполагает формирование в дренируемой части залежи тепловой оторочки.

В данной работе выполнен анализ указанных инновационных методов повышения нефтеотдачи и приведена их сравнительная характеристика. Кроме того, в работе также представлено моделирование соответствующих процессов, наблюдаемых при использовании приведенных методов.

Изложенные методики имеют практическую значимость и позволяют улучшить показатели добычи трудноизвлекаемых запасов нефтяных и газовых месторождений.

**РАЗРАБОТКА АЗОТАПОЛНЕННЫХ ТАМПОНАЖНЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ЦЕМЕНТИРОВАНИЯ СКВАЖИН В ИНТЕРВАЛАХ АНПД
(DEVELOPMENT OF NITROGEN FILLED PLUGGING SYSTEMS FOR CEMENTING IN THE ABNORMALLY LOW RESERVOIR PRESSURE (ALRP) INTERVALS)**

Хакназаров С. А.

(научный руководитель - д.т.н., профессор Зозуля В.П.)

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

Из сложившегося на сегодняшний день практического опыта цементирования обсадных колонн методом встречных заливок (или комбинированным способом цементирования) и применения рецептов облегченных тампонажных композиций, отмечаются следующие проблемы: недоподъем тампонажного раствора до устья, отсутствие цементного камня в зоне схождения первой и второй ступеней, значительный процент „отсутствия“ и „плохого“ сцепления цементного камня с колонной, наличие заколонных давлений и межколонных перетоков.

Указанные явления обусловлены:

- гидроразрывом пластов при встречном цементировании;
- использованием в качестве облегчающих добавок водо – и воздухововлекающих материалов (глинопорошок, вермикулит), полимерных и других добавок.

На нефтяных, газовых и газоконденсатных промыслах Узбекистана с каждым годом возрастают объемы бурения, постоянно увеличиваются глубины скважин, а также количество вводимых в разработку месторождений со сложными геологическими условиями. В большинстве случаев осложнения связаны с наличием в разрезе скважин пластов с аномальными давлениями. Цементирование таких скважин — очень ответственная операция в цикле их сооружения. Необходимым условием высококачественного их крепления и разобщения, особенно в условиях аномальных пластовых давлений, является правильно подобранный состав тампонажного раствора в сочетании технико-технологическим оборудованием. Пласты с низкими давлениями, склонные к поглощению цементного раствора, часто являются причинами недоподъема тампонажной композиции до расчетной высоты. Частичное поглощение цементного раствора продуктивными пластами приводит к созданию экранов с соответствующими последствиями при вызове притока. Тампонажные растворы наиболее интенсивно поглощаются при цементировании трещиноватых и кавернозных пород, а также пористых продуктивных пластов.

**ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОГО СТВОЛА
СКВАЖИНЫ, ВСКРЫВШЕЙ МНОГОПЛАСТОВУЮ ГАЗОВУЮ
ЗАЛЕЖЬ
(VALIDATION OF HORIZONTAL WELL CONSTRUCTION AND
MULTI-HORIZONTAL FIELD COMPLETION)**

Халилов А.А.

(научный руководитель - к.т.н. Котлярова Е.М.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Содержание работы заключается в обосновании вскрытия продуктивного интервала неоднородных пластов, не имеющих гидродинамических связей между пропластками, горизонтальными скважинами ступенчатого профиля.

В настоящее время многие крупные месторождения севера Западной Сибири, такие как: Вынгапуровское, Медвежье, Уренгойское, Ямбургское, Комсомольское, - разрабатываются уже более 30 лет и к настоящему времени сильно истощены, газоотдача по ним составляет 60-80 %.

Проблемы добычи газа на данных месторождениях сопровождается с падением пластового давления, подъема подошвенной воды и разрушения продуктивного коллектора (более 50 % скважин сеноманских залежей эксплуатируются с осложнениями). Эти проблемы характеризуются в большинстве случаев не оптимальностью вскрытия неоднородных пластов с разными фильтрационно-емкостными свойствами, в которых отсутствует гидродинамическая связь между пропластками.

Актуальность. В силу этих причин в последнее время особенно активно обсуждаются перспективы извлечения из пласта низконапорного газа, запасы которого оцениваются на уровне 3-5 трлн.м³. Это станет возможным только за счет использования новых технико-технологических решений по эксплуатации скважин. Поэтому актуальной задачей является выработка единой, научно обоснованной методики эффективности и внедрение расширенной эксплуатации ступенчатых горизонтальных скважин предлагаемой в этой статье.

Цель работы. Повышение коэффициента газоотдачи сеноманских газовых месторождений на стадии падающей добычи за счет эксплуатации горизонтальных скважин ступенчатого профиля.

**ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ПАРАМЕТРОВ НА
ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТЬ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ ЗАРЕЗОК.
THE INFLUENCE OF VARIOUS PARAMETERS ON OUTPUT OF
HORIZONTAL SIDETRACKS.**

Хамитова Е.Р.

(научный руководитель - профессор Алиев З.С.)

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

Исходные данные, использованные в статье, соответствуют параметрам реального газоконденсатного месторождения расположенного в непосредственной близости к крупно населенному пункту. Месторождение расположено в долине реки Урал, находится на поздней стадии разработки. Тип залежи - массивно-пластовый.

В данной статье приведены расчетные данные, по которым было определено влияние длины горизонтальной зарезки (300; 600; 900;1000 м); депрессии на пласт (10; 15; 20 атм); параметров анизотропии и асимметричности размещения горизонтального ствола (0,25h; 0,50h; 0,75h; 0,9h) с каждой длиной зарезки на производительность скважины.

Степень вскрытия полосообразного пласта горизонтальной скважиной существенно влияет на ее производительность и зависит от отношения длины пласта к длине фрагмента полосообразного пласта. Значительное увеличение производительности скважин происходит при повышении депрессии на пласт и с увеличением длины горизонтального ствола. С увеличением диаметра скважины ее производительность уменьшается, но не значительно. С уменьшением параметра асимметричности производительность уменьшается.

Максимальный дебит по скважине будет получен при длине горизонтального участка равной 900 м, депрессии на пласт - 20 атм и диаметре скважины - 0,152 м. Следует отметить, что дебит в случае восстановления в рассмотренной скважины бурением горизонтальной зарезки значительно увеличивается. Так как в скважине имеется столб жидкости, дебит увеличивается в среднем в 1,5 - 2 раза по сравнению с дебитом вертикальной скважины и только при длине горизонтального ствола не менее 600 м.

**ХИМИЧЕСКИЙ СОСТАВ ЮРСКИХ ГАЗОВ
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УСТЮРТСКОГО
РЕГИОНА
(CHEMICAL CONTENT OF JURASSIC GASES OF
GAS-CONDENSATE DEPOSITS OF USTYURT REGION)**

Хамитова Е.Р.

(научный руководитель - к.г.-м.н. Акрамова Н.М.)
Филиал РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина в г.Ташкенте

В химическом составе газов из верхне- и среднеюрских отложений газоконденсатных месторождений юрских отложений **Судочьего прогиба** (Урга, Восточный Бердах, Сургиль, Шагырлык) количество метана изменяется от 84,4% до 92,1%. На долю его гомологов C_{2+} высшие приходится 6,8-12,9%, суммарное содержание пентана и гексана (C_{5+} высшие) в большинстве случаев не превышает 0,4-1,0%. Для газов характерны небольшие примеси неуглеводородных компонентов (гелия – 0,002- 0,005, азота – чаще 0,40-1,42, углекислого газа – 0,2-0,5, реже до 1,1, кислорода – 0,01-0,7). Сероводород практически отсутствует.

На **Куаныш-Коскалинском валу** в составе газов содержание метана колеблется от 64,1-68,3 (Куаныш, скв.1, 5, 6, нижняя юра) до 90,7-94,8% (Центральный Кушкаир, скв.1, средняя юра), гомологов метана от 1,17 % (Каракудук, скв. 1 оп, нижняя юра) до 27,9% (Куаныш, скв. 5, нижняя юра). В газах скважин Акчалака-2, 5, 11, 8 и Куаныш-1оп содержится значительное количество азота (6,6-10,2%).

В **Косбулакском прогибе** газы газоконденсатных залежей отличаются меньшим содержанием метана (67,2-76,2%). Им сопутствуют высокие концентрации азота (11,5-16,2%) и водорода (1,9%). Содержание углекислого газа составляет 0,1-0,4%, гелия - 0,01-0,02%. С глубиной в газах уменьшается количество гомологов метана.

На **Шахпахтинской ступени** газы из юрских отложений газового многопластового месторождения Шахпахты по сравнению с одновозрастными газами Куаныш-Коскалинского вала и Судочего прогиба более легкие.

Таким образом, в Судочьем прогибе (по классификации Старобинца И.С., 1986г.) газы – полужирные, низкоуглекислые и низкоазотные.

- в Куаныш-Коскалинском валу средне- и нижнеюрские газы - сухие, полужирные и жирные, углекислые и азотные.

- в Косбулакском прогибе (Западный Арал) среднеюрские газы - полужирные, низкоуглекислые, азотные и высокоазотные.

- на Шахпахтинской ступени (Шахпахты, Джел) газы - сухие, низкоуглекислые и азотные. По концентрации гелия исследованные газы относятся к низкогелионосным.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ЛИКВИДАЦИИ ПОГЛОЩЕНИЙ БУРОВОГО РАСТВОРА (NEW TECHNOLOGICAL SOLUTIONS FOR ELIMINATION OF MUD-LESS)

Харитонов А.Д.

(научные руководители: доцент Нечаева О.А., доцент Живаева В.В.)
Самарский государственный технический университет

Поглощение буровых растворов - осложнение процесса строительства скважины, приводящее к значительным затратам времени и материальных ресурсов [1]. Своевременное предупреждение или быстрое и эффективное устранение поглощений сэкономит много времени и средств при строительстве скважин. Поэтому вопросы, связанные с выбором методов борьбы с потерей циркуляции бурового раствора, остаются актуальными.

Для проведения расчётов поглощающего пласта и выбора возможных методов по борьбе с поглощениями бурового раствора на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» разработан программный продукт *Insulating Compositions – Selection*. Программа позволяет составлять и оценивать индикаторные диаграммы, определять тип коллектора в зоне поглощения и производить дальнейший расчет удельной приёмистости поглощающего горизонта.

На основе полученной информации и рассчитанных данных, предлагается методика ликвидации аварии и производится расчёт необходимого количества изолирующего материала.

Одним из возможных методов ликвидации поглощений является применение блокирующих материалов. В поисках новой рецептуры изолирующего вещества, направленного на борьбу с поглощениями бурового раствора, изначально было принято решение использовать в качестве основы гель-раствор, который был разработан ранее на кафедре «Бурение нефтяных и газовых скважин» [2]. В последствии были приготовлены новые композиции посредством корректировки их первоначальной рецептуры, экспериментальным путем подобраны наиболее эффективные концентрации всех реагентов в составе.

Далее выбранный состав был исследован на предмет динамики его структурообразования, определены интервалы схватывания, рассмотрено взаимодействие состава с пластовой водой.

Таким образом, полученный материал обладает гидроизоляционными свойствами и может быть рекомендован для борьбы с частичными и полными поглощениями бурового раствора в процессе строительства скважин.

Список литературы:

1. Калаянова О.А. Временная инструкция по ликвидации поглощений при бурении глубоких скважин в Восточной Сибири и Якутии// ВостСибНИИГГиМС, Иркутск, 1983. – С. 3-11.
2. Нечаева О.А. Обоснование и разработка многофункционального бурового раствора на основе синтезируемых гелей для строительства скважин// НТЖ «Строительство нефтяных и газовых скважин на суше и на море» ВНИИОЭНГ, №5, Москва, 2012. - С. 40-44.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ МНОГОФАЗНЫХ ТЕЧЕНИЙ
В ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИНАХ
(MODELING OF MULTIPHASE FLOWS IN GAS-CONDENSATE
WELLS)**

Хисматуллина Л. Г.

(научный руководитель - профессор, д.т.н. Басниев К.С.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Одной из основных задач управления разработкой газовых и газоконденсатных месторождений является назначение оптимальных технологических режимов работы скважин. Увеличение отборов газа в осенне-зимний период, особенно в период пиковых нагрузок, приводит к значительному увеличению дебитов эксплуатационных скважин и вместе с тем к возрастанию температуры добываемого газа. В таком случае система подготовки газа испытывает двойные нагрузки: с одной стороны – это естественное снижение давления в системе сбора скважинной продукции, с другой – возрастание устьевых температур, что, например, при использовании в технологии низкотемпературной сепарации отрицательно сказывается на процессе подготовки газа, поскольку требует дополнительных потерь давления для выполнения нормативов транспортировки газа по точке росы (СТО Газпром 089-2010).

Для повышения качества прогноза технологических параметров работы скважин необходимо совершенствование существующих методик расчета устьевых параметров работы с учетом особенностей движения многофазного потока от забоя к устью, реальной геометрии ствола скважин, а также интенсивного теплообмена газожидкостного потока с окружающей породой.

**ВЛИЯНИЕ ПРОЧНОСТНЫХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД НА
УСТОЙЧИВОСТЬ СТенок СКВАЖИН
(INFLUENCE OF STRENGTH PROPERTIES OF ROCKS ON
WELLBORE STABILITY)**

Хлопцов Д.В.

(научный руководитель - профессор, д.т.н. Казарян В.А.)

Горный Институт НИТУ «МИСиС»

Одной из важнейших геомеханических задач, решаемых при добыче и подземном хранении газа, является прогноз и обеспечение устойчивости скважин.

Данная задача возникает уже на стадии бурения скважин, которое сопровождается перераспределением напряжений в прискважинном массиве, процессами деформирования и разрушения стенок скважин и прилегающих пород.

В работе выполнен анализ условий формирования критических состояний прискважинного породного массива. При анализе использована расчётная схема в дополнительных напряжениях, обусловленных сооружением скважин, и условие прочности в инвариантах дополнительного напряжённого состояния, учитывающее среднее главное напряжение.

В результате анализа установлено, что учёт среднего главного напряжения приводит к заметному увеличению прогнозной устойчивости скважин по сравнению с традиционным условием прочности Кулона-Мора.

Предложены аналитические и графические зависимости для выбора удельного веса бурового раствора, обеспечивающего устойчивость стенок скважин, исходя из прочностных параметров вмещающих горных пород.

**КОМПЛЕКС НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ И ВСПОМОГАТЕЛЬНЫХ ПРОЦЕССОВ
ПРИ ДОБЫЧЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА
(COMPLEX OF SCIENTIFIC AND TECHNICAL SOLUTIONS TO
IMPROVE THE TECHNOLOGICAL AND AUXILIARY PROCESSES
IN NATURAL GAS PRODUCTION)**

Хлызов П.А.

ОАО «Севернефтегазпром»

В ОАО «Севернефтегазпром» ведется работа по реконструкции и техническому перевооружению объектов, направленная на повышение эффективности технологических процессов подготовки газа.

В процессе эксплуатации блоков огневой регенерации ГП 2054.03 поз. 30БР-1-1;2 производства ОАО «Курганхиммаш» были выявлены недостатки по бесперебойному обеспечению горелок газом с существенным превышением расхода газа от установленных норм, а также при сбое розжига одной из горелок, образование взрывоопасной смеси.

Работы производились в пять этапов.

Мероприятия первого этапа были направлены на разделение общего трубопровода на две линии подачи топливного газа.

На втором этапе была произведена замена горелок фирмы ОАО «Промгаз» ПГ-М/70 (0,7 МВт) на более мощные автоматизированные производства компании «Weishaupt» (0,95 МВт).

Реализован единый алгоритм автоматического управления интеллектуальными модулями БОР с режимом «Холодный старт», который позволяет производить плавный прогрев блока огневой регенерации до 150⁰С, также реализована задача «Стабилизации процесса регенерации гликоля» с обеспечением температуры ТЭГа в испарителе (2600x16 мм), достаточной для достижения заданной концентрации регенерированного гликоля при управлении мощностью горелок.

На третьем этапе были разделены топочно-дымовые тракты испарителя БОР с монтажом центральных перегородок, и произвели замену поворотных и дымовых камер.

Для обеспечения дополнительной продувки топочных камер испарителя перед розжигом горелок и при плановом или аварийном останове БОР произвели установку автономных вентиляторов для каждой камеры.

Для исключения разрушения БОР при возможном образовании и возгорании взрывоопасной смеси в топочно-дымовых камерах смонтировали взрывные клапаны Ду 450 на боковых стенках передней дымовой поворотной камеры.

Реконструкция блоков огневой регенерации позволила достичь максимально безопасных условий производства и повышения надежности работы установки регенерации триэтиленгликоля.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ В КОМПЛЕКСНОЙ СИСТЕМЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИНГИБИТОРОВ (INVESTIGATION ON THE SCALING PREVENTION IN THE COMPLEX SYSTEM OF OIL FIELD DEVELOPMENT USING THE INHIBITORS)

Хормали Азизоллах

(научный руководитель - доцент Петраков Д.Г.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Образование и отложение неорганических солей на нефтяных залежах и в скважинном оборудовании является одной из основных эксплуатационных проблем при добыче нефти. В работе, проводится анализ прогнозирования методик выпадения карбоната кальция, в сложных системах нефтяных месторождений. Данные системы, обуславливаются необходимостью поддержания пластового давления с наличие ингибиторов парафина, асфальтена и деэмульгатора. При закачке используемой жидкости для поддержания пластового давления, существует вероятность выпадения неорганических солей, включая карбоната кальция, если жидкость перенасыщена очень высоким кальцием, карбонатом или бикарбонатом. При исследовании вероятности образования осложнения, в качестве критерия оценки, используется индекс насыщения через измерение концентрации ионов при смещении пластовой и закачиваемой вод. В жидкости (морская вода), используемой в качестве реагента поддержания пластового давления, имеется тенденция увеличения количественного значения ионами, являющимися побочными продуктами испарения воды. Прогнозирование выпадения карбоната кальция основано на процессах, способствующих образованию осажденного твёрдого вещества. В работе, особенности кинетики кристаллизации карбоната кальция были исследованы на пробах перенасыщенных растворов, в ходе экспериментальных работ были получены синергетические эффекты при смешении некоторых ингибиторов. Это позволило выявить, что деэмульгатор снижает эффективность ингибиторов солеотложения, при этом с увеличением дозировки деэмульгатора, эффективность снижается более интенсивно. Использование смеси ингибиторов является более эффективным по сравнению с применением одного ингибитора для предотвращения образования карбоната кальция. С помощью моделей жидкости, можно оптимизировать основные эксплуатационные характеристики эксплуатации залежи, такие как отношение закачиваемой воды к пластовой воде, поверхностное давление, и отбор закачиваемой воды. Результаты экспериментов позволяют сделать вывод об эффективной защите коллекторов нефти и оборудования.

БУРЕНИЕ НА ДЕПРЕССИИ (UNDERBALANCED DRILLING)

Храбров В. А., Хисамов Д. Ф.

(научный руководитель - доцент Балицкий В. П.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время существует 3 вида бурения: традиционное бурение, при котором давление на забое превышает пластовое давление; бурение при равновесии пластового и забойного давлений; и бурение на депрессии, когда давление промывочной жидкости в скважине меньше пластового давления. Технология бурения на депрессии не является такой уж новой. Возрождение бурения на депрессии в последнее время было вызвано необходимостью повысить качество бурения.

Существует много способов для достижения условий депрессии в бурении. Наиболее часто применяемый – это использование бурового раствора с плотностью, обеспечивающей гидростатическое давление в скважине меньше, чем давление в пласте.

При бурении на депрессии скорость проходки по сравнению с бурением традиционным способом выше. Так же при бурении на депрессии увеличивается проходка на долото, так как на разбуриваемую породу не действуют уплотняющие силы. Это снижает её крепость и уменьшает затрачиваемую на её разрушение работу. При бурении на депрессии увеличивается время работы долота до его износа, уменьшаются потери бурового раствора в скважине, и снижается вероятность дифференциального прихвата.

Какие же недостатки бурения на депрессии? В процессе бурения может возникать неустойчивость стенок скважины. Другими недостатками бурения в условиях депрессии являются: сложность самого процесса, слишком большой приток углеводородов, ухудшается очистка забоя от шлама.

В целом, объемы применения данной технологии в общем объеме буровых работ постепенно возрастают. Увеличение затрат на строительство скважин с применением технологии вскрытия продуктивных пластов на депрессии на 30% компенсируется 2-3х кратным приростом добычи нефти и сокращает срок окупаемости примерно в два раза.

**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 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, необходимых при проектировании и управлении бурением скважин. 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 профиля с большими отходами от вертикали и малой глубиной залегания продуктивного пласта. Проведен начальный этап сравнения традиционного профиля с профилем с использованием клотоиды.

В работе предложено использовать профиль с биклотоидой, как эффективное решение при строительстве 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.

БУРОВЫЕ РАСТВОРЫ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ (COMPLITION DRILLING FLUIDS)

Чанышев А.Ф.

(научный руководитель - профессор Крылов В.И.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В работе рассматриваются буровые растворы для качественного вскрытия продуктивного пласта. Буровые растворы обеспечивают дальнейший дебит и рентабельность скважины. В жизненном цикле скважины одним из основных направлений повышения продуктивности скважин и увеличения коэффициента извлечения нефти (КИН) является обеспечение сохранности фильтрационно-емкостных свойств пласта в процессе строительства скважин и прежде всего при первичном вскрытии продуктивных пластов.

При вскрытии продуктивного пласта происходит коагуляция пристволенной части пласта твердой фазой жидкости заканчивания; проницаемая зона блокируется фильтратом бурового и цементного растворов; происходит физико-химическое взаимодействие фильтрата с пластовым флюидом и породообразующими минералами пласта и т.д. Таким образом, продуктивный пласт загрязняется как при первичном вскрытии, так и при последующем цементировании, перфорации обсадной колонны и освоении. Поэтому повышение качества вскрытия продуктивных пластов является наиболее важной задачей заканчивания скважин.

В настоящее время при вскрытии пластов с коэффициентом аномальности 0,85-1,20 в России используют следующие системы:

- «ФлоПро Эн-Ти», «ФлоТру», «Мегадрилл» (компания «Эм-Ай Свако»);
- «Барадрилл-Эн», «Квикдрилл» (компания «Бароид»);
- «Макс-Флоу» (ООО «Акрос»);
- «ИКАРБ» (ЗАО «ИКФ Сервис»).

В работе дается краткий анализ систем и их успешное применение на месторождениях России. Также рассматриваются факторы, влияние которых определяет успешность заканчивания скважин с максимальным сохранением коллекторских свойств.

**ТРЕХМЕРНАЯ ВИЗУАЛИЗАЦИЯ ОСОБЕННОСТЕЙ
ТЕРМОШАХТНОЙ РАЗРАБОТКИ ЯРЕГСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(THREE-DIMENSIONAL VISUALIZATION FEATURES OF THERMO-
MINE DEVELOPMENT THE YAREGSKOYE FIELD)**

Чепиль Р. С., Сердюков Н.И.

(научный руководитель - к. т. н., доцент Кулешов В.Е.)

Ухтинский государственный технический университет

В данной статье демонстрируется пошаговое создание визуализации геологического строения и систем разработки Ярегского месторождения выполненного в video формате. Конечный продукт может существенно ускорить понимание изучаемого объекта студентов нефтегазового дела в ходе обучения и использоваться в процессе подготовки, переподготовки кадров непосредственно на производстве.

Трехмерная визуализация термошахтной разработки Ярегского месторождения, является продолжением работы по отображению особенностей геологического строения начатой в 2013 году и наглядно отображает системы разработки на естественном режиме истощения пластовой энергии и с паротепловым воздействием на пласт. Визуализация отображает пошаговую эксплуатацию отдельно взятого блока, выделенного на схеме расположения разрабатываемых площадей и горных выработок.

Ярегское нефтетитановое месторождение единственное в нашей стране разрабатываемое термошахтным способом в промышленных масштабах, поэтому оно требует особого внимания. Месторождение разрабатывалось как на естественном режиме истощения пластовой энергии, так и с применением паротеплового воздействия на пласт. За период эксплуатации месторождения было применено 12 систем разработки, эксплуатация месторождения велась как с поверхности вертикальными и горизонтальными скважинами, так и с туфитового горизонта и продуктивного пласта шахтными, термошахтными способами.

В конечном продукте, выполненном в video формате, отображены особенности геологического строения, смена напластования пластов слагающих месторождение, сводный стратиграфический разрез, схема горных выработок, горные породы слагающие месторождение, одноименные системы разработки, применяемые на месторождении.

Использование работ подобного рода в процессе подготовки и переподготовки кадров на предприятии и обучения студентов является принципиально новым подходом. Такой подход (визуализация) позволит более наглядно представить рассматриваемый объект и повысить качество образовательного процесса, поскольку в ходе просмотра наглядно демонстрируются особенности изучаемого объекта.

**АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ГРП
НА КЫРТАЕЛЬСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
(THE ANALYSIS OF TECHNOLOGICAL
THE EFFICIENCY OF HYDRAULIC FRACTURING ON CARTELISM
FIELD)**

Чепиль Р. С.

(научный руководитель - к. т. н., доцент Кулешов В.Е.)
Ухтинский государственный технический университет

За период 2008-2011гг на месторождениях южной группы Тимано-Печорской провинции было подвергнуто обработке по технологии ГРП 153 скважина, кроме того, в течение. Однако, подбор параметров скважин (выбор интервалов пласта для обработки, объёма жидкости разрыва, массы закачиваемого пропанта, моделирование дизайнов процесса ГРП) осуществляется на примере комплексных анализов ГРП месторождений Западной Сибири, геологическое строение которых существенно отличается от строения месторождений южной группы. Актуальность работы заключается в проведении всестороннего анализа ГРП, выполненных на Кыртаельском месторождении недропользователем которого является ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз».

Целью является выявление комплекса факторов, влияющих на величину и продолжительность приростов нефти на скважинах после проведения ГРП.

В ходе выполнения анализа обработке подверглись 12 скважин, на которых в 2012 году проводился гидравлический разрыв пласта. Эффективность проведения ГРП определяется: геологическими факторами, технологическими факторами, состоянием разработки участка. Поэтому были построены зависимости дебита нефти после проведения ГРП от коэффициента песчаности, коэффициента расчленённости, коэффициента нефтенасыщения, коэффициента продуктивности до ГРП, обводнённости продукции до ГРП, объёма жидкости разрыва, массы пропанта в пласте, максимального давления закачки, закреплённой длины трещины, закреплённой высоты трещины, зависимость дебита нефти, после проведения гидравлического разрыва пласта от удельной массы пропанта. Исходя из построенных зависимостей были выявлены геологические и технологические факторы от которых зависит результативность проведения мероприятия ГРП.

**ПЕРВЫЙ ОТЕЧЕСТВЕННЫЙ ОПЫТ
ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРОТИВОПЕСОЧНЫХ ФИЛЬТРОВ
НА УСТЬЕ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН
(THE FIRST DOMESTIC EXPERIENCE USING ANTI-SAND
FILTERS AT THE WELLHEAD)**

Червяков М.В., Плосков А.А., Мартынов В.М.
(научный руководитель - к.т.н. Дикамов Д.В.)
ООО «Газпром добыча Надым»

Месторождение Медвежье находится на завершающем этапе разработки. Работа скважин осложняется из-за разрушения призабойной зоны продуктивного пласта и выносом песка к устью. В 2008 году впервые в России на газовых скважинах №722 и № 814 Медвежьего НГКМ были установлены противопесочные фильтры, позволившие в процессе длительной эксплуатации скважин в режиме реального времени контролировать интенсивность выноса песка и механических примесей из скважины по величине изменения разности давлений. Фильтры используются непрерывно уже более 8 лет.

В данной работе рассмотрен опыт использования противопесочных фильтров со сменными фильтрующими элементами, установленными на трубопроводах от центральной лифтовой колонны и межтрубного кольцевого пространства в составе автономного устьевого автоматизированного управляющего комплекса для эксплуатации скважин сеноманской залежи по технологии концентрических лифтовых колонн (далее – комплекс). Фильтры предназначены для предотвращения аварийных ситуаций, связанных с эрозией оборудования комплекса: расходомеров с сужающими устройствами типа труб Вентури, регулирующих клапанов с электропневматическим приводом и запорной арматуры. Контроль за состоянием фильтров осуществлялся путем непрерывного автоматического измерения разности давлений на входе и выходе из корпуса фильтра. При увеличении разности давлений до уровня 0,05-0,07 МПа корпус фильтра отключали от технологического трубопровода и производили очистку картриджа от механических примесей (песка). В процессе работы фильтр периодически, по мере необходимости, освобождают от скопления песка путем замены картриджа или продувки фильтров. Длительность процедуры замены или продувки фильтра не превышает 20 минут. Очистку загрязненного фильтра, извлеченного из корпуса фильтрующего элемента (картриджа), проводят промывкой чистой водой. Периодичность очистки картриджа составляет от 5 до 30 дней. Использование фильтров полностью исключило абразивный износ регулирующего клапана и позволило в течение длительного времени надежно управлять работой скважины в автоматическом режиме.

**АНАЛИЗ АДАПТИВНОСТИ МОДЕЛИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ГЛУБОКОВОДНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В
ЮЖНО-КИТАЙСКОМ МОРЕ
(ADAPTABILITY ANALYSIS OF THE DEEP WATER DEVELOPMENT
OF FIELDS LOCATED IN SOUTH CHINA SEA)**

Чжэн Чжоу

(научный руководитель - доцент Богатырева Е.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Южно-Китайское море богато ресурсами нефти и газа, из которых 70% расположены в глубоководных зонах. По данным Управления по информации в области энергетики (EIA), запасы Южно-Китайского моря могут составлять около 11,2 млрд. баррелей нефти и 190 трлн. куб. м газа. Что касается прогнозных ресурсов, то в отчете Геологического общества (USGS) за 2010 год указано 22 млрд. баррелей нефти и 290 трлн. куб. м газа. По прогнозу, в период 12-й пятилетки /2011-2015 гг./ Китай выделит 250 млрд. юаней (1 доллар США=6,3 юаня) на освоение морских нефтегазовых месторождений. Объем ежегодно добываемых Китаем нефти и газа со дна моря увеличится с 50 млн. т в настоящее время до 100-120 млн. т в 2015 г.

В последние годы продвинулись технологии КНР в подводном бурении. Первая глубоководная полупогружная буровая платформа шестого поколения "Хайян Шию-981" /"Морская нефть-981"/ была спроектирована и построена в Китае без участия других стран. К 22-го августа 2012 года уже было пробурено три скважины с помощью платформы "Хайян Шию-981", находящейся в блоке "Ливань" в Южно-Китайском море, где глубина моря составляет около 2450 м.

В настоящее время, китайская техника дабычи в мелких водах уже достигла продвинутого уровня в мире, но в технике добычи в водах с глубиной 300-3000 м ещё существует большая разница с другими странами. Разработка глубоководных ресурсов нефти и газа сможет удовлетворить спрос быстрого развития экономики, решить проблему недостатка энергии в КНР и обеспечить энергетическую безопасность страны.

На основе изучения проектов эксплуатации некоторых глубоководных нефтегазовых месторождений, разрабатываемых разными странами, были проанализированы оптимальные инженерные модели эксплуатации глубоководных нефтегазовых месторождений в зависимости от особенностей, назначения и условий их использования. Также были учтены индивидуальные особенности морских условий и потенциальных нефтегазоносных структур. Итогом данной работы являются рекомендации по выбору инженерных моделей эксплуатации глубоководных нефтегазовых месторождений, которые могут быть использованы в Южно-Китайском море.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАСТВОРЕНИЯ АСПО
ПОСЛЕ ТЕРМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
(RESEARCH ON THE EFFECTIVENESS DISSOLUTION OF THE
PARAFFIN AFTER THERMAL EFFECTS)**

Шайдуллин Л.К.

(научный руководитель - ст.преподаватель Гумерова Д.М.)
Альметьевский государственный нефтяной институт

Для борьбы с парафинообразованием применяют тепловые, физические, химические и механические методы. Эффективность ряда методов удаления АСПО с поверхности скважинного оборудования и ПЗП зависит от механических свойств отложений, их состава и структуры.

В рамках данной работы проведены лабораторные эксперименты по изучению изменения механических свойств АСПО до и после термического воздействия, а также последующего воздействия растворителем «МИА-Пром». Растворитель «МИА-Пром» представляет собой композиционную смесь широкой фракции легких и ароматических углеводородов. Для проведения исследований был выполнен отбор образцов АСПО со скважины НГДУ «Альметьевнефть». В качестве одного из способов оценки твердости отложений был принят ГОСТ 25771-83 «Метод определения пенетрации иглой». Механическая прочность АСПО оценивалась при предварительном нагреве образцов АСПО до различных температур (30, 40, 50, 60°C), последующем охлаждении до температуры 20°C и дальнейшей статической выдержки проб в растворе реагента при температуре 20°C в течение 30 мин. Также определялась масса образцов до и после растворения в «МИА-Пром».

По результатам экспериментов установлено, что растворитель наиболее эффективен при предварительном нагреве образца до 30°C; с увеличением предварительного нагрева до 60°C эффективность снижается в 2,38 раз, что, очевидно, связано с увеличением пластичности отложений после термического воздействия.

Таким образом, эффективное применение технологий удаления АСПО с использованием растворителя обуславливается предысторией применения технологий удаления АСПО.

**ПРИМЕНЕНИЕ ПЕСЧАНЫХ ФИЛЬТРОВ, КАК СПОСОБ
ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ
ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ ГАЗА
(SAND SCREENS AS EFFECTIVE METHOD OF TECHNOLOGICAL
PROCESSES OF GAS PRODUCTION)**

Шамков А.В., Гатиятуллина А.Ф.
(научный руководитель - доцент Деньгаев А.В.)
РГУ нефти и газа 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 пескопроявлениями на забое 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» Российского государственного университета 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.

**АНАЛИЗ ПРИЧИН ВОЗНИКНОВЕНИЯ "ПОЛЕТОВ" ЭЦН В
СКВАЖИНЕ И ПУТИ РЕШЕНИЯ ЭТОЙ ПРОБЛЕМЫ
(ANALYSIS OF THE CAUSES OF THE "FLIGHT" OF ESP IN THE
WELL AND SOLVE THIS PROBLEM)**

Шарафутдинов А.Н.

(научный руководитель – старший преподаватель Думлер Е.Б.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

Эксплуатация нефтяных скважин и добыча нефти при помощи установок электроцентробежных насосов (УЭЦН) наиболее распространенная технология на российском рынке нефтедобычи.

Недостатком является низкая долговечность и работоспособность установки за счет усталостного разрушения соединительных элементов.

В данной работе рассматривается повышение долговечности и работоспособности УЭЦН за счет демпфирования ударов погружного агрегата об обсадные трубы и уменьшения амплитуды его колебаний во время эксплуатации.

Технический результат достигается тем, что в электроцентробежной насосной установке, модули соединены с помощью устройства, содержащего дифференциальный полый поршень, опорные элементы в виде рычагов со штипсами и эластичных подложек и корпус с расточками, образующими дифференциальный цилиндр, соответствующий по диаметрам дифференциальному полному поршню, снабженный продольными окнами, в которых размещены с запасом осевого хода рычаги опорных элементов, кинематически связанные с дифференциальным полым поршнем и снабженные внутренними коническими расточками, взаимодействующими с эластичной подложкой, выполненной с наружной конической поверхностью.

Библиографический список

1. Пат. 2386055 РФ. F04D 13/10, F04D 29/62. Установка электроцентробежная насосная / Зубаиров С.Г., Яхин Р.Р., Салихов И.А., Халимов Ф.Г., Урихин А.А. Опубл. 10.04.2010 // Бюл. 2010. № 10. С. 6

2. «Установки электропогружных центробежных насосов для добычи нефти», Думлер Е.Б., Бикбулатова Г.И., Альметьевск, Типография АГНИ, 2008г, 80стр.

3. Бриллиант С. Г. Слабые звенья в оборудовании УЭЦН при эксплуатации и капитальном ремонте скважин в ОАО «Самаранефтегаз» // Нефть. Газ. Новации. 2010. №6. С.35.

4. Р. Р. Яхин, С. Г. Зубаиров, А. Н. Ермоленко «Исследование демпфирующих свойств компенсатора колебаний УЭЦН на специализированных стендах» результаты испытаний на стенде. Уфа: УГАТУ, 2011

**ЛАБОРАТОРНЫЕ ИСПЫТАНИЯ КУМУЛЯТИВНОЙ ПЕРФОРАЦИИ
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЕРФОРАЦИОННОЙ ЖИДКОСТИ
С ДОБАВКАМИ ПАВ
(LABORATORY TESTING JET PERFORATING WITH USING
LIQUID PERFORATION WITH A SURFACTANT ADDED)**

Шепель К.Ю.

(научный руководитель - профессор Исаев В.И.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Приводятся результаты лабораторных испытаний перфорации кумулятивными зарядами с использованием перфорационной жидкости на водной основе с добавками различных видов поверхностно-активных веществ (ПАВ).

Рассматривается проблема заполнения перфорационных каналов продуктами взрыва и частицами кумулятивных зарядов, цементного камня, породы при вторичном вскрытии пласта кумулятивной перфорацией.

Целью испытаний явилась оценка влияния раствора ПАВ и динамической депрессии на заполнение перфорационного канала продуктами взрыва после кумулятивной перфорации в условиях повышенного давления.

Испытания проведены на испытательной станции ОАО «ВНИПИВзрывгеофизика» на 14 цементно-песчаных мишенях длиной 300 мм в термобарических условиях ($t=20\text{ }^{\circ}\text{C}$ и $P=15\text{ МПа}$) с использованием моделей перфорационной жидкости: пресной водопроводной воды и воды с различной степенью концентрации (0,5-3,0%) 3-х видов ПАВ в сосуде высокого давления (СВД). В ряде экспериментов перфорация производилась совместно с применением депрессионной камеры.

Перфорация осуществлялась с измерением температуры и давления в СВД геофизическим прибором МИГ-36 и/или встроенными датчиками давления и температуры СВД.

Для создания порового давления в образцах, они предварительно насыщались в СВД перфорационной жидкостью в течение 20 минут при давлении 15 МПа.

После завершения испытаний, 12 из 14 образцов были подвержены распиловке по образующим без повреждения перфорационных каналов для оценки их заполнения продуктами взрыва. В последних двух образцах оценка заполнения перфорационного канала продуктами взрыва проводилась на рентгеновском томографе в ОАО «НПЦ «Тверьгеофизика» (г. Тверь) и на рентгеновском томографе в ОАО «РциХимТех» (г. Казань).

Использование кратковременной динамической депрессии с заполнением интервала перфорации жидкостью перфорации с добавками ПАВ позволяет повысить эффективность вторичного вскрытия нефтегазовых пластов кумулятивной перфорацией.

**ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ НЕФТЕЙ
ИЗ НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ В УСЛОВИЯХ
КРАЙНЕГО СЕВЕРА
(TECHNOLOGICAL FEATURES OF LOW-PERMEABILITY
RESERVOIRS OIL EXTRACTION IN THE FAR NORTH)**

Шулев В.Е.

(научный руководитель - профессор, д.т.н. Золотухин А.Б.)

САФУ имени М.В. Ломоносова

В работе представлен анализ и оценка технологий разработки низкопроницаемых коллекторов нефти в условиях Крайнего Севера и повсеместного распространения многолетнемерзлых пород (ММП).

Нетрадиционные источники углеводородного сырья, в особенности нефть сланцевых плеев и низкопроницаемых коллекторов, в настоящее время играют важную роль в балансе энергообеспечения. Однако на данный момент существует неопределенность с терминологией в описании тех или иных низкопроницаемых коллекторов, насыщающих их нефтей и, как следствие, возникает ошибочное представление о применимости технологий извлечения нефтей, таких как ГРП или внутрискластовое горение (ВПГ). В работе приведены терминология и описание соответствующих низкопроницаемых пород для упрощения понимания применяемых технологий.

В зависимости от типа низкопроницаемых коллекторов представлены и проанализированы технологии, позволяющие максимально эффективно разработать то или иное месторождение, приведены опытные примеры использования технологий на зарубежных аналогах. Особое внимание уделено оценке возможности применения представленных технологий в условиях Крайнего севера и повсеместного распространения ММП, осложняющих и сужающих область применения существующих технологий.

Кроме того, в работе даны рекомендации по адаптации существующих технологий, таких как ГРП и ВПГ, для разработки низкопроницаемых коллекторов к особым условиям Крайнего Севера.

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ МНОГОСТВОЛЬНЫХ НАКЛОННО-
НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(DESIGN MULTILATERAL DIRECTIONAL WELLS IN WESTERN
SIBERIA)**

Щербаков А.В.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в
г. Тюмени

Опыт строительства многоствольной скважины на Когалымском месторождении [1] показал необходимость увеличить требования к проектированию профиля скважины для успешного завершения строительства и безаварийной проводки в интервалах глинисто-аргиллитовых пород.

В данной работе предлагается один из методов снижения рисков возможных осложнений при строительстве двуствольных наклонно-направленных скважин на стадии проектирования, за счет изменения принципов построения профиля и определения точки зарезки бокового ствола.

В результате расчетов можно сделать вывод о том, что данная методика проектирования профиля многоствольной наклонно-направленной скважины позволяет распределить риски между основным стволом и боковым, в сторону уменьшения для бокового ствола. Тем самым возможно решить задачу по снижению риска недоспуска хвостовика бокового ствола, без материальных затрат.

Промысловые испытания были проведены на двух многоствольных наклонно-направленных скважинах 2081 и 4301.

Настоящая работа выполнена в Филиале ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в г. Тюмени Щербаковым А.В, ведущим инженером Отдела проектирования строительства и реконструкции скважин Управления проектирования и мониторинга строительства скважин.

**МЕТОД ПРОГНОЗИРОВАНИЯ УСПЕШНОСТИ СПУСКА
ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ПРИ КРЕПЛЕНИИ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
(PREDICTING METHODS OF PRODUCTION CASING SUCCESSFUL
LANDING WHEN CEMENTING HORIZONTAL WELLS)**

Юр Д.Н.

