



МИНИСТЕРСТВО ОБРАЗОВАНИЯ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ



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



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ЮБИЛЕЙНАЯ 70-Я МЕЖДУНАРОДНАЯ МОЛОДЕЖНАЯ НАУЧНАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ



НЕФТЬ И ГАЗ 2016

приуроченная к III Национальному
нефтегазовому форуму

СБОРНИК ТЕЗИСОВ ТОМ 1

МОСКВА
18-20 апреля 2016 г.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»



18-20 апреля 2016 г.

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ ТОМ 1

Москва
2016 г.

В сборнике представлены тезисы докладов Юбилейной 70-й Международной молодежной научной конференции «Нефть и газ – 2016», приуроченной к III Национальному нефтегазовому форуму. В докладах рассматривается широкий круг вопросов, касающихся: геологии, геофизики и мониторинга месторождений нефти и газа; разработки и эксплуатации месторождений природных углеводородов; проектирования, сооружения и эксплуатации систем трубопроводного транспорта углеводородов и нефтегазопродуктообеспечения.

Ответственный редактор: проф. В.Г. Мартынов

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

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»



18-20 апреля 2016 г.

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

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

**ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ УСЛОВИЯ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ТАЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ ЗАПАДНО-
СИБИРСКОГО МЕГАБАСЕЙНА
(HYDROGEOLOGICAL CONDITIONS OF THE JURASSIC DEPOSITS
TALIN OIL FIELD OF THE WEST SIBERIAN MEGABASIN)**

Абрашитова Р.Н.

Тюменский государственный нефтегазовый университет

Талинское месторождение нефти расположено в пределах Красноленинского нефтегазоносного района, в западной части Западно-Сибирского мегабассейна. В районе исследований выделено семь самостоятельных гидрогеологических комплексов: олигоцен-четвертичный, турон-олигоценый, апт-альб-сеноманский, неокомский, верхнеюрский, нижне-среднеюрский, триас-палеозойский. Неокомский комплекс, перекрывающий юрские отложения, представлен толщей исключительно глинистых осадков (толщиной до 750 м). Этот комплекс определил значительные масштабы элизионного водообмена в районе исследований. На поверхности фундамента прослеживаются многочисленные разрывные нарушения. Часто они сопровождаются повышенными температурами (до 115 °С). Отмеченные условия создают сложную гидрогеохимическую и гидрогеодинамическую обстановку в юрских отложениях. В настоящее время подземные воды нижне-среднеюрского комплекса имеют гидрокарбонатно-хлоридный натриевый или хлоридный натриевый состав. Тип вод по В.А. Сулину – гидрокарбонатно-натриевый. Интервал изменения величины минерализации колеблется в широких пределах от 2 – 3 г/л до 14 – 16 г/л. Структура гидрогеодинамического поля также крайне неоднородна, в основном наблюдаются догидростатические давления. Дефицит давлений в районе исследований достигает 5 – 9 МПа, в среднем составляя 1,6 МПа. В то же время встречаются участки со сверхгидростатическими давлениями. Превышение условного гидростатического давления достигает 1 МПа, среднее значение составляет 0,5 МПа.

Неоднородность гидрогеологических условий в юрских отложениях мы связываем с поступлением элизионных вод из неокомских глин в процессе накопления толщи осадков, а также с влиянием глубинных флюидов (вероятно, поступивших из фундамента в периоды тектонической активности).

В юрских отложениях (в условиях закрытой гидрогеологической системы из-за наличия мощных глинистых отложений неокома) на современном этапе развития Западно-Сибирского мегабассейна сформировались сложные водные растворы, представляющие собой результат смешения природных вод разного генезиса и возраста.

**ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА НИЖНЕВЕНДСКИХ
ТЕРРИГЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ РАЗРЕЗА СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ
ЧАСТИ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ (НА ПРИМЕРЕ
СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ)
(LITHOLOGICAL CHARACTERISTICS OF LOWER VENDIAN
CLASTIC SEDIMENTS OF NORTHEASTERN PART NEPSKO-
BOTUOBINSKAYA ANTECLISE (ON THE EXAMPLE OF
SREDNEBOTUOBINSKOYE FIELD))**

Абусева А.Р., Изъюров А.Д.

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

Среднеботуобинское месторождение расположено в северо-восточной части Непско-Ботуобинской антеклизы. Основная продуктивность пород-коллекторов связана с нижневендскими терригенными отложениями. Непосредственным объектом исследования являются нижневендские терригенные отложения Среднеботуобинского месторождения, рассматриваемые в разрезе одной скважины. Формирование отложений происходило в условиях развивающейся нижневендской трансгрессии в пределах русел и аллювиально-дельтовых равнин, располагавшихся на склонах Непско-Ботуобинской антеклизы. В процессе исследований был изучен керновый материал в пределах разреза одной из скважин. Основной задачей работы явилось изучение разреза одной скважины, которое включает в себя литологическую характеристику отложений, выявление особенностей структуры пустотного пространства пород-коллекторов и влияющих на них аутигенных процессов.

Развитые в разрезе коллектора относятся к поровому типу. Пустотное пространство представлено межгранулярными порами.

Первичная структура пустотного пространства, сформированная на стадии седиментогенеза, определялась размерами зерен, степенью их отсортированности и окатанности. В соответствии с этим, наилучшими изначально характеристиками пустотного пространства обладали гравелиты и песчаники, в которых размер межзерновых пустот достигал нескольких миллиметров. Вторичные изменения происходили преимущественно на стадии катагенеза, во многом изменив структуру и объем порового пространства.

Значительные преобразования связаны с явлениями инкорпорации и регенерации обломочных зерен, что явилось следствием уплотнения пород. В некоторых случаях наблюдается кристаллобластез зерен кварца, что свидетельствует о том, что порода претерпела масштабные изменения термобарических условий, что привело к перекристаллизации зерен кварца в твердом состоянии. Имеют развитие сульфатизация и карбонатизация, при этом интенсивность их проявления увеличивается с глубиной.

**ОБОСНОВАНИЕ АЛГОРИТМА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДАННЫХ ГИС
С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КЕРНА В НИЗКОПОРОВОМ
КАРБОНАТНОМ КОЛЛЕКТОРЕ
(LOG ANALYSIS ALGORITHM IN LOW POROSITY CARBONATE
RESERVOIR BASED ON THE CORE DATA)**

Авдиянц Д. А.

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

Лабораторные исследования образцов кернового материала горных пород позволяют получить обильную геофизическую информацию, используемую при интерпретации каротажных данных.

Объектом исследований являются карбонатные кавернозные коллекторы с многокомпонентным составом скелета одного из месторождений Восточной Сибири. Наиболее часто встречающиеся значения коэффициентов общей пористости коллекторов изменяются в диапазоне 6-9%.

В работе выполнена обработка и анализ лабораторных исследований керна по трем скважинам Зеленого месторождения с целью определения граничных значений фильтрационно-емкостных свойств и получения зависимостей для расчета коэффициентов пористости и нефтенасыщенности. Построена объемная минеральная модель пород и произведено сопоставление результатов интерпретации каротажных данных с результатами исследования образцов керна.

Сделан вывод о том, что полученные результаты анализа лабораторных исследований керна дают информацию, не отражающую реальную модель пород, что связано, во-первых, с кавернозной структурой пустотного пространства, и, во-вторых, с гидрофобной природой карбонатного коллектора.

**СРАВНИТЕЛЬНАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА ГЕОХИМИЧЕСКИХ
ОСОБЕННОСТЕЙ ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА
МАЙКОПСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ РАЗЛИЧНЫХ РАЙОНОВ
ПРЕДКАВКАЗЬЯ
(COMPARATIVE CHARACTERISTICS OF GEOCHEMICAL
FEATURES OF ORGANIC MATTER IN DIFFERENT AREAS MAIKOP
CISCAUCASIA)**

Айдаркожина А.

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

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

Для оценки генерационного потенциала и степени преобразованности органического вещества майкопских отложений Предкавказья было проведено исследование 180 образцов методом Rock-Eval. Образцы были отобраны из разрезов на Чиркейском водохранилище, по р. Улучай, и в районе г. Буйганакск, по р. Белой, на побережье Черного и Азовского морей. Кроме того, нами также изучался керн Западно-Кубанской сверхглубокой скважины. Органическое вещество в изученных разрезах майкопских отложений чаще всего характеризуется низкой степенью термической зрелости. Увеличение параметра T_{max} отмечается только в образцах из нижней части майкопской серии, отобранных в районе Чиркейского водохранилища и г. Буйнакск, и отражает большую степень «прогретости» (ранней степени зрелости) майкопских отложений в восточной части Предкавказья. В исследованной серии преобладает кероген III типа и только в низах майкопа встречаются керогены смешанного II/III типов. В стратиграфически хорошо изученном разрезе на р.Белой переход к более молодым отложениям проявляется в контрастном снижении среднего значения HI со 160 до 74. Такие же низкие значения HI отмечаются и в некоторых других разрезах (разрезы Крыма и Дагестана - р. Улучай), характеризующих, судя по геологическим картам, верхи майкопских отложений. Это может интерпретироваться неоднозначно. С одной стороны, в сравнении с разрезом на р.Белой это может быть связано с более ранней сменой палеогеографических обстановок в западной и восточной частях исследуемого региона, которые привели к заметному изменению характеристик захораниваемого органического вещества. С другой, учитывая низкое качество стратиграфической расчлененности и корреляционных схем отложений майкопской серии Предкавказья, можно допустить, что глины с низкими значениями HI стратиграфически могут относиться не к отложениям майкопской серии, а к более молодым свитам раннего миоцена. В этом случае результаты пиролитических исследований могут использоваться в целях хемотратиграфического расчленения и уточнения региональных стратиграфических схем ранне-миоценовых отложений. Также дана оценка средних геохимических характеристик майкопских отложений различных районов Предкавказья, которые в дальнейшем предполагается использовать при бассейновом моделировании их нефтегенерационного потенциала.

**КОНКРЕЦИИ ТАБАГИНСКОГО МЫСА – РЕСПУБЛИКА САХА
(ЯКУТИЯ)
(CONCRETIONS OF TABAGA CAPE – REPUBLIC OF SAKHA
(YAKUTIA)**

Алексеев В.В.

(научный руководитель: доцент Горюнова Л.Ф.)
РГУ нефти и газа (НИУ) 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 в основном является 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 укугутской, тюнгской, сунтарской и якутской свит.

ОПТИМИЗАЦИЯ СКВАЖИН ПРИ КОНУСНОМ ОБВОДНЕНИИ (DESIGN OF WELLS IN CASE OF WATER CONING)

Алиев Ф.А., Рахимов Х.А., Амзаев Б.

(научный руководитель: профессор Кемалов А.Ф.)
Казанский (Приволжский) федеральный университет

Геологические породы, содержащие или окружающие залежи нефти и газа, практически всегда содержат воду в том или ином виде. Чаще всего подтягивание конусов воды в скважину происходит с подошвы. В таких породах образование конуса обводнения при добыче нефти на нефтяных месторождениях приводят к интенсивному и быстрому падению нефтяного дебита скважин задолго до достижения потенциально возможного уровня. Именно по этой причине в литературе уделяется много внимания изучению и обсуждению «критического дебита» при образовании конуса обводнения. Данная работа представляет моделирование скважин при образовании конуса обводнения на симуляторе RUBIS (один из пакета программы ECRIN). При расчете критических дебитов были использованы известные корреляции (Muscat, Chaperon, Joshi, Giger и др.) и результаты сравнены с дебитами полученные симулятором. Для сравнения в моделировании учтены все предположения, использованные авторами корреляций.

Была симулирована типовая модель залежей для оптимизации нефтедобычи при конусном обводнении. Элементами оптимизации послужили длина и глубина залегания скважин. Рассмотрены два сценария: добыча при постоянном дебите скважины и постоянном забойном давлении. В ходе работы также были изучены и представлены в виде графических зависимостей критического дебита от некоторых свойств залежей (горизонтальная проницаемость, толщина нефтяного пласта, анизотропность и др.), флюидов (плотность, относительная подвижность и др.) и ячеек программы RUBIS.

В результате симуляции и экономических анализ выявлено, что при конусном обводнении строение горизонтальных скважин более рентабельно, чем вертикальные скважины. При постоянном дебите скважин глубина горизонтальной скважины должна быть минимальной, а длина скважины максимальной. В случае постоянного забойного давления глубина залегания горизонтальной скважины должна быть в середине толщины пласта.

**ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНЫЕ ОСОБЕННОСТИ ФОРМИРОВАНИЯ
ПРОДУКТИВНЫХ ГАЗОНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
МОШАКОВСКОЙ СВИТЫ ТАСЕЕВСКОЙ СЕРИИ В ЗОНЕ
АНГАРСКИХ СКЛАДОК (ЮГ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ)
(LITHOFACIES FEATURES OF FORMATION OF PRODUCTIVE GAS-
BEARING DEPOSITS OF THE MOSHAKOVSKAYA LAYER OF THE
TASEEVSKAYA LAYER IN THE ZONE ANGARSK FOLDS (SOUTH
OF THE SIBERIAN PLATFORM)**

Антипова О.А.

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

Промышленная газоносность разреза осадочного чехла зоны Ангарских складок доказана открытием таких месторождений как Абаканское, Ильбокичское, Берябинское, Имбинское, Агалеевское. Основные притоки углеводородов были получены из отложений тасеевской серии и оскобинской свиты. Перспективные горизонты в отложениях тасеевской серии связаны с отложениями алешинской, чистяковской, мошакховской свит. Объектом исследований являются терригенные и терригенно-карбонатные пестроцветные отложения мошакховской свиты.

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

В пределах исследуемого региона отложения мошакховской свиты формировались в различных фациальных обстановках.

На севере и на юге исследуемой территории отложения мошакховской свиты представлены алевро-песчаными и глинистыми отложениями, сформировавшимися в условиях аллювиально-дельтовой равнины.

В центральной части исследуемого региона отложения представлены песчано-алевро-глинистыми породами, сформировавшимися преимущественно в условиях приливно-отливной равнины.

В пределах приливно-отливной равнины существовали обширные области, где формировались условия осадконакопления, сходные с современными солеными маршами. Здесь алевро-глинистые отложения часто переслаиваются с прослоями ангидритов.

МОДИФИКАЦИИ МЕТОДА ЭЛЕКТРИЧЕСКОГО КАРОТАЖА ЧЕРЕЗ ОБСАДНУЮ КОЛОННУ (MODIFICATION OF ELECTRICAL LOGGING METHOD THROUGH CASING)

Бакулин Г.Ю.

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

Электрический каротаж через обсадную колонну является сравнительно новой технологией, предназначенной для:

- оценки невыработанных запасов, не введенных в эксплуатацию при строительстве скважины;
- выявления нефтегазонасыщенных пластов в длительно неэксплуатируемых скважинах;
- мониторинга водонефтяного и газоводяного контакта в процессе разработки месторождений;
- восполнение отсутствующих данных электрического каротажа открытого ствола по результатам в обсаженной скважине.

Измерение электрического сопротивления пород в обсаженных скважинах за металлической колонной представляет собой сложную теоретическую, конструкторскую и методическую задачу, так как требуется измерить сигнал в диапазоне нановольт. В 60-е годы 20-го века метод измерения электрического сопротивления горных пород через металлическую обсадную колонну называли дивергентным каротажом, в 21 веке - наноэлектрическим.

В работе рассмотрены теоретические основы метода, принципиальные особенности аппаратуры и методики выполнения измерений, проанализированы модификации метода, рассмотрены трудности реализации метода электрического каротажа через обсадную колонну и способы их преодоления.

Доклад иллюстрирован сопоставлениями результатов измерений с данными ГИС открытого ствола, примерами решения геологических задач по данным электрического каротажа через обсадную колонну в комплексе методов ГИС, показана эффективность наноэлектрического каротажа в конкретных геолого-промысловых ситуациях.

МЕТОДИКИ РАЗДЕЛЕНИЯ СЛОЖНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО ТИПУ ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА (METHODS OF COMPLEX RESERVOIR SEPARATION BY VOID TYPES)

Бата Л.К.

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

При изучении залежей, приуроченных к карбонатным коллекторам, исследователи часто сталкиваются с трудностями оценки эффективной пористости. Это связано со сложным строением коллекторов, в которых наряду с межзерновыми порами почти всегда присутствуют трещины и каверны, составляющие иногда значительную долю эффективного порового пространства. Сложное строение, значительная петрофизическая неоднородность и изменчивость свойств карбонатных коллекторов делает малоэффективными общепринятые методы исследований пород с межзерновой пористостью.

Целью данной работы является разделение коллекторов по типу пустотного пространства по данным геофизических исследований скважин.

Одним из распространенных способов для определения типа пустотного пространства породы по данным ГИС является метод В.М. Добрынина. Он основан на различии показаний акустического метода (скорости продольной волны) в породах с разными типами пустотного пространства - пор, трещин, каверн. Применение метода заключается в комплексной интерпретации данных акустического каротажа и ГГМ-п или нейтронных методов. В работе была рассчитана теоретическая палетка зависимостей времени продольной волны от коэффициента пористости для разных значений сжимаемости породы и заданных значений содержания трещин и каверн. Построенная палетка использовалась для определения значений трещинной ($K_{п.тр}$) и кавернозной ($K_{п.кав}$) пористостей по показаниям плотностного и акустического методов.

В работе также представлен метод определения типа вторичной пористости на основе анализа коэффициентов сжимаемости. В основе метода лежит анализ теоретического и вычисленного с помощью значений интервального времени продольной и поперечной волн коэффициентов сжимаемости. По расхождению значений между теоретическим и измеренным коэффициентами вычисляются значения $K_{п.тр}$ и $K_{п.кав}$.

В результате применения обоих методик были получены идентичные интервалы кавернозности и трещиноватости пород в разрезе. Для учета вертикальных и субвертикальных трещин следует проводить специальные методы, такие как кросс-дипольная акустика, пластовые микроимиджеры, а также САТ.

ОПТИМАЛЬНЫЙ РЕЖИМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДИНАМИЧЕСКОЙ ПОРИСТОСТИ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ (THE OPTIMAL MODE OF DETERMINING THE DYNAMIC POROSITY IN THE LABORATORY)

Березкова В.В.

(научный руководитель: к.г.-м.н., в.н.с Дахнов А.В.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В научных источниках даны определения наиболее распространенных видов пористости, среди которых выделяют: общую, открытую, эффективную и динамическую.

Коэффициентом общей пористости оценивается объем всех полостей, как сообщающихся между собой (или открытых), так и изолированных (закрытых).

Коэффициентом открытой пористости оценивается объем пор, сообщающихся между собой в породе и с окружающей средой.

Коэффициент эффективной пористости $K_{п.эф}$ характеризует полезную емкость породы для углеводородов (нефти или газа) и представляет собой объем открытых пор за исключением объема, заполненного физически связанной и капиллярно-удержанной пластовой водой.

$$K_{п.эф} = K_{п.о} \cdot (1 - K_{в.св}),$$

где $K_{в.св}$ – коэффициент водонасыщения, определяющий содержание связанной воды в единице объема пор, $K_{п.о}$ – коэффициент открытой пористости

Коэффициент динамической пористости $K_{пд}$ показывает в какой части объема породы при заданном градиенте давления может наблюдаться движение жидкости или газа, т.е. это то поровое пространство, по которому происходит фильтрация углеводородов или воды.

$$K_{пд} = K_{п.о} \cdot (1 - K_{в.о} - K_{н.о})$$

Некоторая неопределенность данного выражения заключается в том, что величина $K_{пд}$ зависит не только от свойств породы, но и от величины приложенного градиента давления и времени вытеснения одного флюида другим.