(научные руководители: профессор Крылов В.И., ст. преп. Гришин Д.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Процесс спуска обсадной колонны является одним из основных звеньев в строительстве скважин. Эксплуатационная колонна, спущенная в скважину, является каналом связи продуктивного пласта с земной поверхностью. На сегодняшний день человек не выработал других методов, технологий, как доставить флюид на поверхность.

Разрез скважины можно представить как систему различных по физическим, механическим и фильтрационным свойствам пластов, пропластков, которые имеют и разный коэффициент трения. Напрашивается мысль о том, что мы делаем грубую ошибку, когда принимаем, к примеру, на участке длиной в 2 км коэффициент равный 0,15. Проблема в том и заключается, что в расчете проходимости колонн значение коэффициента берут условно!

За исходные данные, с помощью которых определялись фактические значения коэффициента трения, приняты весовые данные на крюке буровой установки, измеренные станцией геолого-технологических исследований при спуске эксплуатационной колонны в реальную скважину.

В процессе бурения скважины происходят осыпи, обвалы, образуются каверны. Поэтому процесс спуска осложнен посадками, затяжками и прихватами колонн. Был определен диапазон веса на крюке, по которому можно отфильтровать значения коэффициента и понять: колонна попала в каверну или произошла посадка. В основе расчета диапазона - область допустимых значений коэффициента трения: он не может быть меньше 0 и больше 1. Найдя и сравнив эти значения с полученными со станции геолого-технологических исследований, можно судить о состоянии колонны - она в каверне или произошла посадка.

Отфильтрованные значения коэффициента трения стали о породе средствами станции ГТИ сохраняются в базе данных с привязкой к глубине по вертикали и времени с момента вскрытия участка ствола скважины до момента замера. Затем информацию из базы данных можно применить для прогнозирования успешности спуска колонн на аналогичных месторождениях.

Неправильный коэффициент трения и, в свою очередь, неправильное представление о состоянии колонны в скважине может служить причиной аварии - спуск обсадной колонны не на проектную глубину.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОПТИМАЛЬНОГО СОСТАВА ФРИКЦИОННОГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ ТОРМОЗНЫЕ КОЛОДКИ БУРОВЫХ УСТАНОВОК

(DETERMINATION OF THE OPTIMAL COMPOSITION OF THE FRICTION MATERIAL FOR BRAKE PADS RIGS)

Юсубов.Ф.Ф.

(научный руководитель - профессор Алиев А.М.)

Азербайджанская государственная нефтяная академия

Как известно, современные машины и оборудование работают с большими скоростями движения. Из за большим скоростями движения машины и оборудование буровых установок создают высокий напряженность для тормозные колодки буровых установок. Поверхности трения тормозные колодки буровых установок разогреваются до температура 1020°C . Это явления отрицательно влияет наиболее важными показателями на тормозные колодки буровых установок. В этой связи имеют важное значение создание новых тормозных колодок буровых установок. Эти новые тормозные устройства должны работать в условиях жестоко режима, высокой температуры, не подвергаться преждевременному износу и уменьшению времени использования. В состав материала (тормозных колодок буровых установках) «Ретинакса» входит модифицированная фенолформаль-дегидная смола (25%), барит (35%), асбест (40%).

С целью интенсивного ведения операций подъемного комплекса, тормозные колодки тормозной системы можно изготавливать на основе нанотехнологии. Новый материал тормозной колодки позволит заменить асбест, который вреден для здоровья человека. При этом также увеличивается крепкость тормозной колодки, теплостойкость, коэффициента трения и величина износа трущихся тел. Надежностью и стабильностью процесса торможение применяемые в работе буровых установках может быть достигнута высокая эффективности. Пользуясь методом планирования экспериментов, были проведены исследования оптимального состава нового материала ретинакса для тормозные колодки. Была построена регрессионная модель на основе её оптимизации. Проведенные опыты показали, что найденный оптимальный режим полностью подтверждает достоверности полученных результатов.

ПОЛУЧЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СУЛЬФАНОЛА ДЛЯ ОБЛЕГЧЕНИЯ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ (SULFANOLE TECHNICAL FOR OBTAINING RELIEF DRILLING FLUIDS)

Юсупов Ш.Ф.

(научный руководитель - д.т.н., профессор Зозуля В.П.)

Сульфанол относится к ряду анионных поверхностно-активных веществ, применяется при бурении скважин на нефть и газ. Простое решение технологии получения технического сульфанола и низкая себестоимость позволяет эффективного освоения его производства, а также использовать его при бурении скважин на нефть и газ. На основе синтеза алкенсульфонатов (олефинсульфонатов) – сульфирование олефинов, получаемых крекингом парафинов или олигомеризацией этилена, газообразным SO₃ с последующим нейтрализацией и щелочным гидролизом находящихся в реакции смеси изомеров сульфокислот и сультонов. После отгонки непрореагировавших углеводородов готовый продукт содержит основное компонент 90% алкенсульфонатов, остальное - гидроксилансульфонаты. Алкенсульфонаты C₁₄ - C₁₈ на основе алкенов, кипящих при 240 – 320°C, хорошо растворяется в воде, обладают сильным моющим действием, являются основой высококачественных порошковых и жидких синтетических моющих средств; алкенсульфонаты C₁₀-C₁₄ (т. кип. 200-320°C) - пенообразователи. Важное свойство олефинсульфонатов - высокая биоразлагаемость в природных условиях.

Таблица 1. Технологические свойства буровых растворов с добавкой сульфанола ОС-1 (бентонит марки ПБГ)

	Наименование	Технологические параметры				
		Плотность г/см ³	Вязкость сек.	Водоотдача см ³ /30 мин.	Корка мм.	рН
1	Исходный буровой раствор	1,07	33	6	0,4	10
2	Исх. раствор + 3,5 % сульфанол ОС-1	0,8	42	6	0,4	10

Сульфанол получили сульфированием низкомолекулярной фракции полиэтилена при помощи олеума, с последующей щелочной нейтрализацией. Цвет и агрегатное состояние полученного сульфанола - светло-коричневый жидкость. Массовая доля несulfированных соединений в продукте составляет не более 3,0 - 4,0%. Полученный сульфанол хорошо растворяется в воде и проявляет анионно-активные свойства, поверхностное натяжение его 0,125 % водного раствора $\sigma_{0,125}^{20} = 42,5 \text{ дин/см}^2$, создаёт объёмно-устойчивую пену $h_{0,125\%}^{20-100 \text{ мл}} = 8,4 \text{ см}$

**ИССЛЕДОВАНИЕ ОПТИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И
ПОВЕРХНОСТНЫХ ЯВЛЕНИЙ НЕФТЯНЫХ ДИСПЕРСНЫХ
СИСТЕМ
(THE STUDY OF THE OPTICAL PROPERTIES AND SUPERFICIAL
PHENOMENA OF OIL DISPERSE SYSTEMS)**

Юсупова Э.М., Раупов И.Р.

(научный руководитель - доцент Максютин А.В.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Большинство месторождений находятся на поздней стадии разработки и требуют применения МУН с целью доизвлечения остаточной нефти. В настоящее время заводнение — самый распространенный в мире вид воздействия на пласты разрабатываемых месторождений. В России свыше 90% всей нефти добывают из заводняемых месторождений.[2].

При вытеснении нефти пресной, сточной водой происходит отбор маловязкой и легкой нефти, нефть с повышенным содержанием тяжелых компонентов: асфальтенов, смол — адсорбируется на поверхности зерен горной породы. Данное явление снижает эффективность применения заводнения данными агентами.

Решить проблему обеспечения полного вытеснения нефти из пластов можно, путём добавления к воде активных агентов (ПАВ, полимеров, щелочей, двуокиси углерода, углеводородного газа, мицеллярных растворов) за счёт этого осуществляется повышение охвата пластов заводнением и вытеснение остаточной нефти из заводненных зон [2]. При контакте щелочи с нефтью происходит ее взаимодействие с органическими кислотами, в результате чего образуются поверхностно — активные вещества. ПАВ снижают межфазное натяжение на границе раздела нефть — раствор щелочи и увеличивают смачиваемость породы водой [1].

В данной работе приведены результаты исследований поверхностного натяжения на границе «нефть-бидистиллированная вода», «нефть-модель пластовой воды» и «нефть-щелочной раствор» с применением прибора EasyDrop DSA15E и результаты исследований оптической плотности нефти и коэффициента светопропускания $K_{сп}$ нефти.

Установлена наиболее оптимальная концентрация щелочи NaOH в растворе равна 0,8%. Рекомендуется проведение исследований по влиянию содержащихся в пластовой воде солей на совместимость с щелочным раствором. Также определение изменения смачиваемости зерен для различных типов коллекторов.

Литература.

1. Мусин М.М. Разработка нефтяных месторождений. Часть II :Учебное пособие для студентов. – Альметьевск: Изд-во АГНИ, 2007. – С. 94-95.
2. Росляк А.Т. Разработка нефтяных и газовых месторождений: Учебно-методическое пособие. – Томск: Изд-во ТПУ, 2007. – С. 82.

**СППР ВЫБОРА ТЕХНОЛОГИИ БОРЬБЫ С ОБВОДНЕНИЕМ
СКВАЖИН
(DECISION SUPPORT TOOL FOR GAS WELLS WATER SHUT OFF
TECHNOLOGY MAKING CHOICE)**

Юшин П.Е.

(научный руководитель - профессор Ермолаев А.И.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Проблема эксплуатации месторождений на поздних и заключительных этапах разработки с каждым годом становится всё актуальнее. Остановка скважин, низкие темпы отбора запасов и защемление объемов газа водой - все эти проблемы являются следствием обводнения. В условиях обводнения ощутимо снижаются коэффициенты извлечения газа и конденсата. Важнейшей задачей является выбор технологии борьбы с обводнением скважины.

Задача оценки эффективности и выбора рациональной технологии борьбы с обводненностью скважин является плохо формализованной, так как многим исходным параметрам и критериям невозможно дать адекватное математическое описание. Необходимость учета множества факторов, не всегда имеющих количественную оценку, приводит к рассмотрению задачи в условиях неопределенности. Данная задача может быть успешно решена средствами многокритериального анализа с привлечением экспертной информации.

Одним из основных методов для решения подобных по сложности и степени неопределенности задач является метод анализа иерархий. Данный метод позволяет использовать весь спектр преимуществ системного подхода для решения плохо формализованных и структурированных задач. Преимуществом метода можно назвать и то, что в качестве результата мы получаем список ранжированных технологий, и, в случае необходимости, существует возможность перехода к рассмотрению следующей по приоритету технологии.

На основе метода анализа иерархий реализована система поддержки принятия решения выбора технологии борьбы с обводнением скважин. В системе рассмотрено 15 современных и перспективных технологий. Проблема выбора рассмотрена в виде трехуровневой иерархии, учитывающей критерии эффективности и ограничения, связанные с условиями работы скважины.

Реализация алгоритма в виде программы с пошаговым и простым интерфейсом позволяет существенно упростить и сделать более наглядным процесс принятия управленческого решения о выборе технологии борьбы с обводнением.

**УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ НЕФТЕГАЗОСТРОИТЕЛЬНЫХ
ПРОЕКТОВ
(RISK MANAGEMENT OF OIL AND GAS
CONSTRUCTION PROJECTS)**

Ягафаров Р. Р.

(научный руководитель - д.т.н., профессор Андреева Н.Н.)
РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Разработка и реализация нефтегазовых проектов всегда проходит в условиях наличия той или иной меры неопределенности и рисков. В связи с этим была проведена работа по изучению концептуальных подходов к управлению проектными рисками в нефтегазовой отрасли.

Нормативно-правовая база РФ не содержит каких-либо структурированных указаний по анализу рисков на стадии принятия проектных решений. Каждая компания составляет свои стандарты, ориентируясь на накопленный опыт.

Особенно сложно оценить риски по комплексным инжиниринговым проектам, выполняемым по циклу «проектирование – поставка оборудования – строительство и запуск в эксплуатацию». Процессы инжиниринга только начинают находить отечественных исполнителей.

В работе представлена классификация рисков, методы анализа рисков, методы снижения рисков на примере конкретных проектов, реализуемых Группой компаний «РусГазИнжиниринг» в области нефтегазопромышленного инжиниринга на месторождениях Западной Сибири.

СТРОИТЕЛЬСТВО СКВАЖИН НА СЛАНЦЕВУЮ НЕФТЬ (WELLS CONSTRUCTION OF SHALE OIL)

Якунин С.А.

(научный руководитель - профессор Кульчицкий В.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время пик мировой добычи традиционной нефти неизбежен, и мир уже вступил в период «нетрадиционных месторождений» тем самым побудив научный и практический интерес исследователей мира на определение новых технологий строительства и добычи нетрадиционных видов нефтей.

Извлечение нетрадиционной нефти из горючих сланцев является более сложной задачей, чем добыча обычной нефти. Углеводороды в сланцевых породах присутствуют в виде твердых, битумных материалов и, следовательно, не могут перекачиваться непосредственно из геологического пласта. Процессы добычи сланцевой нефти, как правило, делятся на две группы: добыча подземным или открытым способом с последующим реторфингом на поверхности.

Одним из перспективных направлений строительства скважин на сланцевых месторождениях США являются технологии горизонтального бурения с последующим гидроразрывом. Опыт добычи в американских сланцевых бассейнах показывает, что каждое сланцевое месторождение требует индивидуального научного подхода и имеет совершенно уникальные геологические особенности, характеристики эксплуатации, а также существенные проблемы добычи. В России, как и во всем мире, также ведутся опытно-промышленные работы по освоению сланцевых ресурсов.

В рамках работы обобщается накопленный исследовательский опыт по проблемам и перспективам строительства скважин на месторождениях сланцевой нефти и обосновываются технико-технологические решения разработки нефтематеринских пород баженовской свиты.

КАПИЛЛЯРНЫЕ ЭФФЕКТЫ И ПРЕДГИДРАТНОЕ СОСТОЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДОВ В ВОДОНАСЫЩЕННОМ ПЕСКЕ (CAPILLARY EFFECT AND THE METASTABLE STATE OF PRECURSOR OF HYDROCARBONS IN THE WATER SATURATED SANDS)

Янковая В.С., Вовчук Г.А.

(научный руководитель - д.т.н. Булейко В.М.)

Московский Физико-Технический Институт (Государственный
Университет)

В настоящей работе изучена кинетика процессов образования и разложения гидратов углеводородов алканового ряда методом адиабатической калометрии как в свободном объёме, так и в гранулированном кварцевом песке. Существует обширная термобарическая область метастабильного (безгидратного) состояния. Каждое метастабильное состояние имеет свои особенности, зависящие от термической истории его формирования. Эти особенности определяют кинетику процесса гидратообразования, направление процессов формирования твёрдой фазы, возможность образования метастабильных кристаллических структур. Выявлены основные тенденции эволюции процесса релаксации из метастабильного состояния систем лёд – пропан и вода - пропан в стабильные твёрдые фазы.

Проводится исследование влияния капиллярных эффектов на фазовое поведение и процессы гидратообразования пропана в жидком и газообразном состоянии. Фазовое поведение углеводородов в водонасыщенном коллекторе представляет особый интерес в связи с тем, что продуктивные пластовые системы, как правило, наряду с углеводородными компонентами содержат также и воду. В результате действия капиллярных эффектов происходит смещение пограничной кривой «жидкость – пар пропана», ведущее к смещению значений верхней квадрупольной точки гидрата в свободном объёме в область более высоких температуры и давления. Тем самым расширяется область существования гидрата пропана.

Также проводится сравнительный анализ полученных экспериментальных данных, позволяющий надёжно предсказывать направление и характер процессов фазовых переходов из метастабильного состояния гидратообразующей системы в твёрдые стабильные (гидрат, лёд) или метастабильную (гидрат) фазы, в зависимости от предыстории получения воды.

МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ И НАУКИ РФ
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)

СБОРНИК ТЕЗИСОВ

69-ОЙ МЕЖДУНАРОДНОЙ МОЛОДЕЖНОЙ
НАУЧНОЙ КОНФЕРЕНЦИИ

НЕФТЬ И ГАЗ - 2015

14-16 АПРЕЛЯ 2015 Г.

Секция 3
Проектирование, сооружение и
эксплуатация систем трубопроводного
транспорта

МОСКВА 2015

ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТЕПЛО- И МАССООБМЕНА В ХРАНИЛИЩЕ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА (STUDY OF HEAT AND MASS EXCHANGE ON LNG STORAGE TANK)

Агеев Р.Х.

(научный руководитель - профессор, д.ф.-м.н. Харламов С.Н.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

В данной работе проводится математическое моделирование явления ролловера с целью установления оптимальных параметров закачки и хранения сжиженного природного газа (СПГ), которое предполагает использование уравнений законов сохранения массы, импульса и энергии к прогнозу пространственных изменений локальных и интегральных параметров процесса. В частности, решение тепловой части задачи осуществляется на базе уравнения энергии в энтальпийной форме, сформулированного с учетом положений термодинамики необратимых процессов в многокомпонентных неизотермических системах, требующего непосредственного включения в анализ диффузионных процессов переноса тепла и массы перекрестных механизмов (эффектов Соре и Дюфура). Полная форма уравнения энергии для указанных условий имеет вид [1]:

$$\rho \frac{di}{dt} = \lambda \nabla^2 T - \text{div}[(i_1 - i_2)\bar{j}_1], \quad (1)$$

Также стоит заметить, что в рассматриваемом явлении возможны локальные конвективные процессы, которые способны приводить к неустойчивым и переходным турбулентным течениям. Поэтому для детального прогноза этих процессов в гидродинамическую и диффузионную части математической модели необходимо включать соотношения для учета изменений в пульсационной структуре смеси. Особенности изменений коэффициентов молярной вязкости и диффузионности в смеси прогнозируются с помощью статистических моделей турбулентности второго порядка (типа “энергия турбулентности – скорость ее диссипации” [2]). Обсуждаются проблемы построения решения уравнений модели. Показано, что в моделировании ролловера существенную роль играют процессы конвективного теплообмена, прямые и перекрестные процессы диффузионного переноса, а также скорость закачки.

Список литературы

1. Королев Н.С. К построению математической модели явления ролловер в хранилище СПГ // Наука и образование. МГТУ им. Н.Э. Баумана. Электрон. журн. 2012. № 3.
2. Kharlamov S.N. Mathematical Modelling of Thermo- and Hydrodynamical Processes in Pipelines. Rome, Italy: Publ. House “Ionta”, 2010. 263p.

**МЕХАНИЗМЫ И ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗДЕЛЕНИЯ ПОТОКА
ВЯЗКИХ КАПЕЛЬНЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД, ИХ СВЯЗЬ С
ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМИ ХАРАКТЕРИСТИКАМИ ТРОЙНИКОВ
(MECHANISMS AND PATTERNS OF VISCOUS LIQUID
HYDROCARBON FLOWS' SEPARATION, ITS' CONNECTION WITH
OPERATING CHARACTERISTICS OF T-BENDS)**

Альгинов Р.А.

(научный руководитель - д.ф.-м.н., профессор Харламов С.Н.)
ООО «Газпром трансгаз Томск», Национальный исследовательский
Томский политехнический университет)

Работа посвящена численному исследованию процесса разделения потока капельных углеводородных сред в Т-образных соединениях трубопроводов.

Физико-математическая постановка задачи включала уравнения неразрывности, Навье-Стокса, энергетическое уравнение, осредненные по Рейнольдсу. Замыкание системы выполнялось на основе проведенного литературного анализа – с привлечением двухпараметрических моделей турбулентности.

Получена структура интегральных и турбулентных характеристик течения. При отделении потока в боковой патрубке тройника обнаружено образование рециркуляционной зоны в боковом патрубке в области отрыва потока от сочленения основной линии и бокового патрубка. Оторвавшийся поток набегает на боковой патрубке тройника (в области поперечного сварного шва присоединения трубы к тройнику) с образованием зоны высокоинтенсивного движения. В данной области скорость течения на 20 % превышает скорость в ядре потока.

Интенсификацию взаимодействия потока со стенкой в областях отрыва и присоединения потока подтверждает распределение напряжения трения по внутренней поверхности тройника, возрастающее в три и более раза.

Обозначенные выше закономерности разделения потока объясняются существенным ростом вихревых характеристик течения – формированием в боковом патрубке турбулентного вихря высокой интенсивности.

Обнаружено, что снижение напряжения трения, а также уменьшение вихреобразования имеет место при увеличении скругления в месте присоединения бокового патрубка к основной линии («шейки» тройника). При этом также снижается и гидравлическое сопротивление тройника.

На основе полученных результатов сформулированы рекомендации по оптимальной форме тройников: увеличение радиуса скругления «шейки» тройника, а также удлинение бокового патрубка заводской детали.

**СОСТОЯНИЕ ВОПРОСА И ПЕРСПЕКТИВЫ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ
ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ В ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ
НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
(STATUS OF QUESTION AND PERSPECTIVES SOLVE PROBLEMS
OF ENERGY SAVING IN PIPELINE TRANSPORTATION OIL AND
PETROLEUM PRODUCTS)**

Бархатов А.Ф.

(научный руководитель - профессор Поляков В.А.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Известно, что основной расход электроэнергии в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов приходится на привод магистральных насосных агрегатов (МНА). По мнению автора потребляемую МНА электрическую мощность, можно представить в виде следующих составляющих: гидравлическая мощность, потери мощности в насосе и элементах привода, потери мощности в системах регулирования.

В современных условиях наибольший практический интерес представляет комплексный подход к вопросам энергосбережения. Обзор литературы и практического опыта показал, что дополнительных исследований и проработки требуют следующие вопросы:

– определение на практике выполнения требований нормативно-технической документации (НТД) по периодичности очистки трубопровода и поиск возможностей для дополнительного снижения энергозатрат за счет проведения дополнительной очистки;

– разработать методику расчета оптимальных, с точки зрения затрат, режимов перекачки при совместном применении противотурбулентной присадки и преобразователя частоты на станции;

– разработать методику выбора способа плавного регулирования давления на проектируемой или реконструируемой станции, соответствующего минимальным затратам на электроэнергию при планируемых условиях перекачки.

Анализ действующей Международной и Российской НТД в области энергосбережения показал, что она в явном виде не содержит практических мероприятий по энергосбережению, а определяет только требования о разработке и выполнении таких мероприятий.

Во исполнение требований НТД по энергосбережению в ОАО «АК «Транснефть» разработана и действует программа энергосбережения, но вышеуказанные вопросы она не затрагивает, что требует их дополнительной проработки.

Обзор открытых источников показал, что ОАО «АК «Транснефть» находится в лидерах в части энергосбережения среди трубопроводных компаний США и Казахстана и для сохранения лидирующих позиций необходимо постоянно улучшать энергетические результаты.

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ПОДВЕСКИ ПОДЗЕМНОГО ТРУБОПРОВОДА НА ПРОСАДОЧНЫХ ГРУНТАХ (DEVICE FOR PIPELINE ANCHORAGE ON COLLAPSIBLE SOIL)

Белькова А.С.

(научный руководитель - Волков Д.С.)

ЗАО «Ванкорнефть»

Цель: разработка технических решений, направленных на стабилизацию положения подземной части трубопровода на вечномерзлых, просадочных грунтах.

Анализ подземной части трассы магистрального нефтепровода «Ванкорское месторождение – НПС «Пурпе» показал наличие природно-климатических факторов, способствующих образованию провалов и проседания грунта (протаивание линз многолетней мерзлоты и последующего образования понижений, впадин, воронок, котловин) и дестабилизирующих положение нефтепровода в процессе его эксплуатации (изменение проектного положения, возникновение напряженно-деформированного состояния отдельных участков, увеличение нагрузки на элементы трубопровода, сварные соединения).

В работе представлены причины отклонения положения трубопровода, результаты анализа используемых конструкций стабилизации положения, выявлены их недостатки. Разработана и представлена новая конструкция поперечных опор для поддержки трубопровода на просадочных грунтах, которая позволит увеличить радиус кривизны упруго-изогнутых участков, стабилизируя положение нефтепровода. В работе проведен экономический анализ существующих методов, рассчитана экономическая эффективность применяемого оборудования.

Ожидаемые результаты:

- создание эффективного, надежного и экономичного устройства, обеспечивающего устойчивость трубопровода на грунтах, характеризующихся наличием вечной мерзлоты, широким распространением мерзлых пород, просадочных и слабонесущих грунтов;
- возможность установки конструкций стабилизации нефтепровода силами эксплуатирующих служб компании без привлечения специальной техники и специализированных подрядных организаций;
- снижение финансовых затрат на изготовление и монтаж модернизированной конструкции;
- снижение производственных рисков и опасностей.

**РАСЧЕТ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ
ПРЯМОУГОЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА МЕТОДОМ КОНЕЧНЫХ
ЭЛЕМЕНТОВ В ANSYS
(CALCULATION OF RECTANGULAR RESERVOIR'S STRESS-
STRAIN STATE WITH FINITE ELEMENT METHOD IN ANSYS)**

Бикбулатов Ф.Р.

(научный руководитель - ассистент Герасименко А.А.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

В настоящее время использование прямоугольных резервуаров в нефтегазовой промышленности – явление достаточно редкое ввиду больших затрат на их сооружение из-за больших затрат на сооружение по сравнению с типовыми горизонтальными цилиндрическими резервуарами (РГС). Но в некоторых случаях их использование оправдано, например, при необходимости максимального использования существующего полезного объема. Однако нормативных документов, описывающих порядок прочностных расчетов прямоугольных резервуаров, нет. Использование метода конечных элементов (МКЭ) позволяет решить данную задачу быстро, корректно и получить наглядный результат.

Цель данной работы – проверить и дополнить результаты аналитических расчетов, выполненных по методике, предложенной в [1], при помощи моделирования в ANSYS. Резервуар выполнен из стали СтЗсп (предел текучести $\sigma_T=245$ МПа, предел прочности $\sigma_B=450$ МПа). Геометрические размеры длина, ширина и высота соответственно равны 3300x2110x2110мм; толщина стенок, днища и крыши - 4мм. В качестве ребер жесткости используется швеллер 10У. К модели прямоугольного резервуара на стенки и днище приложено гидростатическое давление жидкости, учитывается собственный вес конструкции и технологического оборудования. Модель выполнена как тонкостенная конструкция с использованием конечного элемента SHELL 181.

В результате моделирования был выполнен расчет напряженно-деформированного состояния прямоугольного резервуара при эксплуатационных условиях нагружения с помощью МКЭ. Использование программного комплекса ANSYS позволило оценить влияние концентраторов напряжений на распределение полей напряжений и определить наиболее ответственные и нагруженные области конструкции.

ЛИТЕРАТУРА

1. Лацинский А.А. Основы конструирования и расчета химической аппаратуры/ А.А. Лацинский, А.Р. Толчинский. – Ленинград: Машиностроение, 1970, - 752 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ГРП (APPLYING OF UNDERGROUND GAS DISTRIBUTION POINTS)

Бологан П.С., Данов В.Ю., Пивнов В.П.

(научные руководители: старший преподаватель Босюк О.С., ассистент
Благовисный П.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина
Ухтинский государственный технический университет

В настоящее время газификация регионов Российской Федерации, реконструкция действующих систем газораспределения и газопотребления, являются одними из важнейших задач.

Газораспределительные пункты (ГРП), применяемые в системе газораспределения, в зависимости от их назначения и технической целесообразности, устанавливаются в пристройках к зданиям, отдельно стоящих зданиях или блоках (шкафах). В соответствии с требованиями действующих нормативных документов ГРП располагают наземно или надземно.

При размещении ГРП внутри жилых кварталов возникают сложности в связи с необходимостью учитывать минимально допустимые расстояния до зданий и сооружений, автомобильных дорог, воздушных линий электропередачи, а также необходимостью обеспечить уровень шума и звукового давления от работы технологического оборудования в пределах нормативных значений.

Для устранения факторов определяющих пространственное размещение ГРП (МДР, способы размещения, температурный режим, габариты установки, и.т.д.) за рубежом широко применяются подземные модульные установки регулирования давления газа, в то время как в РФ установки такого типа не используются, вследствие отсутствия нормативной базы.

В работе приводится многофакторный анализ проектов ГРП подземного исполнения и технико-экономическое сравнение применения ГРП различного исполнения на основе отечественного и зарубежного опыта, разработан проект модульной ГРП подземного исполнения. Выполнен расчет основных систем и элементов, необходимых для надежной работы ГРП. Разработаны рекомендации по проектированию, сооружению и эксплуатации подземных ГРП для строительства и реконструкции систем газораспределения в РФ.

Расчеты, приведенные в работе, показали преимущества использования ГРП в подземном исполнении вследствие отсутствия или минимизации затрат на строительство и обогрев здания ГРП, аренду или выкуп земельного, снижение уровня шума, звукового давления и сокращения санитарных разрывов, повышение безопасности системы вследствие ограничения доступа.

НОВАЯ КОНСТРУКЦИЯ КРЕПЛЕНИЯ КОЛЬЦЕВЫХ ЧУГУННЫХ УТЯЖЕЛИТЕЛЕЙ (NEW FASTENING DESIGN OF IRON ANNULAR WEIGHT RINGS)

Болтянский Б.В.

(научный руководитель - профессор Васильев Г.Г.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время для балластировки магистральных трубопроводов на обводненных и подводных участках трассы часто используют чугунные кольцевые утяжелители. Утяжелитель чугунный кольцевой представляет собой 2 чугунных полукольца суммарным весом 2200 кг и комплект крепления: шайба – 8 шт. гайка – 8 шт. шпилька – 4 шт. Чугунные утяжелители изготавливают методом литья (технологический процесс производства заготовок (реже - готовых деталей) - заполнение предварительно изготовленной литейной формы расплавленным материалом с последующим его затвердеванием). Часто готовое изделие поступает на участок строительства с таким незначительным, но трудно устраняемым в полевых условиях дефектом, как облой (излишки материала, остающиеся на поверхности детали после обработки). Установка данного устройства, зачастую, происходит в тяжёлых климатических условиях. Например, при монтаже в зимний период строительства, в мороз -50 градусов Цельсия, рабочим приходится закручивать вручную по 8 массивных гаек на один утяжелитель.

В данном проекте я постарался найти рациональное решение вышеперечисленным проблемам, но при этом оставить себестоимость утяжелителя неизменной, а затраты на строительные-монтажные работы сократить. Таким решением, на мой взгляд, является новая конструкция крепления и замена крепежных элементов, при помощи которых утяжелитель устанавливается в проектное положение. Новая конструкция сокращает вероятность появления облоя, но и в случае его появления позволяет удалить его в короткие сроки. Также уменьшено число гаек, необходимых для фиксации двух полуколец, вследствие чего сокращается время и количество рабочих, необходимое для монтажа.

Таким образом, данная конструкция крепления позволит, при аналогичном методе изготовления, сократить затраты на строительные-монтажные работы, а также увеличить производительность и качество монтажа кольцевых чугунных утяжелителей.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТА
ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ С ПРИМЕНЕНИЕМ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ КАВИТАЦИИ
(IMPROVING THE EFFICIENCY OF TECHNOLOGY TRANSPORT
OF HIGH-VISCOSITY OIL USING HYDRODYNAMIC CAVITATION)**

Бранд А.Э., Венгеров А.А., Земенкова М.Ю.
(научный руководитель - Земенков Ю.Д.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

По данным Счетной палаты РФ около 30% запасов нефтяных запасов составляют высоковязкие нефти. Особые реологические свойства и уникальный химический состав обуславливает необходимость постоянного совершенствования технологий транспортировки. В настоящее время наиболее распространённым является термических метод обработки нефти для снижения вязкости нефти.

Однако, в современных экономических условиях, одним из перспективных методов обработки является гидродинамическая кавитация по критериям доступности и возможности использования внутренних резервов вещества для изменения структуры нефти.

Авторами проведен комплекс исследований для повышения эффективности технологии транспорта высоковязкой нефти с применением гидродинамической кавитации. Для оценки технологических параметров процесса снижения вязкости нефти разработан комплекс алгоритмов и методика расчета. Разработана конструкция кавитатора по результатам численного моделирования гидравлических и термодинамических параметров конструкции. Для достижения наибольшего эффекта при обработке нефти, а также решения вопросов обеспечения надежности кавитационных реакторов и кавитаторов, авторами предложено использование комплексного метода, с добавлением химического реагента. Для минимизации коррозионного воздействия разработан реактор с щелевым цилиндром с применением кремнеорганического покрытия (КНН-121) для внутренней поверхности. Разработана технологическая схема применения реактора в системе трубопроводного транспорта, позволяющая обеспечить беспрепятственную транспортировку нефти и надежность предлагаемой конструкции.

Анализ результатов экспериментальных исследований показал эффективность применяемой технологии по показателям депрессии и относительному снижению вязкости нефти.

Экономическая эффективность достигается за счет повышения начальной температуры подогрева в результате кавитации, уменьшения вязкости нефти и, как следствие, уменьшения затрачиваемой мощности подогревателей и улучшения реологических свойств нефтей.

**АНАЛИТИЧЕСКИЕ И ЧИСЛЕННЫЕ МЕТОДЫ РЕШЕНИЯ
КРАЕВОЙ ЗАДАЧИ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
ПРОЦЕССОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И
НЕФТЕПРОДУКТОВ
(ANALYTICAL AND NUMERICAL METHODS OF SOLVING
BOUNDARY VALUE PROBLEM OF MATHEMATICAL MODELING
PROCESSES OF PIPELINE TRANSPORTATION OF OIL AND OIL
PRODUCTS)**

Буйко Е.С., Корнеева О.А.

(научный руководитель - к.т.н. Афиногентов А.А.)
Самарский государственный технический университет

Для решения широкого круга задач математического моделирования и оптимального управления процессами трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов применяются численные и аналитические методы. Аналитические методы получения решений для линейных модификаций математических моделей имеют свои преимущества, в частности для нахождения аналитических представлений оптимальных управлений.

На первом этапе приводится решение специальной краевой задачи для технологического расчета трубопровода на основе уравнений движения капельной сжимаемой жидкости в трубах с учетом гидравлического сопротивления, а также аналитическое решение данной задачи методом Фурье. Магистральный трубопровод предлагается рассматривать, как объект управления с распределенными параметрами (ОРП).

На втором этапе формулируется и решается задача оптимального управления (ЗОУ) нестационарным режимом работы МН. В качестве управляющего воздействия в ЗОУ рассматривается изменение во времени по специальной программе давления или скорости потока, сосредоточенные в произвольной точке по длине трубопровода, в частности на промежуточной нефтеперекачивающей станции (НПС). ЗОУ сводится к специальной задаче математического программирования и решена с учетом фазовых ограничений, формулировка которых обусловливается реальными технологическими ограничениями эксплуатации МН, в частности ограничения на максимальную величину и скорость роста давления.

Решение соответствующей задачи программного управления переходными процессами в МН позволяет обеспечить защиту линейной части и НПС от ударных волн давления, что может осуществляться с помощью различных устройств.

АНКЕРНОЕ КРЕПЛЕНИЕ СТЕНКИ РЕЗЕРВУАРА (ANCHOR FASTENING THE TANK WALL)

Василенко С.А.

(научный руководитель - профессор Дяченко И.Ф.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Обеспечение надёжной и безаварийной эксплуатации резервуарных парков – одна из важнейших задач, решаемых при хранении нефти и нефтепродуктов. Несмотря на использование в резервуаростроении передовых технологий, резервуарные парки остаются одними из наиболее опасных объектов любой нефтебазы. Это связано с целым рядом причин, основными из которых являются:

- высокая скорость коррозионных повреждений;
- сложный характер нагружения в зоне уторного шва;
- температурное воздействие на стенку резервуара.

В представленной работе рассматривается применение одного из наиболее действенных методов повышения эксплуатационной надёжности резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов, снижения вероятности возникновения предаварийных и аварийных ситуаций в резервуарных парках. Метод заключается в укреплении стенки резервуара при помощи анкерных болтов, в результате чего достигается:

- снижение контурных нагрузок, действующих на нижний пояс стенки резервуара;
- повышение эксплуатационной надёжности вертикальных стальных резервуаров (РВС) в случае несоблюдения регламентных требований.
- повышение устойчивости РВС при сверхнормативной ветровой и сейсмической нагрузке;
- необходимая степень защищенности от воздействия реактивных сил, возникающих в случае разрушения РВС.

В данной работе рассматривается модель РВС с наложенными нагрузками, действующими на оболочку резервуара в процессе эксплуатации. На основе построенной модели были определены зоны концентраций максимальных напряжений, возникающие в процессе эксплуатации РВС.

При использовании предлагаемого метода повышения эксплуатационной надёжности РВС достигается высокий уровень безаварийной эксплуатации резервуарных парков нефтебаз, что обеспечивает существенный экономический эффект.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДЛИНЫ ГЕЛЕВОГО ПОРШНЯ, ИСПОЛЬЗУЕМОГО ПРИ
ЗАСТРЕВАНИИ МЕХАНИЧЕСКОГО РАЗДЕЛИТЕЛЯ ИЛИ ПОРШНЯ
(DETERMINING THE LENGTH OF THE GEL PISTON USED IN JAMMING THE
MECHANICAL SEPARATOR OR PISTON)**

Гайнетдинова Л.И., Гареев М.М.

(научный руководитель - профессор Гареев М.М.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Возможны случаи застревания механического разделителя или поршня в трубопроводе из-за повреждения или износа манжет, либо из-за накопления отложений впереди механического разделителя или поршня. Вырезать катушку, где произошло застревание, очень дорого. Поэтому наиболее выгодным является использование гелевых композиций. Гелевый разделитель закачивается в трубопровод, достигает механический поршень (разделитель), проникает через зазоры. Герметичность восстанавливается, и гелевый поршень (разделитель) движется с механическим как единое целое. Так устраняется застревание механического поршня (разделителя).

Согласно [1] минимальная длина гелевой пробки определяется по формуле:

$$L_{min} = \frac{2}{\sqrt{2}} \cdot \frac{(3,57)^{\frac{1}{2}} \cdot d^{\frac{7}{16}} \cdot \nu^{\frac{1}{16}} \cdot (0,3164)^{\frac{1}{4}} \cdot L^{\frac{1}{2}} \cdot c_*}{\pi^{\frac{1}{2}} \cdot u^{\frac{1}{16}} \cdot c_0}, \quad (1)$$

где d - диаметр трубопровода, м;

ν - кинематическая вязкость, $\frac{м^2}{с}$;

L - длина участка трубопровода, м;

c_* , c_0 - концентрация полимера на границе гель-нефть и первоначальная концентрация полимера;

u - скорость потока, $\frac{м}{с}$.

Согласно [2] длина гелевой пробки определяется в зависимости от длины очищаемого участка по формуле:

$$L_{гел} = 3 + L \cdot 5 \cdot 10^{-4}, \quad (2)$$

где L - длина участка, м.

Приведем пример. Исходные данные: $d = 0,5$ м, $\nu_n = 0,00001 \frac{м^2}{с}$, $L = 1000$ м, $c_* = 0,005$ (значение взято из [3]), $u = 1 \frac{м}{с}$.

По формуле (1) минимальная длина гелевой пробки:

- при $c_0 = 0,02$ (значение взято из [3]):

$$L_{min} = \frac{2}{\sqrt{2}} \cdot \frac{(3,57)^{\frac{1}{2}} \cdot 0,5^{\frac{7}{16}} \cdot 0,00001^{\frac{1}{16}} \cdot (0,3164)^{\frac{1}{4}} \cdot 1000^{\frac{1}{2}} \cdot 0,005}{3,142 \cdot 1^{\frac{1}{16}} \cdot 0,02} = 3,2 \text{ м};$$

- при $c_0 = 0,03$ (значение взято из [3]):

$$L_{min} = \frac{2}{\sqrt{2}} \cdot \frac{(3,57)^{\frac{1}{2}} \cdot 0,5^{\frac{7}{16}} \cdot 0,00001^{\frac{1}{16}} \cdot (0,3164)^{\frac{1}{4}} \cdot 1000^{\frac{1}{2}} \cdot 0,005}{3,142 \cdot 1^{\frac{1}{16}} \cdot 0,03} = 2,1 \text{ м}.$$

По формуле (2) длина гелевой пробки:

$$L_{гел} = 3 + 1000 \cdot 5 \cdot 10^{-4} = 3,5 \text{ м}.$$

Выводы: В результате расчетов были получены длины гелевых пробок, которые можно использовать для проталкивания застрявших механических поршней (разделителей). При увеличении концентрации полимера длина геля уменьшается. Разница в значении длин гелей обусловлена получением формул теоретическим путем (1) и на основании экспериментов (2).

ЛИТЕРАТУРА

1 Гареев М.М. Определение рациональных размеров гелевых пробок для проведения гидроиспытаний // Тезисы докладов учебно-научно-практической конференции Трубопроводный транспорт-2005.-Уфа: ДизайнПолиграфСервис. 2005. – С. 51-53.

2 РД 153-39.4Р-118-02. Правила испытаний линейной части действующих магистральных нефтепроводов.

3 Гареев, М.М. Повышение эффективности магистральных нефтепроводов на основе использования агентов снижения гидравлического сопротивления и совершенствования системы учета нефти: Автореф. дисс...докт. техн. наук. - Уфа, 2006.- 310 с.

**АНАЛИЗ ОПТОВОЛОКОННОГО МЕТОДА ОБНАРУЖЕНИЯ
УТЕЧЕК В ТРУБОПРОВОДАХ
(ANALYSIS OF FIBER-OPTIC LEAK DETECTION SYSTEM IN
PIPELINE)**

Ганеева Л.К., Ганеева Л.К.

(научный руководитель - аспирант Шестаков Р.А.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Как правило, потери нефти и нефтепродуктов из магистральных трубопроводов связаны с нарушением правил эксплуатации, повреждением трубопроводов от коррозии, несвоевременным ремонтом, стихийными бедствиями и т.п. В последние годы в практике трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов участились случаи несанкционированных врезок в трубопровод с целью хищения нефти и нефтепродуктов. Утечки нефти и нефтепродуктов представляют серьезную опасность для людей и окружающей среды, что может привести к экологическим катастрофам и большим экономическим потерям. В связи с этим особую актуальность приобретают исследования, направленные на создание способов и устройств обнаружения утечек из трубопроводов.