В лабораторных условиях нами было определено остаточное водонасыщение путем ступенчатого изменения давления на групповом капилляриметре. При каждом новом режиме давления в процессе фильтрации начинало участвовать большее количество тонких пор.

Сопоставляя значения остаточной водонасыщенности, полученные в лабораторных условиях на групповом капилляриметре, со значениями остаточной водонасыщенности, полученными прямым методом на установке Загса, возможно определить остаточную нефтенасыщенность.

**ИНВЕНТАРИЗАЦИЯ И ПАСПОРТИЗАЦИЯ ОБЪЕКТОВ
ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА В ЗАДАЧАХ ПРОГНОЗА И
КОНТРОЛЯ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ
(INVENTORY AND CERTIFICATION OF OBJECTS OF
UNDERGROUND GAS STORAGE IN TASKS OF THE FORECAST
AND CONTROL OF EMISSIONS OF THE POLLUTING SUBSTANCES)**

Бургасова А.А.

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

В структуре ОАО «Газпром», включающей такие подотрасли как газодобыча, транспорт, хранение и переработка газа в единую технологическую цепочку от добычи до поставки газа потребителям, подземные хранилища газа (ПХГ) играют важную роль.

Подземные хранилища газа являются неотъемлемой частью Единой системы газоснабжения России (ЕСГ) и расположены в основных районах потребления газа. Использование ПХГ позволяет регулировать сезонную неравномерность потребления газа, снижать пиковые нагрузки в ЕСГ, обеспечивать гибкость и надежность поставок газа.

В силу специфических особенностей подземные хранилища газа не только подвергаются воздействию внешних и внутренних факторов, но и сами оказывают значительное техногенное влияние на объекты природной среды.

Для обеспечения геоэкологической безопасности при эксплуатации ПХГ должны выполняться инвентаризация и паспортизация техногенно - опасных источников на основании технологий дистанционного зондирования Земли.

Использование технологий дистанционного зондирования Земли позволяет наиболее эффективно проследить во времени изменений параметров экосистем на территории ПХГ, а именно: наглядно наблюдать за реализацией мониторинговых мероприятий и их эффективность, оперативно выявлять очаги и характер изменений окружающей среды, проследить интенсивность процессов и прогнозировать возможные загрязнения.

С использованием методики расчета выбросов в атмосферу загрязняющих веществ можно получить их априорные параметры, которые используются как основа для планирования мероприятий по минимизации негативного воздействия на окружающую среду.

**ОЦЕНКА ПОРИСТОСТИ ПОРОД В СЛОЖНОМ КАРБОНАТНОМ
РАЗРЕЗЕ МОСКОВСКОГО ЯРУСА АЛЛОХТОННЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ ВУКТЫЛЬСКОГО ГКМ
(VUKTYL GCF MOSCOVIAN STAGE ALLOCHTHONOUS DEPOSITS
POROSITY ESTIMATION IN COMPLEX CARBONATE SECTION)**

Бурханов А.А.

(научный руководитель: к.г.-м.н., с.н.с. ИПНГ РАН Бурханова И.О.)

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

В ходе данной исследовательской работы изучались породы аллохтонных отложений московского яруса. Исследуемые отложения сложены известняками, доломитами и их переходными разностями. В разрезе также встречаются ангидритизированные, кремнеземные и заглинизированные породы.

Отличительной чертой изучаемых пород является их неоднородность по пористости и проницаемости. По пустотному пространству отложения являются смешанными. Помимо пород с межзерновой пористостью встречаются трещиноватые и кавернозные типы.

Для оценки состава и пористости изучаемых отложений были использованы результаты литолого-петрофизических исследований, а также данные ГИС по трем скважинам.

По данным исследований керн был определен средний состав пород: содержание доломита – 60%, кальцита – 37,7%, в меньшем количестве присутствуют ангидрит, битум и нерастворимый остаток. Анализ результатов петрофизических исследований выявил, что пористость полноразмерного керна несколько выше, чем у стандартного образца, что свидетельствует о наличии каверн и трещин. Сопоставление коэффициентов остаточной водонасыщенности с величинами пористости характеризуется большим разбросом, что подтверждает сложность состава, физико-химических свойств и структуры емкостного пространства изучаемых пород.

Интерпретация данных ГИС осуществлена с применением программного комплекса “Камертон”. Коэффициент пористости был оценен в результате индивидуальной интерпретации нейтронного и акустического методов, а также при расчете объемной модели по комплексу АК - НГК. По причинам ограниченности комплекса ГИС и сложности изучаемого разреза была опробована кластеризация выделенных пластов. Исходными данными послужили показания методов ГК, НГК, АК и БК. Идентификация классов проводилась с привлечением данных литолого-петрофизических исследований. В результате было выделено 4 класса пород: плотные доломитизированные известняки, пористые доломитизированные известняки, трещиноватые известняки и глинистые известняки. Кластеризация позволила уточнить состав и пористость изучаемых пород.

**КОРРЕКЦИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ИСТОЧНИКА
МИКРОСЕЙСМИЧЕСКОГО КОЛЕБАНИЯ НА ОСНОВЕ ОЦЕНКИ
НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ СКОРОСТНОЙ МОДЕЛИ СРЕДЫ
(POSITION CORRECTION OF SOURCE OF THE MICROSEISMIC
VIBRATIONS BASED ON VELOCITY MODEL'S UNCERTAINTY
EVALUATION)**

Варакин М.Б.

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

Рост мирового спроса на энергоресурсы побуждает нефтегазодобывающие компании применять вторичные методы добычи, например, гидроразрыва пласта (ГРП). Эффективность стимуляции напрямую зависит соответствия фактической геометрии трещинной зоны и достигнутого фильтрационного режима модельным параметрам, запланированным по дизайну ГРП. Поэтому данный метод воздействия на коллектор должен обязательно сопровождаться процедурами контроля – мониторингом.

Построение поверхности лучей, регистрируемых приемной системой, нахождение стрикционной кривой линейчатой поверхности

Суть микросейсмического мониторинга заключается в регистрации сейсмозмиссионных процессов, сопровождающих образование трещинной зоны ГРП. Для наблюдений необходимо как минимум две скважины: в первой осуществляется ГРП, а в соседней скважине производятся непрерывные наблюдения при выполнении операции ГРП.

Направления распространения исходящих от трещин колебаний представляют собой прямые линии, которые при движении образуют линейчатые поверхности. Прямые, принадлежащие этой поверхности, называются прямолинейными образующими, а каждая кривая, пересекающая все прямолинейные образующие, направляющей кривой.

Если $p(u)$ — радиус-вектор направляющей, а $l=l(u)$ — единичный вектор образующей, проходящей через $p(u)$, то радиус-вектор линейчатой поверхности есть

$$r_s = p(u) + vl(u)$$

где v — координата точки на образующей.

В таком представлении источник колебаний, т.е. трещина, определяется положением стрикционной кривой, которая может быть вычислена.

В идеальном случае центры прямолинейных образующих пересекутся в одной точке. Если же место пересечения представляет собой площадку, то необходимо выполнить коррекцию скоростной модели среды.

Благодаря большому числу приемников мы можем восстановить стрикционные линии от различных событий, и, основываясь на их разности, внести поправки в скоростную модель среды.

**СОВРЕМЕННЫЕ ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ИССЛЕДОВАНИЯ
СКВАЖИН
(THE MODERN GEOPHYSICAL METHODS OF RESEARCH OF
WELLS)**

Варданян Д.Р., Левин И.А.

(научный руководитель: старший преподаватель Попов Д.В)
Самарский государственный технический университет

На разных стадиях изучения месторождений – от поисков и разведки до подсчета запасов и разработки – решают различные геологические задачи. Исходя из этого, используют различные комплексы геофизических исследований скважин (ГИС). Применение ГИС с целью геологической документации скважин (каротаж скважин) получило широкое распространение на нефтяных и газовых месторождениях. Эффективность промыслово-геофизических исследований скважин заключается, в том, что с помощью методов промысловой геофизики можно изучать не только продуктивную часть разреза, но и все слагающие породы в отличие от изучения разреза скважин путем отбора керна. По всему разрезу скважины проводить отбор керна неэкономично. Благодаря применению геофизических методов, резко повысилась детальность исследований: в разрезе выделяются не только пласты большей мощности, но сравнительно тонкие прослои пород, литологический состав и коллекторские свойства.

Нами были проанализированы физические части методов ГИС, таких как: импульсный нейтронный гамма-каротаж и углеродно-кислородный каротаж. А также были выявлены преимущества этих методов и проведена интерпретация данных геофизических исследований, проведенных вышеперечисленными методами на Гаршинском месторождении.

**ПЕРСПЕКТИВЫ ДОИЗУЧЕНИЯ ФАМЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
ПУТЕМ УГЛУБЛЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ СКВАЖИН БОКОВЫХ
СТВОЛОВ И ЭКСПЛУАТАЦИОННОГО ФОНДА
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
(PROSPECTS OF EXPLORATION OF FAMENSKY DEPOSITS BY
DEEPENING AND COMPLETION OF SIDE TRUNKS AND WELLS OF
OPERATIONAL FUND
LLC «LUKOIL-PERM»)
Варушкин С.В.
(научный руководитель: Пятунина Е.В.)
ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»**

Обобщение материалов по строению и нефтегазоносности территории юго-востока Пермского края, полученные в ходе ранее выполненных работ, вероятно-статистические модели, результаты литолого-фациального анализа позволяют рассматривать франско-фаменские карбонатные отложения на зарифовых территориях, как потенциально нефтеносный объект для проведения поисковых работ.

За период с 1990 по 2015 год в южной части Пермского края в фаменских отложениях открыты залежи нефти в разрезе 20 месторождений с суммарными начальными извлекаемыми запасами нефти более 12 млн.т. Все открытые залежи в фациальном отношении приурочены к территории верхнедевонско-турнейского зарифового палеошельфа. Кроме того, в единичных случаях открыты залежи нефти франско-фаменской толщи и в пределах бортовых зон Камско-Кинельской системы прогибов, что позволяет признать их перспективность.

Для подготовки предложений по доразведке разрабатываемых месторождений собрана информация о геолого-геофизической изученности, проанализированы результаты испытаний скважин, результаты исследования керна, структурные карты по данным сейсморазведочных работ 3D.

В результате проведения исследования выбраны наиболее перспективные поднятия на 8 месторождениях для доразведки путем углубления боковых стволов и проектного эксплуатационного фонда. Список этих скважин составлен на основе запланированных к бурению в среднесрочной перспективе. Также в проектных скважинах намечены интервалы отбора керна в верхнедевонской толще и комплекс ГИС включающий ГГК-лш, ЭМС, САС.

Реализация намеченных предложений позволит повысить эффективность разведочных работ по поиску залежей нефти в фаменских отложениях на юге и юго-востоке Пермского края, тем самым нарастить минерально-сырьевую базу ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ».

НЕТРАДИЦИОННЫЕ ЗАПАСЫ НЕФТИ (UNCONVENTIONAL OIL RESERVES)

Васильев В.А., Галстян Ю.Н., Коновалова Л.Н.

(научный руководитель: доцент Васильев В.А.)

Северо-Кавказский федеральный университет, Институт нефти и газа

Трудноизвлекаемые запасы нефти (ТИЗ) – запасы залежей (месторождений, объектов разработки) или частей залежей, которые отличаются сравнительно неблагоприятными для извлечения геологическими условиями залегания нефти и (или) физическими ее свойствами.

Несмотря на разнообразие подходов, в отдельные группы обособлены нетрадиционные нефти, аномальные по свойствам, расположенные в неблагоприятных коллекторах, в контактных зонах, труднодоступных горно-геологических условиях, остаточные запасы выработанных залежей. Их можно разделить на:

1) Тяжелые высоковязкие нефти, природные битумы и битуминозные пески. К этой категории относятся нефти с плотностью более 904 кг/м^3 . Основная доля запасов такой нефти промышленных категорий сосредоточена в Западной-Сибири, Волго-Уральской, Тимано-Печерской нефтегазоносных провинциях. Эти нефти часто обогащены ценными примесями, и освоение их должно быть комплексным;

2) Нефть и газ в сложных коллекторах с низким коэффициентом извлечения, угольные газы, нефти и газы в глинистых трещиноватых коллекторах, плотных песчаниках, глинистых сланцах, меловых породах, а также терригенные пласты с нефтенасыщенной толщиной менее 2 м и карбонатные пласты с нефтенасыщенной толщиной менее 4 м;

3) Остаточные запасы углеводородов в не рационально освоенных месторождениях с осложненными геолого-промысловыми условиями;

4) Углеводороды, находящиеся в осложненных для добычи условиях. К таким условиям относятся: глубина 4000 м и более; пластовая температура $> 100^\circ\text{C}$ и < 30 ; аномально высокое и аномально низкое $P_{пл}$.

Распределение нетрадиционных ресурсов по регионам России весьма неравномерное. В Западной Сибири основу составляют низкопроницаемые коллекторы, с огромными запасами, но с ограниченной освоенностью. Основная добыча тяжелых и высоковязких нефтей успешно ведется в Республике Татарстан и Республике Коми.

Таким образом, объем трудноизвлекаемых запасов составляет более половины разведанных запасов нефти в России. Дальнейшая добыча в большей степени будет связана с вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов.

**РАЗНОМАСШТАБНОЕ ИЗУЧЕНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК
ПУСТОТНОГО ПРОСТРАНСТВА КАРБОНАТНЫХ ПОРОД-
КОЛЛЕКТОРОВ ОСИНСКОГО И УСТЬ-КУТСКОГО ГОРИЗОНТОВ
ЮГА СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ
(MULTISCALE STUDY OF THE CHARACTERISTICS OF PORE
SPACE OF CARBONATE RESERVOIR ROCS OSINSKY AND UST-
KUT HORIZONS SOUTHERN SIBERIAN PLATFORM)**

Васина Ю.И.

(научный руководитель: д.г-м.н., профессор Постникова О.В.)
РГУ нефти и газа (НИУ) 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 различных по масштабу 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 %

**СТРУКТУРНО ТЕКТОНИЧЕСКАЯ ОСНОВА ТРЕХМЕРНОЙ
МОДЕЛИ УГЛЕВОДОРОДНОЙ СИСТЕМЫ КЫУЛОНГСКОГО
БАССЕЙНА-ВЬЕТНАМ
(3D STRUCTURAL TECTONIC MODELING OF CUU LONG BASIN-
VIETNAM)**

Бу Нам Хай

(научный руководитель: профессор Керимов В. Ю.)

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

Статья посвящена созданию и уточнению структурно-тектонической модели территории Кыулонгского бассейна Вьетнама, с целью последующего проведения моделирования углеводородных систем и оценки генерационного потенциала данного региона.

На сегодняшний день Кыулонгский бассейн, с точки зрения нефтегазоносности, является самым богатым из семи осадочных бассейнов на континентальном шельфе СРВ. Кыулонгский бассейн является наиболее типичным рифтовым бассейном, который формировался и развивался на поверхности кристаллического докайнозойского фундамента континентального шельфа юга Вьетнама и частично на суше в районе устья реки Меконг. Структурно-тектоническое моделирование было проведено с использованием программного обеспечения PetroMod3D, (Schlumberger). Использование аппарата численного бассейнового моделирования на региональном этапе геологоразведочных работ предусматривает формирование цифровой структурно-тектонической модели Кыулонгского осадочного бассейна, в результате чего был уточнен структурно-тектоническая позиция изучаемой территории и соответственно были созданы карты структурно-тектонического районирования с использованием всей накопленной геолого-геофизической информации.

Таким образом, была создана структурная модель, являющаяся структурно-тектоническим каркасом для последующего создания трехмерной модели нефтегазоносной системы.

**ИНФОРМАТИВНОСТЬ ГДИС В УСЛОВИЯХ
СЛОЖНОПОСТРОЕННОЙ И ДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
ТРЕЩИН В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ
(CAPABILITIES OF PRESSURE TRANSIENT TEST IN CASE OF THE
STRUCTURALLY COMPLEX AND DYNAMIC FRACTURES MODEL
IN LOW-PERMEABILITY RESERVOIRS)**

Вячистая А.А.

(научный руководитель: к.т.н. Кокурина В.В.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В настоящее время преобладающая доля вводимых в разработку запасов углеводородов относятся к категории трудно извлекаемых. При разработке таких залежей большое значение имеет наличие трещин (естественных микро- и макротрещин, искусственных трещин ГРП), которые в низкопоровых коллекторах служат основными каналами фильтрации для флюида.

В связи с этим необходимо использовать методы исследований, способные на различных этапах разведки и разработки таких коллекторов эффективно выявлять трещины, оценивать их параметры и характер влияния на работу скважин и на разработку залежи в целом.

Одним из таких инструментов диагностики трещин являются гидродинамические исследования скважин (ГДИС). Наличие трещин существенным образом оказывает влияние на формирование поля давления в пласте-коллекторе и отражается на соответствующих режимах фильтрации флюида в системе «скважина-пласт».

Традиционное представление о трещинах в теории ГДИС основано на упрощенной статичной модели трещины, как одиночного узкого высокопроводящего канала определенной длины, высоты, раскрытости и проницаемости. В работе приведена оценка информативности ГДИС в условиях усложнения стандартной модели, учитывающей:

- 1) динамику размеров трещины во времени (задача о нестабильных трещинах в нагнетательных скважинах);
- 2) множественность и нелинейность плоскостей трещины (задача о веерообразных трещинах сложной геометрии, трещинах при повторных ГРП).

Для учета вышеперечисленных сложных процессов при интерпретации результатов ГДИС были использованы возможности численного моделирования (ПО Eclipse, Schlumberger).

На основе анализа полученных данных разработана интерпретационная модель, позволяющая определять фильтрационные свойства пласта в этих условиях. Также показаны информативные признаки ГДИС для выявления и диагностики трещин сложной конфигурации.

**ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА И СОДЕРЖАНИЯ МИКРОЭЛЕМЕНТОВ В
НЕФТЯХ И БИТУМОИДАХ ИЗ ПОРОД ПО РАЗРЕЗУ
БЕРЕЗОВСКОЙ ПЛОЩАДИ
(VARIATIONS IN DEPTH OF COMPOSITION AND TRACE
ELEMENTS CONTENT IN OIL AND BITUMEN FROM ROCKS FROM
BEREZOV FIELD)**

Габдрахманов Д.Т. ^a, Михайлова А.Н. ^b

(научный руководитель: в.н.с. Каюкова Г.П. ^b)

^a Казанский (Приволжский) федеральный университет

^b Институт органической и физической химии имени А. Е. Арбузова КИЦ
РАН

Березовская площадь расположена в северо-западной части Ромашкинского месторождения, которое приурочено к сводовой части Южно-Татарского свода и представляет собой сложный многопластовый уникальный объект. С запада площадь ограничена Алтунино-Шунакским прогибом, являющимся отражением глубинного тектонического разлома в кристаллическом фундаменте. Объектами исследования служили образцы нефтей и керн из разновозрастных отложений Березовской площади. Микроэлементный состав нефти и биомаркеры несут в себе различную информацию о возрасте нефти, условиях формирования, происхождении и путях миграции. Большинство микроэлементов концентрируются в высокомолекулярной части нефти – асфальтенах, которые наиболее чутко реагируют на преобразования, происходящие в залежи при ее формировании. Особенность распределения микроэлементов в асфальтенах заключается в обогащенности элементами четвертого периода, в основном семейства железа и меди. Для генетических суждений использовали общепринятые при исследованиях газохроматографические коэффициенты, представляющие собой отношение пристан/фитан (П/Ф), П/н-С₁₇ и Ф/н-С₁₈, позволяющие оценить окислительно-восстановительную обстановку в раннем диагенезе и катагенетические и миграционные процессы на последующих стадиях формирования залежей. Кроме того, в работе исследовали показатели, отражающие характер распределения n-алканов состава С₁₀ –С₃₀ и высших полициклических углеводородов – биомаркеров. В работе показана связь неоднородности микроэлементного состава асфальтенов нефтей и битумоидов как с неоднородностью минерального состава пород-коллектора и пластовых вод, так и с техногенным преобразованием. Выявлены отличительные особенности состава нефтей и битумоидов доманиковой формации от нефтей поддоманиковых отложений и битумоидов из пород фундамента. Выявлена общность восстановительных условий их осадконакопления, что свидетельствуют о наличии глубинной флюидной составляющей в формировании нефтеносности осадочных толщ на исследуемой Березовской площади.

**ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЧОКРАКСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОГО БОРТА ЗАПАДНО-КУБАНСКОГО
ПРОГИБА И ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОСВОЕНИЮ РЕСУРСОВ
УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ
(ASSESSMENT OF OIL AND GAS CONTENT PROSPECTS IN
CHOKRAK DEPOSITS OF THE WEST KUBAN BASIN'S NORTHERN
BOARD AND THE RESOURCES DEVELOPMENT OFFERS OF
HYDROCARBONIC RAW MATERIALS)**

Гайворонская Т.А.

(научный руководитель: доцент Ярошенко А.А.)
Филиал ООО «Газпром добыча Краснодар» – ИТЦ

Целью работы является выявление перспективных объектов в чокракских отложениях северного борта Западно-Кубанского прогиба (в пределах региона деятельности ООО «Газпром добыча Краснодар») на основе современных методов исследований, обработки, анализа геологической и геохимической информации.

В основу работы положены экспериментальные и теоретические геохимические исследования, направленные на повышение достоверности оценки перспектив нефтегазоносности чокракских отложений.

Определение нефтегазогенерационного потенциала чокракских отложений северного борта Западно-Кубанского прогиба проведено по пиролитическим параметрам «Rock-Eval».

Степень катагенетической преобразованности органического вещества и условия реализации нефтегазогенерационного потенциала чокракских отложений определены по трем показателям: по значениям современных пластовых температур и давлений, по отражательной способности витринита (R^o), а также по данным пиролиза «Rock-Eval».

На основе комплексного изучения органического вещества пород разработана новая наиболее вероятная модель генезиса углеводородов в чокракских отложениях северного борта Западно-Кубанского прогиба. Обоснованы границы очагов генерации углеводородов.

Разработана новая схема прогнозирования зон распространения углеводородных скоплений разных фазово-генетических типов в чокракских отложениях северного борта Западно-Кубанского прогиба. Использование схемы позволяет наиболее обосновано намечать объекты для геологоразведочных работ.

Выполненные тематические исследования по пересмотру сейсмических и геолого-геофизических материалов прошлых лет позволили выделить в пределах изучаемой территории три перспективные площади, для освоения углеводородного сырья которых разработана программа геологоразведочных работ и рассчитаны технико-экономические показатели разработки прогнозируемых месторождений.

**ЛИТОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА И СТРОЕНИЕ
РАЗРЕЗОВ НИЖНЕЙ ЧАСТИ БАТАЛПАШИНСКОЙ СВИТЫ И
ХАДУМСКОГО ГОРИЗОНТА В ПРЕДЕЛАХ ЦЕНТРАЛЬНОЙ И
ВОСТОЧНОЙ ЧАСТИ СЕВЕРО-КАВКАЗСКОЙ НГП
(LITHOLOGY CHARACTERIZATION AND GEOLOGICAL
FRAMEWORK OF KHADUM HORIZON AND BATALPASHINSKAYA
SUITE IN THE CENTRAL AND EAST PARTS OF CAUCASIAN
REGION)**

Ганаева М.Р.

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

Для Северо-Кавказской НГП весьма актуальными являются направления разведки нетрадиционных ресурсов хадумского горизонта и баталпашинской свиты, входящих в майкопскую серию олигоцена.

Литологическая характеристика пород баталпашинской свиты и хадумского горизонта составлена по результатам изучения керн скважин, расположенных в пределах Ставропольского свода, Восточно-Ставропольской впадины и Прикумской системы поднятий.

Баталпашинская свита и хадумский горизонт представлены смешанными породами: глинисто-кремнистыми, карбонатно-глинистыми, алевро-глинистыми, реже – аргиллитами, известняками и алевролитами. По результатам исследований было выделено три типа разреза.

I тип встречается в пределах Прикумской системы поднятий. Хадумский горизонт представлен битуминозными карбонатно-глинистыми породами, переходящими в кремнисто-глинистые. Мощность разреза – около 130-140 м. Разрез отличается повышенной карбонатностью по сравнению с II и III типами.

II тип распространен в Восточно-Ставропольской впадине. Хадумский горизонт представлен кремнисто-глинистыми породами с прослоями алевро-глинистых и карбонатно-глинистых пород. Баталпашинская свита сложена кремнисто-глинистыми породами с прослоем глинистых доломитов. Мощность разреза около 50-60 м.

III тип выявлен на территории Ставропольского свода. Хадумский горизонт сложен алевролитами глинистыми с глауконитом в количестве 5-20%. Мощность разреза достигает 150-170 м.

Разрез I типа формировался в условиях относительно глубоководного морского бассейна, II тип предположительно формировался в обстановках шельфового склона, III тип – мелководного шельфа, ближе к прибрежной зоне, о чем свидетельствует глауконитизация и преобладание обломочного материала.

ФАЦИАЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ОТЛОЖЕНИЙ ШЕШМИНСКОГО ГОРИЗОНТА ПО КАРОТАЖНЫМ ДИАГРАММАМ (FACIES ANALYSIS OF SEDIMENT OF SHESHMIN HORIZON FROM WIRELINE LOGS)

Гарипов Р.Р.

(научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Нургалиева Н.Г.)
Казанский (Приволжский) федеральный университет

Объектом исследования стали отложения шешминского горизонта нижней перми Волго-Уральской нефтегазоносной провинции на примере Кармалинской площади. Главными полезными ископаемыми этих отложений являются залежи природных битумов.

Залежи отличаются сложным геологическим строением. С целью установления наиболее точных моделей сложнопостроенных залежей, геологические объекты необходимо изучать не как единое целое, а выделять в них составные части. Одним из таких методов является фациальный анализ. В данной работе фациальный анализ проводится на основе рассмотрения кривой гамма-каротажа (ГК) по скважинам Кармалинской площади и данных по керну пород шешминского горизонта.

По литологическим признакам горизонт представлен пачками: нижняя - песчано-глинистая и верхняя – песчаниковая.

Песчано-глинистая пачка - (0-85 м) представлена преимущественно терригенными породами - красновато-коричневыми и зеленовато-серыми глинами, песчаниками и алевролитами с подчиненными прослоями известняков и гипсов.

Песчаниковая пачка – («Гудронные песчаники», ашальчинская пачка) (0-42 м) получила распространение в бассейне реки Шешмы и в верховье р.Зая. Песчаниковая пачка располагается не повсеместно, а отдельными узкими рукавообразными зонами, вытянутыми параллельно друг к другу в северо-западном направлении и параллельно относительно современной долины р. Шешмы. В раннешешминское время в районе Кармалинского месторождения преобладала в основном низкая и средняя гидродинамическая среда, накапливались преимущественно смешанные и алевритистые породы.

В позднешешминское время гидродинамика резко меняется на активную, гидродинамический уровень практически поднимается до очень высокого. Происходит накопление в основном мелко- и среднезернистого песчаника.

Интерпретация гидродинамических обстановок подтверждается литологией. Для большей достоверности интерпретации использовались различные методики фациального анализа отечественных и зарубежных ученых.

**КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ И
ЭЛЕКТРОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПРИ ПРОВЕДЕНИИ
ИНЖЕНЕРНЫХ ИЗЫСКАНИЙ
(INTEGRATION OF SEISMIC AND ELECTRIC EXPLORATION IN
NEAR-SURFACE GEOPHYSICS)**

Горин А. Д.

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

С каждым годом сложность задач, стоящих перед методами инженерной геофизики, возрастает. Вместе с тем особенности строения верхней части геологического разреза накладывают достаточно серьезные ограничения на возможности геофизических изысканий, что может повлечь за собой ошибки обработки и интерпретации данных. Для увеличения надежности необходимо сочетать методы.

В настоящей работе изучаются возможности комплексирования результатов работ различных методов на примере модельных данных. Для сравнения были смоделированы глубинные геоэлектрический и сейсмический разрезы и получены синтетические данные по кажущимся сопротивлениям для 4-х электродной установки Шлюмберже; первым вступлениям волн (на основе лучевого моделирования), сейсмограммы отраженных волн в объеме, достаточном для обработки по методу ОГТ.

Моделировалось горизонтально-слоистое залегание с постоянными свойствами пластов; в промежуточные пласты добавлялись аномалии разной природы, связанные, как правило, с теми или иными геологическими процессами (например, карст).