Цель:

Исследовать оптоволоконные методы определения мест утечек в трубопроводах.

Задачи:

1. Проанализировать оптоволоконные методы выявления утечек из трубопроводов;
2. Рассмотреть и предложить метод, наиболее эффективный и применимый к трубопроводам.

В работе рассмотрены несколько методов обнаружения утечек с использованием волоконно-оптического кабеля, таких как контроль температуры вдоль волоконно-оптического кабеля, система распределенного акустического мониторинга на основе когерентного рефлектометра, а также система непрерывного мониторинга для раннего обнаружения деформации трубопровода и подвижек грунта. Также будет рассмотрена новая система обнаружения утечек - комбинация всех перечисленных методов.

**ТЕХНОЛОГИИ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА
ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ
(TECHNOLOGIES of PIPELINE TRANSPORTATION OF HIGH-
VISCOSITY OIL)**

Гацоева З.О.

(научный руководитель - Ибрагимов М.И.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время запасы высоковязкой нефти занимают значительную часть в общем объеме мировых и российских запасов. Вместе с тем улучшается и углубляется отбор легких фракций при переработке нефтей, что приводит к повышению вязкости нефтяных остатков. В связи с этим возникает проблема транспортировки тяжелых нефтей и нефтепродуктов.

Для транспорта высоковязких нефтей и нефтепродуктов используются специальные технологии перекачки, позволяющие уменьшить потери напора на трение и снизить эксплуатационные затраты.

В данной работе приведен анализ существующие способов транспортировки высоковязких нефтей, наиболее распространенными из которых являются путевой подогрев и перекачка с добавлением маловязких углеводородных разбавителей (МУР). Рассмотрены достоинства и недостатки перечисленных способов перекачки, условия их применения, а так же критерии оптимальности при выполнении технико – экономического расчета.

Технология перекачки нефти с разбавителями достаточно широко применяется и имеет хорошие перспективы, что объясняется особенностями разработки месторождений и последующего транспорта продукции скважин.

В работе приведена методика расчета количества разбавителя, необходимого для перекачки высоковязкой нефти с заданным расходом из уравнения баланса напоров с учетом условия минимизации суммарных эксплуатационных затрат. На основе расчетов сделаны выводы о целесообразности применения метода перекачки с использованием МУР для данных условий перекачки высоковязкой нефти.

**ВЛИЯНИЕ ПАДЕНИЯ МИРОВЫХ ЦЕН НА НЕФТЬ
НА «СЛАНЦЕВУЮ РЕВОЛЮЦИЮ» В США
(FALLING OIL PRICES IMPACT
ON THE «SHALE REVOLUTION» IN USA)**

Гиясов А.М.

(научный руководитель - доцент Голованова А.Е.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Нефтегазовый сектор является очень капиталоемким. «Сланцедобывающие» компании заимствовали колоссальные суммы денег, чтобы арендовать землю и бурить новые скважины, увеличивая объемы добычи. Сейчас, когда долг достиг огромных масштабов (по данным банковского сообщества Соединенных Штатов, общий объем долгов сланцедобывающей промышленности составляет 500 млрд. \$), а добыча из старых скважин стремительно снижается, компании вынуждены бурить все больше и больше новых скважин. В отличие от традиционных месторождений нефти, сланцевые формации намного быстрее истощаются. Темпы истощения в среднем более, чем в три раза превышают истощение традиционных месторождений: за первые четыре года добычи ее объем сокращается более, чем на 80%.

Североамериканская сланцевая революция не только оказалась под ударом низких цен, но также свое негативное влияние оказывают и инвесторы. После этой зимы низких цен мелкие и средние предприятия сланцевой нефти окажутся под угрозой банкротства или слияния. Говоря об индустрии, отрасль сланцевых нефти и газа по-прежнему будет существовать, в начальный период не избежать низкой себестоимости, придется вести конкурентную борьбу со странами-производителями ОПЕК, которые продают нефть по низкой цене.

Себестоимость добычи сырья в странах-производителях ОПЕК в среднем составляет 4\$ за баррель, а себестоимость сланцевой нефти - 32\$ за баррель и выше, иными словами, если цена на нефть будет составлять более 20\$, то государства-члены ОПЕК по-прежнему будут получать прибыль, но предприятия, занимающиеся сланцевой нефтью, вероятно, будут вытеснены.

От снижающейся стоимости черного золота кто-то выигрывает, кто-то проигрывает, но предприятия, занимающиеся разработкой сланцевой нефти, находятся на грани жизни и смерти.

**АВАРИИ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДАХ, ИХ
ВОЗДЕЙСТВИЕ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ, ПРОГРЕССИВНЫЕ
СПОСОБЫ ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ
(ACCIDENTS ON THE TRUNK PIPELINES, THEIR IMPACT ON
ENVIRONMENT, ADVANCED WAYS OF ELIMINATION OF THE
CONSEQUENCES.)**

Головина А.И., Марущак Н.В.

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Со времен введения в эксплуатацию первого продуктопровода Баку-Батуми возникла проблема протечки конструкции, впоследствии загрязнение окружающей среды. За прошедшие годы технологии претерпели значительные изменения, однако и сегодня происходят аварии наносящие значительный урон окружающей среде, нередко приводящие и к человеческим жертвам. Всё это обусловлено несовершенством законов, регулирующих строительство и эксплуатацию объектов трубопроводного транспорта. По информации общественных природоохранных организаций, из-за износа оборудования ежегодно происходит более 25 тыс. аварийных разливов, из которых не более 5 тыс. оказываются в поле зрения надзорных органов. При этом в окружающую среду, по информации компаний, ежегодно попадает не более 10 тыс. тонн нефти и нефтепродуктов, а по различным экспертным оценкам общественных природоохранных организаций – более 1,5 млн тонн.

По данным, предоставленным компаниями по запросу Минприроды России, износ основных фондов составляет не более 20% на отдельных участках. По оценке общественных природоохранных организаций и отдельных экспертов, износ составляет более 60% при среднем сроке эксплуатации 30 лет

Попадание нефти в почву и грунтовые воды влечет за собой рост количества заболеваний в окружающих населенных пунктах. Так после аварии 9 мая 2009г. на участке нефтепровода Самара-Лисичанск в местных больницах были зафиксированы случаи проявления интоксикации кожных покровов, вызванных попаданием нефтепродуктов.

Основной причиной аварий является недостаточность вложения предприятиями средств, а также невозможность быстрой реконструкции объектов транспорта нефти. Как следствие необходимо выработать прогрессивные механизмы минимизации последствий аварий на трубопроводах, как для окружающей среды, так и для трубопроводной системы.

В данной работе рассматриваются текущие методы устранения последствий аварий, а также возможные методы локализации последствий с меньшим уроном для окружающей среды.

ДИАГНОСТИКА ОПОРНЫХ КОНСТРУКЦИЙ ТРУБОПРОВОДНЫХ ОБВЯЗОК КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ (DIAGNOSTICS OF SUPPORTING FRAMEWORKS OF PIPELINE BINDINGS OF COMPRESSOR STATIONS)

Горбунов А.О.

(научный руководитель - профессор Лопатин А.С.)
РГУ нефти и газа И.М. Губкина

Опоры являются одной из наиболее важных и уязвимых составных частей надземной трубопроводной системы.

Диагностический контроль опорных конструкций начинается на стадии изготовления и осуществляется посредством входного контроля исходной продукции, операционного контроля в процессе изготовления и приемочного контроля готовой продукции. Порядок контроля, состав контролируемых признаков и полнота охвата их контролем принимается по технологической документации предприятия-изготовителя в соответствии с требованиями ТУ 34-10-10380-04.

Периодический диагностический контроль проводят в сроки, установленные технологической документацией предприятия-изготовителя или внепланово в случае выявления при приемочном контроле регулярных несоответствий требованиям нормативной и конструкторской документации.

При диагностическом обследовании опорных конструкций используется визуально-измерительный метод контроля. В случае обнаружения отсутствия контакта между трубопроводом и опорной конструкцией, следует произвести восстановление проектного положения опоры. Это выполняется следующими способами:

- Установка прокладок, устраняющих зазор между трубопроводом и силовым элементом опоры. Данный способ не обеспечивает равномерность распределения силы реакции опоры на трубу и не обеспечивает минимизацию напряжения в металле трубы.
- Установка дополнительной опоры без демонтажа опоры, ставшей нерабочей. Новая опора устанавливается вблизи старой, ее высота определяется при помощи геометрического нивелирования.
- Реконструкция (замена) фундамента или опоры целиком.
- Монтаж регулируемой опоры в конструкцию стационарной (наиболее предпочтительный метод). Такая опора разработана специалистами ООО «Малое инновационное предприятие губкинского университета «Научно-образовательный центр «Энергосберегающие технологии и техническая диагностика». В отличие от остальных конструктивных решений, применение регулируемых опор позволяет проводить регулировку положения опоры без использования подъемной техники.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННОГО ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННОГО ПОКРЫТИЯ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ И ХРАНЕНИИ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Горелов А.А., Паукаев Р.И.

(научный руководитель - кандидат педагогических наук Орлова Г.М.)
Самарский государственный технический университет

При транспортировке сырой и высоковязкой нефти существует проблема отложения парафина на стенках трубы, вследствие чего происходит уменьшение сечения трубопровода и снижение его пропускной способности в целом. При хранении высоковязких нефтей существуют сложности выполнения приемо-сдаточных операций, т.к. возникает необходимость (особенно зимой) сокращать время отстаивания нефти в резервуаре из-за её застывания при температурах от +180С до +300С. Для поддержания нужной температуры в трубопроводах и резервуарах, приходится усложнять конструкции толстыми слоями теплоизоляции, установкой змеевиков и бандажей для подогрева.

Решением данной проблемы может служить применение теплоизоляционного покрытия «Корунд», обладающего уникальными теплоизоляционными свойствами (1мм Корунд заменяет 50-60 мм минеральной ваты) и обеспечивающего антикоррозийную защиту.

Теплоизоляционное покрытие состоит из высококачественного акрилового связующего, композиции катализаторов и фиксаторов, керамических сверхтонкостенных микросфер с разряженным воздухом, теплопроводность которых составляет не более 0,00083 Вт / м К, что существенно ниже теплопроводности воздуха и обеспечивает надежную теплоизоляцию.

Также в материал вводятся специальные добавки, которые исключают появление коррозии на поверхности и придают ей отличную адгезию к покрываемым поверхностям.

По результатам теплотехнического расчета, проведенного авторами работы, толщина утеплителя «Корунд» равная 3,5 мм позволит удерживать заданную температуру продукта, хранимого в резервуаре в течении 28 суток, что достаточно для проведения товаро-учетных операций.

Небольшой расход материала на покрытие наружной поверхности труб и резервуаров, а также относительно низкая стоимость покрытия обеспечит экономическую выгоду его применения.

Выше сказанное позволяет сделать вывод, что применение теплоизоляционного покрытия «Корунд» для трубопроводов и резервуаров позволит эффективно термоизолировать их от условий окружающей среды с обеспечением антикоррозионной защиты, снизить теплопотери, упростить процесс коммерческого учета при относительно небольших капитальных вложениях.

**СИСТЕМА ПРОСТРАНСТВЕННОЙ СТАБИЛИЗАЦИИ
ПЛАВАЮЩЕЙ КРЫШИ ОТ СНЕГОВЫХ НАГРУЗОК В
РЕЗЕРВУАРАХ БОЛЬШОГО ОБЪЕМА
(THREE-AXIS-STABILIZATION SYSTEM OF FLOATING ROOF FOR
SNOW LOAD IN HIGH VOLUME TANKS)**

Гредасова С.А., Пахневич И.А.

(научный руководитель – д.т.н. Тянь В.К.)

Самарский государственный технический университет

Результатом данной научно-исследовательской работы является создание системы, осуществляющей контроль и управление величинами наклона и погружения плавающей крыши резервуара для предотвращения превышения максимально допустимых величин. Разработка является управляемой посекционной системой нагрева и включает в себя измерительную, нагревательную и интеллектуальную части. Измерительная часть состоит из датчиков инклинометров, осуществляющих контроль угла крена плавающей крыши и датчиков снегомеров, позволяющих создать пространственную модель снеговой «шапки». Нагревательная часть включает в себя подогревающие кабели, расположенные под настилом крыши, с разбивкой на сектора, управляемые автономно и вспомогательные кабели. Интеллектуальная часть включает в себя блок управления, с помощью которого проводится анализ всех полученных данных и выбор одного из трех возможных режимов работы системы.

В данной работе был произведен тепловой расчет, рассчитана средняя энергия, затрачиваемая системой в течении года. В качестве примера был рассмотрен 5 снеговой район России, в котором расчетная снеговая нагрузка составляет 3,2 кПа. Также была произведена приблизительная экономическая оценка, в результате которой подтвердилась рентабельность предлагаемой разработки.

Данная система позволит эксплуатировать резервуары с плавающей крышей большого объема в районах со значительной снеговой нагрузкой; управлять нагревом каждой секции отдельно, что экономит значительное количество электроэнергии и упрощает процесс стабилизации крыши. Полная автоматизация позволяет избежать применения тяжелого и опасного ручного труда и не соблюдения норм эксплуатации плавающей крыши.

**ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ И ЛИКВИДАЦИЯ АВАРИЙ НА ПОДВОДНЫХ
ПЕРЕХОДАХ
(PREVENTION AND ELIMINATION OF ACCIDENTS AT
UNDERWATER CROSSINGS)**

Гринько К.В.

(научный руководитель - доцент Дейнеко С.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Эксплуатация магистральных трубопроводов в России на современном этапе связана с увеличением процессов старения металла труб, изоляционных покрытий, накоплением усталостных и коррозионных повреждений, которые в совокупности снижают срок эксплуатации линейной части магистральных трубопроводов. Эти процессы особенно опасны для многочисленных подводных переходов через реки и водоемы, для которых зачастую затруднена оценка технического состояния на основе внутритрубной приборной диагностики. В связи с вышеизложенным проблема обеспечения эксплуатационной надежности подводных переходов является актуальной.

В работе рассмотрен комплексный анализ методов обеспечения надежности подводных переходов. В докладе представлены:

- расчет гидравлического режима перехода с основной на резервную нитку;
- построение моделей разгерметизации при разных причинах повреждения подводного перехода (природные явления, человеческий фактор, механическое воздействие, гидроудар, несанкционированные криминальные врезки, повреждения судовыми якорями и т.д.);
- оценка ущерба при возникновении аварии (объем вышедшего нефтепродукта);
- разработка программы по ликвидации аварийного разлива нефтепродукта с использованием стационарных всплывающих боновых заграждений, как превентивной меры (учебно-тренировочное занятие).

Основной практической ценностью настоящей работы является разработка методики расчета выхода объемов нефтепродукта, при различных видах разгерметизации, физических свойств перекачиваемого вида продукта, параметров трубопровода и режима.

ЗАКРЕПЛЕНИЕ ТРУБОПРОВОДОВ В СЛАБОНЕСУЩИХ ГРУНТАХ (ANCHORAGE OF PIPELINES IN THE SOFT SOIL)

Гулин Д.А., Хасанов Р.Р.

(научный руководитель - профессор Султанмагомедов С.М.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Магистральные трубопроводы Западной Сибири, прокладываемые на болотах и многолетнемерзлых грунтах, в летний период подвергаются воздействию архимедовой силы, стремящейся вывести их из первоначального проектного положения. При недостаточной балластировке на участке газонефтепровода возможно появление таких дефектов, как оголение трубопровода, арочный выброс, изменение конструктивной схемы прокладки и др. Протяженность таких участков может составлять до сотни метров. Учитывая труднодоступность участков и дороговизну ремонта подобных дефектов, необходимо применять надежные и прочные средства балластировки и закрепления трубопровода.

Рекомендуемые действующей нормативной документацией конструкции балластирующих и анкерных устройств имеют свои недостатки. Например, работы, связанные с производством, транспортировкой и установкой железобетонных и чугунных утяжелителей продолжительны и трудозатратны. Использование таких конструкций требует вовлечения большого количества машин и механизмов, значительного увеличения объема земляных работ. Для срочного ремонта винтовых анкерных устройств необходимо наличие специальной техники для их извлечения из грунта, а изготовление анкеров возможно только на специальных заводах.

В связи с этим предлагается использовать специальную конструкцию анкерных устройств, которая позволяет удерживать трубопровод в проектном положении не только за счет несущей способности грунта (подобно работе висячих свай), но и при помощи дополнительного сцепления, возникающего между анкерным устройством и грунтом.

Сцепление сочетает в себе усилие присоса и способность водонасыщенного грунта прилипнуть к поверхности анкера. Явление присоса рассматривалось многими учеными как отрицательное. На практике, например, оно увеличивает усилие протаскивания дюкера через водный переход в случае остановки производства работ. В области закрепления трубопровода данное явление, наоборот, может оказаться положительным.

Предлагаемая конструкция позволит решить ряд таких задач, как:

- упрощение технологии производства, ремонта и демонтажа устройства;
- снижение затрат на изготовление анкеров посредством использования бывших в употреблении труб.

**РАСЧЕТ НЕФТЕПРОВОДА «ТЕНГИЗ-НОВОРОССИЙСК» С
УЧЕТОМ ОСОБЕННОСТЕЙ ПРИМЕНЕНИЯ
ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНЫХ ПРИСАДОК
(OPERATION MODE CALCULATION OF «TENGIZ –
NOVOROSSIUSK» MAIN PIPELINE WITH SPECIFICS OF USING
TURBULENT VISCOSITY REDUCING ADDITIVES)**

Дорофеева О.В.

(научный руководитель - доцент Голубева М.С.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Нефтепровод «Тенгиз-Новороссийск», пролегает по территории Казахстана и Российской Федерации. Проект был создан с целью транспортировки нефти казахских и российских месторождений на мировые рынки. Было принято решение о проведении реконструкции нефтепровода, позволяющей увеличить объем транспортируемой нефти с 28.2 до 67.0 млн. т нефти в год. В данной работе производится расчет технологических режимов нефтепровода по фазам проекта реконструкции. Делается вывод, что для обеспечения заданных расходов перекачки на промежуточных фазах проекта экономически целесообразным является применение противотурбулентной присадки, определяется ее количество. Противотурбулентные присадки позволяют не только снизить коэффициент гидравлического сопротивления трубопровода, но и значительно сократить энергозатраты на НПС. В работе рассматривается методика учета процесса деструкции противотурбулентной присадки в ходе ее движения вместе с потоком нефти по нефтепроводу.

Целью данной работы является на примере нефтепровода «Тенгиз-Новороссийск» показать значимость учета процесса деструкции противотурбулентной присадки по трассе нефтепровода при расчетах технологического режима перекачки.

Учет деструкции противотурбулентной присадки играет значительную роль в определении линии гидроуклона и может значительно повлиять на количество ее ввода в пункте ввода присадки.

В результате проведенных расчетов делается вывод о необходимости учета процесса деструкции противотурбулентной присадки на трубопроводах, где используется данная технология перекачки.

**РЕШЕНИЕ ТРАНСПОРТНОЙ ЗАДАЧИ
НЕФТЕПРОДУКТООБЕСПЕЧЕНИЯ ТВЕРСКОЙ ОБЛАСТИ
(THE SOLUTION OF OIL PRODUCTS TRANSPORT
DISTRIBUTION PROBLEM TVER REGION)**

Елизарова М.А., Данов В.Ю. Пивнов В.П.

(научные руководители - старший преподаватель Босюк О.С.,
ассистент Благовисный П.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Ухтинский государственный технический университет

В силу сложившихся связей и существующих договоров на поставку доставка нефтепродуктов на АЗС осуществляется, преимущественно с близлежащих нефтебаз. Такие схемы не всегда являются рациональными.

Для оптимального распределения нефтепродуктов необходимо учитывать законы логистики, в частности необходимо решить транспортную задачу распределения нефтепродуктов. Критерием оптимального решения задачи является минимум затрат на доставку нефтепродуктов, в кратчайшие сроки от нефтебазы на АЗС. Кроме того важным условием является поддержание уровня страхового запаса нефтепродуктов на АЗС.

В качестве модели распределения нефтепродуктов была принята структура размещения нефтебаз и АЗС Тверской области.

В соответствии с общепринятыми методиками расчетов, транспортную задачу необходимо привести к закрытому виду. В ходе решения транспортной задачи учитывается, что доставка различных сортов нефтепродуктов осуществляется одновременно.

На начальном этапе решения необходимо получить опорный план одним из методов: метод северо-западного угла, метод наименьшего элемента. Для решения транспортной задачи по оптимальному распределению нефтепродуктов рассматривались наиболее распространенные алгоритмы, такие как: симплекс-метод, метод потенциалов и др.

Выбор оптимальной методики решения транспортной задачи основывается на принципе гарантированных достоинств и недостатков.

Для выбранной методики расчета произведена корректировка решения с учетом различных маршрутов доставки нефтепродуктов, типов и вместимости автоцистерн, что позволяет минимизировать затраты на доставку нефтепродуктов.

Таким образом, учитывая динамику распределения нефтепродуктов, логистическую конъюнктуру нефтепродуктообеспечения и сравнительный анализ результатов применения различных алгоритмов решения, наиболее оптимальным является методика поиска решения транспортной задачи с помощью Excel.

**ИССЛЕДОВАНИЕ РЕЗУЛЬТАТОВ АДАПТАЦИИ
МАТЕМАТИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МАГИСТРАЛЬНОГО
НЕФТЕПРОВОДА К ФАКТИЧЕСКИМ РЕЖИМАМ НА ПВК
«ВЕСТА-МН
(RESEARCH OF THE RESULTS OF THE TRUNK PIPELINE'S
MATHEMATICAL MODEL'S ADAPTATION TO THE ACTUAL
MODES FOR THE SOFTWARE AND COMPUTER SYSTEM OF
"VESTA-MN")**

Железов М.О.

(научный руководитель - доцент Остахов А.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В данной работе представлен анализ результатов различных вариантов адаптации модели стационарных режимов магистрального транспорта нефти программно-вычислительным комплексом ПВК «Веста-МН», разработанным в 2013 г. на нашей кафедре по договору с «Научно-исследовательским институтом транспорта нефти и нефтепродуктов» (ООО «НИИ ТНН») ОАО «АК «Транснефть», на примере ТУ МН Уса-Ухта ОАО «Северные МН».

Целью работы было исследовать различные варианты адаптации модели стационарного режима к фактическим режимам магистрального нефтепровода на компьютерном комплексе ПВК «Веста-МН», разработанном на кафедре «Проектирование и эксплуатация газонефтепроводов» нашего университета.

Широкое внедрение различных программно-вычислительных комплексов (ПВК) в автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ) режимами трубопроводного транспорта нефти приводит к тому, что при планировании и контроле режимов перекачки диспетчерские службы все больше и больше ориентируются на результаты моделирования.

При этом весьма актуальной является проблема согласования (сближения) расчетных и фактических (замеряемых) параметров в контрольных точках технологического участка (ТУ) МН. Обычно отклонения моделируемого режима от замеров принимают за погрешность модели, пренебрегая погрешностями самих замеров [1].

Одним из методов приближения модели к параметрам фактических режимов является решение задачи адаптации модели, посредством корректировки заданных параметров модели

А в качестве критерия рассогласования использовался критерий минимума суммы квадратов невязок - разности сравниваемых контрольных расчетных и фактических параметров режима.

**АВТОНОМНАЯ КОМБИНИРОВАННАЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ
УСТАНОВКА И ВОЗМОЖНОСТЬ ЕЁ ПРИМЕНЕНИЯ НА
ОБЪЕКТАХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ
(COMBINED AUTONOMIC POWER PLANT AND IT APPLYING
IN OIL AND GAS INDUSTRY OF RUSSIA)**

Закиров В.И.

(научный руководитель - к.т.н., профессор Бессель В.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В соответствии с Энергетической стратегией России, предусматривающей переход на инновационное и энергоэффективное развитие, во всех компаниях нефтегазовой отрасли на протяжении ряда лет реализуются новые энергоэффективные технологии. Ввиду специфики процессов добычи и транспортировки нефти и газа, необходимость непрерывного контроля за рядом параметров и управления технологическим оборудованием возникла с началом работы первых промыслов. Инновационным комплексом технических решений, позволяющим повысить эффективность создания и дальнейшую эксплуатацию систем телемеханики в труднодоступных районах страны, являются системы телемеханики с электроснабжением от возобновляемых источников энергии.

В данной работе рассмотрено устройство и принцип действия автономной комбинированной энергетической установки. Данная установка является опытным образцом, она предназначена для изучения процессов накопления солнечной энергии и энергии ветра, а также автономного электроснабжения технологического оборудования и систем телемеханики. Приведён анализ работоспособности установки в условиях отсутствия электросетей общего пользования, примеры объектов и параметров, которые можно контролировать и управлять удаленно в автоматическом режиме.

Применение технологии электроснабжения промышленных объектов на основе возобновляемых источников энергии предоставит возможность развития нефтегазовой инфраструктуры предприятий в труднодоступных районах страны, а также позволит снизить экономические затраты на строительство линий электропередач и средств связи телемеханики, сократить площади земельных и лесных участков, отводимые под строительство и минимизировать негативное воздействие на экосистему.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СИСТЕМ УПРЕЖДАЮЩЕГО КОНТРОЛЯ НАДЕЖНОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ (PROSPECTS OF SYSTEMS OF ANTICIPATORY CONTROL RELIABILITY OF OIL AND GAS OBJECTS)

Земенкова М.Ю., Павлов В.П., Сероштанов И.В.

Тюменский государственный нефтегазовый университет

В настоящее время в Российской Федерации действует комплекс правительственных программ, направленных на обеспечение надежной и безопасной работы трубопроводных систем. Модернизированные отраслевые регламенты и стандарты обязывают предприятия эксплуатировать объекты под контролем систем мониторинга с весьма четкими сформулированными требованиями и функциями и уровнем ответственности. Однако, как показывает анализ, современная методологическая база для проектирования таких систем в России еще только формируется. Таким образом, актуальны разработки в области мониторинга надежности оборудования и планирования мероприятий по профилактике аварий и инцидентов.

В ТюмГНГУ проводится комплекс исследований по разработке методологического обеспечения систем упреждающего контроля надежности объектов нефтегазового комплекса.

Авторами разработаны алгоритмы, инновационные методики расчета и математические модели показателей надежности в исполнении, совместимом с современной производственной системой технического обслуживания, системой регистрации эксплуатационных диспетчерских данных, диагностирования средствами неразрушающего контроля в дискретном измерении, автоматизированными системами управления технологическими процессами. Математическое обеспечение разработано с учетом технологических особенностей конкретных объектов с применением теории анализа случайных и детерминированных процессов, теории надежности, теории графов и элементами флуктуационного анализа. Разработанные модели показателей надежности предусматривают возможность прогнозирования параметров технических объектов в режиме реального времени или на фиксированный период, функцию структурного и факторного анализа системы с целью планирования оптимального обслуживания.

Практическая ценность работы заключается в разработке комплекса математических моделей и методов прогнозирования для системы поддержки принятия решений, мониторинга показателей надежности, действующей в режиме реального времени и способствующей переходу от «послеотказовой» системы обслуживания и ремонтов к «предупредительной» по прогнозным показателям надежности.

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДОВ
ЭЛЕКТРООБОГРЕВА ПРИ ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ
ВЫСОКОВЯЗКИХ СОРТОВ НЕФТИ
(COMPARATIVE ANALYSIS OF USING ELECTRIC HEATING
METHODS IN PIPELINE TRANSPORT OF HIGH-VISCOSITY OIL)**

Зуев Д.О.

(научный руководитель - доцент Васильковский В.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

С каждым годом в России и других странах растет интерес к разработке месторождений высоковязких, тяжелых, сверхтяжелых (битуминозных) нефтей с целью увеличения ресурсов углеводородного сырья. Серьезной проблемой на сегодняшний день является создание технологий их добычи, транспортирования и переработки. Перекачка тяжелых углеводородов связана с дополнительными затратами энергии. Трубопроводный транспорт такого сырья характеризуется высокими гидравлическими потерями, а также риском застывания перекачиваемого продукта при остановке трубопровода. Применение различных способов нагрева высоковязкой жидкости позволяет существенно снизить ее вязкость и, тем самым, уменьшить гидравлические потери.

Одним из основных методов, улучшающих реологические свойства высоковязкой нефти, является применение систем промышленного электрообогрева трубопроводов. Использование таких систем успешно решает следующие задачи: разогрев высоковязкой жидкости до температуры, необходимой для начала перекачки по трубопроводу; полная или частичная компенсация тепловых потерь на отдельных участках трассы нефтепровода; поддержание минимально допустимой температуры жидкости при остановке перекачки; разогрев труб до заданной температуры при возобновлении перекачки после остановки (холодный пуск объекта).

В представленной работе рассмотрены три основных метода электрообогрева трубопроводов: на основе резистивных нагревательных кабелей различных типов; с использованием индуктивно-резистивных систем обогрева (скин-систем); на основе индукционных нагревателей. Проведен сравнительный анализ метода электрообогрева на основе скин-эффекта и метода на основе индукционных нагревателей, как наиболее перспективных методов. Выявлены основные преимущества и недостатки этих методов, определена необходимая мощность электронагревательных устройств. На основе проведенных расчетов предложены рекомендации по применению метода, использующего индукционные нагреватели в качестве источника тепла, обеспечивающего эффективное улучшение реологических свойств высоковязких жидкостей, транспортируемых по трубопроводам.

ОБ ОДНОМ СПОСОБЕ АНАЛИЗА РАБОТЫ ТРУБОПРОВОДОВ В СЛОЖНОЙ СЕТИ СБОРА ПРОДУКЦИИ МОРСКИХ СКВАЖИН (ABOUT ONE METHOD OF ANALYSIS OF THE WORK PIPELINES IN DIFFICULT COLLECTION SYSTEM OF OFFSHORE WELL'S PRODUCTION)

Исмайылова Ф.Б.

(научный руководитель - профессор Рамазанова Э.Э.)

Научно-исследовательский институт «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия», г.Баку

В работе на основе электрической аналогии и с учетом взаимного влияния морских стационарных платформ (МСП) и коллекторов решена задача по определению фактического расхода и направлении газожидкостных потоков в действующих подводных трубопроводах. С этой целью для каждого трубопровода была составлена электрическая модель схемы совместного сбора нефти и газа и на основе правил идентификации принимались следующие условные обозначения:

- разность давления – идентифицируется напряжению тока U ;
- квадрат расхода нефтегазовой смеси по трубопроводу – силе тока I ;
- гидравлическое сопротивление потоку – электрическому сопротивлению R ;
- потери давления за счет силы гравитации – разности электрических потенциалов U_0 .

Для моделированной схемы составлялась уравнения баланса электрических токов в узловых точках и потери напряжения на выбранных электрических контурах с применением законов Кирхгофа для электрических сетей. В результате получилась система уравнений с неизвестными токами, количество, которых равно количеству нефтепроводов в системе.

С учетом принятой идентификации, согласно электрической модели на основе исходных данных по добыче и ее распределения по трубопроводам сбора нефтегазовых смесей была оценена сходимость производительностей (в %) на каждой платформе.

Задача решалась с применением теории матриц и была апробирована на фактических промысловых данных морского месторождения «Гюнешли» Азербайджана. Была показана возможность оценки фактических направлений потоков между МСП а также сходимость производительностей на каждой платформе, принимаемой для инженерной практики.

**ПРОЧНОСТНОЙ РАСЧЕТ И ОПРЕДЕЛЕНИЕ ХАРАКТЕРА
РАСПРЕДЕЛЕНИЯ НАПРЯЖЕНИЙ В ТРУБКАХ ПЕРЕМЕННОГО
СЕЧЕНИЯ
(STRENGTH CALCULATION AND STRESS DISTRIBUTION
CHARACTER DEFINITION IN PIPES OF VARIABLE CROSS
SECTION)**

Каримова Г.И.

(научный руководитель - доцент Байкова Л.Р.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Повышение надежности и безопасности трубопроводного транспорта является одной из наиболее актуальных задач в нефтегазовой промышленности. Особую трудность представляет обеспечение надежности (прочности) технологических трубопроводов и элементов технологического оборудования, так как они, помимо стандартных нагрузок, таких как вес элемента с продуктом, вес изоляции, внутреннее давление, перепад температур, испытывают и дополнительные – циклические нагрузки, результатом воздействия которых являются вибрация и повышенный износ (быстрое наступление усталости) трубопроводов.

В работе выполнена оценка целесообразности применения трубок с заданными гидродинамическими параметрами, с точки зрения механики, путем определения характера распределения напряжений и деформаций в трубках переменного по длине сечения: в линейно-расширяющейся трубке и трубке постоянного давления и выполнения проверки прочности указанных трубок, как технологических.

Применение полученных результатов может быть актуальным при подборе технологического оборудования: переходов, эжекторов, запорной арматуры, подводящих устройств и т.д., и оценке их напряженно-деформированного состояния. Определив характер изменения напряжений в трубках переменного сечения, можно оптимизировать конструкционные и механические характеристики элементов технологического оборудования.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ
КАНАЛОВ ПЕРЕМЕННОГО СЕЧЕНИЯ
(DEFINITION OF FLUID DYNAMIC PARAMETERS FOR VARIABLE
CROSS-SECTION CHANNELS)**

Каримова Г.И.

(научный руководитель - доцент Байкова Л.Р.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

При конструктивных расчетах различного вида насосов, элементов трубопроводной арматуры, технического оборудования возникает задача определения гидродинамических параметров в различных сечениях каналов заданной формы. Это может быть связано с необходимостью выявления сечений с минимальным или максимальным давлением или скоростью из условия сохранения прочности или обеспечения бескавитационных условий работы.

Обратной задачей является определение формы поверхности канала по заданному распределению одного из гидродинамических параметров. В общем случае, поставленные задачи могут быть решены только приближенно с помощью численных или графоаналитических методов. В гидромеханике эти задачи решаются с применением уравнения Лапласа.

В работе сделана попытка решения с помощью основных уравнений прикладной гидравлики – уравнения Дарси-Вейсбаха и уравнения Бернулли и получены уравнения зависимости: давления в трубе переменного сечения от ее длины, диаметра трубы переменного сечения от его длины при постоянном давлении (труба постоянного давления), гидродинамических напоров в трубопроводах переменного сечения от их длины

Применение полученных выражений может быть актуальным при расчетах технологического оборудования: эжекторов, запорной арматуры, подводящих устройств и т.д. Определив закон изменения гидродинамических параметров по длине потока жидкости, можно оптимизировать конструкционные и механические характеристики элементов технологического оборудования

**СРАВНЕНИЕ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ И ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ СХЕМ
ВКЛЮЧЕНИЯ НАСОСОВ НПС ПРИ РАБОТЕ В УСЛОВИЯХ
РАЗЛИЧНЫХ ПЕРЕПАДОВ ВЫСОТ
(COMPARISON ANALYSIS OF SERIES AND PARALLEL PUMPING
SYSTEMS WHILE WORKING WITH VARIOUS ELEVATION
DIFFERENCE)**

Кириянов А.А.

(научный руководитель - доцент Зоря Е.И.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Для поддержания устойчивой перекачки нефти по магистральному нефтепроводу с учетом различных ситуаций на НПС устанавливается обычно три рабочих и один резервный насос. При этом на практике применяются две схемы включения насосов – последовательная и параллельная. При последовательном включении насосов подача принимается равной проектному расходу по трубопроводу, а напор – 1/3 необходимого напора НПС. При параллельном включении насосов они должны иметь полный напор НПС, а подачу – 1/3 проектного расхода трубопровода.

В случае, когда отличие уровней установки рассматриваемой НПС и следующей незначительно («равнинное» расположение), наиболее эффективной является последовательная схема включения насосов. Если следующая НПС расположена на более высокой отметке, то линейная часть нефтепровода имеет некоторую статическую составляющую.

В ходе сравнения построены характеристики для последовательного и параллельного включения насосов при работе на трубопровод с различной величиной статической составляющей от расчетного напора НПС. При последовательной схеме, в случае значительной статической составляющей, возможность работы при расходах меньших проектного ограничена, а при возникновении аварийных ситуаций с отключением одного или двух насосов прокачка нефти невозможна по причине превышения сопротивления сети величины напора насоса.

При параллельной схеме имеется возможность отключением одного или двух насосов обеспечивать перекачку уменьшенных расходов. Аварийное отключение насосов не останавливает полностью работу трубопровода, а рабочая точка обеспечивается дросселированием части напора.

Таким образом, в условиях с большим перепадом высот на участке трубопровода, где сопротивление сети превышает напор работающих последовательно насосов, более целесообразной является параллельная схема их включения.

**СРАВНИТЕЛЬНАЯ ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ
ДРОССЕЛИРОВАНИЯ И ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО
ПРИВОДА НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ УЧАСТКЕ НЕФТЕПРОВОДА
COMPARATIVE EFFECTIVENESS OF THROTTLING AND
FREQUENCY-CONTROLLED ACTUATORS FOR TECHNOLOGICAL
SECTIONS OF THE PIPELINE**

Кирюшкина В.Ю.

(научный руководитель - д.т.н., профессор Шибнев А.В.)

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Вопрос оптимизации режимов транспортировки нефти является одним из важнейших для улучшения экономических и энергетических показателей компаний, осуществляющих процесс транспортировки нефти, т.к. насосные агрегаты потребляют до 95% от общих затрат электроэнергии.

Предполагается, что применение оборудования частотно-регулируемого привода (ЧРП) является более эффективным и экономичным способом регулирования режимов при транспортировке нефти по трубопроводу, хотя и более дорогостоящим по сравнению с традиционным.

Эффективность ЧРП зависит от условий эксплуатации трубопровода и, в первую очередь, от характеристик технологического участка в целом, характеристик насосных агрегатов и графика плановых режимов работы.

В рамках исследования смоделирован гипотетический участок нефтепровода в вариантах применения ЧРП и регулирования с помощью дросселирования. Плановые (стационарные) режимы работы технологического участка определялись по критерию минимума затрат электроэнергии при заданной производительности в диапазоне от минимальной до максимальной возможной. Для каждого стационарного режима работы трубопровода рассчитывался удельный (приведенный к единице времени) расход электроэнергии. Расчеты нестационарных процессов при переходе с одного стационарного режима на другой произведены при помощи программного комплекса «Гидросистема». Полученные результаты позволили оценить суммарные затраты электроэнергии.

Установлено, что применение ЧРП по сравнению с дросселированием становится предпочтительнее, чем чаще происходит изменение режима работы технологического участка нефтепровода. Однако, в некоторых случаях преимущество сводится на нет из-за более высоких приведенных затрат на технологическое оборудование ЧРП.

**ПОТЕНЦИАЛ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СВЕРХЗВУКОВОЙ
СЕПАРАЦИИ ДЛЯ ОЧИСТКИ ГАЗА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОМ И
ЭКОНОМИЧЕСКОМ АСПЕКТАХ
(POTENTIAL USAGE OF SUPERSONIC SEPARATION FOR GAS
CLEANING IN TECHNOLOGICAL AND ECONOMIC ASPECTS)**

Киселев В. Ю., Мажидов С.И.

(научный руководитель - доцент, к.т.н. Муминов А.С.)

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

Одной из проблем транспортировки газа является очистка и осушка газа. Очистка газа от сероводорода происходит на заводах, что крайне неудобно, так как необходимо транспортировать газ на перерабатывающий завод, далее с завода до потребителя. В данное время, традиционная осушка газа производится либо низкотемпературной сепарацией, либо с использованием турбодетандеров, оба процесса неидеальны.

В XXI веке мы предлагаем подойти к осушке и очистке газа по новому с использованием 3Ссепарации.

3Ссепарация (SuperSonicSeparator) - использование низкотемпературного сверхзвукового сепаратора, конструкция которого основана на использовании достижений современной аэродинамики, связанных с аэрокосмической техникой.

Технологические выгоды: 1) Отделять конденсат и серу; 2) Исключить использование противогидратных средств; 3) Сохранить высокое давление; 4) Удешевить процесс осушки и очистки газа; 5) В купе с сероочисткой проводить весь цикл подготовки газа на месторождении;

Экономические выгоды: 1) Уменьшение капитальных затрат на мультифазные сепараторы; 2) Уменьшение затрат на ингибиторы против гидратов; 3) Значительно поздняя необходимость в строительстве ДКС; 4) Уменьшение капитальных расходов на строительство труб для транспортировки; 5) Уменьшение капитальных затрат на строительство ГПЗ; 6) Сокращение потребности в большом персонале;

Потенциал применения технологии позволяет кардинально снизить расходы как на существующих, так и на обустраиваемых месторождениях.

**УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ УЧАСТКА
«ЛОПАТИНО – КЛИН – НИКОЛЬСКОЕ» МН «КУЙБЫШЕВ –
УНЕЧА – МОЗЫРЬ-1» ДЛЯ ПЕРЕКАЧКИ ПАРТИЙ
ВЫСОКОСЕРНИСТОЙ НЕФТИ
(THE INCREASING OF CAPACITY OF SECTION «LOPATINO – KLIN
– NIKOLSKOE» OF THE TRUNK PIPELINE «KUIBYSHEV – UNECHA
– MOZYR-1» FOR HIGH SULPHUR OIL TRANSPORTATION)**

Кузнецова Д.П., Андрюхин Н.С.

(научный руководитель - доцент Васильковский В.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

С 2009 года на западном экспортном направлении наблюдается тенденция снижения доли малосернистой нефти. Так, по данным АО «АК «Транснефть», в 2014 г. объём транспортируемой высокосернистой нефти увеличился до 81,1 млн. т, что составляет 17% от общего объёма перекачки. В 2015 году доля высокосернистой нефти в общем грузопотоке может вырасти ещё на 3-3,5 млн. тонн. В связи с неготовностью НПЗ «ТАНЕКО» для переработки высокосернистой нефти, необходима ее отдельная транспортировка и отгрузка. На заседании комиссии ТЭК РФ поставлена задача проработки варианта перекачки высокосернистой нефти с содержанием серы 2,3% по МН «Дружба» в объёме 23 млн. тонн/год. Таким образом, задача нахождения оптимального варианта перекачки, увеличившихся объёмов нефти с высоким содержанием серы по МН «Дружба» в настоящее время является весьма актуальной.

В представленной работе предлагается вариант перекачки заданного объёма высокосернистой нефти без сброса в РП ЛПДС «Клин», тем самым, отказавшись от больших затрат на реконструкцию станции, необходимую по причинам малого объёма РП, отсутствия возможности отдельного приема нефти из трех нефтепроводов, наличия одной подпорной станции на два нефтепровода. Предлагается вести перекачку с ЛПДС «Лопатино» через НПС «Никольское», ЛПДС «Унеча» и далее по МН «БТС-2» до «Спецморнефтепорт Усть-Луга».

В представленной работе был проведён технологический расчет, показавший снижение производительности МН «Дружба-1» на 10 млн. тонн/год. Для ее восполнения предлагается произвести подключение НПС «Красноселки» МН «Дружба-2» к МН «Дружба-1», которое, согласно проведённому технологическому расчету, полностью устраняет потерю пропускной способности участка «Клин-Никольское-1», а оставшееся времени позволяет перекачивать сернистые нефти с компаундированием в РП «Клин» по прежней схеме.

**РАЗРАБОТКА ЛАБОРАТОРНОГО СТЕНДА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ
ПРОЦЕССА ПЕРЕКАЧКИ АНОМАЛЬНЫХ НЕФТЕЙ ПРИ ВНЕШНИХ
ФИЗИКО – ХИМИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЯХ
(THE LABORATORY STAND FOR SIMULATING ANOMALOUS OIL PIPELINE
TRANSPOTATION UNDER THE EXTERNAL PHYSICOCHEMICAL INFLUENCE)**

Кырнышева П. А., Федоров П. В.

(научный руководитель - д. ф.-м. н., профессор Некучаев В. О.)

Ухтинский государственный технический университет,

ООО «НИИ Транснефть»

Транспорт высокопарафинистых нефтей осложняется различными негативными явлениями (асфальтосмолопарафиновые отложения, повышение вязкости при снижении температуры перекачки), что ведет к снижению пропускной способности нефтепроводов и повышению рабочего давления в его линейной части. Для безопасной эксплуатации трубопроводов необходимо иметь возможность измерять реологические характеристики перекачиваемой парафинистой смеси нефтей для рабочего интервала температур. Эти данные необходимы для гидравлического и теплового расчетов режимов работы трубопровода, определения безопасного времени его остановки и пусковых давлений.

При перекачке аномальных нефтей часто используются специальные методы, улучшающие транспортабельные свойства нефти («горячая» перекачка, обработка физическими полями и пр.). Апробация этих методов и поиск оптимальных режимов их применения непосредственно на реальном трубопроводе в большинстве случаев абсолютно невозможна. Поэтому разработка лабораторного стенда, моделирующего реальный трубопровод и используемые технологии перекачки, позволяющего проводить проверку и сравнение расчетных параметров его работы в условиях перекачки реологически сложных нефтей, является крайне актуальной задачей.

Задачи данной работы:

1. Определение критериев подобия для моделирование реальных условий процесса перекачки нефти по трубопроводу;
2. Расчет параметров режимов перекачки нефти, обеспечивающих соответствие критериям подобия – числу Рейнольдса и скорости потока;
3. Расчет гидравлических потерь на прямолинейных участках и местных сопротивлениях для условий прокачки Усинской нефти по стенду;
4. Расчет и фактическая проверка времени безопасной остановки и значений пусковых давлений;
5. Определение технических требований для создания различных температурных условий перекачки.

Лабораторный стенд представляет собой физическую модель нефтепровода. На данной установке планируется осуществление поточной обработки нефти аппаратами ультразвукового и магнитного воздействия, ввод присадок в поток жидкости, создание с помощью термостатов необходимых перепадов температур между внешней средой и трубопроводом.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПОТЕРЬ НАПОРА В ТРУБОПРОВОДАХ С НЕПРЕРЫВНОЙ И РАВНОМЕРНОЙ РАЗДАЧЕЙ ЖИДКОСТИ (INVESTIGATION OF PRESSURE LOSS IN THE PIPING WITH UNINTERRUPTED AND REGULAR DISTRIBUTION OF LIQUID)

Ламскова М.И., Филимонов М.И.

(научный руководитель - доцент Новиков А.Е.)

Волгоградский государственный технический университет

Капельные линии систем малообъемного низконапорного орошения относятся к трубопроводам с непрерывной и равномерной раздачей жидкости с убывающим расходом и переменной массой по пути. Надёжность работы рассматриваемых трубопроводов оценивается потерями напора и равномерностью расхода жидкости по их длине. С учётом принятых допущений на основе теоретических и натуральных исследований эксплуатационных показателей капельных линий отечественного производства предложена эмпирическая формула для определения потерь напора по длине на основе закона Дарси-Вейсбаха.

Натурная оценка линейных потерь по длине трубопровода проводилась методом последовательного суммирования:

$$h_n^{nat} = \sum_{i=1}^n (h_1 + h_2 + \dots + h_n).$$

Расчёт вели, начиная с первого или последнего участков трубопровода, для чего участок длиной l условно делили на n равных отрезков с длиной каждого l_n и расходом по пути q_n . В этом случае принимается допущение, что на каждом n участке происходят равные потери скорости ΔV транспортируемой жидкости. Принимая $V_n = V \cdot (1 - l_n/l)$ – скорость потока жидкости на n участке, м/с, получим окончательную формулу для определения потерь напора по длине на основе закона Дарси-Вейсбаха:

$$h_n = k_1 \cdot k_2 \cdot l_n \cdot (V - n \cdot V \frac{l_n}{l})^{1,75} \cdot d^{-1,25},$$

где $k_1 = 1,15$, $k_2 = 1,7 \cdot 10^{-4}$ - поправочные коэффициенты, учитывающие различия качества укладки трубопроводов в лабораторных и производственных условиях, а также материал и качество их изготовления (наличие стыков); V - скорость жидкости в начале трубопровода, м/с; l – длина трубопровода, м; d – диаметр трубопровода, м.

Полученные нами экспериментальные данные показывают, что математическое описание достаточно адекватно описывает потери напора в рассматриваемых трубопроводах. Так при раскладке линий на длину до 140 метров погрешность между расчётными и натурными данными незначительна (не более 3 %), при раскладке линий на длину свыше 140 м погрешность увеличивается, при этом максимум составляет порядка 16 %, что может быть обусловлено более сложными условиями эксплуатации.

**АНАЛИЗ МЕТОДОВ ОЦЕНКИ РИСКА ВОЗНИКНОВЕНИЯ
АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ
(ANALYSIS OF RISK ASSESSMENT METHODS AT THE GAS
PIPELINE COMPRESSOR STATION)**

Леонович И.А.

(научный руководитель - профессор, д.т.н. Ревазов А.М)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В соответствии с нормативными рекомендациями при выборе методов проведения анализа риска необходимо учитывать следующие факторы: этап функционирования объекта (проектирование, эксплуатация и т.д.), цели анализа, критерии приемлемого риска, тип анализируемого опасного производственного объекта и характер опасности, наличие ресурсов для проведения анализа, опыт и квалификацию исполнителей, наличие необходимой информации и другие.

Ключевым фактором в определении наиболее эффективного метода анализа риска для сложных технологических систем является специфика анализируемого объекта. Для компрессорных станций магистральных газопроводов с одной стороны характерно отсутствие значительного числа данных об авариях, поскольку каждая авария на КС это уникальная ситуация, классификация этих аварий затруднена. С другой стороны, аварии на КС, особенно пожары и взрывы, наносят значительный ущерб катастрофического характера.

Еще одной отличительной особенностью КС является наличие на одной технологической площадке значительного числа опасных объектов различной природы опасности: большие объемы природного газа под давлением, электрооборудование под высоким напряжением, газотурбинные установки (высокая температура отдельных элементов) и др.

Исходя из этого, в результате проведенного анализа, было определено, что наиболее подходящий к такому объекту метод анализа риска — вероятностно-эвристический.

Указанный выше метод основывается на сложной системе формирования качественных и количественных оценок на основании мнений компетентных специалистов, экспертов. Спектр его применения — сложные технические системы со значительным числом внутренних связей, для которых формирование адекватной математической модели крайне сложно или невозможно. Метод нашел широкое применение в условиях недостатка информации и невозможности формализации задачи.

**ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ОДНОНИТОЧНОГО
МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА “ЯМБУРГ-ТУЛА-2” НА
УЧАСТКЕ 2723,2 КМ (0КМ) – 3088,2 КМ (365КМ) В ПРОЦЕССЕ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ФИЛИАЛОМ ООО "ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ
МОСКВА" ПУТЯТИНСКОЕ ЛПУМГ
(IMPROVING THE RELIABILITY SINGLE TRUNK GAS PIPELINE
“YAMBURG-TULA-2” AT THE SITE 2723,2 KM (0KM) – 3088,2 KM
(365KM) DURING OPERATION BRANCH OF LLC “GAZPROM
TRANSGAZ MOSCOW” PUTYATINSKY LPUMG)**

Линев Е.В.

ООО “Газпром трансгаз Москва” Путятинское ЛПУМГ

Транспортировка газа к потребителям - это сложный технологический процесс. Обеспечение надежной, безопасной и непрерывной поставки голубого топлива потребителям является приоритетной задачей организаций, эксплуатирующих магистральные газопроводы.

В работе представлены мероприятия по повышению надежности эксплуатации магистральных газопроводов, на примере газопровода “Ямбург-Тула-2”.

Рассматриваются основные методы диагностики и ремонта газопровода.

Приведен анализ результативности проведения внутритрубной дефектоскопии, а также рассмотрены новые технологии данной диагностики:

- электромагнитно акустический (ЭМА) метод контроля изоляции;
- применение GPS-технологий.

На МГ “Ямбург-Тула-2” применялись современные технологии ремонта, такие как:

- установка ремонтных стеклопластиковых муфт типа «РСМ-1420 Б»;
- врезка под давлением.

Надежность газопровода также обеспечивается возможностью резервной подачи газа потребителям.

ПРОЕКТ РЕЗЕРВУАРА ОБЪЕМОМ 100000 М³ СО СТЕНКОЙ КАННЕЛЮРНОГО ТИПА

Егоров А.Ю., Логанова М.Е., Чемоданова И.И.
(научный руководитель - доцент Землеруб Л.Е.)

Самарский государственный технический университет

В данной работе представлен проект резервуара объемом 100000 м³ повышенной надежности, которая достигается за счет применения стенки каннелюрного типа и вантового покрытия.

При заполнении резервуара под действием гидростатического давления в каннелюрной стенке возникают сжимающие напряжения, которые передаются на ребра панелей, вызывая опрокидывающую силу по всей высоте ребра. Для компенсации опрокидывающего усилия используются усилия натяжения вантового покрытия резервуара.

Вантовое покрытие и стенка резервуара представляет собой саморазгружающуюся систему, что увеличивает прочность и устойчивость резервуара. С внутренней стороны стыка каннелюрных панелей приварена накладка шириной 400 мм. Накладка образует со стыками панелей трехгранную балку, увеличивающую жесткость конструкции.

Для оптимизации геометрии конструкции в программном комплексе ANSYS был выполнен ряд расчетов напряженно-деформированного состояния резервуара с учетом пластического деформирования материала при различных размерах и расположении колец жесткости. Полученные результаты расчетов показывают, что такая конструкция позволит переместить максимальные напряжения в стенке из зоны уторного узла на середину высоты стеновых панелей, причем стеновые панели работают на сжатие, а кольца жесткости работают на растяжение.

В зоне уторного узла отсутствует изгибающий момент, все элементы конструкции упруго деформируются, напряжения элементов ниже предела текучести. Днище у такого резервуара изготавливается плоским - без конуса. Кроме того, места максимальных напряжений находятся вне контакта с продуктом, что позволит сократить сроки ремонта, увеличить межремонтный период и большую часть ремонтных работ производить без вывода резервуара из эксплуатации.

В соответствии с расчётами выбрано вантовое покрытие комбинированного типа с вертикальными жесткими распорками и зигзагообразной канатной решеткой с внутренним и внешним опорными кольцами. Выбран тип покрытия по вантовой конструкции, и проведен расчет толщины покрытия и его массы. Проведен расчет понтона и выбрана конструкция затвора понтона, также проведен расчет днища и его

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДИК РАСЧЕТА ПОТЕРЬ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРАХ ОТ ИСПАРЕНИЯ (COMPARATIVE ANALYSIS OF METHODOLOGIES FOR ESTIMATING THE TOTAL EVAPORATIVE LOSSES OF HYDROCARBONS FROM TANKS)

Лоповок С.С.

(научные руководители: профессор Максименко А.Ф., профессор Дяченко И.Ф.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Значительную долю в объеме всех потерь в системе нефтепродуктообеспечения и в системе магистрального транспорта нефти составляют потери от испарения в резервуарах. Несмотря на то, что в последнее время успешно применяют различные средства сокращения потерь, проблема учета потерь остается актуальной, так как наносится не только материальный ущерб предприятиям, но и происходит значительное загрязнение окружающей среды.

Основной задачей при расчете потерь нефти и нефтепродуктов от испарения является нахождение концентрации паров углеводородов в паровоздушной смеси. Процесс массоотдачи, а соответственно и концентрацию паров углеводородов, рассчитывают при помощи критериальных уравнений. Существуют различные критериальные уравнения массоотдачи для процессов закачки, откачки и простоя, предложенные различными авторами. В работе проведен анализ критериальных уравнений. Сделан вывод об их точности.

В настоящее время, при определении потерь нефти и нефтепродуктов от испарения, организации, осуществляющие транспортировку углеводородов и организации, сдающие углеводороды для транспортировки, пользуются методикой, утвержденной министерством энергетики РФ: «Методические рекомендации по определению технологических потерь нефти и нефтепродуктов при транспортировке магистральным трубопроводным транспортом». В этой методике имеются некоторые допущения, которые могут повлиять на точность расчета (к примеру концентрация паров принимается равной концентрации насыщенных паров и др.).

В данной работе были произведены расчеты потерь нефти и нефтепродуктов от испарения из вертикальных стальных резервуаров по различным методикам. Сделан вывод об их точности. Предложены способы усовершенствования расчета потерь в резервуарах от испарения.

УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССАМИ МОРОЗНОГО ПУЧЕНИЯ ГРУНТОВ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТОВ ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Макшанцева Д.В., Лебедев М.С.

Ямбургская лаборатория мерзлоты ООО «Газпром добыча Ямбург»

В работе предлагается модель для анализа параметров геотехнической системы (ГТС) в процессе строительства и эксплуатации газопромысловых объектов Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНГКМ). Функционирование сооружений в сложных инженерно-геологических условиях сопряжено с опасностью отказов оснований и фундаментов инженерных сооружений, связанных с возможностью выхода параметров ГТС за пределы допусков, принятых в проектных решениях. Геотехнический мониторинг (ГТМ) – система комплексного контроля, прогнозирования и управления состоянием ГТС на всех стадиях жизненного цикла. Одним из ведущих мерзлотных процессов деструктивного техногенеза в ГТС является морозное пучение грунтов. Морозное пучение грунтов – процесс увеличения объема и деформирования дисперсных грунтов при промерзании и образование выпуклых форм на их поверхности. Возникновение сезонных бугров пучения связано со сложными физико-механическими процессами, происходящими в слое сезонного оттаивания – зоне распространения надмерзлотных вод. На основе обработки данных ГТМ выполняются построения геотемпературных карт и определяется режим прохождения холодной волны атмосферного воздуха вглубь грунтового массива. Прослеживается изменение гидродинамического режима надмерзлотного водоносного горизонта (переход из безнапорного состояния в напорное), оконтуриваются гидродинамические зоны в которых процессы криогенного пучения грунтов имеют наибольшее распространение. В 2010-2014 годах организованы экспериментальные работы по изменению параметров гидродинамических зон - понижения величин криогенных напоров при помощи специально оборудованных гидрогеологических колодцев. Разгрузка надмерзлотного водоносного горизонта снижает вероятность развития процессов пучения, деформацию оснований и фундаментов. Повышается эксплуатационная надежность, промышленная и экологическая безопасность газонефтепромысловых сооружений криолитозоны.

**СРАВНЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ ЧАСТОТЫ
ВРАЩЕНИЯ НАСОСА И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СМЕННОГО
РОТОРА ПРИ РАБОТЕ НА МАЛЫХ ПОДАЧАХ
(EFFECTIVENESS COMPARISON OF PUMP ROTATION SPEED
REGULATING AND THE USAGE OF REMOVABLE ROTORS WHEN
WORKING ON A LOW FLOW RATE)**

Мариненко М.В.

(научный руководитель - доцент Зоря Е.И.)

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

В последнее время нефтеперекачивающие станции (НПС) комплектуются устройствами регулирования частоты вращения магистральных насосов для более эффективной эксплуатации насосов при изменении их подачи. Регулирование числа оборотов насоса с помощью частотно-регулируемого привода (ЧРП) или гидромолоты является эффективным решением изменения производительности.

Однако, в случае транспортировки объемов нефти $Q \leq 0,7Q_H$ и необходимости при этом обеспечения требуемого напора насоса для повышения КПД и надежности магистрального насоса наряду с изменением частоты вращения необходимы другие технические решения, например, использование сменных роторов. Эффективность применения этих способов регулирования сравнивается на примерах, соответствующих подачам в 50% и 70% от номинальной.

С помощью регулирования частоты вращения насоса с номинальным ротором Q_H при 50% подачи можно получить значение КПД выше по сравнению с дросселированием. В то же время применение совместно с ЧРП сменного ротора $0,5Q_H$ также повысит КПД по сравнению с ротором Q_H и одновременным использованием ЧРП. Аналогично выглядит ситуация для подачи 70% от номинальной.

Таким образом, совместное применение ЧРП и сменных роторов на подачах менее 70% при длительной эксплуатации вполне обоснованно. Для подач более 70%...80% от номинальной рационально использовать номинальный ротор Q_H , а требуемые параметры обеспечивать путем регулирования частоты вращения.

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ НЕФТИ ПРИ РАЗРЫВЕ ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ ПЛАНИРОВАНИЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ НЕФТИ

(CALCULATION OF OIL LOSSES OF PIPELINE CRASH FOR DEVELOPING OIL SPILL CONTINGENCY PLAN)

Марцевой П.М.

(научный руководитель - д.т.н. Ревазов А.М.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время с увеличением объемов добычи нефти увеличивается негативное влияние на окружающую среду. Растет число аварий.

Поэтому жизненно необходимо научиться правильно оценивать риски и последствия разливов нефти, правильно планировать мероприятия по предупреждению и ликвидации аварийных разливов нефти. В том числе необходимо выявить наиболее опасные с точки зрения проливов участки, определить состав сил и средств пунктов Ликвидации аварийных разливов нефти (ЛАРН), их местоположение. Необходимо заблаговременно определить мероприятия по ликвидации аварий.

Для этого необходимо рассмотреть группы событий, который ведут за собой неблагоприятные последствия, связанные с утечкой нефтепродуктов из магистральных трубопроводов и проанализировать мероприятия по их предотвращению.

Первичной необходимостью по ликвидации разлива является обнаружение места разлива и выполнения расчетных операций и моделирование направления или вероятной траектории перемещения нефтяного пятна (для незначительных проливов может отсутствовать).

После проведения анализа аварийных утечек нефти из трубопровода следует, что характерный размер дефектного отверстия подчиняется вероятностному распределению Вейбулла получают 12 сценариев аварийной утечки нефтепродукта.

В качестве объекта изучения выбран участок магистрального нефтепровода Куйбышев-Тихорецк от 517 до 694 км. Для удобства расчета данный участок был разделен еще на пять участков в соответствии с расположением задвижек.

В результате выполненных расчетов найдены участки с повышенным выходом нефти в результате аварии. Даны практические рекомендации по мероприятиям по снижению риска на данных участках и оптимальному размещению средств.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОКОН ВОЗМОЖНОСТЕЙ МЕТОДОВ
ЛОКАЛИЗАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ ПРИ АВАРИЯХ НА
МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДАХ
(WINDOWS OF POSSIBILITY DETERMINATION OF METHODS FOR
OIL SPILLS LOCALISATION DURING THE OFFSHORE PIPELINES
ACCIDENTS)**

Мерициди И.И.

(научный руководитель - профессор Шотиди К.Х.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Морские подводные трубопроводы являются наименее изученным типом транспортной системы в РФ. В тоже время на морском шельфе проложено более 100 тыс. км подводных трубопроводов для перекачки нефти и других углеводородов. Поэтому особую важность приобретают вопросы надежности трубопроводов и совершенствование системы реагирования на разливы нефти, особенно в условиях Арктики.

В работе сформулированы и проанализированы граничные условия при определении окон возможностей методов локализации и ликвидации разливов нефти при аварии на морских подводных трубопроводах при их моделировании методом байесовских сетей.

Рассмотрены особенности различных методов локализации и ликвидации разливов:

- механический метод, включающий различного рода ограждения и последующий сбор с помощью разнообразной нефтесборной техники;
- контролируемое сжигание: а) с применением огнестойких бон;
- б) без применения огнестойких бонн.
- диспергирование: а) химическое диспергирование поверхностного пятна; б) химическое диспергирование у источника разлива; в) диспергирование с помощью «нефте-минеральных агрегатов».
- комплексные методы с использованием сорбентов.

Определены окна возможностей методов локализации для особенно часто встречающихся аварий на подводных трубопроводах.

Оценено влияние различных факторов и параметров, а именно:

- Физико-химических свойств перекачиваемой нефти (Состав, вязкость, температура застывания, воспламеняемость, агрессивность, толщина плёнки и т.д.);
- Параметров окружающей среды (Время с начала разлива, видимость в районе аварии, сила ветра, течение, состояние моря, соленость, температура воды и воздуха);
- Ледовой обстановки (Индекс льда, концентрация льда, нефть на льду или подо льдом).

**ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ ВНУТРИТРУБНОЙ
КОРРОЗИИ И ТЕХНОЛОГИИ ЕЕ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ НА
ПРИМЕРЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
(THE INVESTIGATION OF SPECIAL ASPECTS OF IN-LINE
CORROSION AND TECHNOLOGIES OF ITS PREVENTION IN
FLOWLINES)**

Абушаев Р.Ю., Минатдинов А.А.

(научный руководитель - к.п.н., доцент Багдасарова Ю.А.)

Самарский государственный технический университет

Коррозия является одной из причин аварий на объектах трубопроводного транспорта. Существует множество факторов, влияющих на внутреннюю коррозию промышленных трубопроводов. Одним из них является наличие в среде коррозионно опасных бактерий. Нами были проведены исследования пластовых вод и продуктов коррозии, отобранных со стенок корродированных труб, двух нефтяных месторождений на предмет их обнаружения: Конитлорского (ХМ АО) и Дмитровского (Самарская обл.). Результаты изучения показывают, что численность бактерий в продуктах коррозии и в пластовых водах Дмитровского месторождения низка и не превышает 10^2 кл/мл пластовой воды, что, вероятно, связано с высокой минерализацией пластовых вод данного месторождения. Образцы из Конитлорского месторождения, наоборот, содержат огромное количество коррозионно опасных бактерий (10^6 - 10^7 кл/мл), среди которых преобладают представители тионовых и сульфатовосстанавливающих. Кроме того, продукты коррозии трубопроводов Конитлорского месторождения были исследованы с помощью рентгенографического метода. Обнаружены следующие продукты коррозии: Fe_3O_4 , Fe_2O_3 , FeO , $FeO(OH)$, FeS . Учитывая, что степень обводненности добываемой нефти на данном месторождении 89%, а также получив данные по качественному составу продуктов внутритрубной коррозии и его микробиологическим особенностям, можно сделать вывод о том, что в данном случае наблюдается биохимический механизм коррозии. Одним из вариантов решения данной проблемы может являться использование композитных и полимерных материалов, например, полиэтиленовых армированных синтетическими нитями труб (типа Anasonda) или стеклопластиковых труб. Была получена статистика отказов промышленных трубопроводов на примере Конитлорского месторождения. Количество отказов на трубопроводах из стали и из стали с внутренним полимерным покрытием за последние 5 лет составляет 4 и 0, соответственно. Показано, что стеклопластиковые трубы имеют значительные преимущества перед другими видами материалов, как с физико-механической, так и с экономической точки зрения.

**ВОЗОБНОВЛЯЕМЫЕ ИСТОЧНИКИ ЭНЕРГИИ ДЛЯ
НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РОССИИ
(RENEWABLE ENERGY SOURCES FOR OIL AND GAS INDUSTRY
OF RUSSIA)**

Мингалеева Р.Д.

(научный руководитель - к.т.н., профессор Бессель В.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Россия является одним из мировых лидеров по внутреннему энергопотреблению, причем эффективность энергопотребления крайне невысока – не более 22-25% энергии уходит на воспроизводство ВВП, все остальное – на поддержание протяженной инфраструктуры в рабочем состоянии, а также на тепловые и энергетические потери. Это своего рода энергетическая плата за огромную территорию, занимаемую Россией, 70% территории которой находится в северных и арктических широтах. С другой стороны, наша огромная территория дает нам неопределимые конкурентные преимущества перед всеми другими странами мира с точки зрения потенциала возобновляемой энергии, так как последняя является энергией распределенной и, по определению, чем больше территория, на которой мы эту энергию собираемся использовать, тем выше ее потенциал.

Активная работа по разработке концепции энергообеспечения объектов транспорта газа с использованием автономных энергетических установок малой и средней мощности на основе возобновляемых источников энергии ведется кафедрой термодинамики и тепловых двигателей РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Реальным направлением реализации данной концепции является Восточная газовая программа ОАО «Газпром», где большинство объектов будут строиться и функционировать в регионах с неразвитой энергетической инфраструктурой. В работе предлагается современный подход к решению задачи энергообеспечения объектов добычи, подготовки и транспорта газа на базе создания автономных энергетических установок малой и средней мощности на основе солнечной и ветровой энергии. Для этого прежде всего требуется оценить технические, то есть реализуемые существующими на настоящий момент средствами, ресурсы обоих видов энергии.

В работе приведены:

- оценка технического потенциала ветровой энергии для сухопутной и прибрежной зон России;
- оценка технического потенциала солнечной энергии России.

**СТАТИСТИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ НАДЕЖНОСТИ
НЕФТЕПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ
(STATISTICAL RELIABILITY ANALYSIS OF OILFIELD PIPELINES
OF DEPOSITS OF PERM KRAI)**

Мошева А.М.

(научный руководитель - д.т.н., доцент Хижняк Г.П.)

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

В работе произведена статистическая оценка надежности нефтепромысловых трубопроводов (НПТ) нефтяного месторождения Пермского края. Для оценки было выбрано одно из месторождений Пермского края, введенного в эксплуатацию более 30 лет назад.

В результате произведенной оценки основных причин аварий на месторождении, связанных с трубопроводной системой, выявлена наиболее распространенная из всех - внутренняя и внешняя коррозия, а также показана динамика времени простоя скважин ввиду наличия аварии и сроков ее устранения, которая достаточно ясно показывает урон, наносимый в результате отказов трубопроводной системы. Произведена оценка номенклатуры используемых трубопроводов, а также произведен их сравнительный анализ, в результате которого был выявлен тип трубопровода, подвергающегося наиболее частым отказам. При обработке статистических данных выявлено, что большинство трубопроводов, находящихся в зоне риска, эксплуатируются более 25 лет, что превышает установленный срок эксплуатации заводом-изготовителем.

Произведен расчет безотказной работы для каждого типа трубопроводов из всей рассматриваемой номенклатуры, а также произведен расчет безотказной работы всей трубопроводной системы в целом, для получения сравнительных характеристик, в результате которого была выявлена тенденция уменьшения времени безотказной работы к 2015 году.

Для каждого типа эксплуатирующихся трубопроводов составлены модели надежности, а также выдвинуты гипотезы об их экспоненциальном распределении. Построены теоретические и экспериментальные функции надежности, на основании которых произведена проверка гипотез на достоверность методом Колмогорова с задаваемым уровнем значимости свыше 0,0025. Выявлена возможность прогноза отказов оборудования.

Таким образом, на основании проделанной работы можно сделать вывод о тенденции уменьшения надежности промышленных трубопроводов одного из месторождений Пермского края, что является весомой причиной для поиска мероприятий, способных увеличить надежность трубопроводной системы.

ГИПОТЕЗЫ ПРИНЦИПА РАБОТЫ ГЕНЕРАТОРА РОССИ (HYPOTHESIS OF WORK PRINCIPLE OF ROSSI GENERATOR)

Муфтахов Р.М.

(научный руководитель - профессор Купцов С.М.)

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Исследования в области холодного ядерного синтеза, и, как следствие, появление генератора Росси, обуславливают необходимость изучения этого явления изнутри, а также поиска способов применения данной технологии. Однако работа в данной области вызывает определенные трудности, вызванные коммерческой тайной устройства аппарата Росси. Тем не менее, российский ученый, кандидат физико-математических наук А.Г.Пархомов смог повторить эксперимент и получить аналогичные результаты.

Целью данной работы является изучение устройства и принципа действия генератора Росси, также известного под названием E-CAT (англ. Energy Catalyzer – катализатор энергии). Устройство представляет собой керамическую трубку с топливом, обвитую электронагревателем и запечатанным жаростойким цементом. Будучи нагретым до температуры около 1200 °С, генератор начинает самостоятельно выделять тепло, причем отношение выделенной энергии к потребленной больше единицы.

В первоначальных опытах А.Г. Пархомова одним из основных недостатков было малое время работы катализатора, вызванное несовершенством конструкции, а также малое число измеряемых величин. Это вызывает потребность в повторении экспериментов, проведении доработок в базовой конструкции, а также более тщательном изучении полученных результатов.

В ходе проведения работы мною были проведены расчеты, проверяющие, не является ли выделение избыточной энергии результатом химической реакции либо избыточным теплом, получаемым из электросети. Было доказано, что действительно, химическая реакция возникнуть не могла, однако энергии, получаемой из электросети, оказывается достаточно для выделения избыточного тепла.

Генератор E-CAT на сегодняшний день остается одним из самых многообещающих направлений в области практического применения холодного ядерного синтеза. Это экологически чистый и дешевый источник энергии, который может широко применяться во всех отраслях промышленности.

**О ВЛИЯНИИ ДАВЛЕНИЯ НА РАСХОД ГАЗИРОВАННЫХ
ЖИДКОСТЕЙ В ТРУБОПРОВОДАХ ПРОМЫСЛОВОГО СБОРА
(ABOUT INFLUENCE OF PRESSURE ON THE CONSUMPTION OF
CARBONATED LIQUIDS IN FIELD COLLECTION PIPELINES)**

Насибова А.А., Бабиров Г.Н.

(научный руководитель - профессор Исмайылов Г. Г.)

ГНКАР, НИПИ “Нефтегаз”

В работе сделана попытка смоделировать течение нефтегазовых смесей в сборных трубопроводах с учетом изменения газовых включений (степени сжимаемости среды) при разных уровнях давлений.

За основу анализа была взята зависимость влияния давления на изменение вязкости газонасыщенной системы, предложенной академиком Л.С. Лейбензоном в следующем виде:

$$\nu = \nu_0(1 + \alpha \cdot P)$$

где ν_0 - кинематическая вязкость смеси при нормальных условиях;

P - уровень давления;

α - коэффициент сжимаемости среды, который также показывает во сколько раз может возрасти коэффициент вязкости ν_0 при увеличении давления.

В результате проведенных несложных преобразований была получена обобщенная формула расхода как ламинарного, так и турбулентного режимов течения жидкости в трубопроводе.

С учетом полученных результатов были выведены окончательные формулы с целью оценки влияния уровня давления на расход жидкости для различных случаев режимов течения.

Анализ полученных формул и проведенные расчеты показали, что влияние давления на расход жидкости как на турбулентном, так и на ламинарном режимах течения довольно велико. Так, в зависимости от уровня среднего давления расход нефтегазовой смеси для реальных внутрипромысловых трубопроводов может возрасти до 60%.

**РАСЧЕТ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ЗАГЛУБЛЕННЫХ В
ГРУНТ НА УСТОЙЧИВОСТЬ
(CALCULATION OF UPHEAVAL BUCKLING OF BURIED
OFFSHORE PIPELINES)**

Нгуен Фунг Хынг, Нгуен Ван Хоай
(научный руководитель – профессор, д.т.н Бородавкин П.П)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

С целью защиты из от механических повреждний со стороны судовых якорей, от размыва грунта под трубопроводом, от воздействия окружающей среды (вол и течений), от изменения наружной температуры, производится заглубление морских трубопроводов.

Наиболее неблагоприятным для нормальной эксплуатации трубопровода является перемещение вверх, так как при этом, он выходит из грунта и подвергается различным внешним воздействиям, особенно когда «собирает» продольные перемещения прилегающих участков. Это приводит к большему искривлению труб, их перенапряжению, в итоге – к разрушению.

В работе, рассмотрена методика расчета устойчивости подводных трубопровода заглубленных в различных грунтах. Проведен анализ возможных технологических решений по стабилизации положения трубопровода.

**АНАЛИЗ И ОЦЕНКА ДИФФУЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ В
СТЕНКАХ ЭЛАСТИЧНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ
(ANALYSIS AND EVALUATION OF THE PROCESSES OF DIFFUSION
THROUGH THE WALLS OF THE ELASTIC TANKS)**

Носов В.С.

(научный руководитель - доцент, к.т.н. Ларионов С.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Актуальной проблемой, возникающей при хранении светлых нефтепродуктов в эластичных резервуарах, является учет технологических потерь. Эти потери возникают в следствии диффузии нефтепродукта через эластичную поверхность.

Эластичные резервуары нашли широкий круг применения в нефтегазовой отрасли. Они используются как:

- временное хранилище нефтепродуктов при условии нецелесообразности сооружения стальных резервуаров;
- газгольдеры-рекуператоры широких фракций углеводородов;
- резервуары для полевых складов горючего;
- резервуары для ликвидации аварийных разливов;
- резервуары для трансформаторного масла;
- передвижные нефтегазовые резервуары-сепараторы.

В полимерных стенках эластичных резервуаров происходят диффузионные процессы, следствием которых являются потери нефтепродукта.

На основе моделирования диффузионных процессов в стенке эластичного резервуара была разработана методика. Основываясь на известных уравнениях диффузии, предложена численная схема решения данной задачи. Рассматривалась как стационарная, так и нестационарная задачи. Поставленные задачи решались методом конечных разностей с применением неявных разностных схем.

Так как коэффициент диффузии D зависит от температуры, в работе также исследовалось влияние дневных и сезонных колебаний температуры на технологические потери.

Результатами расчетов показана сходимость данного метода с реальными данными по технологическим потерям при хранения светлых нефтепродуктов в эластичных резервуарах. Расчеты проводились при различных толщинах эластичной оболочки, а также для различных типов материалов, применяемых в качестве эластичной оболочки.

Разработанный программный модуль планируется использовать при оценке технологических в эластичных резервуарах, применяемых МО РФ, а также компаниями, деятельность которых связана с хранением светлых нефтепродуктов.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ ДЛЯ ОПИСАНИЯ ИЗМЕНЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ВЯЗКОСТИ ВОДОНЕФТЯНЫХ СИСТЕМ (THE MATHEMATICAL MODEL FOR DESCRIBING THE CHANGE OF EFFECTIVE VISCOSITY OF OIL-WATER SYSTEMS)

Нурмамедова Р.Г., Мусаев С.Ф., Бабиров Г.Н.
(научный руководитель - профессор Исмайылов Г.Г.)
ГНКАР, НИПИ «Нефтегаз»

Проведенными исследованиями установлено, что вязкостные свойства водонефтяных систем обуславливают зависимость графика градиента скорости ($\frac{dv}{dr}$) от касательного напряжения сдвига (τ), которые изучаются в ротационных вискозиметрах, резко, неаддитивно различаются и оказывают серьезное влияние на процесс добычи и транспорта нефти.

Существующие в настоящее время общепринятые аддитивные правила расчета и различные эмпирические формулы и модели для определения вязкостных свойств структурно-устойчивых водонефтяных эмульсий пока не всегда позволяют прогнозировать изменения показателей качества исследуемых гетерогенных систем различной обводненности с достаточной точностью, необходимых для инженерных расчетов. Вязкость таких полидисперсных систем как правило, зависит от соотношения фаз, скорости течения, степени дисперсности и многих других параметров.

В работе с целью определения изменений вязкостных свойств водонефтяных эмульсий в зависимости от степени текущей обводненности (β) и предела насыщения водой (β^*) на базе многочисленных экспериментальных исследований ротавискозиметрических исследований предложена следующая математическая модель:

$$\mu_{эм} = \mu_n \left(\frac{\mu_{эм}^*}{\mu_n} \right)^{\frac{\beta}{\beta^*}}$$

Где $\mu_{эм}$ и μ_n - соответственно вязкость эмульсии и безводной нефти;

β^* - предел водонасыщенности;

$\mu_{эм}^*$ - максимальное значение вязкости эмульсии (при $\beta = \beta^*$).

Анализ показал, что предложенная формула позволяет определить эффективную вязкость водонефтяных систем во всем диапазоне изменения градиента скорости при отсутствии экспериментальных данных и приемлема для инженерной практики.

О ВЗАИМОДЕЙСТВИИ НЕФТЕЙ ПРИ ИХ СМЕШЕНИИ (ABOUT INTERACTION BY CRUDE OIL AT THEIR MIXTURE)

Нуруллаев В. Х., Зейналов Р. Л.

(научный руководитель - профессор Исмайылов Г. Г.)

Управление Нефтепроводов, ГНКАР НИПИ «Нефтегаз»

В работе на примере нефтей Азербайджана установлено, что помимо выпадения различных осадков, проявление «несовместимости» в нефтяных смесях может выражаться также в заметных также в заметных аномалиях качественных показателей.

С целью изучения взаимовлияния компонентов в составе смеси были исследованы в лабораторных условиях различные пробы нефтей и их смеси. Согласно соответствующим ГОСТ-ам были проведены исследования по определению физико-химических показателей «плотность», «вязкость», «температура застывания», и «количество балластов» испытываемых систем.

В результате исследований в зависимости от соотношений компонентов смешения были обнаружены неаддитивные свойства отмеченных параметров. В нефтяных смесях в ряде случаев наблюдался эффект синергизма и антагонизма.

Было показано, что в результате взаимовлияния нефтей при их смешении в технологических трубопроводах системы сбора продукции скважин могут наблюдаться образование различных пробок и аномальные изменения практически важных параметров, таких как плотность, вязкость, температура застывания, объем и т.д. Поэтому при смешивании нефтей следует учесть фактора взаимовлияния составов нефтей с целью оценки «недопустимых» и «оптимальных» концентрации отдельных компонентов. Для этого при смешивании нефтей и нефтепродуктов в производственных условиях, физико-химические и реологические характеристики получаемых нефтяных смесей целесообразно определять экспериментальным путем. Крайне необходимы лабораторные исследования, как можно большего разнообразия нефтяных смесей также для выработки достаточных точных эмпирических формул.

**ЭМПИРИЧЕСКИЕ ФОРМУЛЫ ДЛЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ
ОБВОДНЕННОСТИ И ПЛОТНОСТИ
НЕФТЕВОДОКОНДЕНСАТНЫХ СМЕСЕЙ
(EMPIRICAL FORMULAS FOR PROGNOSITION OF WATER
CONTENT AND DENSITY OF CRUDEOILWATERKONDENSAT
MIXES)**

Нуруллаев В. Х., Мусаев С.Ф.

(научный руководитель - профессор Исмайылов Г. Г.)
Управление Нефтепроводов, ГНКАР НИПИ «Нефтегаз»

Наличие значительного количества газоконденсатных залежей Азербайджана обуславливает высокую перспективность применения конденсата также в качестве разбавителя при трубопроводном транспорте высоковязких обводненных нефтей. Обретает актуальность оценки влияния концентрации и вязкости разбавителя – конденсата на физико-химические характеристики нефтеводоконденсатных смесей при различных температурах и режимах течений.

Хорошо известны факты, что наличие диспергированной воды в нефтеконденсатной смеси снижает эффективность эксплуатации трубопроводов. Так, увеличение объема воды и повышенные вязкости приводит к удорожанию транспортировки нефтеводоконденсатной смесью. Кроме того большое содержание связанной воды в смеси вызывает интенсивное образование асфальтосмолопарафиновых отложений и повышает температуру застывания нефтей. Поэтому регулярный контроль за изменениям отмеченных параметров (степень обводненности и плотность смеси) имеет большое значение. Учитывая вышесказанное, для оценки влияния содержания конденсата на реофизические показатели транспортируемых обводных нефтей при различных температурах были проведены лабораторные исследования. На основе полученных данных по испытанию различных нефтеводоконденсатных смесей были предложены эмпирические формулы для определения их обводненности и плотности.

Анализ показал что предлагаемые эмпирические модели по сравнению с правилом аддитивности дают более приемлемые результаты с точки зрения практики и хорошо согласуется с данными экспериментальных определений отмечаемых параметров плотности и обводненности нефтеводоконденсатных смесей.

**РАЗРАБОТКА КОНСТРУКЦИИ ЖЕЛЕЗОБЕТОННОГО
РЕЗЕРВУАРА СО СТЕНКОЙ КАННЕЛЮРНОГО ТИПА ОБЪЕМОМ
200-300 ТЫС. М³ С ПРОТИВОФИЛЬТРАЦИОННЫМ ПОКРЫТИЕМ
(DESIG OF THE CONSTRUCTION OF REINFORCED CONCRETE
TANK VOLUME OF 200-300 THOUSAND CUBIC METERS
IMPERVIOUS COATING)**

Павлов В.С., Дробышев И.А.

(научный руководитель - доцент Землеруб Л.Е.)