Для 2D-сейсморазведки использовалась стационарная расстановка на всю длину модели (фланговая система наблюдений, переходящая в центральную и обратно в фланговую) с шагом ПП 1м, шагом ПВ 2 метра. Такие сейсмограммы также можно использовать для рефрагированных волн.

Сопоставление результатов методов проводилось на качественном (визуализация разрезов с переменной прозрачностью и сопоставление областей максимального градиента с сейсмическими границами) и количественном (границы, определенные по ОГТ, вводились в априорную геоэлектрическую модель) уровнях.

Результаты исследований показали перспективность комплексирования методов.

**ОЦЕНКА ИНФОРМАТИВНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МГРП
(WELL TESTING INFORMATION CAPABILITY ASSESSMENT OF
HORIZONTAL WELLS WITH MULTIPLE HYDRAULIC
FRACTURES)**

Гришина Е.И.

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

Добыча на восточном участке Царичанского месторождения ведется из девонских отложений, залегающих на глубине около 3200 метров. Продуктивные пласты данного месторождения характеризуются низкой проницаемостью. В этом случае, с целью интенсификации добыча ведется при вскрытии стволов горизонтальных скважин (ГС) несколькими ГРП (технология МГРП). Данная работа посвящена оценке информативных возможностей гидродинамических исследований (ГДИС) применительно к этому случаю.

Актуальность этой работы связана с тем, что в коллекторах, вскрытых горизонтальной скважиной с МГРП наблюдается сложный характер фильтрационных потоков. Вследствие этого стандартная интерпретация результатов ГДИС неоднозначна.

С целью устранения неоднозначности автором был проведен анализ особенностей поведения давления в периоды времени, отличающиеся геометрией фильтрационных потоков в пласте. Как показывают результаты моделирования для скважин с МГРП можно выделить следующие типы течения: ранний линейный (фильтрация к поверхности каждой трещины), первый переходный (эллиптический), ранний радиальный (формирование локальной воронки депрессии вокруг каждой трещины), второй переходный (интерференция между трещинами).

В результате выполненного анализа были решены следующие основные задачи:

1. Оценены возможности ГДИС по диагностике и выделению интервалов характерных режимов течения, а также их асимптот;
2. Определена степень влияния на результаты ГДИС основных параметров системы «скважина-пласт» (количество трещин, длина ствола, проницаемость пласта, полудлина трещин, величина послепритока;
3. Анализ подтвердил неоднозначность определения параметров по результатам ГДИС полного спектра параметров пласта и трещины и позволил установить наиболее условия, когда отдельные параметры или их сочетания могут быть оценены наиболее достоверно.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ МОГТ 3D В ПЕРЕХОДНЫХ ЗОНАХ (3D SEISMIC SURVEY DESIGN IN TRANSITION AREAS)

Гуренцов Н.Е.

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

В настоящее время пространственная сейсморазведка (3D) характеризуется огромными объемами и является неотъемлемым инструментом при проведении комплексных поисковых, разведочных работ, разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений. Сейсморазведка 3D ориентируется на решение следующих двух основных задач:

- детальное изучение структурных и неструктурных особенностей осадочного чехла;
- обнаружение нарушений, несогласий и зон повышенной трещиноватости, потенциально связанных с ловушками нефти и газа.

Успех работ 3D во многом зависит от уровня проектирования, в процессе которого определяются цели и задачи работ, целевые горизонты и объекты разведки, условия проведения полевых работ, а также анализируются результаты предшествующих съемок.

В ходе работы были проанализированы результаты сейсморазведочных работ предыдущих лет, был осуществлен подбор и обоснование оптимальных параметров системы наблюдений (СН) лицензионного участка, расположенного в сложных орографических и сейсмогеологических условиях. Как часть проектных работ, проведены построение и анализ глубинно-скоростной модели (ГСМ), сформированы и проанализированы синтетические сейсмограммы с учетом ГСМ и выбранной СН, а также сопоставление различных методик проведения сейсморазведочных работ.

В результате была спроектирована оптимальная система наблюдений, обеспечивающая выполнение поставленных целей и задач, выданы рекомендации по проведению полевых и опытно-методических работ, был проведен анализ оборудования и техники для выполнения поставленных задач с учетом импортозамещения и современного состояния рынка оборудования и произведено экономическое обоснование целесообразности проведения сейсморазведочных работ 3D.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ТРАППОВОГО МАГМАТИЗМА НА
РЕЗУЛЬТАТЫ СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНТЕРПРЕТАЦИИ В
УСЛОВИЯХ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ
(THE INFLUENCE OF INTRUSIVE ROCKS ON THE RESULTS OF
SEISMIC INTERPRETATION IN EASTERN SIBERIA)**

Гуренцова Т.И.

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

Динамическая интерпретация сейсмических данных в районах Восточной Сибири сопряжена с наличием множества проблем, связанных с проявлением соляной тектоники и осложнениями, вызванными наличием траппового магматизма. По условиям залегания траппы представлены в виде пластовых интрузий, залегающих в разрезе на различных уровнях. Мощность их может колебаться в пределах от 40 м до 250 м.

Присутствие траппа в разрезе приводит к осложнению волновой картины: появлению кратных волн, в основном, частично-кратных, изменению характеристик сейсмической записи, в частности, амплитуд и частот.

Исследование влияния траппового магматизма на сейсмические данные проводилось на территории Восточной Сибири. Основным целевым объектом на данной площади являются карбонатные отложения осинского горизонта нижнекембрийского возраста, представленные известняками, доломитами, доломитизированными известняками. В некоторых скважинах на данной площади при испытаниях получены притоки нефти и газа.

Однако присутствие траппа осложняет исследование осинского горизонта. Интрузия распространена почти на всем лицензионном участке, и на большей части площади она находится в непосредственной близости к осинскому горизонту, из-за чего интенсивность отражения от пласта падает. При динамической интерпретации производится изучение распределения амплитуд и частот сейсмического сигнала по площади, на основе этого производится оценка перспективности отложений. Трапп может привести к неоднозначным результатам интерпретации, поэтому прогноз перспективности отложений осинского горизонта проводился только на западной части площади, где трапповые интрузии располагались на достаточном расстоянии от них.

Задачей данной работы являлось моделирование влияния наличия траппового магматизма на результаты динамической интерпретации данных сейсморазведки. Для этого на основе реальных сейсмических данных с привлечением скважинной информации были рассчитаны модельные сейсмограммы вдоль профиля, на котором трапп распространялся как вблизи целевого горизонта, так и на некотором расстоянии от него. Была произведена обработка и динамическая интерпретация модельных сейсмических данных, и сравнение полученных результатов с реальными.

**ТЕКТОНИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ МИОЦЕНОВЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ЗАПАДНОГО АПШЕРОНА
(TECTONIC FEATURES OF MIOCENE DEPOSITS IN SOUTH-WEST
ABSHERON)**

Гусейнов Р.М., Аббасов Г.А. Гулиев И.И.
(научный руководитель: профессор Салманов А.М.)
НИПИ «Нефтегаз» SOCAR

Одним из наиболее важных условий определения эффективного направления поисково-разведочных работ, с целью обнаружения месторождений нефти и газа, является детальное изучение тектонических свойств района. С этой целью, на территории Юго-Западного Апшерона были проведены работы по изучению геологического строения антиклинальных поднятий и свойства тектонических нарушений по комплексу миоценовых отложений.

Отложения миоценового комплекса Западного Апшерона обладают своеобразными структурно-тектоническими особенностями и сложены в основном из глинисто-песчаной фации. На территории этого района, по направлению северо-запад-юго-восток, мощность миоценовых отложений меняется в большом интервале. Резкое изменение мощности отложений, также оказало серьезное влияние на их структурно-тектонические свойства.

Особенности тектонического строения миоценового комплекса Юго-Западного Апшерона формировались в результате взаимодействия Общекавказских и субмеридиональных складкообразовательных процессов. Мощность и глубина залегания палеоген-миоценовых отложений возрастает в южном и юго-западном направлении Юго-Западного Апшерона. На Юго-Западном Апшероне имеет широкое развитие субмеридиональная и круговая складчатость. Возникновение круговой складчатости объясняется слабеющей интенсивностью складкообразования в Общекавказском направлении с одновременным проявлением конседиментационного развития складчатости субмеридионального направления.

Локальные структуры Юго-Западного Апшерона располагаются в кулисообразной форме. Большинство этих структур имеют форму диапирового строения и осложнены грязевыми вулканами.

Возникновение грязевых вулканов и структур диапирового строения наряду с рядом геологических процессов, так же связано с тем, что на территории их распространения палеоген-миоценовые отложения сложены в основном пластичными глинами большой мощности.

ОБНАРУЖЕНИЕ РИФОВЫХ ЛОВУШЕК И УСТАНОВЛЕНИЕ ИХ ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПО НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ (DETECTION REEFS TRAPS AND DETERMINATION OF PROSPECTIVITY WITH RESPECT TO OIL AND GAS CONTENT)

Гусейнов Р.М, Гулиев И.И.

(научный руководитель: профессор Бабазаде О.Б)

НИПИ «Нефтегаз» SOCAR

Из литературных источников известно, что углеводородные ловушки имеют пять типов: - тектонические (ловушки связанные с антиклиналом, куполом и др.), - стратиграфические (ловушки, связанные с выклиниванием, эрозионным срезом и тектоническим экранированием пласта-коллектора), - литологические (ловушки, связанные с фациальным замещением и песчаными телами), - комплексные (литолого-стратиграфические) и наконец - рифовые (ловушки, связанные с органогенными постройками, т.е. рифами такими как барьерными, краевыми, шельфовыми, береговыми и др.).

Среди углеводородных ловушек самыми сложными по строению являются органогенные постройки - рифы, поскольку чёткое установление их наличия в сейсмических волновых полях не представляется возможным. Поэтому обычно на практике при обнаружении рифовых ловушек используются одновременно качественные и количественные признаки. В связи с этим, в докладе рассматриваются вопросы способов обнаружения рифовых ловушек по временным разрезам и разработаны способы определения наличия флюидов в их пределах, с применением кинематических, динамических, морфологических и структурно-формационных признаков.

Также следует отметить что, при прогнозировании рифовых залежей в естественных условиях залегания немаловажное значение имеет установления вокруг и внутри органогенной постройки интервалов и фациальных комплексов отложений, по которым качественно определяются наличия рифовых построек и углеводородных соединений в их пределах. С этой целью авторами установлены три интервала рифовых построек и шесть фациальных комплексов по принципам процессов осадконакоплений.

Кроме того, с целью определения наличия и составов флюидов в рифовых ловушках авторами разработаны новые способы по определению истинных значений скорости, плотности и удельного сопротивления скелета горных пород и флюидов.

Таким образом, в работе были приведены достаточно новых фактов и способов, которые способствуют для более качественного обнаружения рифовых ловушек и установление их перспективности по нефтегазоносности.

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

Данцова К.И., Ворон И.А.

(научный руководитель: ассистент Сизиков Е.А.)

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

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

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

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

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

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

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

ОСОБЕННОСТИ СОСТАВА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА ВЕНД-НИЖНЕКЕМБРИЙСКИХ ПОРОД СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ (FEATURES OF THE COMPOSITION ORGANIC MATTER VENDIAN LOWER-CAMBRIAN ROCKS OF THE SIBERIAN PLATFORM)

Дергунова А.В.

(научный руководитель: Носова Ф.Ф.)

Казанский (Приволжский) федеральный университет

На самых разных стадиях нефтегазопоисковых работ в качестве эффективных зарекомендовали себя геохимические методы, основанные на информации о содержании и составе рассеянного органического вещества (ОВ), его битумоидов, нефтей и газов.

Главной целью исследования является изучение особенностей состава органического вещества пород венд-нижнекембрийского возраста Сибирской платформы на примере исследования образцов пород месторождений Чонской группы с помощью геохимических методов. Территория Непского свода является одной из наиболее изученных территорий в плане нефтегазоносности в пределах Сибирской платформы. В связи с этим основные задачи заключаются в определении типа исходного органического вещества исследуемых отложений, степени катагенетической преобразованности рассеянного органического вещества, генерационного потенциала данных отложений; изучение геолого-геохимических условий захоронения органического вещества и выявление геохимических корреляционных зависимостей (по биомаркерным коэффициентам) в системе «ОВ-ОВ»; выявление потенциально нефтематеринских толщ, как возможных источников углеводородов, установление путей их возможной миграции и зоны аккумуляции. В результате исследования выявлены особенности состава органического вещества образцов докембрийских отложений, а также вторичные процессы, таких как биodeградация, оказывающие влияние на состав этого органического вещества. Более детальный анализ полученных результатов позволил подтвердить отсутствие в разрезе исследуемых отложений мощных и катагенетически зрелых нефтематеринских толщ. А также наличие миграционных углеводородов, источником генерации которых могут являться рифейские отложения Предпатомского прогиба, так как на это указывает присутствие 12- и 13-монометилалканов, рассматривающихся в качестве одного из диагностических признаков рассеянного органического вещества рифейских отложений Сибирской платформы, отличающих его от ОВ вышележающих отложений.

**АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО И
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
(ACTUAL PROBLEMS OF GEOLOGICAL AND HYDRODINAMIC
MODELING)**

Дмитриевский С.С.

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

В работе изложены предложения по усовершенствованию геологического и гидродинамического моделирования

Минеральный скелет породы-коллектора формируется в результате сложного комплекса процессов, осуществляемых на стадиях седиментогенеза, диагенеза, катагенеза.

В процессе седиментогенеза происходит осаждение осадка и образование будущего каркаса породы. На этой стадии формируется размер, окатанность и сортировка обломочных зерен, состав и тип цемента. На стадии диагенеза в породе-коллекторе возникают минеральные новообразования и в результате процессов уплотнения, гидратации и дегидратации происходит изменение порового пространства породы.

Так, например, наиболее интенсивно аутигенное минералообразование происходит в изначально более пористом и проницаемом осадке. В процессе катагенеза происходят дальнейшие изменения структуры и минерального состава пород-коллекторов.

В настоящее время в геологическом моделировании проводится моделирование фаций, которые в лучшем случае позволяет учесть лишь те свойства породы-коллектора, которые формируются на стадии седиментогенеза. В то же время свойства породы зачастую определяются интенсивностью и направленностью диа- и катагенетических изменений.

В статье О.С. Черновой и Е.Р. Чухлянцевой выявлены десять классов коллекторов (НУ), которые имеют определенные диапазоны FZI (Flow zone indicator). Выделение этого параметра позволило установить особенности распределения пористости и проницаемости резервуара. Учет неоднородности строения порового пространства лежит в основе классификации GHE (Глобальные Гидравлические Единицы Потока).

Данное исследование позволяет разработать основу прогнозирования коллекторских свойств по данным седиментационных параметров. В то же время необходимо учитывать влияние вторичных изменений (доломитизация, сульфатизация, перекристаллизация и т.д.), что в значительной мере обеспечит совершенствование геологического и гидродинамического моделирования.

**РОЛЬ РОССИИ В МИРОВОЙ ГЕЛИЕВОЙ ИНДУСТРИИ И АНАЛИЗ
ВОЗМОЖНОСТЕЙ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГЕЛИЕВОГО
КОНЦЕНТРАТА В ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ
(RUSSIA'S ROLE IN THE GLOBAL HELIUM INDUSTRY AND THE
ANALYSIS OF THE POSSIBILITIES OF UNDERGROUND STORAGE
OF HELIUM CONCENTRATE IN EASTERN SIBERIA)**

Дорохов А.Р.

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

Гелий – редкий элемент, обладающий уникальными свойствами.

Мировая потребность в гелии в 2015 году – около 200 млн.м³/год, а к 2030 году она увеличится более, чем в два с половиной раза. Соответственно, будет расти и производство гелия, но далеко не во всех странах. Можно сказать, что только Россия сможет восполнить дефицит гелия в мире к 2030 году за счет разработки нефтегазовых месторождений и извлечения гелия из природного и попутного газов (при достаточном содержании) путем низкотемпературной конденсации.

И именно сейчас вводятся в разработку высокогелиеносные месторождения Восточной Сибири и Дальнего Востока (концентрация гелия в природном газе – 0,24-0,6%). Объемы добычи гелия существенно вырастут. Поэтому стоит позаботиться о разработке технологии долгосрочного хранения газа именно в отдаленных районах нашей страны, там, где будет его основная добыча.

Одним из вариантов создания хранилищ гелиевого концентрата является использование соляных каверн.

Территория Восточной Сибири находится в зоне распространения Восточносибирского соленосного бассейна, в пределах которого выделяется соленосная формация кембрийско-вендского возраста, представленная чередованием пачек каменной соли и карбонатных пород.

В работе представлена схема возможных мест размещения хранилищ гелиевого концентрата в солях Восточной Сибири и обоснование этого выбора.

Однако у хранения гелия в солях есть свои «плюсы» и «минусы». Также выделены преимущества и недостатки хранения гелия на базе истощенного газового месторождения (пример Атовского месторождения) и при возврате гелиевого концентрата в один из блоков разрабатываемого месторождения (коллектора Чиканского месторождения).

В работе определены основные критерии выбора конкретных объектов для хранения гелиевого концентрата, рассмотрена экологическая безопасность его хранения на основании изучения подвижности гелия, даны прогнозы добычи гелия в Восточной Сибири, прогнозы поставок гелия и рекомендации по стратегии сбыта.

**ТЕХНОГЕННЫЙ ГАЛОПЕДОГЕНЕЗ КАК ПРОЦЕСС
ДЕГРАДАЦИИ ЭКОСИСТЕМ НА ПРИМЕРЕ ВОЛГОГРАДСКОГО
ПХГ. РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РЕАБИЛИТАЦИИ ЗАСОЛЕННЫХ
ПОЧВ
(MAN-MADE GALOPEDOGENESIS AS ECOSYSTEM DEGRADATION
PROCESS IS AN EXAMPLE OF THE VOLGOGRAD UGS.
DEVELOPMENT OF METHODS OF REHABILITATION OF SALINE
SOILS)**

Дорохов А.Р.

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

Техногенный галопедогенез ландшафта – изменение состояния компонентов окружающей среды, возникающие при импактном воздействии техногенных потоков легкорастворимых солей, в т.ч. в виде высокоминерализованных вод, получаемых (строительный рассол) или используемых (операционный рассол) в технологическом цикле, а также в виде их нештатных выбросов.

В составе рассола абсолютно преобладает хлорид натрия, причем концентрация его доходит до 300 г/л. Могут также присутствовать SO_4^{2-} , K^+ , Ca^{2+} , Mg^{2+} и другие элементы в малых концентрациях.

Рассол попадает в окружающую среду при нарушении герметичности или целостности оборудования водно-рассольного комплекса подземных хранилищ, включающего скважины, трубопроводы, иное технологическое оборудование.

Представленная карта доказывает, что техногенный галопедогенез актуален практически для всех природных зон страны. А изучен он слабо.

Избыточность легкорастворимых солей проявляется в угнетении развития культурных растений или его невозможности. В работе проанализирована растительность в районе Волгоградского ПХГ с целью выявления степени засоленности.

Существует несколько методик определения степени засоления. В работе представлена классификация почв по содержанию и составу солей и на основе сделанных анализов проб определено состояние полевых культур и степень засоления почв.