Самарский государственный технический университет

В данной работе предлагается инновационная конструкция железобетонного резервуара со стенкой каннелюрного типа объемом 200-300 тыс. м³. Конструкция такого типа позволяет заменить разрывающие напряжения цилиндрической стенки резервуара, на сжимающие, что положительно сказывается на долговечности эксплуатации резервуара. Стенка резервуаров объемом 200000-300000 м³ должна выдерживать огромные нагрузки, поэтому даже сталь плохо подходит для такого сооружения. Железобетон лучше воспринимает напряжения сжатия, чем сталь. На данный момент резервуары объемом более 100000 м³ встречаются довольно редко, отсюда следует, что разработка резервуаров емкостью более 100000 м³ не исследована. Кроме того, сама по себе разработка конструкции самого крупного в мире резервуара раздвигает границы достигнутого в области резервуаростроения.

Основным недостатком ЖБР является фильтрация легких фракций нефти и нефтепродуктов через стенку и днище резервуара. Для решения этой проблемы, мы предлагаем использовать нанесение противofильтрационного покрытия с помощью воздушно-плазменного напыления. В качестве покрытия предлагается использовать фторопласт, который не растворяется в нефти. При воздушно-плазменном напылении вещество глубоко проникает в поры железобетона, что обеспечивает высокую степень адгезии. Толщина этого покрытия в несколько микрон позволяет предотвратить фильтрацию.

В данной работе рассматривается актуальная проблема: создание экономически эффективного и надежного в эксплуатации резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов.

**ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ РАБОТЫ РЕГЕНЕРАТИВНЫХ ГТУ С
УЧЕТОМ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТЕПЛООБМЕННОГО
ОБОРУДОВАНИЯ
(OPTIMISATION OF GAS TURBINES OPERATION MODES
CONSIDERING TECHNICAL CONDITION OF HEAT EXCHANGER)**

Панычев А.Д.

(научный руководитель - профессор Калинин А.Ф.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В условиях эксплуатации газотурбинных установок на магистральных газопроводах их необходимо рассматривать как агрегаты, вырабатывающие два вида энергии: механическую – на валу нагнетателя для его привода и тепловую в форме теплоты отходящих газов, наиболее полное и рациональное использование которых является одним из направлений энергосберегающих технологий трубопроводного транспорта природных газов.

Возможности регенеративного использования теплоты отходящих газов ГТУ в рамках ее цикла при решении задачи сокращения расхода топлива заслуживают серьезного внимания. При этом возникает необходимость решения трех основных задач:

- оценить эффективность применения регенерации тепла отходящих газов в рамках численных значений параметров существующего агрегата;
- определить эффективность работы ГТУ при различных значениях коэффициента регенерации;
- оценить рентабельность перевода безрегенеративной ГТУ для работы по регенеративному циклу.

**СНИЖЕНИЕ ШУМА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА
В СОСТАВЕ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ
(REDUCTION OF NOISE PUMPING UNIT AS A PART OF A
COMPRESSOR STATION)**

Петраков П.М.

(научный руководитель - профессор, д.т.н. Антипов Б.Н.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В составе ЕСГ РФ эксплуатируется более 250 компрессорных станций на которых установлено около 4000 газоперекачивающих агрегатов. Компрессорные станции должны удовлетворять целому ряду требований, среди которых есть и требования по удовлетворению нормам по шуму на местности.

Основным источником шума на КС является газоперекачивающие агрегаты (ГПА). ГПА состоит из нагнетателя природного газа и его привода – газотурбинного двигателя (ГТД). ГТД является основным источником создаваемого шума от ГПА. В составе ГТД основными источниками шума являются:

- осевой компрессор;
- турбина;
- струя воздуха.

В передней полусфере ГТД наибольший шум возникает от осевого компрессора. Система всасывания воздуха, входящая в состав компрессорной станции, помимо системы очистки всасываемого из атмосферы воздуха и системы противообледенения имеет необходимую для соблюдения требования к КС по снижению шума систему шумоглушения.

В современном мире существует не мало способов борьбы с создаваемым шумом от ГПА. Данная работа посвящена созданию малошумного компрессора.

Поставленная задача решается тем, что снижение интенсивности вихревого следа (что является основным источником шума осевого компрессора) обеспечивается отсосом пограничного слоя с внутренней и внешней поверхности пера лопатки по всей её высоте, что приводит к уменьшению вихреобразования в пограничном слое на поверхности лопатки, его сглаживанию и уменьшению интенсивности вихревого следа за лопаткой. Отсос пограничного слоя происходит из-за возникновения перепада давления между поверхностью лопатки и внутренней полостью лопатки. Разрежение внутри лопатки возникает из-за отбрасывания воздуха находящегося внутри лопатки центробежными силами, возникающими при вращении ротора вентилятора, к периферии лопатки.

Реализация предлагаемого решения даст возможность исключить систему шумоглушения из конструкции системы всасывания ГПА, что в свою очередь приведет к экономии денежных средств при конструировании и эксплуатации ГПА.

ПРИМЕНЕНИЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ ТИПОВ ПОКРЫТИЙ РЕЗЕРВУАРОВ И ЦИСТЕРН (THE USE OF SPECIAL TYPES OF COATINGS RESERVOIRS AND TANKS)

Пивнов В.П., Данов В.Ю., Болдырев В.В.

(научные руководители - старший преподаватель Босюк О.С.,
ассистент Благовисный П.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина,
Ухтинский государственный технический университет

Важной задачей при транспорте и хранении нефти и нефтепродуктов является сохранение качества и количества продукта. Основная доля потерь от испарения нефти и нефтепродуктов приходится на резервуары и цистерны.

Для минимизации потерь от испарения применяют следующие способы: сокращение объёма газового пространства резервуара, хранение под избыточным давлением, уменьшение амплитуды колебания температуры газового пространства, улавливание паров нефтепродуктов, вытесняемых из ёмкости, использование газоразделительных мембран, плавающие покрытия, организационно-технические мероприятия.

Если добиться изотермического хранения нефтепродуктов или значительно уменьшить колебания температуры и давления газового пространства, то можно полностью устранить потери от «малых дыханий».

Наиболее простыми и дешёвыми способами уменьшения суточных колебаний являются окраска резервуаров и сооружение защитных экранов, более сложными и дорогими – тепловая изоляция, орошение резервуаров и их подземное размещение.

В работе представляется специальный способ покрытия резервуара на основе отражающей пленки. Были проведены экспериментальные исследования на моделях резервуаров. Резервуары были покрыты белой краской, алюминием и специальной пленкой. В качестве источника тепла использовался прожектор. Результаты экспериментов показали значительное снижение температуры в резервуарах покрытых специальной пленкой. Разница температуры составляла 4⁰С градуса, кроме того наблюдалось снижение количества потерь нефтепродуктов, за счет уменьшения температуры в резервуаре - до 50%.

На основании экспериментальных данных была разработана математическая модель расчета снижения количества потерь нефтепродуктов, определен способ крепления пленки к станкам резервуаров и цистерн.

Результаты экспериментального, математического и технико-экономического исследования различных покрытий резервуаров и цистерн показали высокую эффективность применения специальной пленки.

**ПОВЫШЕНИЕ ТЕПЛОТДАЧИ В ТЕПЛООБМЕННОМ
АППАРАТЕ
(IMPROVEMENT HEAT EMISSION IN THE HEAT EXCHANGER)**

Попова Т.В.

(научный руководитель - профессор Купцов С.М.)

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

В работе предлагается модель ребра для оребренных труб оптимальной конструкции. Оребренная труба может использоваться в теплообменниках (теплоутилизаторах, котлах-утилизаторах, подогревателях, экономайзерах, калориферах, аппаратах воздушного охлаждения, продуктовых змеевиках нагревательных печей, батареях отопления) в энергетике, химической, нефтеперерабатывающей и других отраслях промышленности. В основу работы положено исследование работы реальной оребренной батареи, применяемой на практике. При ее съемке тепловизором выявлены зоны неэффективной работы. Для моделирования и расчетов используется программный комплекс SolidWorks и его дополнительный модуль – SolidWorks Flow Simulation.

В теплообменных аппаратах разборной конструкции внутренние трубы в ряде случаев с наружной поверхности выполняются с оребрением, позволяющим в 4-5 раз увеличить их поверхность теплообмена. Оребрение внутренних труб используют, как правило, в тех случаях, когда со стороны одной из теплообменивающихся сред трудно обеспечить высокий коэффициент теплоотдачи (движется газ, вязкая жидкость, поток имеет ламинарный характер и т.п.). В этом случае оребрение поверхности со стороны такой теплообменивающейся среды позволяет значительно увеличить количество переданного тепла.

В аппаратах воздушного охлаждения, в которых в качестве охлаждающего агента используется поток атмосферного воздуха, нагнетаемый специально установленными вентиляторами, сравнительно низкий коэффициент теплоотдачи со стороны потока воздуха [30-90 Вт/(м²·К)], характерный для этих аппаратов, компенсируется оребрением наружной поверхности труб и сравнительно высокими скоростями движения потока воздуха.

Оребрение при конструировании в промышленности не подвергается детальному изучению, однако правильный подход к изготовлению ребер несет в себе значительные преимущества, среди которых увеличение коэффициента теплопередачи, сокращение металлоемкости и веса конструкции, увеличение ресурса работы поверхности нагрева.

**УПЛОТНИТЕЛЬНЫЕ СМАЗКИ ЗАПОРНЫХ УСТРОЙСТВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ В
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССАХ
ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА
PACKING LUBRICATES FOR LOCKING DEVICES USED IN TECHNOLOGICAL PROCESSES OF
PIPELINE TRANSPORT**

Рагимова М.С.

(научный руководитель: профессор Гурбанов Р.С.)
Азербайджанская государственная нефтяная академия

Запорные устройства являются одной из важнейших и распространенных конструкций, широко применяемых во всех технологических процессах трубопроводного транспорта и имеют место в наиболее сложных условиях эксплуатации нефтяных и газовых скважин, при высоких давлениях, скорости и температуры нефти и газа, содержаниях агрессивных сред, сильноминерализованных вод.

Из всех видов запорных устройств в промышленности широко применяются пробковые краны, имеющие возможность применения уплотнительных смазок.

На основе обследования 200 поврежденных пробковых кранов, приведены статистические данные (относительная частотность отказов) выхода из строя пробковых кранов. Анализ причин отказов показывает, что свыше 50% отказов, произошло за счет заклинивания пробки и износа уплотнительных поверхностей.

Уплотнительные смазки в большинстве случаев для конкретных запорных устройств подбирают путем многочисленных испытаний. Однако еще нет достаточно данных о связи между рецептурным составом и свойств уплотнительных смазок с их эксплуатационными характеристиками, а также достаточно объективных критериев оценки герметизирующих свойств смазок. Основными показателями уплотнительных смазок в стандартах и технических условиях принимается температура каплепадения и пенетрация, которые не отражают реальной работоспособности смазок. В то время как показатели механических свойств (предельное напряжение сдвига, эффективная вязкость и др.), определяющие поведение смазок, во внимание не принимаются у отсутствие научно обоснованных подходов осложняет задачу создания высококачественных запорных устройств, с уплотнительными смазками.

Анализ условий эксплуатации запорной арматуры показывает, что уплотнительные смазки должны удовлетворять следующим требованиям:

- обеспечивать надежную герметичность затвора в широком температурном интервале;
- надежно разделять трущиеся детали высокопрочной пленкой, выдерживающей большие нагрузки и предотвращающей непосредственный контакт сопряженных поверхностей;
- не выдавливаясь из зазора давлением среды и контактными нагрузками;
- обеспечивать минимальный пусковой момент, а также легкость и плавность движения запорного элемента;
- в интервале рабочих температур непрерывно и в достаточном количестве поступать и удерживаться на уплотнительных поверхностях затвора;
- не взаимодействовать и не растворяться в транспортируемых по трубопроводу средах;
- обладать высокой механической и химической стабильностью, обеспечивающей возможность длительной эксплуатации и хранения;
- учитывать размеры трущихся поверхностей при создании новых уплотнительных смазок на базе нанотехнологии;
- не вызывать коррозии материалов затвора, обладать высокими защитными свойствами, предохраняющими контактные уплотнительные поверхности от воздействия агрессивных сред.

Дополнительные требования к уплотнительным смазкам возникают в связи со спецификой конструкций запорной арматуры и особенностями ее эксплуатации.

Необходимо отметить, что основные требования к уплотнительным смазкам в каждом конкретном случае, должно приниматься во внимание следующее: 1) характер и свойства транспортируемой среды, агрессивность, способность растворять смазку и др.; 2) интервал температуры и перепад давлений среды; 3) интенсивность работы арматуры (количество циклов срабатывания); 4) систему подвода смазки к уплотнительным поверхностям затвора (длина и размер каналов) и конструктивные особенности узла трения; 5) способ открытия затвора, систему привода, а также темпы цикла открытия или закрытия.

Известно, что эффективность работы кранов в значительной степени зависит от реологических свойств уплотнительной смазки, применяемой в запорных устройствах, а надежность герметизации с применением уплотнительной смазки значительно зависит от температуры.

Выводы: Для обеспечения надежности и долговечности работы запорных устройств необходимо провести исследования по определению темпов закрытия и открытия системы привода;

Разработать теоретические основы подбора уплотнительной смазки для конкретного запорного устройства;

В широком масштабе провести обследование пробковых кранов для разработки мер по улучшению их работоспособности;

Создание различных устройств для дозирования уплотнительных смазок.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРА ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ ЭМУЛЬСИЙ (EFFICIENCY OF APPLICATION DEMULSIFIER DURING TRANSPORTATION HIGHLY VISCOUS EMULSION)

Соловьев Д.Ю., Рахимзянов Р.М., Вяткин К.А.

(научный руководитель - к.т.н., доцент Илюшин П.Ю.)

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

В настоящее время растет доля трудноизвлекаемых запасов, которые при извлечении и транспортировке образуют высоковязкие эмульсии. Основным способом их разрушения является использование деэмульгаторов.

В работе оценивается эффективность его использования при транспортировке высоковязких эмульсий при ламинарном режиме течения жидкости. Эффективность применения деэмульгатора обуславливается достижением всех бронирующих оболочек асфальтено-смолистых веществ на каплях пластовой воды при турбулентном режиме. В ламинарном потоке деэмульгатор не способен полностью прореагировать со всем объемом эмульсии, что приводит к повышению давления в трубопроводе, а также увеличению времени подготовки.

Для оценки воздействия реагента с помощью программного комплекса «OLGA» смоделирован трубопровод и заложены физико-химические свойства транспортируемого флюида. Вязкость эмульсии задавалась на основе проведенных лабораторных исследований, в которых были подготовлены балансовые смеси из нефтей и пластовых вод без добавления (базовая смесь) и с добавлением деэмульгатора. Вязкость полученных смесей измерялась на ротационном вискозиметре Rheotest RN 4.1, в соответствии с ГОСТ-1929-87 при температуре 8°C. Моделирование процесса позволило определить распределение давления, изменение скорости, доли сечения, занятого жидкостью, изменение плотности флюида по длине трубопровода. Используя полученные значения, определен режим течения жидкости. Проведена оценка результатов расчета и фактических параметров трубопровода для определения качества моделирования.

В результате исследований установлено, что применение деэмульгатора снижает давление в трубопроводе на 17% по сравнению с базовой смесью, но при ламинарном режиме заявленные давления не достигаются. Предложено применение турбулизаторов потока для перемешивания деэмульгатора с эмульсией для разрушения всех бронирующих оболочек, что дает положительный экономический эффект, связанный со снижением давления в трубопроводе, времени подготовки нефти, расхода деэмульгатора и энергозатрат.

ТЕПЛООБМЕННИК ШНЕКОВЫЙ (SCREW HEAT EXCHANGER)

Рахимов Р. Г., Фаизов А. И.

(научный руководитель - д.т.н., профессор Садыков Р.А.)

ООО «Газпром трансгаз Казань»

Теплообменник работает следующим образом: теплоноситель попадает в коллектор, затем, воздействуя на нагреваемую воду через внутренний и внешний каналы, одновременно протекает по всем ступеням и поступает в систему отопления. Нагреваемая же вода проходит последовательно по всем трем ступеням и поступает в систему горячего водоснабжения.

Путь, время пребывания нагреваемой воды и поверхность теплообмена увеличены благодаря винтовой направляющей шнека 1 и последовательному её потоку по всем ступеням, чем увеличивается кратность протока теплоносителя за один проход нагреваемой жидкости.

Количество смен протока теплоносителя в одной ступени за время протока подогреваемой воды равно 2,22, что позволяет теплоносителю иметь на выходе необходимую температуру на отопление.

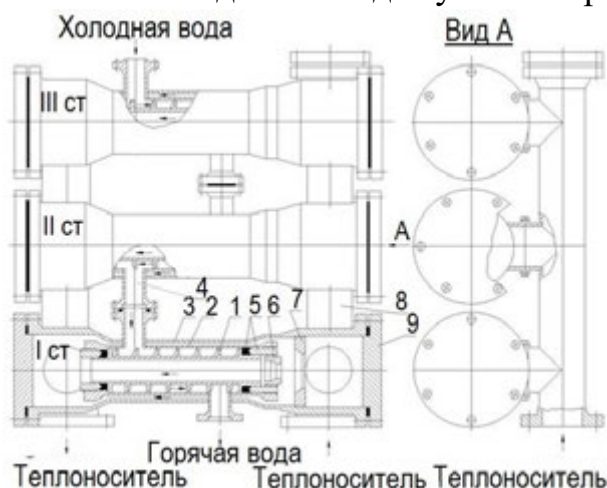


Рис. 1 – Теплообменник шнековый трёхступенчатый:

- 1 – шнек; 2 – кожух;
- 3 – корпус; 4 – трубки;
- 5 – манжетное уплотнение;
- 6 – расходная шайба;
- 7 – расходная шайба;
- 8 – коллектор; 9 – заглушка

Таблица – Сравнение характеристик шнекового трехступенчатого и пластинчатого теплообменника.

Характеристики	Ед. изм.	Теплообменник	
		шнековый	пластинчатый
габариты	мм	1100x400x200	965x360x300
масса	кг	90	194,4
площадь теплообмена	м ²	3,13	2,54
температура греющего теплоносителя на выходе из теплообменника	°С	90	70

КОРРОЗИОННАЯ АГРЕССИВНОСТЬ ГРУНТОВ В УСЛОВИЯХ КРИОЛИТОЗОНЫ (CORROSION OF METAL CONSTRUCTIONS IN CONDITIONS OF CRYOLITHOZONE)

Рузов И. В., Доманский В.О.

Тюменский государственный нефтегазовый университет

В последние десятилетия обеспечение безаварийной эксплуатации подземных сооружений в криолитозоне (внутрипромысловые нефтепроводы и газопроводы) остается актуальной проблемой транспорта углеводородов.

По данным доклада об экологической ситуации в Ханты-Мансийском автономном округе – Югре в 2013 году на территории округа было зафиксировано 2 794 аварийных разлива, из них на нефтепроводах произошло 1 285 инцидента, а на водоводах - 1 509 аварийных отказов. В результате разгерметизации трубопроводов в окружающую среду попало около 300,4т. загрязняющих веществ. Основной причиной аварийных отказов трубопроводов является коррозия – 2684 случая или 96%.

Обязательным исследованием при инженерно-геологических изысканиях в криолитозоне является оценка коррозионной агрессивности грунтов по отношению к стали. Критерии оценки коррозионной активности грунтов утверждены стандартами и руководствами в 50-х годах прошлого столетия и до наших дней остались без изменений. Раннее считалось, что многолетнемерзлые грунты – коррозионно неактивны из-за высокого удельного электрического сопротивления. Работами ученых последних лет доказано, что коррозионные процессы протекают и в условиях криолитозоны.

Цель работы состояла в оценке коррозионной агрессивности грунтов криолитозоны по потере массы стального образца в талом, мерзлом состоянии, после циклического промораживания-протаивания и гостированными методами на основе измерения двух параметров: удельного электрического сопротивления ρ и плотности катодного тока j_k .

В качестве объекта исследования были выбраны два вида грунта: суглинок и песок. Определены физико-химические свойства грунтов: гранулометрический состав, степень засоления и химический анализ водной вытяжки. Определение удельного электрического сопротивления и плотности катодного измеряли прибором АКАГ.

В результате эксперимента было выявлено, что коррозионная агрессивность после циклического промерзания-протаивания в 1,5-2 раза больше по сравнению с талыми и мерзлыми грунтами.

Правильная оценка коррозионной активности грунтов дает возможность точнее определить срок службы металлических конструкций и разработать эффективные методы защиты.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАБОТЫ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРЕОБРАЗОВАТЕЛЕЙ РАСХОДА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ (COMPARATIVE ANALYSIS OF THE FLOW MEASURING SYSTEMS OPERATION OF THE MAIN PIPELINES)

Салахов А.И., Сагдатуллин А.М.
(научный руководитель - д.т.н. Муравьева Е.А.)
Альметьевский государственный нефтяной институт

Актуальность. Учет, измерение качества и количества добываемой продукции в нефтегазовой промышленности невозможен без систем измерения и контроля параметров как отдельных агрегатов, так и производственных процессов в целом. В условиях, когда от точности систем измерения зависит работоспособность всего технологического процесса, актуальной является задача усовершенствования измерительных систем, а также анализ их применения и работы для нефтегазовой промышленности.

Целью данной работы является сравнительный анализ работы измерительных преобразователей расхода магистральных трубопроводов.

Расход определялся при следующих значениях частоты питающего напряжения: $F, Гц$ 5,20 /10,30/15,00/25,10/33,10/40,10/45,60.

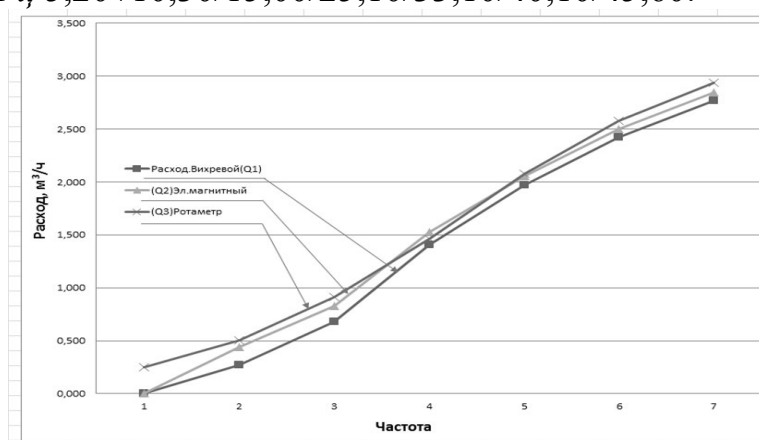


Рисунок 1 – График зависимостей расхода измерительных преобразователей от частоты питающего напряжения электродвигателя насоса

Согласно полученным характеристикам можно сделать вывод, что наиболее точным является электромагнитный расходомер. Наравне с электромагнитным расходомером, вихревой измерительный преобразователь также хорошо позволяет измерять расход, особенно на малых оборотах вращения рабочего колеса насоса. В то время как ротаметр, вероятно вследствие погрешности измерения, вызванной напором воздуха (или газа), является наименее точным прибором, особенно в низовом диапазоне регулирования частоты вращения насосного агрегата.

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДИК ГИДРАВЛИЧЕСКОГО
РАСЧЕТА ГАЗОВЫХ СЕТЕЙ ПО ОТЕЧЕСТВЕННЫМ И
ЗАРУБЕЖНЫМ СТАНДАРТАМ ДЛЯ МИНИМИЗАЦИИ
МАТЕРИАЛОЕМКОСТИ ТРУБОПРОВОДНОЙ СИСТЕМЫ
(COMPARATIVE ANALYSIS METHODS OF HYDRAULIC
CALCULATION OF GAS PIPELINES FOR DOMESTIC AND
INTERNATIONAL STANDARDS TO MINIMIZE THE CONSUMPTION
OF MATERIALS PIPELINE SYSTEM)**

Семейченков Д.С.

(научный руководитель - ассистент Пивнов В.П.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Выбор оптимальных внутренних диаметров газопроводов с точки зрения минимизации материалоемкости и, как следствие, капитальных затрат при проектировании сетей низкого и среднего давлений в процессе газификации населенных пунктов в нашей стране представляется важнейшей стратегической задачей. Техничко-экономический расчет при осуществлении проектов по газификации показывает, что большая часть материальных средств расходуется именно на материал газопровода. Вследствие чего является экономически выгодным уменьшение внутреннего диаметра газопровода на стадии проектирования за счет выбора наиболее эффективной методики гидравлического расчета газопровода.

При проектировании газовой сети коттеджного поселка Подольского района Московской области были выявлены достоинства и недостатки отечественной и зарубежной методик по нахождению внутреннего диаметра газопровода и предложен наиболее оптимальный метод гидравлического расчета газовых сетей.

**РЕМОНТ ТРУБОПРОВОДОВ ПО ТЕХНОЛОГИИ ТД ВИЛЬЯМСОН С
ПРИМЕНЕНИЕМ МОДЕРНИЗИРОВАННОГО ФИТИНГА
(REPAIR OF PIPELINES TECHNOLOGY TD WILLIAMSON USING
MODERNIZED FITTING)**

Середа И.А.

(научный руководитель - Бочкарев В.В.)

ЗАО «Ванкорнефть»

Цель: снижение затрат на проведение ремонта трубопроводов по технологии без остановки транспорта нефти TD Williamson с применением модернизированного фитинга.

В процессе эксплуатации магистральных нефтепроводов пролегающих в условиях слабонесущих грунтов и вечной мерзлоты под воздействием дестабилизирующих факторов могут возникать напряженно-деформированные состояния на участках трубопроводов и как следствие возможно образование критичных дефектов, которые подлежат оперативному ремонту.

Поскольку система трубопроводов ОАО «НК «Роснефть» выполнена в одностаночном исполнении, одним из наиболее актуальных вопросов является проведение ремонта трубопровода без остановки перекачки транспортируемого продукта.

В работе представлены существующие технологии безостановочного ремонта под давлением ТД Вильямсон, выявлены их недостатки.

Разработана и представлена модернизированная схема безостановочного ремонта трубопроводов, применение которой позволит сократить время на строительно-монтажные работы, исключить образование тупиковых участков, минимизировать количество врезок в действующий трубопровод и подключать повторно байпасную линию без проведения огневых работ.

В работе проведен экономический анализ существующих методов, рассчитана экономическая эффективность применяемых материалов.

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИИ ПРИМЕНЕНИЯ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ (OPTIMIZATION TECHNOLOGY APPLICATION OF DEMULSIFIERS)

Серкебаева Б.С., Мырзагалиева К.Н.
(научный руководитель - профессор Исмайылов Г.Г.)
АО «КазНИПИмунайгаз»

На сегодняшний момент актуален вопрос усовершенствования технологий подготовки нефти в зависимости от конкретных условий обустраиваемого месторождения, позволяющий максимальным образом использовать потенциал комплекса технологических факторов, необходимых для эффективного разделения эмульсии. При этом показатели процесса деэмульсации на отдельных стадиях улучшаются при использовании деэмульгаторов с соответствующими свойствами.

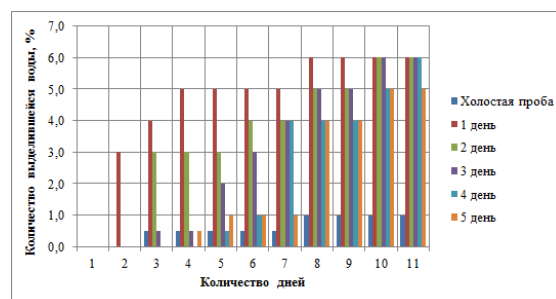
В качестве химических реагентов для кинетики выделения воды месторождения Узень испытаны водорастворимые и маслорастворимые деэмульгаторы. Лабораторные испытания подбора реагентов проводились в три этапа: оценка эффективности деэмульгаторов → уточнение оптимального удельного расхода → снижение содержания нефтепродукта в воде.

По результатам проведенных серий экспериментов определено, что для достижения максимальной эффективности действия деэмульгаторов необходимо выполнение следующих технологических рекомендаций:

- при обработке эмульсии на ступени термического обезвоживания для предварительного сброса воды на УПСВ должны применяться водорастворимые деэмульгаторы без выраженного флокуляционного действия;

- при обработке эмульсий, образованных нефтями, для увеличения глубины обезвоживания на ЦППН необходимо применение деэмульгаторов максимальной степени гидрофобности, т.е. маслорастворимые.

Устойчивость нефтяных эмульсий со временем возрастает, что связано с адсорбцией стабилизаторов на поверхности глобул воды. Обработка эмульсии деэмульгатором прекращает процесс их "старения". Экспериментальные исследования показывают, чем меньше продолжительность существования эмульсии до момента воздействия деэмульгатора, тем легче она разрушается. Запаздывание на каждый один день уменьшает эффект действия деэмульгатора, что не желательно для промышленной подготовки нефти.



**РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ
ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ АНОМАЛЬНЫХ НЕФТЕЙ
(REGULATION OF RHEOLOGICAL PROPERTIES DURING
TRANSPORTATION OF ABNORMAL CRUDE OILS)**

Серкебаева Б.С., Нурбаев А.С.

(научный руководитель - профессор Исмайылов Г.Г.)

АО «КазНИПИМунайгаз»

Перед специалистами и наукой стоит ряд проблем, связанных не только с географической разорванностью между местами добычи, переработки и потребления, но и с разработкой эффективных способов и технологий их транспортировки, обусловленных различием физико-химических свойств нефтей месторождений Казахстана.

Результаты исследований для различных смесей быстрозастывающих, высоковязких и высокопарафинистых нефтей месторождений Западного Казахстана (Узень, Жетыбай, Бузачи) с низкозастывающими нефтями (Тенгиз, Карачаганак) позволили получить зависимость температуры текучести нефтесмеси от количества компонентов и их температуры текучести. При повышении концентрации низкозастывающих нефтей от 1% до 60% кривая температуры текучести падает от 19 до 1°C и 20 до 4°C соответственно.

Реологические исследования проводились на реометре MCR 502 при температурах $20 \div 50^\circ\text{C}$ со скоростью сдвига от 0,1 до 100 c^{-1} . Результаты реологических исследований 20 и 30°C показали резкое снижение вязкости по сравнению с исходными нефтями. Вязкость нефтесмесей при этих температурах меньше 30 мПа*с, что во сто раз меньше вязкости исходных нефтей при этой же температуре. Имеет место резкого снижения вязкости Мангышлакской нефти при возрастании температуры, уже при 30°C видно резкое уменьшение эффективной вязкости, что связывается нами «плавлением» парафинов и соответствующим уменьшением прочности образуемой ими пространственной структуры.

Проведенные исследования показывают, что регулируя реологические показатели аномальных нефтей Западного Казахстана можно достичь эффективности трубопроводного транспорта с учетом климатических условий транспортировки нефти (температура текучести не более 0°C).

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ ИЗМЕРЕНИЯ И УЧЕТА
ГАЗА НА БАЗЕ ПАКЕТА PI SYSTEM С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ
НЕБАЛАНСА В РЕГИОНАЛЬНЫХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ
КОМПАНИЯХ
(ENHANCEMENT OF GAS FLOW MEASURING AND GAS
CONSUMPTION METERING ON THE BASIS OF PI SYSTEM AIMED
AT IMBALANCE REDUCTION WITHIN REGIONAL GAS
DISTRIBUTING COMPANIES)**

Сорокина Д.А., Якушенко А.В., Боченин Р.

(научные руководители: к. ф.-м.н. Казаков Н.В., Савеня А.А.)

НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти»

ОАО «Газпром»

В докладе рассматривается проблема небаланса газа, возникающая на всех уровнях технологического процесса добычи, транспортирования и использования природного газа в результате технологических потерь, а также погрешностей измерения.

Существующая схема устранения небаланса с позиций конкретного поставщика и потребителя путем возмещения доли потерь из общего небаланса является неудовлетворительной.

К рассмотрению предлагается вариант решения указанной проблемы путем создания единой системы учета газа, предусматривающей поуровневый узловой учет, единую базу измерений и автоматизированный сбор данных с последующей обработкой. Наиболее удобным для построения автоматизированной системы коммерческого учета, на наш взгляд, является пакет PI System (Plant Information). Ожидается, что система объединит узлы учета потребителей газа находящиеся на территории области и города Волгограда и предоставит прямой доступ к достоверной и своевременной информации.

Успешный опыт функционирования подобных систем коммерческого учета газа в ООО «Пермрегионгаз» и в ООО «Газпром межрегионгаз Иваново» демонстрирует, что главная цель централизованной автоматизированной системы сбора данных на основе PI System – экономия и рациональное перераспределение природного газа, достигнута.

**РАЗРАБОТКА ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО СТЕНДА ПО
ИССЛЕДОВАНИЮ ПРИМЕНЕНИЯ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫХ ПОЛЕЙ
И УЛЬТРАЗВУКА С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ
РАБОТЫ ТЕПЛОВЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ
(DEVELOPMENT OF THE EXPERIMENTAL STAND FOR STUDYING
THE USE OF ULTRASOUND AND ELECTROMAGNETIC FIELDS IN
ORDER TO INCREASE THE EFFICIENCY OF HEAT ENGINES)**

Старовойтов А.И.

(научный руководитель - доцент, д.т.н. Антипов Б.Н.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

На современном этапе развития техники работы по увеличению КПД двигателей ведутся по направлениям, связанным с обеспечением более эффективного сгорания топлива, уменьшением вредных выбросов и снижения потерь в механических элементах конструкции двигателей. Основное внимание уделяется качеству подготовки топлива и организации оптимального процесса сгорания топливовоздушной смеси, так как эти вопросы являются определяющими при экономии средств, что положительно сказывается на результатах политики энергосбережения в рамках концепции повышения энергоэффективности ОАО «Газпром» на 2011–2020 гг.

Целью настоящей работы является создание лабораторного оборудования для экспериментальной оценки теоретических предпосылок использования электромагнитных волн сверхвысокой частоты (СВЧ) и ультразвука для обработки углеводородных топлив с целью повышения эффективности работы тепловых двигателей. Рассматривая задачу по применению волн СВЧ и ультразвука необходимо экспериментально изучить процессы, возникающие в жидких топливах при воздействии полем СВЧ и ультразвуком, а, так же, исследовать процессы горения в цилиндрах тепловых двигателей и оценить изменение характеристик двигателя при использовании таких топлив.

Ожидаемыми результатами исследований являются подтверждение возможности повышения коэффициента полезного действия, снижения расхода топлива и уменьшения эмиссии оксидов азота у тепловых двигателей, работающих на жидких топливах обработанных полем СВЧ и ультразвуком.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
ЭЛЕКТРОИЗОЛИРУЮЩИХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБОПРОВОДА
INCREASE OF EFFICIENCY OF APPLICATION OF ELECTRIC
INSULATING CONNECTIONS OF THE PIPELINE**

Страхов А.А.

(научный руководитель - профессор Мустафин Ф.М.)
ООО «Газпром трансгаз Казань»

Изолирующее соединение применяется для защиты трубопроводов от электрохимической коррозии, блуждающих и иных видов токов, возникающих при соединении участков трубопровода из различных металлов, а также для изоляции надземных участков трубопроводов от подземных. Изолирующее соединение представляет собой герметичное неразъемное соединение стыков двух труб (участков трубопровода), не допускающее прохождения токов за счет соединения через муфту с электроизолирующими свойствами. Необходимо учитывать, что изолирующее соединение является местом концентрации напряжений.

Основной целью работы является исследование прочности изолирующих соединений для прогнозирования срока замены. Для этого необходимо сначала выявить наиболее частые причины разрушения или потери герметичности изолирующих соединений.

Наиболее частые причины разрушения можно классифицировать следующим образом:

- 1) Заводские дефекты;
- 2) Механические повреждения при транспортировке;
- 3) Перенапряжение соединений, вызванное нарушениями проекта или ошибками проектных решений;
- 4) Перенапряжение соединений, вызванное действием неучтенных нагрузок.

Основными способами совершенствования изолирующих соединений являются:

- 1) Высокая надежность и запас прочности при воздействии различных нагрузок во время монтажа, укладки и эксплуатации трубопровода позволяющие выдерживать многократные перегрузки с сохранением требуемых параметров по электроизоляционным свойствам;
- 2) Наличие в конструкции герметизирующих уплотнений, которые предотвращают возможность потери герметизации при повышении рабочего давления.

**РАЗРАБОТКА КОМПЬЮТЕРНОЙ СИСТЕМЫ
АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ
ОПЕРАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КАРТ НА СВАРКУ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
(DEVELOPMENT OF COMPUTER SYSTEM OF THE AUTOMATED
DESIGN OF OPERATIONAL FLOW CHARTS ON WELDING OF THE
MAIN PIPELINES)**

Тарасов С.Б.

(научный руководитель - доцент Дейнеко С.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Качественные сварочные работы при сооружении магистральных трубопроводов обеспечивают их надежную эксплуатацию.

Для допуска организации к сварке необходимо иметь аттестованные на тот или иной метод сварки технологии и операционные технологические карты на сварку.

Зачастую строительные организации ведут работы при наличии свидетельств технологий сварки, сварочных материалов и сварочного оборудования с истекшим сроком аттестации, а иногда и вовсе без упомянутых выше документов. Это может повлечь за собой несоблюдение и нарушение сварщиками технологий сварки и, как следствие, к предписаниям со стороны надзорных органов при проведении технических аудитов на объектах строительства.

Для предотвращения вышеуказанных несоответствий было принято решение создать систему компьютерных программ, контролирующую наличие аттестованных технологий сварки и их срок годности, свидетельств на аттестацию сварочных материалов и сварочного оборудования, а так же способную сформировать операционную технологическую карту на сварку.

Целью разработки данной компьютерной системы является автоматизация процессов формирования операционной технологической карты сборки и сварки кольцевых стыковых сварных соединений труб.

Для разработки и создания компьютерной системы автоматизации процесса формирования операционной технологической карты сборки и сварки кольцевых стыковых сварных соединений труб используются следующие программные средства: Autocad, C#, MySQL.

Практическая ценность работы – обеспечение эффективности сварочных работ, уменьшение временных и экономических затрат на сварочные работы и минимизация вероятности допущения ошибок при формировании технологических карт.

Данный программный продукт предназначен для использования строительными организациями, специализирующимися на строительстве газопроводов.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ
ПРИСАДОК НА ГИДРАВЛИЧЕСКОЕ СОПРОТИВЛЕНИЕ,
СТРУКТУРУ СЛОЖНОГО СДВИГОВОГО ТЕЧЕНИЯ И
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ТРАНСПОРТА УГЛЕВОДОРОДНЫХ СРЕД В
ТРУБОПРОВОДАХ**

**(INVESTIGATION OF INFLUENCE OF HIGH MOLECULAR
COMPOUNDS ON HYDRAULIC RESISTANCE, COMPLEX SHEAR
FLOW STRUCTURE AND TRANSPORTATION EFFICIENCY OF
HYDROCARBONIC MEDIA IN PIPELINES)**

Титков К.И.

(научный руководитель - профессор, д.ф.-м.н. Харламов С.Н.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

В данной работе представлены результаты анализа процессов переноса импульса при движении реологически сложных сред в трубопроводах в условиях введения противотурбулентных присадок с целью формирования эффектов ламинаризации и снижения потерь энергии на транспортировку природного сырья. Сформулирован интегральный метод прогноза гидравлической эффективности от концентрации, скорости и молекулярного веса присадки. Выясняются особенности изменений локальной структуры течения, гидравлического сопротивления, а также эффективности присадки в широком диапазоне функционирования трубопроводных систем и изменения их геометрических параметров. Надежность расчета дозировки присадки оценена сравнениями с имеющимися экспериментальными данными. Обсуждаются рекомендации по внедрению процедуры расчета к прогнозу переходных процессов в трубопроводах и использование критериальных связей для количественной оценки гидравлических потерь.

ВИБРООБСЛЕДОВАНИЕ ТРУБОПРОВОДНОЙ ОБВЯЗКИ (VIBRATION MONITORING OF PIPING ARRANGEMENT)

Толкачева К.В.

(научный руководитель - к.т.н., профессор Соколинский Л.И.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В последние годы при проведении пуско-наладочных работ (ПНР) и диагностических виброобследований на компрессорных станциях (КС) с центробежными компрессорами (ЦБК) часто возникали проблемы, связанные с недопустимыми уровнями вибрации роторов компрессоров на собственных частотах валопровода при несовпадении этих частот с частотой вращения ротора. В большинстве случаев это касалось компрессоров с активными магнитными подшипниками (АМП), где частота доминирующей вибрации ротора была существенно меньше частоты его вращения. Но были зафиксированы колебания на собственных частотах и роторов с подшипниками жидкостного трения (ПЖТ) - масляными подшипниками.

В докладе рассматривается достаточно уникальный случай вибрации компрессора и присоединенных трубопроводов на частоте, некрратно превышающей частоту вращения ротора ЦБК.

По результатам натурных исследований, повышенная вибрация входного и выходного трубопроводов ЦБН ГПА, включая лобовые опоры, вызвана колебаниями газа с частотой 300 Гц, возникающими в проточной части ЦБН и распространяющимися в виде акустических колебаний в присоединенные трубопроводы. Возможные причины возникновения колебаний – образование крупномасштабных турбулентных вихрей в уплотнениях и возбуждение ими колебаний ротора компрессора на частоте 2-й формы собственных колебаний. Частота этих колебаний может незначительно изменяться из-за изменения осевого положения ротора.

Для установления причин возникновения колебаний (пульсации газа и вибрации) на частоте около 300 Гц был проведен анализ трендов параметров работы ГПА по архивным данным АСУТП за время проведения испытаний. Рассматривались тренды следующих параметров: давления и температуры газа на входе и выходе ЦБН; перепада давления на входном конфузоре; вибрации корпуса ЦБН. Оценивалась взаимосвязь этих параметров, как между собой. Была установлена взаимосвязь перепада давления на конфузоре и вибрации корпуса ЦБН с пульсацией давления газа.

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА «ЧЖЭНЧЖУН-ЧАНША»
ПО СТАНДАРТАМ РОССИИ И КИТАЯ
(A COMPARATIVE SURVEY FOR THE MAIN OIL PIPELINE
"ZHENGZHOU-CHANGSHA" STANDARDS IN RUSSIA AND CHINA)**

Тэн Хуэйчжун

(научный руководитель - доцент Дейнеко С.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Перспектива развития системы магистральных нефтепроводов в Китае строится на основе анализа прогнозных балансов добычи и потребления нефти, потребности нефти на мировых рынках, состояния системы магистральных нефтепроводов, а также обеспечения экономической безопасности Китая.

В соответствии с межправительственным соглашением выполняются контракты между «Роснефтью», «Транснефтью» и Китайской национальной нефтегазовой корпорацией по развитию трубопроводного транспорта нефти. Поэтому тема данной работы актуальна.

В настоящей работе представлены два проекта магистрального нефтепровода «Чжэнчжун-Чанша», расчеты в которых производились по стандартам России и Китая.

В работе также приводится сравнительный анализ методов проектирования магистральных нефтепроводов по стандартам России и Китая.

Анализируются два следующих проекта:

- Российские оборудование и методика,
- Китайские оборудование и методика.

Оценена экономическая эффективность проектов произведена в юань.

Кроме того, в работе рассматривается автоматизированные проектирование нефтепровода «Чжэнчжун-Чанша» в среде компьютерной системы «ВЕСТА».

СИСТЕМЫ ПОЛУЧЕНИЯ СПГ НА ГРС (SYSTEM RECEIVING LNG AT GDS)

Удалов Р.В., Данов В.Ю., Пивнов В.П.

(научные руководители - старший преподаватель Босюк О.С.,
ассистент Благовисный П.В.)

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Ухтинский государственный технический университет

В современном мире все большее внимание уделяется переводу всех видов энергопотребителей на экономически выгодный и экологически чистый вид горючего - природный газ. Для реализации данной задачи необходима принципиально новая, экономически выгодная концепция газоснабжения и газораспределения.

Практическое решение поставленной задачи можно осуществить, применив сжиженный природный газ (СПГ), полученный наиболее простым и доступным способом.

В работе приведены пути возможного решения поставленной задачи, с учетом существующих в настоящее время технических средств и технологических разработок. Был проведен многофакторный анализ отечественного и зарубежного опыта применения СПГ в системах газоснабжения и газораспределения.

Для решения поставленной задачи, в работе предлагается включить в состав ГРС к уже имеющимся блокам подготовки газа, редуцирования, одорирования и измерения, блок получения СПГ. Выполнен расчет основных систем и элементов, необходимых для надежной работы блока получения СПГ. Разработан проект мобильного блока получения СПГ, который может подключаться к уже действующим ГРС, а также входить в состав вновь строящихся ГРС.

В работе приводится расчет средств хранения СПГ, получаемого на ГРС.

В заключительной части работы проводится технико-экономический анализ эффективности применения СПГ в системе газоснабжения и газораспределения.

МНОГОСЛОЙНАЯ КОНСТРУКЦИЯ ДНИЩА ДЛЯ РЕЗЕРВУАРОВ БОЛЬШОГО ОБЪЕМА (MULTILAYER BOTTOM DESIGN FOR TANKS OF LARGE VOLUMES)

Фан С.Д.

(научный руководитель - ассистент Терегулов М.Р.)
Самарский государственный технический университет

В процессе эксплуатации вертикальные стальные резервуары испытывают воздействие многих факторов. Основным среди них является циклическое нагружение, возникающее из-за частого чередования технологических операций (наполнение-опорожнение-отстой). В результате в большинстве резервуаров со сроком эксплуатации 20 лет и более, из-за неравномерной просадки песчаной подушки возникает дефект, который обозначается в отчетах технической диагностики резервуаров как "непроектный уклон днища" и является следствием следующих негативных явлений:

- деформация настила центральной части днища (хлопуны, ямы, участки застойных зон подтоварной воды и отложений парафина);
- возникновение концентраторов напряжений;
- развитие усталостных трещин в конструкциях, следовательно, возникновение утечки продукта;
- увеличение скорости коррозии;
- снижение эффективности применения средств размыва донных отложений;
- усложнение работ по зачистке днища перед проведением полной технической диагностики.

Одним из способов борьбы с негативными факторами и непроектным уклоном центральной части днища, является увеличение его жесткости путём применения днища в виде многослойной конструкции типа «сэндвич» с жестким наполнителем из пеностекла.

Представленная конструкция днища, в виде опорного элемента, воспринимает нагрузки на центральную часть основания резервуара, и минимизирует изменение геометрической формы конструкции, при неравномерных просадках подстилающей песчаной подушки основания.

В работе рассмотрены зарубежные аналоги конструкций и приведены примеры их практического применения. Представлены сравнительные расчеты прогиба сегмента многослойной конструкции и типового днища. Несущая способность секторной панели многослойного днища определена аналитически и численным методом в нелинейной постановке.

**КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К НЕПРЕРЫВНОМУ
АВТОМАТИЗИРОВАННОМУ МОНИТОРИНГУ ТЕХНИЧЕСКОГО
СОСТОЯНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ
(INTEGRATED APPROACH TO CONTINUOUS AUTOMATED
MONITORING THE TECHNICAL CONDITION OF MAIN OIL
PIPELINES)**

Федоренко А.А.

(научный руководитель - профессор Шибнев А.В.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Обеспечение целостности магистральных нефтепроводов (МН) в условиях воздействия опасных природных и техногенных процессов является одной из наиболее актуальных задач, стоящих перед организациями, эксплуатирующими МН, находящиеся в сложных инженерно-геологических условиях.

Осуществление своевременных компенсирующих мероприятий при возникновении аварийной ситуации на таких нефтепроводах возможно только при условии наличия актуальных данных о техническом состоянии МН и динамике его изменения во времени.

Наиболее эффективным способом получения этих данных является применение систем непрерывного автоматизированного мониторинга технического состояния магистральных нефтепроводов.

В настоящее время существует несколько различных подходов к построению таких систем, зачастую противоречащих друг другу. Отсутствие единого, научно обоснованного подхода к построению таких систем во многом снижает эффективность их применения и может привести к неверной оценке технического состояния МН.

В рамках настоящей работы был проведен анализ статистических данных об аварийных отказах МН, особенностей условий эксплуатации МН, пролегающих в сложных инженерно-геологических условиях и современных подходов к оценке рисков целостности нефтепроводов, на основании которого был предложен комплексный подход к построению системы непрерывного автоматизированного мониторинга технического состояния магистральных нефтепроводов.

Аналогично подходу, использованному при построении современной методологии расчета МН на прочность по предельному состоянию, при построении системы мониторинга предлагается оценивать только те параметры, которые характеризуют влияние нагрузок и воздействий на МН, способных привести к его переходу в предельное состояние.

Отличием предлагаемого подхода от существующих является комплексный учет показателей характеризующих состояние системы «окружающая среда – магистральный нефтепровод – транспортируемый продукт».

ЗАЩИТА ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УДАРА СИСТЕМАМИ С ГАЗОВЫМ АККУМУЛЯТОРОМ (PROTECION OF PIPELINES FROM A HYDRAULIC SHOCK BY SYSTEMS CONTAINING A GAS ACCUMULATOR)

Федосеев М.Н.

(научный руководитель - д.т.н., профессор М.В. Лурье)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Среди систем защиты нефтепровода от волн повышенного давления, перспективны системы, включающие в свой состав газовые аккумуляторы. Это - системы сглаживания волн давления (ССВД), рис.1, и газовые колпаки (КГ), рис.2. Правомочен вопрос, какое из сопоставляемых средств защиты лучше: сравнительно дешевый, но больших размеров, газовый колпак или компактная, но дорогостоящая ССВД, требующая к тому же сооружения дополнительной емкости для частичного сброса жидкости?

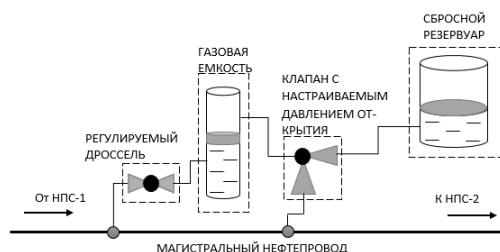


Рис.1

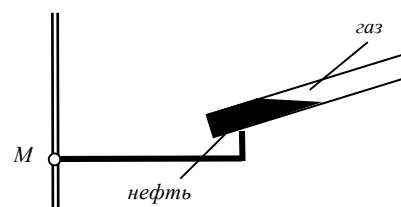


Рис.2

Для ответа на поставленный вопрос исследованы параметры обеих систем, обеспечивающих примерно одинаковую скорость увеличения давления в гидроударной волне, возникающей при торможении потока транспортируемой жидкости. В работе рассмотрены соответствующие краевые задачи для дифференциальных уравнений переходного процесса

$$\begin{cases} \frac{\partial p}{\partial t} + \rho_0 c^2 \frac{\partial v}{\partial x} = 0, \\ \rho_0 \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 v^2}{2} - \rho_0 g \sin \alpha \end{cases},$$

включающие дополнительные условиями сопряжения, моделирующими работу ССВД или газового колпака.

В процессе исследований между собой сравнивалась двойной объем сброса жидкости (в случае ССВД), т.е. объем емкости для сброса жидкости (рис.1), и объем газового колпака. Численным решением уравнений сформулированной математической задачи (компьютерная программа, основанная на методе характеристик, разработана автором доклада) установлено, что оба объема примерно равны друг другу, поэтому вопрос о применении той или иной системы защиты трубопровода от волн повышенного давления в каждом конкретном случае решается на основе экономических соображений.

**СИСТЕМА РЕКУПЕРАЦИИ ПАРОВ ЛЕГКИХ ФРАКЦИЙ
УГЛЕВОДОРОДОВ НА РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ
(THE RECUPERATION SYSTEM FOR EVAPORATIONS OF LIGHT
DISTILLATE ON OIL-STORAGE TANKS)**

Федотова И.А., Чернышова Е.А.

(научный руководитель - ассистент Иванова Н.И.)

Самарский государственный технический университет

В данной работе предлагается проект по созданию системы сбора газовой смеси на резервуарном парке «Станции смешения нефти» площадки «Самара» для уменьшения потерь нефти от испарений в результате товарно-транспортных операций.

Следует отметить, что существующие способы, а именно применение понтона или плавающей крыши, не обеспечивают 100% сокращения выбросов, а вопрос сбора газовой смеси с помощью газоравнительных линий высокого давления ранее рассматривался поверхностно и неполно. Поэтому в ходе работы были рассмотрены возможные методы и способы применения газовой обвязки высокого давления на резервуарном парке. Также был определен требуемый коэффициент сжатия газовой смеси, исходя из которого, были подобраны трубы для отвода газовой смеси от резервуаров – полиэтиленовые трубы SDR 26 диаметром 400 мм, для газоравнительной линии высокого давления – полиэтиленовые армированные трубы диаметром 200 мм. Произведен расчет емкости и параметров газгольдера высокого давления.

Разработанная система работает следующим образом: при закачке нефти в резервуаре повышается давление, регистрируемое манометром. При достижении давления, меньшего, чем давление срабатывания дыхательного клапана, включается компрессор. Через отвод, подключенный к дыхательной арматуре, газовоздушная смесь проходит через компрессор, сжимается и поступает в газоравнительную линию высокого давления. Далее сжатый газ поступает в газгольдер, проходя перед этим через блок очистки от кислорода для снижения пожаровзрывоопасности. При наполнении газгольдеров, газ можно направить на газоперерабатывающий завод для дальнейшей переработки, или использовать его на резервуарном парке для топливно-энергетических нужд. Применение системы рекуперации паров легких фракций углеводородов значительно улучшит экологические показатели, выплаты за выбросы вредных веществ в окружающую среду будут максимально снижены.

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАСЧЕТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК
МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА СОГЛАСНО
МЕЖДУНАРОДНЫМ НОРМАТИВАМ НА ПРИМЕРЕ
ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОЛЩИНЫ СТЕНКИ
(ANALYTICAL ANALYSIS OF INTERNAL CHARACTERISTICS OF
PIPELINES ACCORDING INTERNATIONAL DOCUMENTS)**

Фролов Д.В., Лабынцев В.В.

(научный руководитель - к.т.н. Тихвинская А.Ю.)

НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти ОАО «Газпром»

В связи с повышением внутреннего потребления, расширением объема экспортных поставок газа, подписанием новых международных контрактов, строительство магистральных газопроводов является самым актуальным направлением в проектах ОАО «Газпром».

Внедрение новых технологий в развитие транспортной системы газа и нефти имеет большое практическое значение. Поиск вариантов наиболее оптимальной конструкции трубопровода остается важной проблемой для Российской Федерации и мирового сообщества. Исследованием и модернизацией конструкции трубопровода занимаются во всех высокоразвитых странах мира.

Толщина стенки является определяющей характеристикой при поиске оптимальной конструкции газопровода. При этом, существуют различные методики для определения толщины стенки, которые разнятся как в пределах Российской Федерации, так и зарубежом. В данной работе выполнен сравнительный анализ расчетов из различных источников для определения толщины стенки магистрального газопровода. По результатам анализа получены выводы о расхождениях в результатах расчетов толщины стенки.

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ СТРЕСС –
КОРРОЗИОННОЙ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ
(ENSURING SAFE OPERATION OF GAS PIPELINES IN CONDITIONS
OF STRESS - CORROSION DAMAGE)**

Фролов Д.В., Савеня С.Н., Тихвинская А.Ю.
НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти»
ОАО «Газпром»

В работе рассматриваются проблемы безопасной эксплуатации магистральных газопроводов единой системы газоснабжения в условиях стресс-коррозионной повреждаемости.

В настоящий момент потери газа и материальный ущерб при авариях по причине стресс-коррозии превосходят таковые от аварий по всем остальным причинам.

Важным фактором развития процессов стресс-коррозии являются уровень растягивающих напряжений в трубопроводных конструкциях и агрессивность почвогрунтов в околотрубном пространстве воздействующих на дефектную структуру трубных сталей. Стресс-коррозия проявляется в виде колоний трещин, развитие которых приводят к протяженным разрывам.

Соответственно, применяемые методы оценки и предупреждения стресс-коррозионной повреждаемости трубопроводов должны быть, прежде всего, направлены на выявление специфических для данного вида разрушений факторов, включая влияние напряжений и микробиологическую активность.

Изложенные в работе доводы, факты и обоснования на основе практических исследований авторов позволяют констатировать следующее:

- проблема стресс-коррозии на действующих МГ относится, прежде всего, к числу проблем коррозионно-механического разрушения сталей и сплавов и должна решаться с учетом закономерностей протекания процессов деградации и разрушения конструкционных материалов, работающих в условиях переменного нагружения и воздействия агрессивных сред;

- авторами предлагается на основе применения обобщающих коэффициентов, характеризующих суммарное воздействие основных негативных факторов (напряженно-деформированного состояния, коррозионной агрессивности грунта и состояния изоляционного покрытия), обеспечить выделение потенциально-опасных участков газопровода, наиболее подверженных стресс-коррозии;

- работы по профилактике стресс-коррозионного разрушения следует включить в обязательный комплекс изысканий для проектных институтов при выборе трассы прохождения новых газопроводов.

**ПРИМЕНЕНИЕ АЭРОКОСМИЧЕСКОГО МОНИТОРИНГА К
ПРОБЛЕМЕ НАРУШЕНИЙ ОХРАННЫХ ЗОН И МИНИМАЛЬНЫХ
РАССТОЯНИЙ ОТ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ
(APPLICATION OF AEROSPACE MONITORING FOR SOLVING THE
PROBLEM CONCERNING THE VIOLATIONS OF SECURITY AREA
ALONG THE MAIN GAS PIPELINES)**

Хабирова В.Р.

(научный руководитель - главный инженер филиала
ООО «Газпром трансгаз Москва» Московское ЛПУМГ Петрушин В.И.)
Филиал ООО «Газпром трансгаз Москва» Московское ЛПУМГ

Аэрокосмический мониторинг как способ количественного и качественного анализа мест нарушений подразумевает обследование линейной части магистральных газопроводов по материалам авиационной беспилотной и космической съемки, картографирование, информационное обеспечение кадастровых работ, контроль производственных работ на объектах реконструкции и строительства.

По сравнению с другими способами обладает рядом преимуществ: возможность получения полной и достоверной информации о наличии и количестве мест нарушений; единовременное владение ситуацией по всей протяженности линейной части и возможность первоочередного определения и устранения наиболее опасных нарушений.

Технология выполнения работ основывается на актуализации состояния местности по данным космической съемки. По результатам анализа исполнительной технической документации составляются материалы по пространственному положению трасс, проводится подготовка координат участков для заказа материалов космической съемки и геодезические работы по взаимопривязке данных.

По категориям газопроводов, установленным на основе исполнительной и нормативной документации определяются значения зон минимальных расстояний. После сопоставления данных космической съемки, положения газопроводов и их категорий накладываются сведения Государственного кадастра недвижимости и производится первичное выявление объектов недвижимости в зонах минимальных расстояний.

С целью детального анализа проводится авиационная беспилотная фотосъемка участков трасс с выявленными нарушениями, по материалам которой разрабатываются ортофотопланы и формируется мозаичное цветное изображение для представления результатов обследования.

На основании уточненной информации о прохождении коммуникаций и наличии зон обременения могут быть произведены корректировки в Государственном кадастре недвижимости, материалах градостроительных организаций, Федеральной геоинформационной системе.

ИССЛЕДОВАНИЕ РЕГУЛИРОВОЧНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ЭЛЕКТРОПРИВОДА С ВИХРЕВЫМ ЭЛЕКТРОНАСОСОМ (CONTROL CHARACTERISTICS RESEARCH OF ELECTRIC DRIVE WITH PERIPHERAL IMPELLER PUMPS)

Хайруллин А.М., Тяховеев Т.Р., Сагдатуллин А.М.

(научный руководитель - д.т.н. Муравьева Е.А.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

Актуальность данной работы заключается в том, что все большее число насосных станций оборудуются системами автоматизации и регулируемыми системами. Следовательно, исследование режимов работы насосных станций с автоматизированными электроприводами является важной задачей, позволяющей определить наиболее оптимальные расходные характеристики работы оборудования и уменьшить затраты и эксплуатационные расходы при обустройстве месторождений и вводе в действие нового оборудования.

Целью данной работы исследование регулировочных характеристик электропривода с вихревым электронасосом.

На **рисунке 1** представлена типовая экспериментальная характеристика насоса, построенная по точкам характерных режимов работы насоса в зависимости от вращения вала насосного агрегата.

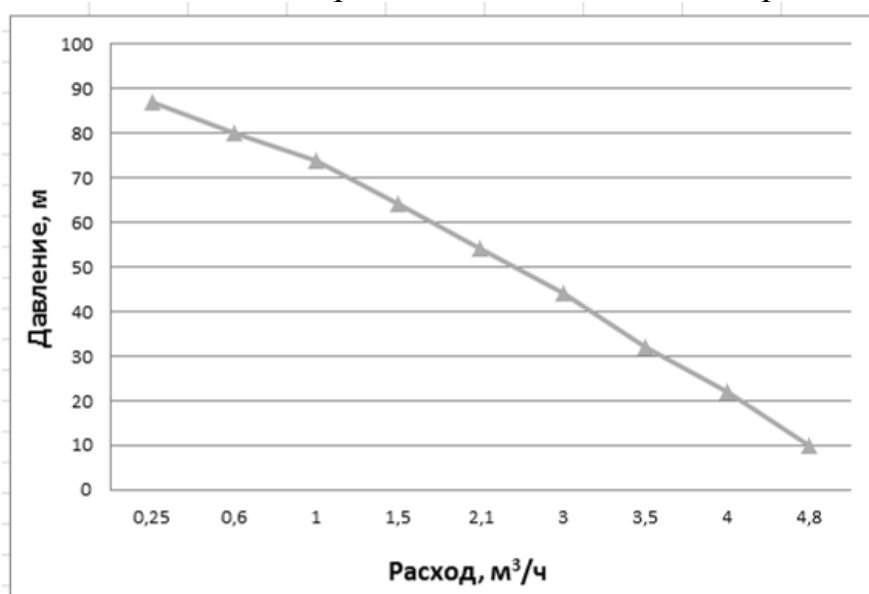


Рисунок 1 – Типовая экспериментальная характеристика насоса

Таким образом, рассмотрена работа системы при управлении частотой электронасоса с помощью преобразователя частоты Omron MX2; получена типовая экспериментальная характеристика насоса и регулировочные характеристики, построенные по экспериментальным данным характеристик насоса для различных значений частоты питающего напряжения электродвигателя.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ СБОРА ПРОДУКЦИИ СКВАЖИН
ПЯКЯХИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(MODELING OF THE COLLECTION SYSTEM PRODUCTION WELLS
PYAKYAKHINSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD)**

Цымбалов А.А.

(научный руководитель - начальник Отдела сбора, подготовки и
транспорта нефти, газа и воды Кордик К.Е)

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «КогалымНИПИнефть» в
г. Тюмени

В работе представлен анализ системы сбора продукции скважин Пякяхинского нефтегазоконденсатного месторождения на основе статической математической модели.

Корректная гидравлическая модель позволяет обосновать оптимальный режим работы системы трубопроводов.

Проведенные гидравлические и температурные расчёты позволяют сделать выводы о выборе наиболее эффективных технологических решений. А также оценить потенциал увеличения количества добываемой продукции благодаря оптимизации режимов и структуры системы сбора.

Гидравлический и температурный расчёты проведены в программной системе «ГазКондНефть». Данная система представляет собой научно-практический интеллектуальный продукт, созданный на базе термодинамического моделирования с использованием банка экспериментальных данных и программирования фазовых превращений, свойств и технологических процессов при добыче, промысловой подготовке и переработке природного газа и нефти.

**ОБЕСПЕЧЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ НА ТАЛЫХ УЧАСТКАХ
МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ
(STABILITY MAINTENANCE OF TRUNK PIPELINES ON
PERMAFROST SOILS MELTED AREAS)**

Шамилов Х.Ш., Хасанов Р.Р

(научный руководитель - профессор Султанмагомедов С.М.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

В районах распространения многолетнемерзлых грунтов сохранение первоначального состояния грунта в основаниях под зданиями и сооружениями является важнейшей задачей. Это не является исключением и для подземных магистральных трубопроводов. Для решения поставленной задачи на практике широко применяются усиленные пенополиуретановые теплоизоляционные материалы. Однако, полностью исключить присутствие ореола оттаивания не удастся, следовательно, вероятность потери устойчивости трубопровода сохраняется.

Авторами предлагается способ, позволяющий обеспечить устойчивость подземных магистральных трубопроводов в зоне многолетнемерзлых грунтов.

На основании параметров заглубления магистрального трубопровода и ореола его оттаивания определяется требуемая длина свайных опор. Опоры выполняются с системой активной термостабилизации и устанавливаются таким образом, чтобы трубопровод после монтажа оказался на проектной глубине. Крепление трубопровода к сваям производится с помощью хомута специальной конструкции, который для компенсации продольных перемещений трубопровода в процессе эксплуатации выполняется в трех вариантах – неподвижная, продольно-подвижная, свободно-подвижная. В ходе эксплуатации вокруг трубопровода будет иметь место значительный ореол оттаивания. Но, благодаря тому, что свайные опоры уходят глубже границы оттаивания, трубопровод будет оставаться в проектном положении. Наличие системы активной термостабилизации позволит решить проблему сохранения грунта в мерзлом состоянии вокруг свайных опор.

Реализация предложенной концепции на практике позволит обеспечить устойчивость подземного магистрального трубопровода на многолетнемерзлых грунтах, а также отказаться в отдельных случаях от применения традиционной теплоизоляции.

Кроме того, авторами предложен способ обеспечения устойчивости подземных магистральных трубопроводов при его прокладке через несквозные талики в криолитозоне.

**АНАЛИЗ МЕТОДОВ УЛАВЛИВАНИЯ ЛЕГКИХ ФРАКЦИЙ
УГЛЕВОДОРОДОВ ПРИ "БОЛЬШИХ" И "МАЛЫХ ДЫХАНИЯХ"
ВЕРТИКАЛЬНЫХ СТАЛЬНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ (THE ANALYSIS OF
METHODS OF CATCHING OF LIGHT DISTILLATES OF
HYDROCARBONS AT "LARGER" AND "SMALL RESPIRATIONS"
OF VERTICAL STEEL TANKS)**

Шаройко А.А.

(научный руководитель - доцент Зоря Е.И.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Повышение эффективности эксплуатации объектов трубопроводного транспорта, и в частности резервуарных парков, невозможно без научно-обоснованного определения и прогнозирования потерь нефти, влияющих на экологические и экономические ущербы. Для решения этой проблемы необходимо совершенствовать методы анализа и управления режимными параметрами нефти в трубопроводах и резервуарах.

Одним из специфических свойств нефти и нефтепродуктов является испаряемость лёгких фракций углеводородов (ЛФУ) при их хранении. ЛФУ – основная причина технологических потерь ценного сырья и вредных выбросов в окружающую атмосферу. Потери происходят вследствие так называемых «больших и малых дыханий» резервуаров.

Основная масса «дышащих» резервуаров сосредоточена на нефтепромыслах, нефтеперекачивающих станциях и в резервуарных парках нефтеперерабатывающих заводов. На долю резервуарных парков приходится примерно 70 % всех потерь нефтепродуктов на НПЗ. Загрязнение атмосферы парами нефти и нефтепродуктов происходит также при наливке автомобильных и железнодорожных цистерн на эстакадах и при заправке автомашин на АЗС. Удельные потери нефтепродуктов при наливке железнодорожных цистерн в несколько раз превышают потери из резервуаров. Потери углеводородов при «больших дыханиях» вызваны сжатием паровоздушной смеси (ПВС) в газовом пространстве (ГП) резервуара поступающим в него жидким нефтепродуктом.

В данном докладе рассмотрены наиболее эффективные методы борьбы с потерями ЛФУ на резервуарных парках, рассмотрен зарубежный опыт, а также уделено внимание наиболее безопасному и эффективному методу, существующему на сегодняшний день.

**ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ СМЕСИ
В СВЕРХКРИТИЧЕСКОМ СОСТОЯНИИ
(PIPELINE TRANSPORTATION OF GAS-CONDENSATE MIXTURE IN
THE DENSE PHASE)**

Швец А.Н.

(научный руководитель - профессор Писаревский В.М.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Данная работа посвящена общему анализу метода транспортировки углеводородов в сверхкритическом состоянии, и анализу способов инженерного расчета таких трубопроводов.

Сверхкритической фазой (СКФ) или состоянием называется четвертое агрегатное состояние флюида, которое достигается в условиях выше критических давлений и температур. При этом плотность СКФ флюида близка к плотности жидкости, а вязкость к вязкости газа. Рабочее давление при транспортировке углеводородов в сверхкритическом состоянии не опускается ниже крикоденбара и может достигать 25 МПа, а протяженность трубопроводов - сотни километров.

В работе приведен список существующих трубопроводов для транспортировки сверхкритических углеводородов. Представлен анализ преимуществ и недостатков данного вида транспорта.

В работе показано, что различный фракционный состав флюида приводит к существенному изменению рабочего давления и экономичности данного вида транспорта. В мировой практике, для определения термодинамических свойств газоконденсатных флюидов широко используются кубические уравнения состояния. Однако основной проблемой таких уравнений является недостоверность расчетной плотности по сравнению с экспериментальными данными, в области, близкой к критическим условиям, даже для чистых компонентов.

Альтернативой кубическим уравнениям состояния являются вириальные уравнения, такие как Бенедикта-Вебба-Рубина-Старлинга (BWRS) и его модификации. Уравнение BWRS дает лучшие результаты для смесей с тяжелыми компонентами, близкими к условиям конденсации. Экспериментальные значения коэффициентов бинарного взаимодействия данного уравнения представлены для чистых компонентов от C_1 до C_8 , что требует дополнительных исследований для тяжелого остатка C_{7+} .

**ОЦЕНКА ПАРАМЕТРОВ ПРИ РАСЧЕТАХ ТРУБОПРОВОДОВ,
ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ В СВЕРХКРИТИЧЕСКОМ РЕЖИМЕ.
(PARAMETERS ESTIMATION IN HYDRAULIC CALCULATIONS OF A
DENSE PHASE PIPELINE TRANSPORTATION)**

Швец А.Н.

(научный руководитель - профессор Писаревский В.М.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Трубопроводы, эксплуатирующиеся в сверхкритическом режиме, предназначены для совместного транспорта природного газа и газового конденсата, при давлениях, не допускающих конденсации жидких фракций. В данной работе, на основе компонентного состава смеси определялось давление крикоденбара (эффективность работы трубопровода). В основу исследования были положены два определенных экспериментальных состава с компонентами до гексана и остатком C_{7+} , который характеризовался молекулярной массой и плотностью. Задачей данного исследования было определение достаточного числа псевдокомпонентов для оценки параметров тяжелого остатка C_{7+} (который оказывает существенное влияние на давление крикоденбара), и выбор наиболее подходящего уравнения состояния (по экспериментальным данным) для определения минимально допустимого давления транспортировки. Значения точек насыщения (кривой фазовых равновесий) рассчитывались по уравнениям Пенга-Робинсона (PR) и Бенедикта-Вебба-Рубина-Старлинга (BWRS).

По результатам работы сделаны следующие выводы. Так как уравнение BWRS дает наиболее точную кривую фазовых равновесий для чистого компонентного состава, по сравнению с PR, оно лучше подходит для расчета минимально допустимого давления транспортировки углеводородов в сверхкритическом режиме. В свою очередь, уравнение BWRS намного чувствительнее к свойствам псевдокомпонентов, чем уравнение PR. Это связано с тем, что уравнение BWRS, предназначено для составов с чистыми компонентами. Поэтому, для данного уравнения, с увеличением числа псевдокомпонентов погрешность при определении давления крикоденбара значительно увеличивается. Проведенные расчеты, так же, показывают, что с увеличением числа псевдокомпонентов давление крикоденбара увеличивается при использовании любых уравнений состояния, а значит, количество псевдокомпонентов оказывает решающую роль при определении давления крикоденбара.

УСТАНОВКА НАКЛАДНЫХ ДАТЧИКОВ ТЕМПЕРАТУРЫ В КРАНОВЫХ УКРЫТИЯХ (INSTALLATION OF THE OVERHEAD TEMPERATURE SENSORS IN THE CRANE SHELTERS)

Шевченко М.А.

ООО «Газпром добыча Ямбург»

В целях оперативного контроля за температурным режимом на газопроводах устанавливаются специальные накладные температурные датчики. Вышедшие из строя датчики подлежат замене. Данная процедура осуществляется в рамках капитального ремонта.

Крепление датчика к телу трубы газопровода осуществляется посредством комплекта поставляемых совместно с датчиком монтажных частей и в соответствии с разработанными на капитальный ремонт соответствующими рабочими проектами. А именно: - сначала происходит крепление датчика к телу трубы газопровода на специальную термопасту, а в последующем для исключения возможности его подвижек, либо полного отрыва, предусмотрено его крепление к телу трубы специальным хомутом.

В ходе осуществления капитального ремонта возникли следующие непреодолимые обстоятельства: все, подлежащие замене в крановых укрытиях накладные датчики температуры находились на газопроводах, расположенных в сильно заболоченной местности, в среднем на глубине около 3 метров до низа трубы газопровода, т.е для того что бы произвести крепление датчика хомутом к телу трубы газопровода необходимо было вырыть котлован глубиной более 3 метров освободив низ трубы для заводки хомута. При этом нужно было постоянно откачивать грунтовые воды. При фактическом выполнении работ данная процедура оказалась практически не осуществима, вследствие сильной заболоченности и постоянного притока воды и оплыва откосов котлована. Укрепление откосов котлована результатов не дало.

В целях решения данной проблемы была разработана другая монтажная схема крепления датчика, а именно – установка на линию байпаса хомута с прижимной планкой. Разработанная схема позволяла уменьшить сроки выполнения работ, а также упростить и удешевить монтаж датчиков в следствие исключения трудоемких земляных работ (открытие глубокого котлована, откачка грунтовых вод, укрепление откосов). Разработанная схема монтажа прошла процесс согласования с специализированным отделом проектирования технологических работ.

Таким образом, в крановых укрытиях, в рамках капитального ремонта, была произведена замена 6 накладных датчиков температуры. Утвержденный независимыми экспертами экономический эффект составил 275 718 рублей.

**АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ ИНЖЕНЕРНЫХ РЕШЕНИЙ ПРИ
СТРОИТЕЛЬСТВЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ НА
ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ
(ANALYSIS OF MODERN ENGINEERING DECISIONS FOR
CONSTRUCTION OIL AND GAS FACILITIES ON PERMAFROST)**

Шемаханова А.С.

(научный руководитель - профессор, д.т.н. Ревазов А.М.)

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Более 80% всех запасов углеводородов нашей страны находится в районах крайнего Севера. Для обеспечения потребителей необходимыми объёмами добычи нефти и газа требуется возведение новых объектов на этих территориях. Именно поэтому в настоящее время крайне актуальна проблема теплового влияния проектируемых сооружений на вечномёрзлые грунты.

Строительство нефтегазовых комплексов в условиях вечной мерзлоты предполагает особый подход с применением новейших технологий, разрабатываемых в зависимости от конкретных климатических и геодезических характеристик региона.

Все сооружения, построенные на участках многолетнемерзлых грунтов, оказывают на них определённые негативные воздействия: просадка грунтов при оттаивании, образование таликовых зон, морозное пучение и другие. Так как классические технологические схемы малопригодны и экономически неэффективны в условиях сурового климата, необходима разработка технических решений по конструкциям свайных фундаментов и специальных устройств для поддержания естественной температуры почвы.

В связи с этим, основной задачей является проверка оправданности, технологической и экономической обоснованности различных способов теплоизоляции и применения теплозащитных экранов. Так же, в обязательном порядке нужно производить расчеты характеристик различных конструкций охлаждающих устройств.

В данной работе представлен анализ выбора способов прокладки трубопровода, а также конструктивные решения термостабилизаторов и оценка их эффективности для обеспечения твёрдомёрзлого состояния грунтов при наземной прокладке нефте- и нефтепродуктопровода.

НОВЫЙ СПОСОБ ХРАНЕНИЯ НЕФТЕПРОДУКТА БЕЗ ПОТЕРЬ УГЛЕВОДОРОДА, ВСЛЕДСТВИЕ ИСПАРЕНИЯ (A NEW WAY OF STORING OIL WITHOUT LOSS OF HYDROCARBONS, IN CONSEQUENCE OF EVAPORATION)

Ширинов Ф.Ф.

(научный руководитель - ассистент Рябова Л.А.)

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

Одним из основных средств улучшения экономических и экологических показателей производства является максимальное использование имеющихся резервов. Например, сокращения потерь нефти и нефтепродуктов на промыслах, нефтеперерабатывающих заводах, нефтебазах при транспортировке, и в процессе потребления. Годовые потери нефти при перекачке от скважины до установки нефтеперерабатывающего завода и при доставке нефтепродуктов от завода до потребителя включительно составляют около 9% от годовой добычи. Потери легких фракций бензина, приводят к ухудшению его товарных качеств, понижению октанового числа, повышению температуры кипения, а иногда и к переводу нефтепродукта в более низкие сорта. Потери от испарения нефтепродуктов на нефтебазах и при транспортировке составляют примерно 2,5%.

Целью является создания эффективного и экономичного способа хранения нефтепродуктов, позволяющего снизить потери от испарения в жаркой местности и улучшить экологию в зоне резервуарного парка.

Сущность изобретения: способ включает размещение нефтепродуктов в резервуаре, улавливание паров в их отвод в отдельную емкость. Нефтепродукты размещают с сохранением равновесия между жидкой и твердой фазами, а пары нефтепродуктов перед отводом в отдельную емкость охлаждают до температуры не выше 20 градусов. По условным расчетам установка новой системы хранения нефтепродуктов окупится за счет 1-2 циклов при условии заполнения и опорожнения с помощью сэкономленных нефтепродуктов в группе резервуаров.

В статье также приводится технико-экономическое обоснование по применению нового способа хранения нефтепродукта.

Если учитывать общие потери нефтепродукты от испарения по всему миру, то это будет составлять значительное количество нефтепродукта, добыча и переработка которых трудоемка и требует больших материальных затрат и использование других ресурсов. Кроме того испаренные нефтепродукты портят экологию и вредно действуют на окружающую среду, здоровье обслуживающего персонала, населения проживающего вблизи, на животный и растительный мир. Для решения обозначенных проблем также требуются материальные ресурсы, что является дополнительным расходом.

ИССЛЕДОВАНИЕ РУСЛОВЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ ВЫБОРЕ МЕСТА СТВОРА ПОДВОДНОГО ПЕРЕХОДА (INVESTIGATION OF CHANNEL PROCESSES FOR CONSTRUCTION OF UNDERWATER CROSSINGS)

Шишук М.А.

(научный руководитель - профессор Васильев Г.Г.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Для обеспечения надежности подводного перехода при проектировании трубопровода необходимо обеспечить правильный выбор места створа и провести качественное и количественное исследование характеристик реки, влияющих на работу трубопровода в будущем.

В работе предлагается модель для определения параметров потока при выборе оптимального места створа подводного перехода. С этой целью разработана классификация русловых процессов, учитывающая качественные и количественные характеристики русловых процессов, особенности поведения рек в различных природно-климатических условиях и свойства различных типов грунтов, залегающих на дне водоемов.

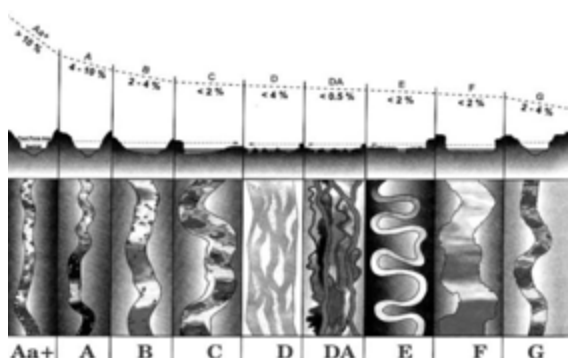


Рисунок 1. Классификация русловых процессов.
Продольный профиль, сечение, план.



Рисунок 2. Характеристика руслового процесса А. Породы канала.

В работе представлены материалы, характеризующие каждый русловой процесс в отдельности и их влияние на надежность расположения створа подводного перехода. Это позволяет при выборе места створа подводного перехода принять наиболее благоприятный по режиму русловых и береговых деформаций вариант.

Основным критерием выбора места створа подводного перехода является стабильность конкретного руслового процесса относительно проектных параметров подводного перехода и наиболее благоприятные условия для строительства и эксплуатации трубопровода с учетом метода прокладки.

АНАЛИЗ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ РВСП-20000 С ДЕФЕКТОМ В ЗОНЕ СИСТЕМЫ КОМПЕНСАЦИИ НАПРЯЖЕНИЙ

(ANALYSIS OF THE STRESS-STRAIN STATE OF RVSP-20000 WITH A DEFECT IN THE AREA OF COMPENSATION STRESSES)

Шубин А.В.

(научный руководитель - к.т.н., ассистент Герасименко А.А.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

В данной работе были рассмотрена задача оценки напряженно-деформированного состояния стальных вертикальных резервуаров в области присоединения прямо-раздаточных патрубков и системы компенсации напряжений (СКН) резервуаров.

С этой целью был смоделирован РВСП - 20000 с двумя прямо-раздаточными патрубками и подводными трубопроводами в программном продукте ANSYS Workbench 15.0 (рис.1). В нижнем поясе расположены 2 прямо-раздаточных патрубка ПРП-500 D-образной конструкции, с внутренним диаметром 720мм, а так отходящие от них два трубопровода один из которых с рукавом. ПРП усилены воротниками конструкции до днища с учетом проектного изгиба стенки резервуара. Вся модель разбита конечными элементами SHELL. Трубопроводы в системе компенсации нагрузок закреплены не жестко. К модели РВС приложено гидростатическое давление, указано ускорение свободного падения, днище жестко закреплено.

В прямо-раздаточном патрубке в месте, где возникают максимальные эквивалентные напряжений, была сгенерирована поверхностная полуэллиптическая трещина в ПК ANSYS Workbench 15.0 (рис.2). Был рассчитан коэффициент интенсивности напряжений трещины в случае использования СКН и без использования СКН.

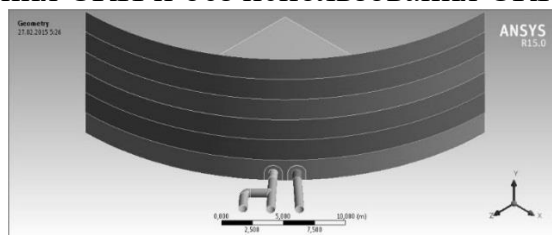


Рисунок 1 – модель РВСП-20000

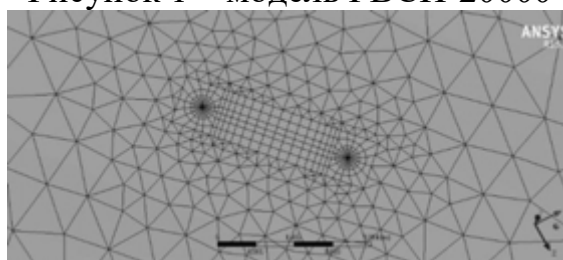


Рисунок 2 – модель поверхностной полуэллиптической трещины

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ ПРИ МАГИСТРАЛЬНОМ ТРАНСПОРТЕ ГАЗА ПУТЕМ РЕГУЛИРОВАНИЯ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ

Щербаков Р.Р., Текеев А.Б.

(научный руководитель - д.т.н., профессор Лопатин А.С.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В работе поднимается вопрос об энергосберегающих технологиях магистрального транспорта газа в целом, и, в частности, об энергосбережении при эксплуатации аппаратов воздушного охлаждения (далее АВО) на компрессорной станции. Проведена оценка эффективности использования АВО и способов их регулирования. Главным образом, внимание уделяется частотному и комбинированному методу, преимуществам этих методов перед дискретным регулированием.

УСТАНОВЛЕНИЕ СРОКОВ ОЧИСТКИ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ВОЗДУШНОГО КОМПРЕССОРА ГТУ (DETERMITION OF CLEANING PERIOD FOR AIR-GAS CHANNEL OF AIR COMPRESSOR)

Яненко Д.В.

(научный руководитель - профессор Калинин А.Ф.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Несмотря на наличие разного рода воздушных фильтров, как свидетельствует опыт эксплуатации газотурбинных агрегатов на КС, воздухозаборная камера ГТУ не может обеспечить полностью качественную очистку циклового воздуха, что приводит к образованию на лопатках осевого компрессора разного рода отложений. Эти отложения ухудшают характеристики осевого компрессора — уменьшается давление за компрессором, увеличивается потребляемая им мощность, падает КПД, граница помпажа компрессора смещается в сторону его рабочей зоны.

Для поддержания параметров ГПА на оптимальном уровне, в соответствии с техническими условиями по эксплуатации агрегата, необходимо периодически проводить очистку проточной части осевого компрессора.

Периодичность очистки зависит от многих факторов, основными среди которых являются следующие:

- степень загрязнения и запыленности окружающей среды, где эксплуатируется агрегат;
- эффективность очистки воздуха в воздухозаборной камере;
- конструктивные и эксплуатационные особенности ГПА (диаметр осевого компрессора, углы атаки на лопатках осевого компрессора, частота его вращения);
- качество работы масляных уплотнений переднего подшипника;
- наличие неплотностей в воздухозаборной камере и в том числе работа ГТУ с открытым байпасным клапаном.

Однако периодичность очистки зависит, в первую очередь, от материальных затрат на её проведение. Рекомендуемая заводом-изготовителем периодичность проведения очисток через каждые 3000 часов наработки агрегата (для ГТД ДЖ59Л2). На сегодняшний день периодичность очисток определяется графиком проведения данных работ по принципу «в удобное время»

Поэтому представляет интерес планирование оптимальных сроков проведения очистных мероприятий с целью получения максимально-возможного КПД ГТУ и минимизации затрат на промывку.

СОДЕРЖАНИЕ

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

Абдрашитова Р.Н.

Геофлюидальная модель формирования подземных вод нефтегазоносных горизонтов Западного мегаблока Западно-Сибирского мегабассейна (Geo-fluid model formation Groundwater of petroleum horizons western megablock of The West Siberian megabasin).....4

Авдиянц Д. А.

Оценка трещиноватости коллекторов венда Восточной Сибири (Appraisal of Eastern Siberia vendian reservoir rocks fracturing)5

Агеева И.А, Митина А.И.

Исследование по оценке ожидаемой конечной нефтеотдачи на опытном участке Турнейской нефтяной залежи Байтугаского месторождения (The study of expected ultimate recovery on the skilled plot of Tournaisian oil deposits of Baituganskoye field).....6

Айдаркожина А.С.

Органическое вещество Майкопских отложений Северо-Западного и Восточного Предкавказья.....7

Акмуллина О.А.

Геолого-геохимические условия нефтегазоносности юрских отложений Среднеобской области и проект доразведки Восточно-Икилорского месторождения (Geological and geochemical conditions of oil-and-gas content of the jurassic deposits of Sredneobsky Area and project of additional exploration of the East Ikilorsky field).....8

Алексеев В.В.

Конкреции Табагинского мыса (Concretions of Tabaga cape).....9

Анохина М.С.

Роль палеореконструкций и тектонического анализа в оценке нефтегазоносности на примере Самотлорского месторождения (Samotlor field case study: role of paleo-reconstruction and tectonic analysis in petroleum potential evaluation).....10

Антипова О.А.

Строение разреза Чунской сверхглубокой скважины Юга Сибирской платформы (Section structure of the Chunskii superdeep borehole of the Southern Siberian platform).....11

Арсланова Г.Д., Захрутдинова С.Т.

Применение метода компьютерной рентгено-томографии для определения петрофизических свойств горных пород (Application of X-ray imaging core's method for reservoir properties determination of reservoir rocks).....12

Артёмова О. И.

Особенности строения и условий образования Нижневендских терригенных отложений Ботуобинского, Хамакинского и Талахского горизонтов Северо-Восточной Части Непского свода Непско-Ботуобинской антеклизы (Features of the structure and formation conditions of Vendian terrigenous deposits of north-eastern part of the Nepa Arch of Nepa-Votuoba anteclise).....13

Астапенко А.В.

Прогнозирование зон генерации и аккумуляции углеводородов на территории Припятской Впадины (Prediction areas of generation and accumulation hydrocarbons on the territory of Pripyatsky Depression).....14

Астаркин С.В.

Палеогеографические особенности строения и перспективы нефтегазоносности Верхнеюрских отложений западной части Северо-Вартовской мегатеррасы (Paleogeographic features of the structure and petroleum potential of the upper jurassic beds from the Western North-Vartovskij terraces).....15

Ахмадиева Г.Н., Файзуллаев Д.Ш.

Рентгеновское компьютерное томографическое исследование керна (X-ray computed tomographic studies of core).....16

Ахмедов Э.Г., Рагимов Ф.В., Керимов С.В.

Вероятностная оценка нефтяных запасов с учётом неопределённостей и геологических рисков.....17

Баршин А.В.

Выделение перспективных нефтегазоносных интервалов в Баженовской свите на юге Западно-Сибирской НПП, с помощью геохимических методов (Isolation promising oiland gas intervals in the Bazhenov formation the south West Siberian basin by geochemical methods).....18

Басалаева А.Ш.

Геохимические исследования мезозойских отложений восточной части Енисей-Хатангского регионального прогиба (Geochemical researches of the mesozoic deposits of the eastern part of the Yenisei-Khatanga regional trough).....19

Баскакова А.А.

К вопросу оценки геологических рисков при изучении и освоении углеводородов сланцевых отложений России (On assessment of the geological hazards in studying and development hydrocarbon of Russia's shale deposits).....20

Бата Л.К.

Определение вторичной пористости пород (The type of secondary porosity determination).....21

Бондарева А.М.

Пересчет начального содержания органического углерода и водородного индекса НГМТ исходя из современных геохимических показателей и степени преобразованности ОБ (Recalculation of the initial content of organic carbon and hydrogen index of source rock based on modern geochemical indicators and the degree of organic matter transformation).....22

Букатов М.К.

Использование 3Д петрофизического моделирования для оценки УВС структур, подготовленных к поисковому бурению (Using 3D petrophysical modeling to the estimation of hydrocarbons structures, prepared for exploration drilling).....23

Бурханов А.А.

Анализ петрофизических и каротажных данных пород Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции (Petrophysical and log data analysis of the rocks of Timan-Pechora oil-and-gas province).....24

Буянов А. В.

Оптимизация технологий ПГИ в горизонтальных скважинах для максимизации информативности исследований (Production logging technology optimization for horizontal wells to improve logging results).....25

Ван Нань, Ван Юйбин

Космические портреты нефтегазоносных бассейнов и их частей Северо-Западного Китая (Джунгарский и Таримский нефтегазоносные бассейны) (Space image oil and gas basins and parts of the North West China (Jungar and Tarim oil and gas basins).....26

Васина Ю.И.

Изучение морфометрических характеристик пустотного пространства карбонатных пород – коллекторов методами оптической и растровой электронной микроскопии (Studying of morphometric characteristics of pore space of carbonate reservoir rocks by optical and scanning electron microscopy).....27

Вахрамова М.С.

Геологическое строение, нефтегазоносность и проект поисково-оценочного бурения на Башкирские отложения южного купола Акобинского газоконденстатного месторождения (Geological structure, petroleum potential, search and estimation project of Akobinskoe gas and condensate deposit's of south dome's Bashkir sediments).....28

Вересович А.А.

Уточнение геологической модели Ачимовских отложений с целью оптимизации освоения трудноизвлекаемх запасов нефти (Update geological model Achimovsky deposits for the purpose optimization exploration hard to recover oil deposits).....29

Воронова Д.А

Фациальное моделирование Мегионской и Заполярной свит в истории развития Большехетской впадины (Facies modeling of Megionskaya and Zapolyarnaya series in the history of bolshekhetskaya depression).....30

Вострикова О. И.

Геолого-геохимические условия нефтегазоносности Камовского свода Байкитской антиклизы и проект поисково-оценочных работ на нефть и газ на территории Терско-Камовского (южного) лицензионного участка (Geological and geochemical conditions of petroleum Kamovskogo arch Baikitskoy anteklise and the project evaluation survey of oil and gas on the territory of the Tersko-Kamovskogo (south) license area).....31

Ву Нам Хай

Условия формирования и закономерности размещения залежей углеводородов в Кыулонгском бассейне по результатам моделирования углеводородных систем (The conditions of formation and distribution tendency of hydrocarbons in Kyulong basin based on results of hydrocarbon system simulation).....32

Вэн Ци

Анализ фации участка DM Джунгарского бассейна КНР (Analysis of the sedimentary facies of the block DM in the Junggar basin China).....33

Вязовкина А.О., Вязовкина Е.О.

Биостратиграфическое расчленение Верхнемеловых отложений (Biostratigraphic partition of the Upper cretaceous deposits).....34

Вячислая А.А.

Изучение факторов, влияющих на определение петрофизических параметров по данным ЯМР (The study of factors affecting the determination of petrophysical parameters by NMR).....35

Гаврилов Е.В.

Дизъюнктивные дислокации территории Большехетской впадины по данным геологического дешифрирования космических снимков (Disjunctive dislocations site Bolshekhetskaya depression according to the geological interpretation of space images).....36

Ганаева М. Р.

Литологическая характеристика терригенных пород нижнего мела на территории Западно-Сибирской платформы (Litological characteristics of lower-cretaceous clastic rocks in the Western-Siberian platform).....37

Горбатова Г.С.

Геологическое строение, перспективы нефтегазоносности и проект поисковых работ на девонские отложения структуры Клиновская-2 Пугачевского лицензионного участка (Geological structure, prospects for oil and gas of structure Klinowska-2 pugachev license area).....38

Гу Чэжицян

Методы определения эффективных параметров нефтяных коллекторов на разных глубинах (Determination methods of effective parameters of oil reservoirs in different depth).....39

Гусейнов Р.М, Гулиев И.И.

Исследования петрофизических характеристик горных пород и флюидов, используемых при прогнозировании углеводородных залежей (Petrophysical characteristic research of rock and fluid used in forecasting hydrocarbon deposits).....40

Дорохов А.Р.

Возможности использования соленосных толщ для создания искусственных хранилищ и захоронения отходов (The possibilities of using saline formations for the building of artificial storages and the disposal of waste).....41

Дребезова А. Ф.

Инвентризация источников загрязнения земельных ресурсов месторождений нефти и газа на основе технологий дистанционного зондирования земли (Inventarization of land pollution sources of oil and gas fields on the basis of remote sensing technologies).....42

Жуйков Н.Е.

Выделение перспективных нефтегазоносных интервалов в Доманикоидных Отложениях Волго-Уральской НГП, с помощью геохимических методов (Isoltain promising oil and gas at intervals of Domanic deposits Volgo-Ural basin, by geochemical methods).....43

Жукова Е.А.

Характеристика полей напряжений по дизъюнктивным и пликативным дислокациям в зоне передовых складок Урала (Characteristic of fields of tension on disjunctive and plikative dislocations in the zone of the advanced folds of the Urals).....44

Зыкова Ю.А.

Миграция тяжелых металлов в рамках топливно-энергетического комплекса (Migration of heavy metals in the fuel and energy complex).....45

Журавлев Н.В.

Влияние разрушенной части кернового материала при подсчете запасов углеводородов (Influence of destroyed parts of core material for calculation hydrocarbons reserves).....46

Захарова А.А.

«Проект поисковых работ углеводородов на Непско-Ботуобинской Антеклизе» (Project exploration of hydrocarbons on the Nera-Botuobinskoe anteclise).....47

Ильин И.А., Старосек А.С., Ильин Н.А.

Прогноз вскрытия кровли соляных отложений при разбуривании АГКМ (Forecast of exposing for top of salt deposits while exploring АГКМ).....48

Ильин Н.А.

Создание управляемых гидродинамических режимов с целью оптимизации работы полигонов захоронения промышленных сточных вод (Creation of the operated hydrodynamic modes for the purpose of optimization of work of grounds of burial of the industrial waste).....49

Ильтыбаева А. Г.

Палеотектонические условия формирования центральной и внешней зон верхнепечорской впадины (Paleotectonic conditions of forming the verkhnepechorskaya depression central and outer zones).....50

Искандаров Р.А., Сагдатуллин А.М.

Разработка математической модели добывающей скважины с приводом станка-качалки (Mathematical models development of production wells with pumping unit drive).....51

Ишкинина Д.М.

Условия формирования и размещения скоплений нефти и газа Бобровско - покровского вала Бузулукской впадины.....52

Кайсина И.К.

Разработка установки для комплексных исследований коллекторских свойств горных пород в лабораторных условиях (Development of setting for complex researches of rocks collector properties in laboratory terms).....53

Кафидова О.Н.

Прогноз нефтегазоносности и оценка углеводородного потенциала Западного Предкавказья (Forecast of oil and gas potential and estimation of hydrocarbon potential of Western Ciscaucasia).....54

Кирпикова И.Д., Малышева Е.О., Канафиева Э.Ф., Горелкина Е.И.

Оптико-волоконные информационные системы при поисках, разведке и эксплуатации нефтяных и газовых скважин (Fiber-optic information systems of finding, exploring, developing and producing oil and gas).....55

Коваленко А.П.

Объективность рейтинга экологической ответственности нефтегазовых компаний России (An objective rating of environmental responsibility Russian oil and gas companies).....56

Козионов А.Е.

Особенности литологических характеристик и закономерностей строения позднедокембрийских терригенных отложений Енисейского кряжа и Иркинеево-Чадобецкого палеорифта.....57

Коломыцев А.В.

Определение глинистости в сложных коллекторах (Estimation of clayiness in complex reservoirs).....58

Коробов И.Ю., Сукманов А.С.

Изучение процесса деформации керн при одноосном сжатии (Rock samples deformation study for axial compression).....59

Кочетков Д.С.

Инвентаризация факельных установок и учёт выбросов методами дистанционного зондирования Земли (Inventory of the flares and recording of emissions by Earth remote sensing methods).....60

Кочнев А.А.

Метод рентгеновской томографии при оценке емкостных свойств горных пород (X-ray tomography in the study of reservoir properties of rocks).....61

Кузнецов С.Н.

К вопросу о ГИС-фациях (To the issue about well logging facies).....62

Кузьмичева А.Н.

Анализ влияния состава доломита на его фильтрационно-емкостные свойства (The influence analysis composition of dolostone for its reservoir properties).....63

Курбанисмаилова М. С.

Геолого - геохимические условия нефтегазоносности Мезозойских отложений зоны Маньчских прогибов и проект поисков и разведки Триасовых отложений на площади новая надежда (Geological and geochemical conditions for oil and gas of the Mesozoic sediments in the zone of the Manych depression and the project of research and exploration of the Triassic sediments in the area of «novaya nadezhda»).....64

Куркин А.А., Курьшкин С.Е., Долгих Ю.Н.

Методика расчета карт распределения структурной неопределенности (Estimation of structural uncertainty lateral distribution).....65

Лазуткин Д.М.

Эффективность методов ГИС-контроль при бурении контрольно-поверочных скважин в Тверской области (Efficiency of GIS-control while drilling testing wells in the Tver region).....66

Леткова П.А.

Проблема вырубки леса в национальном парке «Лосиный Остров» (The problem of deforestation in the national park “Losiniy Ostrov”).....67

Ли Цуньи, Недоливко Н. М.

Литолого-петрографическая характеристика отложений баженовской свиты на З-К площади (по скважине 3) (Lithologic and petrographic characteristics of bazhenov formation in the W-K field by well 3).....68

Лим А.И.

Оценка параметра хрупкости Баженовской свиты по данным ГИС и керна (Bazhen formation brittleness index estimation from well logs and core data).....69

Лотфуллина Э.Р., Истратов И.В.

Эволюция, прогноз нефтегазоносности и оценка углеводородного потенциала мезозой-кайнозойских отложений Западного Предкавказья.....70

Лукьянов Е.А.

Экспресс оценка распространения геофизических параметров в 3D для прогноза фес карбонатного пласта Д5 Росташа-Конновского месторождения (Quick assessment of 3D distribution of geophysical parameters to predict porosity and permeability properties of carbonate D5 reservoir, Rostashi-Konnovskoe field).....71

Луценко Е.В.

Перспективы нефтегазоносности Северо-Карского региона (Oil-bearing prospects of the North Kara region).....72

Люкина Л.В., Шилов Г.Я.

Влияние термобарических условий залегания нетрадиционных и трудноизвлекаемых запасов углеводородов на поисково-оценочные работы.....73

Лян Синьпин

Литолого-палеогеографические условия формирования доманикитов Юго-Востока Русской платформы (Lithologic-paleogeographical conditions of domanik formation in the Southeastern Russian platform).....74

Макарова О.М.

Типы разрезов нефтеносной Баженовской свиты на Северо-Востоке Сургутского свода (Types of sections of oil-bearing Vazhenov formation in North-East surgut arch).....75

Малкаров К.Х., Расулов И.И.

Геохимическая характеристика органического вещества палеозойских отложений южной части Предуралья (Geochemical characteristics of organic matter of paleozoic deposits of the southern part of Pre-Ural foredeep).....76

Мамедов О.Н., Нестерова А.С., Ковешников А.Е.

Ордовикско-силурийских карбонатные отложения Западно-Сибирской Геосинеклизы в плане формирования в них пород-коллекторов и месторождений нефти и газа (Ordovician-silurian carbonate sediments of the West Siberian geosynclise in terms of formation of reservoir rocks and oil and gas).....77

Манкиева П.Ф.

Космический портрет Волочаевского месторождения (Cosmic portrait Volochayevka field).....78

Маракова И. А.

Особенности геологического строения и условия формирования литологических ловушек в Триасовых терригенных отложениях северо-востока Тимано-Печорской Провинции (The geological structure and formation conditions of lithologic traps in the Triassic terrigenous deposits in the northeast of the Timan-Pechora province).....79

Мастин А.В.

Башкирские отложения Юмышской площади (Bashkir deposits of Yumyshskaya square).....80

Мельник Е.В.

Влияние палеогидрогеологических условий на формирование нефтегазоносных месторождений Соликамской депрессии (Influence on the formation of paleogidrogeologicheskikh petroliferous oil field Solikamsk depression).....81

Миняева А.Р., Мокрушина Т.А.

Оценка качества цементирования по данным акустических методов (Cement bond quality evaluation based on acoustic methods).....82

Миропольцев К.Ф.

Оценка перспективности пластов, не числящихся на балансе в пределах разрабатываемых месторождений ОАО «Оренбургнефть» (Prospectivity assessment of non-booked reservoirs within developed fields of OJSC “Orenburgneft”).....83

Молоствова А.Ю.

Экологический аудит шламовых амбаров в свете изменения экологического законодательства (Ecological audit of sumps in relation to changes o environmental legislation).....84

Мохаммед К.С., Бабан Д.Х.

Потенциал палеоценовых нефтематеринских пород и их вклад в генерацию накопленных в эоцене нефтей резервуара Pila Spi на месторождении Таq Таq, Курдистан, Ирак (Potentiality of paleocene source rocks and their contribution in generating the accumulated oil in the Eocene Pila Spi reservoir in Таq Таq oil field, Kurdistan Region, Iraq).....85

Мельников С.И., Мусалеев Х.З

Оценка длины трещин ГРП по результатам численного термодинамического моделирования (Fracture length evaluation by nimerical thermal simulation).....86

Нестерова А.С., Мамедов О.Н., Ковешников А.Е.

Перспективы формирования пород-коллекторов трещинного гидротермально-метасоматического генезиса в Венд-Кембрийских карбонатных образованиях Западно-Сибирской геосинеклизы (Prospects of formation of reservoir rocks fractured hydrothermal-metasomatic genesis in the Vendian-Cambrian carbonate formations of the West-Siberian geosynclise)...87

Нигмадзянова И.В., Бакиров И.И.,

Новый взгляд на геологическое строение 302-303 залежей с учетом распределения трещиноватости и кавернозности (New insight into geologic structure of deposits nos. 302-303 with account of fracturing and vugular porosity distribution).....88

Николаев А.А.

Закономерности распределения и условия формирования пород-коллекторов в Осинском горизонте в сводовой части Непско-Ботуобинской антеклизы.....89

Нилова В.А.

Петрофизические характеристики Тевлинско-Русскинского месторождения Нижнемеловых и Верхнеюрских отложений (Petrophysical characteristics of Tevlinsko-Russkinskaya's field of Lower cretaceous deposits and Upper jurassic).....90

Панарина Е.П.

Оценка индивидуальных эксплуатационных параметров пластов по комплексу геофизических исследований (Individual layer conditions diagnostics by complexed geophysical studeis).....91

Перепилятников А.А.

Процессы накопления углеводородов на Чаяндинском НГКМ по результатам 2D бассейнового моделирования (The processes of accumulation of hydrocarbons in the chayandinskoye oil and gas condensate field on 2D basin modelling).....92

Петров С.А.

Использование информации о поверхностных волнах для характеристики и построения модели верхней части разреза (Use of information about surface waves to near surface characterization and model building).....93

Плюснин А.В.

Характеристика коллекторов Фаменских отложений Соликамской впадины (Reservoir characterization Famennian deposits Solikamsk depression).....94

Репник А.А.

Прогнозирование нефтегазоносности Пермских и Юрских отложений Южно-Австралийского бассейна купер (Prediction of oil and gas presence in Permian and Triassic formations of South Australian cooper basin).....95

Рогозина С.А., Большакова Ю.А.

Новые данные о геологическом строении Нижнечутинского месторождения (New date on the geological structure of the Nizhnechutinskoe field).....96

Самохвалов Н. И.

Исследование рабочей зоны лабораторного ЯМР-релаксометра bruker minispec MQ10 (Research of a working zone of NMR laboratory device bruker minispec MQ10).....97

Санькова Н.В., Мазуркевич В.В., Романов А.В.

Использование результатов фациального анализа при геометризации залежей и подсчете запасов углеводородов на месторождениях северной части полуострова Ямал (Application of facies analysis results for deposits geometrization and hydrocarbons reserves estimation at the northern part of Yamal peninsula fields).....98

Сапрыкина К.М.

Экологические проблемы, связанные с развитием арктической зоны РФ (Environmental challenges related with development of the arctic zone of Russia).....99

Сарычева Е.В.

Прогноз нефтегазоносности на основании региональных исследований Непско-Ботулбинской нефтегазоносной области (Prospects of petroleum potential of the Nepa-Botuoba petroleum region based on regional studies).....100

Сафаров А.Ф.

Повышение извлекаемости нефти тепловым снижением ее вязкости в нефтяных месторождениях Бухаро-Хивинского региона (Improving heat oil recovery reducing its viscosity petroleum deposits Bukhara-Rhiva region).....101

Сенаторова Д.С., Гайсина Л.Г.

Использование эвристического подхода при оценке ресурсов углеводородов (Using heuristic approach to the evaluation hydrocarbon resources).....102

Синявская О.С.

Поиски залежей углеводородов в турбидитовых коллекторах в Охотоморском осадочном бассейне (The searching of hydrocarbons in turbidite reservoirs in the Okhotsk sedimentary basin).....103

Слобожан Е.Л., Наумкин А.А., Сидоренко И.В.,

Поиски, разведка и эксплуатация месторождений газогидратов (Prospecting, exploration and exploitation of gas hydrates).....104

Смирнов А.В., Бричикова М.П., Фончикова М.Н.

Влияние Пай-Хой-Новоземельских складчато-надвиговых дислокаций на формирование Ув систем на примере Коротаихинской Впадины (Тимано-Печорский НГБ) (Influence of The Pai-Khoi-Novaya Zemlya fold-and-thrust deformations on the hydrocarbon system evolution: example of korotaihinskaya depression (Timan-Pechora basin)).....105

Старостина Т. В.

Проект «Ранняя нефть» на Имилорском месторождении (Project "Early oil" on Imilorskoye oilfield).....106

Сторожева А.Г.

Геолого-геохимические условия нефтегазоносности Юрских Отложений среднеобской нефтегазоносной области Сургутского свода и проект поисково-разведочных работ на Западно-Усть-Балыкском лицензионном участке (Geological and geochemical conditions of oil and gas content in jurassic sediments in sredneobskaya oil field Surgutskiy arch and project of exploration researches on the West-Ust-Baliksском licensed area).....107

Султанишина Т.Р.

Особенности геологического строения продуктивного горизонта БС₁₀²⁻³ Тевлинско-Русскинского месторождения (Structural features of the horizon BS₁₀²⁻³ of Tevlinsko-Russkinskoye field).....108

Таов К.А.

Оптимизация разработки месторождения Западная Курна-2 с учетом полученных результатов промыслового каротажа (PLT) (West Qurna-2 field development optimization based on production logging test (PLT)).....109

Фролов Н.А.

Оценка перспектив Доманиковых отложений Самарской области (Assessment of the Domanik deposits prospects in Samara region).....110

Хасаева А.Б.

Перспективы нефтегазоносности глубоко погруженных отложений Нижне-Куринской депрессии (Азербайджан) по данным геохимических исследований флюидов грязевых вулканов (Geochemical studies of fluids from mud volcanoes according to petroleum potential of deepseated sediments of the lower Kura depression (Azerbaijan))111

Хасанов Р.К.

Информативность скважинной гамма-спектрометрии в нефтенасыщенных битуминозных карбонатных отложениях (Informativity of borehole gamma spectrometry in oil-saturated bituminous carbonate deposits).....112

Хлыстова Г.И.

Методика анализа текстурной неоднородности кернового материала путём получения и компьютерной обработки его цифровых изображений. Ее практическое применение. Оценка достоверности результатов (Techniques of structure analysis of heterogeneity in core-sample with help of studying digital images of core. Its practical application. Confirmation of the feasibility).....113

Чжан Иннэн, Сюй Жуйвэнь, Цзяо Кай

Космические портреты нефтегазоносных бассейнов и их частей Юго-Восточного Китая (Бохайваньский, Сычуаньский и Ордосский бассейны) Space image oil and gas basins and parts southeastern China (Bohayvansky, Sichuan and Ordos basins).....114

Чунарев В.В.

Оптимизация технологии ГРП на многопластовых месторождениях ООО «РН-Пурнефтегаз» (Abrasifrac ТТ) (Optimization of hydraulic fracturing on the multilayer fields of «RN-Purneftegas» (Abrasifrac ТТ)).....115

Шакиров Р.А.

Разработка системы контроля обора керна (Development control system coring).....116

Шелегин А.С.

Возможность расчленения карбонатных толщ нефтегазоносных месторождений Томской области электрофизическими методами (The

possibility of dividing carbonate rocks oil-gas fields of Tomsk region electrophysical methods).....117

Шуваев А.О., Богданов О.А., Мусихин К.В.

Особенности тектонического развития и перспективы нефтегазоносности Енисей-Хатангского регионального прогиба и Анабаро-Хатангской седловины (Features of tectonic evolution and petroleum potential of Yenisei-Hatangsky regional depression and Anabara-Hatangsky Saddle).....118

Юрочкина В.А.

Интенсивность и пространственное распределение вторичных изменений талахского горизонта северо-восточного склона Непско-Ботуобинской антеклизы (Intensity and spatial distributions of secondary changes of talakh horizon on the northeast slope of Nepsko-Botuobian anticline).....119

Секция 2 Разработка нефтяных и газовых месторождений. Бурение скважин

Абальян Э.Е., Абальян А.Е.

Инновационная технология для бурения скважин с большим отходом забоя от вертикали (Innovative technology in extended reach wells drilling).....122

Абраева Т.И.

Проектирование профиля скважины. Прогнозирование и способы предотвращения отклонений от круга и коридора допуска (Well path design. Prediction and prevention methods of target and tolerable range).....123

Агнаев З.К

Решение проблемы коррозии на месторождении Мишовдаг (Азербайджан) в скважинах, оборудованных погружными электроцентробежными насосами (Solution to a problem of corrosion in wells operated with ESP)...124

Айрапетов А.Л.

Уточнённый метод обработки результатов ГДИ вертикальных газовых скважин последовательной сменой установившихся отборов (The corrected method for interpretation of well tests of vertical gas wells).....125

Аитов Ч.Р.

Механизм выпадения конденсата в призабойной зоне скважины и возможный вариант его устранения при разработке газоконденсатных месторождений (Mechanism of condensation in the borehole bottom and possible options for its elimination at gas-condensate field development).....126

Амишинов Н.М.

Наиболее актуальные осложнения газодобычи в условиях обводнения добывающего фонда скважин зрелых месторождений газа (The most relevant gas production problems caused by watering conditions of mature gas fields wells).....127

Андреев А.А., Разумов А.Е.

Определение основных физико-химических свойств пластовых и дегазированных нефтей с содержанием метана более 60% в условиях ограниченной исходной информации (Determination of main physical and chemical properties of oil and gas in circumstances with limited basic data and concentration of methane higher 60%).....128

Антонов С.М., Пономарев А.А.

Визуализация кислотной обработки карбонатных пластов (Visualization of acid treatment of carbonate reservoirs).....129

Архипов А.Д.

Применение верхнего привода при бурении вертикальных скважин (The use of the top drive for drilling of vertical wells).....130

Аубакиров

Проектирования оптимальной технологии циклического заводнения на основе гидродинамического моделирования.....131

Бакирова А.Д.

Анализ технико-технологических решений обеспечения герметичности стыка многоствольных скважин (Technological analysis sealed multilateral well junction).....132

Балагутдинов В.Р.

Разработка методики мониторинга процесса солеобразования в элементах УЭЦН (Development of scaling process monitoring technique in ESP elements).....133

Баранова К.И., Горбатова А.Е.

Разукрупнение эксплуатационных объектов как один из подходов к совершенствованию разработки многопластовых месторождений (Disaggregation of operational facilities as one of approaches to improvement of development of multi-bedded fields).....134

Батурин Н.И.

Анализ эффективности эксплуатации скважин, оборудованных ОРЭ, на примере березовской площади Ромашкинского месторождения (Analysis of the efficiency of operation of the wells equipped with DC, for example, berezovskaya the Romashkinskoye field).....135

Батыргареев А.Р.

Применение кислотного состава медленного действия на турнейском горизонте Ново-Елховского месторождения НГДУ «Елховнефть» (Application of slow action acid composition on the horizon tournasian Novo-Elhovsky field NGDU «Elhovneft»).....136

Бачурина О.В.

Обоснование подбора жидкостей глушения в заглинизированных пластах (Justification for selection of well killing fluids in mudded formations).....137

Белов И.И., Муртазин Р.Р.

Постановка опытно-промышленной разработки низкопроницаемых коллекторов Туронской газовой залежи Харампурского месторождения (Pilot development planning for Turonian low-permeability gas reservoirs of the Kharampur field).....138

Биктимирова Д.Р.

Исследование гидравлической системы в добывающей скважине, оборудованной УЭЦН, с учетом изменения гидродинамических параметров пласта (Analysis of hydraulic system in a production well equipped with ESP with account of variation of hydrodynamic reservoir characteristics).....139

Биктяков А.Ю.

Бурение скважин при равновесном давлении с системой «непрерывной» циркуляции бурового раствора (Balanced pressure drilling with continuous circulation).....140

Биктяков Т.Ю., Стаценко А.А.

Проектирование бурильной колонны для бурения сверхглубокой скважины (Drill string design for ultradeep well drilling).....141

Бобов Д.Г.

Технология добычи нефти и газа на шельфе Арктики при помощи подводной буровой платформы (The technology of production oil and gas on the Arctic shelf by underwater drilling platform).....142

Богданов А.В.

Экспериментальное исследование влияния скорости фильтрации на опасность разрушения пород (Experimental investigation of flow velocity influence on rock fracturing).....143

Бондаренко А.В., Щербаков Г.Ю.

Исследование кислотных составов, применяемых для обработки карбонатных коллекторов (Studies of acid compositions used for treatment of carbonate reservoirs).....144

Бутов К.А., Ломинский Д.О.

Перспективы, технологии и проблемы, возникающие при совместном хранении природного газа и газообразного водорода в подземных хранилищах естественного и искусственного происхождения (Prospects, technologies and problems associated with the joint storage of natural gas and hydrogen gas in underground storage of natural and artificial origin).....145

Ван Аньлунь

Повышение эффективности ингибирования гидратообразования в системах добычи газа в восточном регионе провинции Сычуань Китая (Hydrate inhibition efficiency improvement in gas production systems of Eastern Sichuan China).....146

Вафин Д.Р.

Критерии, определяющие качество вскрытия продуктивных пластов (Criteria for determining the quality of drilling into productive formations)..147

Ветлова А.О.

Анализ неопределенности разделения добычи в скважинах при совместной эксплуатации пластов общей сеткой скважин (Total well-net joint exploration. Production separation uncertainty analysis)148

Владимирова А.Ю.

Взаимодействие встречных ударных волн распространяющихся от двух линейных источников (The interaction of colliding shock waves propagated from two linear sources).....149

Войсищук А.И.

Определение текущей длины горизонтального ствола на примере сеноманских отложений Ямбургского месторождения (Determination of current horizontal well length using the example of cenomanian deposits, Yamburg gas field).....150

Купавых К.С., Волкотрубов Д.А., Петров А.А.

Разработка комплексной технологии для освоения и ремонта нефтяных скважин в карбонатных низкопроницаемых коллекторах (The development of an aggregate technology of well completion and workover of oil wells in the carbonate low-permeable reservoirs).....151

Вотинов М.В.

Расширяющиеся тампонажные составы (Expanding cement compositions).....152

Габдрахманов А.Т., Валиахметова А.И.

Анализ эффективности применения щелочно-полимерной композиции (The analysis of efficiency of application alkaline-polymer composition).....153

Габисов А.С.

Влияние смены вод с пластовой на пресную с целью возможности закачки пара в рыхлые глинизированные песчаные породы.....154

Гагиева Э.Р.

Технология испытания пластов на трубах в сланцевых отложениях палеогена на примере одного из нефтяных месторождений Восточного Предкавказья (Technology of formation testing on pipes in paleogene shale deposits by the example of one of the oil-fields in East Ciscaucasia).....155

Галкина О.А.

Опыт применения горизонтальных скважин с многозонным гидроразрывом пласта для разработки месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти в ОАО «Лукойл» (Lukoil company experience of horizontal wells multi-stage fracturing for hard-to-extract oil reserves development).....156

Ганиев Д.И.

Применение ГЭР для повышения эффективности разработки в условиях залежи №62 Ново-Елховского месторождения (The application of hydrophobic emulsion solution to improve the efficiency of development in conditions of deposits №62 Novo-Elkhovskoye field).....157

Гарипов В.Н.

Оценка эффективности применения газовых методов увеличения нефтеотдачи на Столбовом месторождении (Estimation of efficiency of gas injection eor application in Stolbovoye oilfield).....158

Герасимов В.В.

Математическое моделирование распространения теплового фронта в насыщенной породе с учетом неравномерности тепловых свойств и изменения фазового состояния (Mathematical modeling of the thermal front in the saturated rock with the unevenness of the thermal properties and phase change).....159

Горидько К.А., Федоров А.Э.

Интеллектуальное прогнозирование скважин (Intellectual prediction of wells production).....160

Гладков М.А.

Возможности бустерных систем для решения оптимизационных задач в добыче нефти (Opportunities the booster systems for solving optimization problems in oil production).....161

Григорчик А.В.

Метод защиты запорно-регулирующей арматуры протяженных газопроводов от повреждения посторонними частицами (Methods of protection valves length of the pipeline from damage extraneous particles)...162

Гришина Н.В.

Оценка эффективности зарезки боковых стволов на газоконденсатном месторождении Шуртан (Appraisal of effectiveness of side-tracking on gas condensate field Shurtan).....163

Гришина Н.В.

Влияние воздействия различных промывочных растворов на фильтрационные свойства пород (Laboratory research in influence of different drilling fluids impact on filtration properties of rocks).....164

Данилов С. А.

Увеличение нефтеотдачи пласта при создании и эксплуатации ПХГ истощенных нефтяных месторождений (Increase oil recovery the creation and operation of UGS depletion of oil field).....165

Долгова А.В., Криворучко Е.А.

Влияние вибраций бурильной колонны на стабильность ствола скважины (Influence of drill string vibrations on wellbore stability).....166

Дорохов А.И.

Разработка установки распределенного электроцентробежного насоса для откачки водонефтегазовой смеси из скважины (The development of a distributed electrical centrifugal pump for pumping out water oil and gas mixture from a well).....167

Евдокимова А.С.

Анализ усиления системы заводнения для повышения эффективности разработки залежей нефти площадными системами (The enhancing influence of flooding system on the efficiency of development using areal system).....168

Егоров А.В.

Влияние параметров трещиноватости среды на ее фильтрационно-емкостные свойства (Impact fracture parameters of the medium at its reservoir properties).....169

Егоров Ю.П.

Арктические шельфовые месторождения (Arctic offshore fields).....170

Елисеев И.Ю., Иванов Д.Ю.

Анализ результатов проведения кислотных обработок в карбонатных коллекторах на месторождениях Пермского края (Analysis of the results of the acid treatment in carbonate reservoirs in the fields of Perm region).....171

Еремеев Д.М.

Особенности разработки карбонатного коллектора на примере оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (Features of the carbonate reservoir development based on the orenburg field experience)....172

Ерёменко Б.А.

Метод разработки тяжёлых нефтей и природных битумов с помощью усовершенствованной технологии парогравитационного воздействия (The method of development a heavy oil and oil sands with help of improvement technology steam assisted gravity drainage).....173

Есинов М.В., Сагдатуллин А.М.

Исследование энергоэффективности УСШН с цепным приводом (Energy efficiency research of the sucker rod pumps with chain drive).....174

Зайцев А.В.

Методика распределения добычи жидких углеводородов и попутного газа для нефтегазоконденсатных месторождений, на которых отсутствует возможность покомпонентного учета продукции (Approach for separation of recovery liquid hydrocarbons and associated gas for oil, gas and condensate fields without possibility of component wise accounting products).....175

Должиков А.С., Зверева И.С.

Расчёт температурного поля в пласте при электропрогреве добывающих скважин (Calculation of temperature field in reservoir at electric heating of producing wells).....176

Земзюлин Е.В.

Применение сайклинг-процесса в период разработки нефтяной оторочки нефтегазоконденсатного месторождения с целью получения дополнительной прибыли от реализации конденсата (Application of cycling process while developing the oil rim of oil-gascondensate field to obtain an additional revenue from condensate selling).....177

Ибрагимов И.Р.

Применение растворителей при добыче сверхвязкой нефти методом парогравитационного дренирования (Production heavy oil by sagd with solvents).....178

Ибрагимов А.Р., Вакула А.Я., Поваляев А.И.

Сложности при бурении горизонтальных скважин на девонские отложения и пути их решения в ОАО «Татнефть» (Horizontal well drilling difficulties for devonian formations and solution approaches in ОАО “Tatneft”).....179

Ибрагимов И.Р.

Совершенствование технологии внутрипластового горения (The improvement of technology fire flooding).....180

Иванов М. Г., Чепкасова Е. В.

Эффективность применения устройств контроля притока на нефтегазоконденсатных месторождениях с тонкой нефтяной оторочкой Восточной Сибири по результатам секторного моделирования (Evaluating efficiency of inflow control valves applying in gas condensate reservoir with thin oil rim in East Siberia by sector modelling).....181

Иванов П.Ю.

Изменения физических свойств коллектора при моделировании роста эффективного давления (changes of physical properties of reservoir when modeling increase of effective pressure).....182

Исламов Ш.Р.

Применение блокирующих жидкостей глушения нефтяных скважин при подземном ремонте в условиях повышенных пластовых температур (The application of blocking fluids for well-killing during underground repairs, under high reservoir temperature conditions).....183

Исмаилова Д.Т.

К вопросу об изменении гидродинамических нагрузок на штанговую колонну в условиях формирования органических отложений (On the variation of hydrodynamic loads for rod string in the string in the formation of organic deposits).....184

Исмаилов А.И., Мельников В.Б., Давлетов К.М.

Особенности эксплуатации низкотемпературной сепарации газа на Бованенковском НГКМ в летний период (Features of operation of the low-temperature gas separation at the Bovanenkovskoye oil and gas condensate field in the summer).....185

Исмаилов Т.Т.

Применение мобильных компрессорных установок на завершающей стадии разработки газовых залежей.....186

Исхаков Р. Э.

Анализ причин происшествий при работах на буровых установках (Analysis of the causes of accidents when working on drilling rigs).....187

Кабанов А.О.

К определению характеристик работы нефтяной скважины методом потенциала (For determining the characteristics of work of the oil well by method of potential).....188

Казakov К. В., Бравичев К. А.

Повышение эффективности водогазового воздействия на низкопроницаемых коллекторах (Improving the efficiency of wag on low-permeability reservoirs).....189

Карнов М.А.

Способ совместной разработки Сеноманской и Туронской залежей Южно-Русского месторождения (Method of joined development of senomanian and turonian deposits of the Yuzhno-Russkoe field).....190

Касымов К.Х.

Анализ основных показателей разработки газоконденсатного месторождения Шуртан (Analyses of main parameters of Shurtan gas and condensate field development).....191

Кашанова А.С.

Анализ эффективности повторных ОПЗ в условиях березовской площади Ромашкинского месторождения (Analysis of the effectiveness of repeated bottomhole treatment under bereza area Romashkinskoye field).....192

Кашанова Д.И.

Анализ коэффициента наполнения плунжерного скважинного насоса (Analysis of coefficient of filling of the plunger borehole pump).....193

Каюмов И.Р.

Применение гидро-механического щелевого перфоратора на месторождениях Узбекистана (The use of hydro- mechanical slit punch to the fields in Uzbekistan).....194

Керимова А.Г.

Исследования пластовых газоконденсатных систем и их фазовое состояние (Studies formation gascondensate systems and their phase state).....195

Киян М.М., Киян П.И.

Создание единой системы расчета технологических показателей разработки месторождений Арктического шельфа (Creating a unified account of technological parameters of development of deposits on the Arctic shelf).....196

Ковтун В.В.

Роль явлений гистерезиса при водогазовом воздействии (Histeresis role in wag methods).....197

Кондрашова Ю. В.

Расчет эффективности гидроразрыва пласта для газовых месторождений на основе численного моделирования с использованием дополнительных соединений (The calculation of the efficcency hydraulic fracturing for gas fields on the model using of creating additional connections).....198

Копейкин И.С. Замараев А.Н. Лягов А.В.

Внутрискважинная компоновка для селективного испытания пластов в открытом стволе скважины (Layout for selective downhole formation testing in the open hole).....199

Копейкин И.С.

Усовершенствование пакерно-якорного оборудования используемого в работах при борьбе с поглощениями в открытых стволах скважин (Improvement packer and anchor equipment used in the operation in the fight against mud-loss in the open hole).....200

Костерин К. С.

Колебания и срывы кривых течения водонефтяных эмульсий высоковязких нефтей (Fluctuations and disruptions of flow curves of water-in-crude oil emulsions of high viscous oils).....201

Кошкин Т.А. Сайфутдинов А.Ф.

Анализ методик определения забойного давления фонтанных скважин (Analysis of methods for determining downhole pressure wells).....202

Кравцов Д.И.

Применение методов вторичной добычи зацементированного газа на истощенных месторождениях.....203

Кравчук Н.С.

"Жизненный цикл" нефтяной оторочки ("Life cycle" of oil bank).....204

Кудря С.С.

Развитие технологий ГРП и МГРП в ОАО «Самотлорнефтегаз» (Fracturing and Multi-stage fracturing technology development in OJSC «Samotlorneftegaz»).....205

Курдюкова Г.С.

Использование математического моделирования при интерпретации результатов гидродинамических исследований скважины (The use of mathematical modeling in the interpretation of well testing results).....206

Легкоконец В.А., Орлов М.С.

Влияние углеводородных растворителей на реологические свойства нефти тазовского месторождения (Influence of hydrocarbon solvents on rheological oil properties of tazovskoe field).....207

Моренов В.А., Леушева Е.Л.

Анализ способов энергоснабжения производственных объектов при бурении скважин (Analysis of industrial objects energy supplying at well drilling).....208

Ли Сюаньжань

Нелинейная фильтрация в низкопроницаемых коллекторах (Nonlinear filtering in low-permeability reservoirs).....209

Макарова А.А., Михайлов Д.Н., Шако В.В.

Моделирование влияния динамики изменения околоскважинной зоны на данные электрокаротажа (Modelling of influence of near-wellbore zone properties modification on resistivity logs).....210

Маляровский А.В.

Внедрение наддолотных амортизаторов на предприятиях НХК «Узбекнефтгаз» (The introduction of above-bit damper at the enterprises of NHC "Uzbekneftgaz").....211

Мамедова Г.Г.

Мероприятия ликвидации столба жидкости, собранной на забое газоконденсатных скважин в процессе их эксплуатации (Liquidation measures of fluid column accumulated in the gascondensate well bottom during their exploitation process).....212

Манихин О.Ю., Медведев М.В., Ожерельев Д.А.

Повышение эффективности процесса охлаждения компримированного газа.....213

Мариненков Д.В.

Цифровая модель обустройства и эксплуатации месторождения.....214

Маркелова А.М.

Модель двухфазной фильтрации для нелинейно вязкопластичной нефти и жёсткого водонапорного режима (Two-phase filtration model for nonlinear viscoplastic oil and hard water drive).....215

Мартюшев Д.А.

Особенности разработки сложнопостроенной залежи нефти с трещинно-поровым типом коллектора (Features of the development of complex deposits of oil fractured porous reservoir type).....216

Матвиенко И.В.

Методика анализа энергоэффективности процесса ППД для морских нефтяных месторождений (Methodology of waterflooding energy efficiency analysis for offshore oil fields).....217

Матниязова Г.И.

Оценка возможности определения дебита горизонтальной скважины, частично вскрывшей полосообразный фрагмент залежи и сравнения полученных результатов с точным численным решением этой задачи при различных длинах горизонтального ствола (Estimation of possibility determining the production rate of the horizontal well, partly penetrated strip

fragment and comparing the results with the exact numerical solutions of this problem for various lengths of horizontal section).....218

Матусевич Г.В.

Достижения и сложности при реализации проекта Sagd на месторождении Тимано-Печорской НПП (Achievements and difficulties in implementation of the project Sagd field in the Timano-Pechora province).....219

Махлеев Ф.Ф.

«Результаты бурения горизонтальных стволов на пласт «Д0» Тиманского горизонта» (Results of horizontal wells drilling to D0 layer of Timanskiy horizon).....220

Мельник Е. В.

Применение модели «гидродинамический профиль» при проектировании боковых стволов (APPLICATION of models «hydrodynamic profile» in design sidetracks)221

Мешковский А.К.

Проблемные вопросы поисково-разведочного бурения на перспективных структурах печорской губы (Problem issues of exploration drilling.....222
On the pechora bay)

Мещеряков К.А.

Новые решения при строительстве скважин малого диаметра (New solutions in the construction of small diameter wells)223

Мирхаликов М.М.

Исследование особенностей технологии бурения на обсадных трубах на месторождениях Казахстана (Investigation of technology casing drilling in Kazakhstan oil fields)224

Мирхаликов М.М., Якунин С.А.

Гидравлическая программа промывки при бурении обсадными трубами (Hydraulic hole cleaning program during the casing drilling).....225

Могильниченко М.А.

Тестирование природных нефтей на «совместимость» в процессах их добычи, транспортировки и хранения (Testing of crude oils for «compatibility» in the processes of production, transportation and storage)...226

Молодан Е.А.

Техника и технология добычи и подготовки углеводородного сырья на примере доразработки Бейсугского газового месторождения (Engineering and technology production and processing of hydrocarbons on the example of redevelopment Beysugskogo gas field).....227

Мохнатова Е.Н.

Прогнозирование поглощений бурового раствора со степенным реологическим законом в зависимости от подачи насоса (Forecasting of lost circulation with power-law rheological law, depending on the pump flow)...228

Мугаттаров Э.З.

Технология предотвращения замерзания обратного клапана фонтанной арматуры (Freezing prevention technology of floating valve on christmas tree).....229

Мустафин Р.Р.

Организация системы ППД на Сузунском месторождении с применением технологии внутрискважинной перекачки пластовой воды (Reservoir pressure maintenance engineering with downhole brine water pumping technology on Suzunskoe oilfield).....230

Мухаметьянов В. М., Кумба Ж. Р.

Полигликолевый буровой раствор при бурении многолетнемерзлых пород (Polyglycol drilling fluid in drilling permafrost rock).....231

Назмутдинов Р.Ш.

Влияние существования предельного динамического напряжения сдвига на показатели разработки месторождения (The influence of existence of dynamic shear stress limit on field development criteria).....232

Напольских П.М.

Анализ эффективности использования реагентов «DRA» на примере Астохского месторождения (Analysis of using “drag reducing agents” in Astokh field).....323

Насери Ясин, Якунин С.А.

Анализ действующих сил от шламового клина на КНБК в горизонтальных скважинах (Analysis of applied forces by wedge-shaped cutting bed around ВНА in horizontal wells).....234

Чиглинецов И.А., Насыров А.А.

Математическая модель наполнения купола-сепаратора углеводородами при отборе газа (Mathematical model of filling of the dome – separator hydrocarbons during gas offtake).....235

Карпунин И.А., Нифадов В.В.

Бурение на обсадных трубах (Drilling-with-casing).....236

Нифонтов Н.А.

Исследование гидроимпульсного способа ликвидации прихватов буровой колонны (Study hydroimpulsive way to eliminate stuck pipe)....237

Жиркеев А.С., Сахапова А.К., Патлай А.В.

Метод борьбы с выносом песка путем укрепления призабойной зоны скважины фенолформальдегидной смолой.....238

Перевалкин Д.Н.

Использование «воронки-центратора» в компоновке оборудования нагнетательных скважин (The use of «funnel-clamp» in the design of the equipment injection wells).....239

Перехожев Ф.А.

Численный анализ эффективности новых методов теплоизоляции скважин при разработке месторождений в условиях вечной мерзлоты (Numerical analysis of the effectiveness of new insulation wells during field development in the permafrost).....240

Пермяков В.С., Харитонов А.Н., Архипов Ю. А.

Результаты сравнительного анализа методик определения генезиса вод выносимых из газовых скважин (The results of the comparative analysis of methods for determining the genesis of the water removed from the gas wells).....241

Петина С.В., Плосков А.А.

Лифта в газовых скважинах (Domestic experience of using plunger lift in gas wells).....242

Подкосова П. Д.

Роль достоверности экспериментального определения ФЕС при проектировании разработки нефтегазовых месторождений.....243

Полишвайко Д.В.

Исследование свойств продуктивного пласта на установке «ОСА 15ЕС» (Research reservoir properties for installation «ОСА 15ЕС»).....244

Пономарева Д.Ю.

Оценка анизотропии проницаемости при разработке месторождений системой горизонтальных скважин (Estimation of permeability anizotropy. Case of horizontal wells in gas-condensate field).....245

Поступов А.В. Щербаков Г.Ю.

Исследование коэффициента светопоглощения органических отложений добывающих скважин нефтегазоконденсатных месторождений (Research of light absorption coefficient of organic deposits producing wells on the oil, gas and condensate field).....246

Потанов А.В.

Перспективный метод вскрытия продуктивных горизонтов на Чаяндинском НГКМ (Promising method for opening of productive horizons on Chayandinskoye NGKM).....247

Прохоров А.А.

Интенсификация добычи высоковязкой нефти методом закачки теплоносителя в горизонтальных скважинах на Южной лицензионной территории (ЮЛТ) Приобского месторождения (Intensification of production of high-viscosity oil by pumping the heat transfer agent in horizontal wells on South licensed the Priobskoe field).....248

Райский Ю.А.

Анализ результатов применения технологий MAXCO3 и VDA компании Schlumberger на Астраханском газоконденсатном месторождении (result analysis of Schlumberger MAXCO3 and VDA technologies use at Astrakhan gas condensate deposit).....249

Райхерт Р.С.

Совершенствование технико-технологических решений по повышению качества очистки наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама (Improved engineering solutions for cutting transport from extended reach wells).....250

Ризаев Э.Э.

Применение колтюбинговой установки при бурении вертикальных скважин (The use of coiled tubing unit for drilling of vertical wells).....251

Романова М.Ю.

Анализ эффективности применения нестационарного заводнения на месторождениях Западной Сибири (Analysis of non-stationary flooding effectiveness in Western Siberia).....252

Рузиева А.В.

Исследования и совершенствование технико-технологических решений по повышению очистки призабойной зоны от шлама при бурении многозабойных скважин (Research and improvement of technical and technological solutions to improve the cleaning of the bottomhole zone from cutting during the drilling of multilateral wells).....253

Русинов А.А., Чиглинцева А.С.

Теоретические основы разработки газогидратного пласта частично насыщенного газом (Theoretical foundation of the exploitation of gas hydrate reservoir partially saturated gas).....254

Куницких А.А., Русинов Д.Ю.

Влияние вводимых минеральных добавок на прочность цементного камня (Influence of mineral additives on the strength of the cement stone).....255

Рыбаков А.А.

Применение оптических методов для контроля за эффективностью проведения ГРП (Application of optical methods to monitor effectiveness of fracturing).....256

Рябова Л.А.

Применение горизонтальных скважин на различных стадиях разработки газоконденсатного месторождения (Horizontal wells are used at different stages of development of a gas condensate deposit).....257

Савранская Т.П.

Методика моделирования параметров трещиноватых коллекторов (The methodology of fractured reservoirs modeling).....258

Сагиров Р.Н.

Уменьшение паро-нефтяного отношения за счет использования физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (Reducing the steam-oil ratio through the use of physical and chemical Eor).....259

Сайфутдинов А.Ф. Кошкин Т.А.

«Оценка методик расчета давления на приеме насоса(ЭЦН) через динамический уровень и определение давления на забое» (Evaluation of methods for calculating the pressure at the pump intake (ESP) through the dynamic level and the determination of the pressure at the well bottom).....260

Салихова А.Р.

Особенности эксплуатации установок электроцентробежных насосов в условиях морских месторождений (Operation specifics of offshore electrical submersible pump units).....261

Сандыга М.С., Щербаков Г.Ю.

Разработка комплексного растворителя асфальтосмолопарафиновых отложений (Development of a comprehensive solvent asphaltene-resin-paraffin deposits).....262

Саранча А.В., Митрофанов Д.А.

Перспективы нефтедобычи месторождений Хмао-Югры (Prospects of oil field development Yugra Khanty).....263

Сатаева А.Ф.

Анализ методов повышения энергоэффективности работы погружных насосных установок (Analysis of the techniques to improve the energy efficiency of submersible pumping units).....264

Саяхов В. А.

Анализ технологической эффективности применения ГРП на объектах ОАО «Татнефть» и современные методы совершенствования технологии грп (Analysis of technological efficiency of practice of hydrofracturing on the objects of "Tatneft" and modern methods of development of technology of hydrofracturing).....265

Селезнев А.В.

Разработка усовершенствованного шламового насоса поверхностной циркуляционной системы очистки буровой установки (Development of improved slurry pump circulation systems surface cleaning rig).....266

Селезнев Д.С.

Колтюбинг – технология будущего.....267

Семигласов Д. Ю.

О характере функций относительных фазовых проницаемостей при двухфазной фильтрации.....268

Серба В.В., Доронин В.А.

Скважины с большим отклонением от вертикали – новые уникальные решения (Extended reach drilling – new unique solutions).....269

Сергеев И.С.

Исследование эффективности бурения горных пород различной твердости и абразивности гибридными долотами (Research the efficiency of drilling rocks of different hardness and abrasiveness hybrid bits).....270

Сердюков Н.И., Мушинский В.Л.

Исследование динамики геолого-технических показателей статистическими методами на примере кыртаельского нефтегазоконденсатного месторождения (study of the dynamics of geological and technical indicators statistical methods for example kyrtael oil and gas condensate field).....271

Чепкасова Е.В., Смирнова Л.В.

Оценка технологической эффективности применения воды в качестве агента вытеснения в условиях низкопроницаемого коллектора на основе мирового опыта разработки месторождений аналогов, аналитических и экспертных оценок (Technological efficiency evaluation applying water like as displacement agent in low permeable formation based on world experience, analytical and expert estimations).....272

Сторожева А.Е.

Оценка производительности газовой скважины Киринского месторождения (Rating of gas well of Kirinskoye field).....273

Мунир Сувейд, Лейсан Биктимирова, А.А. Адебайо

Гидроизолирующие экраны на основе интерполимерных комплексов для повышения нефтеотдачи пластов.....274

Сулейменов Н.С. Бороздин С.О.

Особенности формирования фильтрационного экрана в призабойной зоне скважин с открытым забоем (Features of the formation of the filtration screen at the bottom hole wells with open hole).....275

Суходанова С.С., Метт Д.А.

Опыт вовлечения в активную разработку сложнопостроенного трещиноватого карбонатного массива Варандейского месторождения на основе детальной геолого-гидродинамической модели (Expierence of the development of the fractured carbonate reservoir of Varandey field based on detail geological and hydrodynamic models).....276

Табатабаи Моради С.Ш.

О прочностных свойствах цементного камня для крепления скважин в условиях высоких давлений и температур (Strength properties of cement systems for application in high-pressure, high-temperature conditions).....277

Талипов Р. Д.

Практика бурения наклонно-направленных скважин и боковых стволов. Роль каротажа во время бурения (Directional drilling / sidetrack drilling. Role of measurement and logging while drilling).....278

Татаринцев А.А.

Разработка дегозатора-диспергатора бурового раствора (Development degozatora dispersant of drilling mud).....279

Тимошенко Д.В.

Технология локального крепления скважин (Technology of local well casing).....280

Тихонов Д.В.

Моделирование применения термоизолирующей жидкости в добывающей скважине для борьбы с асфальтосмолопарафиновыми отложениями (Modeling application of insulating packer fluid in production wells to prevent asphaltene sediments).....281

Третьяк А.А., Лубянова С.И., Борисов К.А.

Буровой раствор для бурения горизонтальных скважин (Drilling fluid for drilling horizontal wells).....282

Третьяк А.А., Гроссу А.Н., Борисов К.А.

Буровые коронки нового поколения (Drill crowns new generation).....283

Труфанов С.В.

Моделирование процесса транспорта нестабильных жидких углеводородов на примере межпромыслового конденсатопровода (Simulation of transport of volatile liquid hydrocarbons on the example construction of the pipeline).....284

Турдумаматов А.М.

Технология использования попутного нефтяного газа в Восточной Сибири (Technology of use of associated oil gas in Eastern Siberia).....285

Литвин В.Т., Фарманзаде А.Р.

Методы интенсификации притока нефти из коллекторов Баженовской свиты (Methods for stimulation of oil reservoirs Bazhenov formation).....286

Фахрутдинов Ш.Х.

Применение осциллятора – турбулизатора при бурении горизонтальных скважин (Use of the oscillator – a turbulizer when drilling horizontal wells).....287

Федяев А.А.

Необходимость экстрагирования кернового материала для получения корректных данных в результате его исследования (Necessity of rock core extraction to obtain correct results due to its research).....288

Филенко Д.Г.

Исследование процесса экстракции трудноизвлекаемых запасов углеводородов из пористой среды с помощью сверхкритической флюидной технологии (The investigation of hard-to-recovery hydrocarbons deposits extraction from porous media by supercritical fluid technology)....289

Филиппов М.А.

Разработка лабораторно-моделирующего комплекса по дисциплине «сбор и переработка скважинной продукции газовых и газоконденсатных месторождений» (The development of laboratory-modeling complex on discipline "collection and processing of well production gas fields and gas condensate fields").....290

Хабибрахманов М.М., Шепель К.Ю.

Моделирование течения жидкости вблизи канала перфорации (Simulation of the fluid flow around a rock perforation).....291

Хабибуллин Р.А.

Внедрение систем по утилизации попутного газа на нефтяном месторождении (Associated gas utilization systems implementation in oil field).....292

Хавкин Б.А.

Математическое моделирование процессов интенсификации добычи трудноизвлекаемых запасов с помощью закачки химически активных веществ (Mathematical modeling of intensification production processes of hard-extracted reserves by injection chemically active substances).....293

Хакназаров С. А.

Разработка азотанполненных тампонажных систем для цементирования скважин в интервалах АНПД (Development of nitrogen filled plugging systems for cementing in the abnormally low reservoir pressure (ALRP) intervals).....294

Халилов А.А.

Обоснование конструкции горизонтального ствола скважины, вскрывшей многопластовую газовую залежь (Validation of horizontal well construction and multi-horizontal field completion).....295

Хамитова Е.Р.

Влияние различных параметров на производительность горизонтальных зарезок (The influence of various parameters on output of horizontal sidetracks).....296

Хамитова Е.Р.

Химический состав юрских газов газоконденсатных месторождений Устюртского региона. Chemical content of jurassic gases of gas-condensate deposits of ustyurt region.....297

Харитонов А.Д.

Новые технологические решения по ликвидации поглощений бурового раствора (New technological solutions for elimination of mud-loss).....298

Хисматуллина Л. Г.

Моделирование многофазных течений в газоконденсатных скважинах (modeling of multiphase flows in gas-condensate wells) влияние прочностных свойств горных пород на устойчивость стенок скважин (Influence of strength properties of rocks on wellbore stability).....299

Хлопцов Д.В.

Влияние прочностных свойств горных пород на устойчивость стенок скважин (Influence of strength properties of rocks on wellbore stability)....300

Хлызов П.А.

Комплекс научно-технических решений для совершенствования технологических и вспомогательных процессов при добыче природного газа (Complex of scientific and technical solutions to improve the technological and auxiliary processes in natural gas production).....301

Хормали Азизоллах

Исследование по предупреждению солеотложений в комплексной системе разработки нефтяных месторождений с применением ингибиторов (Investigation on the scaling prevention in the complex system of oil field development using the inhibitors).....	302
Храбров В. А., Хисамов Д. Ф.	
Бурение на депрессии (Underbalanced drilling).....	303
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).....	304
Чанышев А.Ф.	
Буровые растворы для вскрытия продуктивных пластов (Completion drilling fluids)	305
Чепиль Р. С., Сердюков Н.И.	
Трехмерная визуализация особенностей термошахтной разработки Ярегского месторождения (Three-dimensional visualization features of thermo-mine development the Yaregskoye field).....	306
Чепиль Р. С.	
Анализ технологической эффективности применения ГРП на Кыртаельском месторождении (The analysis of technological the efficiency of hydraulic fracturing on cartelism field).....	307
Червяков М.В., Плосков А.А., Мартынов В.М.	
Первый отечественный опыт использования противопесочных фильтров на устье газовых скважин (The first domestic experience using anti-sand filters at the wellhead).....	308
Чжэн Чжоу	
Анализ адаптивности модели эксплуатации глубоководных нефтегазовых месторождений в Южно-Китайском Море (Adaptability analysis of the deep water development of fields located in South China sea).....	309
Шайдуллин Л.К.	
Исследование эффективности растворения АСПО после термического воздействия (Research on the effectiveness dissolution of the paraffin after thermal effects).....	310
Шамков А.В., Гатиятуллина А.Ф.	
Применение песчаных фильтров, как способ повышения эффективности технологических процессов добычи газа (Sand screens as effective method of technological processes of gas production).....	311
Шарафутдинов А.Н.	
Анализ причин возникновения "полетов" ЭЦН в скважине и пути решения этой проблемы (analysis of the causes of the "flight" of ESP in the well and solve this problem).....	312

Шепель К.Ю.

Лабораторные испытания кумулятивной перфорации с использованием перфорационной жидкости с добавками пав (Laboratory testing jet perforating with using liquid perforation with a surfactant added).....313

Шулев В.Е.

Технологические особенности извлечения нефтей из низкопроницаемых коллекторов в условиях крайнего севера (technological features of low-permeability reservoirs oil extraction in the far north).....314

Щербаков А.В.

Проектирование многоствольных наклонно-направленных скважин на месторождениях Западной Сибири (Design multilateral directional wells in Western Siberia).....315

Юр Д.Н.

Метод прогнозирования успешности спуска эксплуатационной колонны при креплении горизонтальных скважин (Predicting methods of production casing successful landing when cementing horizontal wells).....316

Юсубов Ф.Ф.

Определение оптимального состава фрикционного материала для тормозные колодки буровых установок (Determination of the optimal composition of the friction material for brake pads rigs).....317

Юсупов Ш.Ф.

Получение технического сульфанола для облегчения буровых растворов (Sulfanole technical for obtaining relief drilling fluids).....318

Юсупова Э.М., Раупов И.Р.

Исследование оптических свойств и поверхностных явлений нефтяных дисперсных систем (The study of the optical properties and superficial phenomena of oil disperse systems).....319

Юшин П.Е.

СППР выбора технологии борьбы с обводнением скважин (Decision support tool for gas wells water shut off technology making choice).....320

Ягафаров Р. Р.

Управление рисками нефтегазостроительных проектов (Risk management of oil and gas construction projects).....321

Якунин С.А.

Строительство скважин на сланцевую нефть (Wells construction of shale oil).....322

Янковая В.С., Вовчук Г.А.

Капиллярные эффекты и предгидратное состояние углеводородов в водонасыщенном песке (Capillary effect and the metastable state of precursor of hydrocarbons in the water saturated sands).....323

Секция 3. Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Агеев Р.Х.

Исследование процессов тепло- и массообмена в хранилище сжиженного природного газа (Study of heat and mass exchange on LNG storage tank)...326

Альгинов Р.А.

Механизмы и закономерности разделения потока вязких капельных углеводородных сред, их связь с эксплуатационными характеристиками тройников (Mechanisms and patterns of viscous liquid hydrocarbon flows' separation, its' connection with operating characteristics of t-bends).....327

Бархатов А.Ф.

Состояние вопроса и перспективы решения задач энергосбережения в трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов (Status of question and perspectives solve problems of energy saving in pipeline transportation oil and petroleum products).....328

Белькова А.С.

Устройство для подвески подземного трубопровода на просадочных грунтах (device for pipeline anchorage on collapsible soil).....329

Бикбулатов Ф.Р.

Расчет напряженно-деформированного состояния прямоугольного резервуара методом конечных элементов в ANSYS (Calculation of rectangular reservoir's stress-strain state with finite element method in ANSYS).....330

Бологан П.С., Данов В.Ю., Пивнов В.П.

Перспективы применения подземных ГПП (Applying of underground gas distribution points).....331

Болтянский Б.В.

Новая конструкция крепления кольцевых чугунных утяжелителей (New fastening design of iron annular weight rings).....332

Бранд А.Э., Венгеров А.А., Земенкова М.Ю.

Повышение эффективности технологии транспорта высоковязкой нефти с применением гидродинамической кавитации (Improving the efficiency of technology transport of high-viscosity oil using hydrodynamic cavitation)...333

Буйко Е.С., Корнеева О.А.

Аналитические и численные методы решения краевой задачи математического моделирования процессов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов (Analytical and numerical methods of solving boundary value problem of mathematical modeling processes of pipeline transportation of oil and oil products).....334

Василенко С.А.

Анкерное крепление стенки резервуара (Anchor fastening the tank wall).....335

Гайнетдинова Л.И., Гареев М.М.

Определение длины гелевого поршня, используемого при застревании механического разделителя или поршня (Determining the length of the gel piston used in jamming the mechanical separator or piston).....336

Ганеева Л.К., Ганеева Л.К.

Анализ оптоволоконного метода обнаружения утечек в трубопроводах (Analysis of fiber-optic leak detection system in pipeline).....337

Гацоева З.О.

Технологии трубопроводного транспорта высоковязких нефтей (Technologies of pipeline transportation of high-viscosity oil).....338

Гиясов А.М.

Влияние падения мировых цен на нефть на «сланцевую революцию» в США (falling oil prices impact on the «shale revolution» in USA).....339

Головина А.И., Марущак Н.В.

Аварии на магистральных нефтепроводах, их воздействие на окружающую среду, прогрессивные способы ликвидации последствий (Accidents on the trunk pipelines, their impact on environment, advanced ways of elimination of the consequences).....340

Горбунов А.О.

Диагностика опорных конструкций трубопроводных обвязок компрессорных станций (Diagnostics of supporting frameworks of pipeline bindings of compressor stations).....341

Горелов А.А., Паукаев Р.И.

Применение современного теплоизоляционного покрытия при транспортировке и хранении нефти и нефтепродуктов.....342

Гредасова С.А., Пахневич И.А.

Система пространственной стабилизации плавающей крыши от снеговых нагрузок в резервуарах большого объема (Three-axis-stabilization system of floating roof for snow load in high volume tanks).....343

Гринько К.В.

Предупреждение и ликвидация аварий на подводных переходах (Prevention and elimination of accidents at underwater crossings).....344

Гулин Д.А., Хасанов Р.Р.

Закрепление трубопроводов в слабонесущих грунтах (Anchorage of pipelines in the soft soil).....345

Дорофеева О.В.

Расчет нефтепровода «Тенгиз-Новороссийск» с учетом особенностей применения противотурбулентных присадок (Operation mode calculation of «Tengiz – Novorossiusk» main pipeline with specifics of using turbulent viscosity reducing additives).....346

Елизарова М.А., Данов В.Ю. Пивнов В.П.

Решение транспортной задачи нефтепродуктообеспечения Тверской области (The solution of oil products transport distribution problem Tver region).....347

Железов М.О.

Исследование результатов адаптации математической модели магистрального нефтепровода к фактическим режимам на ПВК «Веста-МН» (Research of the results of the trunk pipeline's mathematical model's adaptation to the actual modes for the software and computer system of "Vesta-MN").....348

Закиров В.И.

Автономная комбинированная энергетическая установка и возможность её применения на объектах нефтегазовой отрасли России (Combined autonomic power plant and it applying in oil and gas industry of Russia).....349

Земенкова М.Ю., Павлов В.П., Сероштанов И.В.

Перспективы использования систем упреждающего контроля надежности нефтегазовых объектов (Prospects of systems of anticipatory control reliability of oil and gas objects).....350

Зуев Д.О.

Сравнительный анализ применения методов электрообогрева при трубопроводном транспорте высоковязких сортов нефти (Comparative analysis of using electric heating methods in pipeline transport of high-viscosity oil).....351

Исмайылова Ф.Б.

Об одном способе анализа работы трубопроводов в сложной сети сбора продукции морских скважин (About one method of analysis of the work pipelines in difficult collection system of offshore well's production).....352

Каримова Г.И.

Прочностной расчет и определение характера распределения напряжений в трубках переменного сечения (Strength calculation and stress distribution character definition in pipes of variable cross section).....353

Каримова Г.И.

Определение гидродинамических параметров каналов переменного сечения (Definition of fluid dynamic parameters for variable cross-section channels).....354

Кириянов А.А.

Сравнение последовательной и параллельной схем включения насосов НПС при работе в условиях различных перепадов высот (Comparison analysis of series and parallel pumping systems while working with various elevation difference).....355

Кирюшкина В.Ю.

Сравнительная эффективность применения дросселирования и частотно-регулируемого привода на технологическом участке нефтепровода (Comparative effectiveness of throttling and frequency-controlled actuators for technological sections of the pipeline).....356

Киселев В. Ю., Мажидов С.И.

Потенциал использования сверхзвуковой сепарации для очистки газа в технологическом и экономическом аспектах (Potential usage of supersonic separation for gas cleaning in technological and economic aspects).....357

Кузнецова Д.П., Андрюхин Н.С.

Увеличение пропускной способности участка «Лопатино – Клин – Никольское» МН «Куйбышев – Унеча – Мозырь-1» для перекачки партий высокосернистой нефти (The increasing of capacity of section «Lopatino – Klin – Nikolskoe» of the trunk pipeline «Kuibychev – Unecha – Mozyr-1» for high sulphur oil transportation).....358

Кырнышева П. А., Федоров П. В.

Разработка лабораторного стенда для моделирования процесса перекачки аномальных нефтей при внешних физико – химических воздействиях (The laboratory stand for simulating anomalous oil pipeline transportation under the external physicochemical influence).....359

Ламскова М.И., Филимонов М.И.

Исследование потерь напора в трубопроводах с непрерывной и равномерной раздачей жидкости (Investigation of pressure loss in the piping with uninterrupted and regular distribution of liquid).....360

Леонович И.А.

Анализ методов оценки риска возникновения аварийных ситуаций на компрессорных станциях магистральных газопроводов (Analysis of risk assessment methods at the gas pipeline compressor station).....361

Линев Е.В.

Повышение надежности однониточного магистрального газопровода “Ямбург-Тула-2” на участке 2723,2 км (0км) – 3088,2 км (365км) в процессе эксплуатации филиалом ООО "Газпром трансгаз Москва" Путятинское ЛПУМГ (Improving the reliability single trunk gas pipeline “Yamburg-Tula-2” at the site 2723,2 km (0km) – 3088,2 km (365km) during operation branch of LLC “ Gazprom Transgaz Moscow” Putyatinsky LPUMG)362

Егоров А.Ю., Логанова М.Е., Чемоданова И.И.

Проект резервуара объемом 100000 м³ со стенкой каннелюрного типа...363

Лоповок С.С.

Сравнительный анализ методик расчета потерь нефти и нефтепродуктов в резервуарах от испарения (Comparative analysis of methodologies for estimating the total evaporative losses of hydrocarbons from tanks).....364

Макшанцева Д.В., Лебедев М.С.

Управление процессами морозного пучения грунтов при эксплуатации газпромысловых объектов Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения.....365

Мариненко М.В.

Сравнение эффективности регулирования частоты вращения насоса и использования сменного ротора при работе на малых подачах (Effectiveness comparison of pump rotation speed regulating and the usage of removable rotors when working on a low flow rate).....366

Марцевой П.М.

Расчет потерь нефти при разрыве трубопровода для планирования ликвидации аварийных разливов нефти (Calculation of oil losses of pipeline crash for developing oil spill contingency plan).....367

Мерицциди И.И.

Определение окон возможностей методов локализации разливов нефти при авариях на морских трубопроводах (Windows of possibility determination of methods for oil spills localisation during the offshore pipelines accidents).....368

Абушаев Р.Ю., Минатдинов А.А.

Исследование особенностей внутритрубной коррозии и технологии ее предупреждения на примере промысловых трубопроводов (The investigation of special aspects of in-line corrosion and technologies of its prevention in flowlines).....369

Мингалеева Р.Д.

Возобновляемые источники энергии для нефтегазового комплекса России (Renewable energy sources for oil and gas industry of Russia).....370

Мошева А.М.

Статистический анализ надежности нефтепромысловых трубопроводов нефтяных месторождений Пермского Края (Statistical reliability analysis of oilfield pipelines of deposits of Perm Krai)371

Муфтахов Р.М.

Гипотезы принципа работы генератора России (Hypothesis of work principle of Rossi generator).....372

Насибова А.А., Бабилов Г.Н.

О влиянии давления на расход газированных жидкостей в трубопроводах промыслового сбора (About influence of pressure on the consumption of carbonated liquids in field collection pipelines).....373

Нгуен Фунг Хынг, Нгуен Ван Хоай

Расчет морских трубопроводов заглубленных в грунт на устойчивость (Calculation of upheaval buckling of buried offshore pipelines).....374

Носов В.С.

Анализ и оценка диффузионных процессов в стенках эластичных резервуаров (analysis and evaluation of the processes of diffusion through the walls of the elastic tanks).....375

Нурмамедова Р.Г., Мусаев С.Ф., Бабилов Г.Н.

Математическая модель для описания изменения эффективной вязкости водонефтяных систем (The mathematical model for describing the change of effective viscosity of oil-water systems).....376

Нуруллаев В. Х., Зейналов Р. Л.

О взаимодействии нефтей при их смешении (About interaction by crude oil at their mixture).....377

Нуруллаев В. Х., Мусаев С.Ф.

Эмпирические формулы для прогнозирования обводненности и плотности нефтеводоконденсатных смесей (Empirical formulas for prognostication of water content and density of crudeoilwaterkondensat mixes).....378

Павлов В.С., Дробышев И.А.

Разработка конструкции железобетонного резервуара со стенкой каннелюрного типа объемом 200-300 тыс. м³ с противодиффузионным покрытием (Desig of the construction of reinforced concrete tank volume of 200-300 thousand cubic meters impervious coating).....379

Панычев А.Д.

Оптимизация режимов работы регенеративных ГТУ с учетом технического состояния теплообменного оборудования (Optimisation of gas turbines operation modes considering technical condition of heat exchanger).....380

Петраков П.М.

Снижение шума газоперекачивающего агрегата в составе компрессорной станции (Reduction of noise pumping unit as a part of a compressor station).....381

Пивнов В.П., Данов В.Ю., Болдырев В.В.

Применение специальных типов покрытий резервуаров и цистерн (The use of special types of coatings reservoirs and tanks).....382

Попова Т.В.

Повышение теплоотдачи в теплообменном аппарате (Improvement heat emission in the heat exchanger).....383

Рагимова М.С.

Уплотнительные смазки запорных устройств, применяемых в технологических процессах трубопроводного транспорта (Packing lubricates for locking devices used in technological processes of pipeline transport).....384

Соловьев Д.Ю., Рахимзянов Р.М., Вяткин К.А.	
Эффективность применения деэмульгатора при транспортировке высоковязких эмульсий (Efficiency of application demulsifier during transportation highly viscous emulsion).....	385
Рахимов Р. Г., Фаизов А. И.	
Теплообменник шнековый (Screw heat exchanger).....	386
Рузов И. В., Доманский В.О.	
Коррозионная агрессивность грунтов в условиях криолитозоны (Corrosion of metal constructions in conditions of cryolithozone).....	387
Салахов А.И., Сагдатуллин А.М.	
Сравнительный анализ работы измерительных преобразователей расхода магистральных трубопроводов (Comparative analysis of the flow measuring systems operation of the main pipelines).....	388
Семейченков Д.С.	
Сравнительный анализ методик гидравлического расчета газовых сетей по отечественным и зарубежным стандартам для минимизации материалоемкости трубопроводной системы (Comparative analysis methods of hydraulic calculation of gas pipelines for domestic and international standarts to minimize the consumption of matereals pipeline system).....	389
Середа И.А.	
Ремонт трубопроводов по технологии ТД Вильямсон с применением модернизированного фитинга (Repair Of pipelines technology TD Williamson using modernized fitting).....	390
Серкебаева Б.С., Мырзагалиева К.Н.	
Оптимизация технологии применения деэмульгаторов (Optimization technology application of demulsifiers).....	391
Серкебаева Б.С., Нурбаев А.С.	
Регулирование реофизических свойств при транспортировке аномальных нефтей (Regulation Of rheological properties during transportation of abnormal crude oils).....	392
Сорокина Д.А., Якушенко А.В., Боченин Р.	
Совершенствование системы измерения и учета газа на базе пакета PI SYSTEM с целью снижения небаланса в региональных газораспределительных компаниях (Enhancement of gas flow measuring and gas consumption metering on the basis of PI SYSTEM aimed at imbalance reduction within regional gas distributing companies).....	393
Старовойтов А.И.	
Разработка экспериментального стенда по исследованию применения электромагнитных полей и ультразвука с целью повышения эффективности работы тепловых двигателей (Development of the experimental stand for studying the use of ultrasound and electromagnetic fields in order to increase the efficiency of heat engines).....	394

Страхов А.А.

Повышение эффективности применения электроизолирующих соединений трубопровода (Increase of efficiency of application of electric insulating connections of the pipeline).....395

Тарасов С.Б.

Разработка компьютерной системы автоматизированного проектирования операционных технологических карт на сварку магистральных трубопроводов (Development of computer system of the automated design of operational flow charts on welding of the main pipelines).....396

Титков К.И.

Исследование влияния высокомолекулярных присадок на гидравлическое сопротивление, структуру сложного сдвигового течения и эффективность транспорта углеводородных сред в трубопроводах (Investigation of influence of high molecular compounds on hydraulic resistance, complex shear flow structure and transportation efficiency of hydrocarbonic media in pipelines).....397

Толкачева К.В.

Виброобследование трубопроводной обвязки (Vibration monitoring of piping arrangement).....398

Тэн Хуэйчжун

Сравнительный анализ проектирования магистрального нефтепровода «Чжэнчжун-Чанша» по стандартам России и Китая (a comparative survey for the main oil pipeline "Zhengzhou-Changsha" standards in Russia and China).....399

Удалов Р.В., Данов В.Ю., Пивнов В.П.

Системы получения СПГ на ГРС (System receiving LNG at GDS).....400

Фан С.Д.

Многослойная конструкция днища для резервуаров большого объема (Multilayer bottom design for tanks of large volumes).....401

Федоренко А.А.

Комплексный подход к непрерывному автоматизированному мониторингу технического состояния магистральных нефтепроводов (Integrated approach to continuous automated monitoring the technical condition of main oil pipelines).....402

Федосеев М.Н.

Защита трубопроводов от гидравлического удара системами с газовым аккумулятором (Protection of pipelines from a hydraulic shock by systems containing a gas accumulator).....403

Федотова И.А., Чернышова Е.А.

Система рекуперации паров легких фракций углеводородов на резервуарных парках (The recuperation system for evaporations of light distillate on oil-storage tanks).....404

Фролов Д.В., Лабынцев В.В.

Сравнительный анализ расчетных характеристик магистрального газопровода согласно международным нормативам на примере определения толщины стенки (Analytical analysis of internal characteristics of pipelines according international documents).....405

Фролов Д.В., Савеня С.Н., Тихвинская А.Ю.

Обеспечение безопасной эксплуатации магистральных газопроводов в условиях стресс – коррозионной повреждаемости (Ensuring safe operation of gas pipelines in conditions of stress - corrosion damage).....406

Хабирова В.Р.

Применение аэрокосмического мониторинга к проблеме нарушений охранных зон и минимальных расстояний от магистральных газопроводов (Application of aerospace monitoring for solving the problem concerning the violations of security area along the main gas pipelines).....407

Хайруллин А.М., Тяховеев Т.Р., Сагдатуллин А.М.

Исследование регулировочных характеристик электропривода с вихревым электронасосом (Control characteristics research of electric drive with peripheral impeller pumps).....408

Цымбалов А.А.

Моделирование системы сбора продукции скважин пяхяхинского нефтегазоконденсатного месторождения (Modeling of the collection system production wells pyakyakhinskoye oil and gas condensate field).....409

Шамилов Х.Ш., Хасанов Р.Р

Обеспечение устойчивости магистральных трубопроводов на талых участках многолетнемерзлых грунтов (Stability maintenance of trunk pipelines on permafrost soils melted areas).....410

Шаройко А.А.

Анализ методов улавливания легких фракций углеводородов при "больших" и "малых дыханиях" вертикальных стальных резервуаров (The analysis of methods of catching of light distillates of hydrocarbons at "larger" and "small respirations" of vertical steel tanks).....411

Швец А.Н.

Трубопроводный транспорт газоконденсатной смеси в сверхкритическом состоянии (Pipeline transportation of gas-condensate mixture in the dense phase).....412

Швец А.Н.

Оценка параметров при расчетах трубопроводов, эксплуатирующихся в сверхкритическом режиме (Parameters estimation in hydraulic calculations of a dense phase pipeline transportation).....413

Шевченко М.А.

Установка накладных датчиков температуры в крановых укрытиях (Installation of the overhead temperature sensors in the crane shelters)414

Шемаханова А.С.

Анализ современных инженерных решений при строительстве нефтегазовых объектов на вечномёрзлых грунтах (analysis of modern engineering decisions for construction oil and gas facilities on permafrost).....415

Ширинов Ф.Ф.

Новый способ хранения нефтепродукта без потерь углеводорода, вследствие испарения (A new way of storing oil without loss of hydrocarbons, in consequence of evaporation).....416

Шишук М.А.

Исследование русловых процессов при выборе места створа подводного перехода (Investigation of channel processes for construction of underwater crossings).....417

Шубин А.В.

Анализ напряженно-деформированного состояния рвсп-20000 с дефектом в зоне системы компенсации напряжений (Analysis of the stress-strain state of rvsp-20000 with a defect in the area of compensation stresses).....418

Щербаков Р.Р., Текеев А.Б.

Энергосбережение при магистральном транспорте газа путем регулирования аппаратов воздушного охлаждения.....419

Яненко Д.В.

Установление сроков очистки проточной части воздушного компрессора ГТУ (Determination of cleaning period for air-gas channel of air compressor).....420