Кроме химического анализа, тип засоления можно классифицировать по морфологическим признакам, что приемлемо для любой природной зоны страны, и по глубине залегания солевых горизонтов.

На основании сделанных выводов о характере и степени засоления почв вблизи Волгоградского ПХГ разработаны соответствующие методы реабилитации засоленных почв в данном районе, выбран технологический цикл осаживания солей.

**СТРУКТУРНО-ТЕКТОНИЧЕСКИЕ И ГИДРОГЕОЛОГИЧЕСКИЕ
ПРЕДПОСЫЛКИ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
СЕВЕРО-ВОСТОКА РЕСПУБЛИКИ БУРЯТИЯ
(STRUCTURAL AND TECTONIC, GIDROGEOLOGICAL
PREREQUISITES OF PROSPECTS OF OIL-AND-GAS CONTENT OF
THE NORTHEAST OF THE REPUBLIC OF BURYATIA)**

Жамсаранова А.Б., Малыгина В.В.

(научные руководители: доцент Т.А. Гайдукова, профессор В.К. Попов)
Национальный исследовательский Томский политехнический университет

История изучения Байкальского региона на наличие углеводородов (УВ) насчитывает более ста лет. Первые проявления нефти были обнаружены в регионе еще двести лет назад. Поводом для начала исследований стали находки нефти в виде пятен на поверхности Байкала, которые фиксируются и сейчас. Прогнозируемые резервы нефти имеют серьезное научное обоснование — Байкальский район давно считается потенциально нефтегазоносным бассейном. Этому вопросу уже около двух столетий уделяют особое значение многие геологи. Так, профессор М.А.Усов в 1905г. принимал участие при бурении первых скважин на побережье Баргузинского залива под руководством В.Д. Рязанова. В ходе данной экспедиции были выявлены участки с поверхностными нефтегазопроявлениями, составлены карты нефтегазоносных районов озера Байкал, получены незначительные притоки нефти и выбросы газа. В отчете о результатах бурения скважины указывается на присутствие в разрезе углистых сланцев и глин с повышенным содержанием органического вещества, которое содержит неожиданно высокое количество легкого, восстановленного битума. На сегодняшний день самыми перспективными являются впадины: Усть-Селенгинская, Баргузинская, Чарская.

Геологическими признаками перспектив нефтегазоносности впадин являются: наличие терригенных пород значительной мощности, повышенное тепловое поле, складчатое строение осадочного чехла. Осадочные породы кайнозойского и мезозойского возраста по всему миру дают максимальный процент добычи нефти и газа. В неогеновых отложениях встречены надежно изолированные породы-коллекторы и породы-покрышки. Осадочные разрезы впадин Бурятии характеризуются высоким содержанием в породах рассеянного органического вещества, чередованием глинистых и песчаных фаций.

Можно сделать вывод, что в пределах впадин есть все основания ожидать присутствия промышленных залежей легкой нефти. Для исследований также необходимы знания в области гидрогеологии, поскольку все процессы происходят в пористой среде, существенным элементом которой являются подземные воды.

ОСОБЕННОСТИ ОБРАБОТКИ МОРСКИХ СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ ДАННЫХ (SPECIAL ASPECTS OF THE MARINE SEISMIC DATA PROCESSING)

Жарков В.В.

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

Технология обработки морских сейсмических данных обладает рядом особенностей по сравнению с работами на суше. Наряду со стандартными процедурами, такими как удаление помех, восстановление амплитуд, расширение спектра сигнала и др., появляются проблемы, связанные с технологией проведения морских работ. К ним относятся явления реверберации, пульсация газового пузыря, изменяющееся положение буксируемой сейсмической косы и другие.

Использование буксируемой сейсмической косы, может привести к генерации волн-спутников, которые могут быть причиной появления провалов в спектральных характеристиках сейсмических волн.

Технология восстановления спектра сигнала получила название WiBand. Применение этой методики позволяет не только удалять провалы в частотных характеристиках, но и расширить их частотный диапазон, позволяя получить низкочастотные составляющие.

С целью изучения эффективности применения технологии WiBand была проведена обработка профиля морских сейсморазведочных данных. Методика обработки состояла из следующей последовательности процедур:

- подавление помех
- ослабление случайных помех
- подавление эффекта пульсации воздушного пузыря
- удаление кратных волн с помощью процедуры SRME
- подавление остаточного фона кратных волн
- ослабление энергии линейных помех
- широкополосная фильтрация при помощи процедуры WiBand.

Далее был проведен анализ полученных результатов обработки с целью оценки перспективности применения методики широкополосной фильтрации WiBand.

**СТАТИСТИЧЕСКАЯ ОБРАБОТКА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ
КОЭФФИЦИЕНТА ПОРИСТОСТИ КАК ОБОСНОВАНИЕ
РАЗЛИЧИЙ В ФАЦИАЛЬНЫХ УСЛОВИЯХ
ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ
(STATISTICAL ANALYSIS OF THE POROSITY DISTRIBUTION AS A
JUSTIFICATION FOR THE DIFFERENCES IN THE FACIES
CONDITIONS OF SEDIMENTATION)**

Журавлев Н.В.

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

В ходе подсчета запасов двух соседних месторождений, расположенных в Александровском НГР частной проектной организацией была проведена статистическая обработка 103 образцов кернового материала из пластов Ю₁¹ и Ю₁² на одном месторождении, и 197 образцов кернового материала на другом месторождения из тех же пластов. В статистических расчетах и при обосновании петрофизических зависимостей использовались данные с обоих месторождений исходя из того, что исследуемые пласты-коллекторы на данных месторождениях формировались в одинаковых фациальных обстановках осадконакопления.

Однако, при более детальном изучении результатов исследования керна было выявлено, что характер и характеристики статистического распределений коэффициента пористости продуктивных пластов (рис. 1) принципиально отличаются. Так, на месторождении № 1 полигон распределения пористости имеет симметричный островершинный вид (коэф. асимметрии ≈ 0 ; коэф. эксцесса > 0) с модой распределения $M_0=14\%$. А на месторождении № 2 распределение левостороннее (коэф. асимметрии < 0 , коэф. эксцесса ≈ 0) с модой распределения $M_0=17\%$.

В предыдущих работах [Журавлев Н.В., 2015] нами были изучены причины асимметрии распределения пористости на месторождении № 2 и показано, что левосторонняя асимметрия вызвана разрушением высокопористой части коллектора при отборе керна. Также была показана возможность приведения распределения к нормальному виду с медианой распределения $M_e=17\%$.

Таким образом, оба распределения имеют симметричное строение, однако кардинально различаются в значениях моды, медианы и мат. ожидания.

Это свидетельствует о том, что пласты-коллекторы изучаемых месторождений формировались в разных фациальных обстановках несмотря на близкое расположение, следовательно, объединять данные месторождения в единую фациальную зону при дальнейшем изучении не корректно.

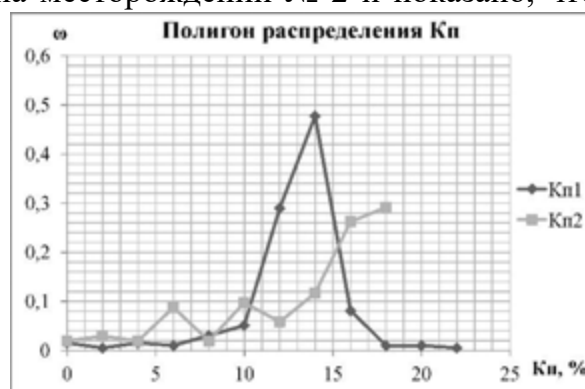


Рис. 1

**УСТОЙЧИВОСТЬ КОЛИЧЕСТВЕННЫХ ОЦЕНОК КАЧЕСТВА
СЕЙСМИЧЕСКОГО МАТЕРИАЛА 2D
(STABILITY OF QUANTITATIVE ESTIMATES OF 2D SEISMIC DATA
QUALITY)**

Зиянгиров Ш.С.

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

Эффективность сейсмических исследований, прежде всего, определяется качественно выбранными параметрами методики системы наблюдения; вместе с тем, немаловажным, а зачастую определяющим фактором является уровень проведения полевых работ [1].

В практике последних лет отечественных геологоразведочных работ принято оценивать качество сейсмических данных исходя из количественных критериев, рассчитываемых в различных окнах с преобладанием сигнальной или шумовой составляющей. К наиболее часто используемым критериям относятся различные амплитудные и частотные оценки сейсмограмм ОПВ, ОПП, реже – ОСТ [2].

В данной работе на примере данных сейсмических исследований по сети профилей 2D исследуются вопросы корректности повального применения количественных критериев качества; устанавливаются корреляционные связи между расчетными оценками и внешними (сейсмогеологическими) факторами.

Расчет оценок проводится по двум наборам данных: полевые (исходные) сейсмограммы и сейсмограммы на выходе цикла предварительной обработки в той же сортировке.

На основании полученных результатов даются рекомендации о целесообразности применения и фиксации пороговых значений оценок качества при проведении сейсморазведочных работ.

Литература

1. Мельчук Б.Ю., Блюменцев А.М. К вопросу о качестве геофизических технологий // Приборы и системы разведочной геофизики. 2012. № 1. С. 8-11.
2. Закариев Ю.Ш., Марутян В.Г., Мусагалиев М.З., Плешкевич А.Л., Рябов В.Ю., Рябошапка С.М., Цыпышев Н.Н. Оценка качества полевых сейсмических данных и основные факторы, влияющие на него // Геофизика. 2007. № 4. С 82-92.

**ВЫЯВЛЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ЗОН КОЛЛЕКТОРОВ В
ПОРОДАХ ФУНДАМЕНТА ЗАПАДНОЙ ЧАСТИ
ЗАПАДНО-СИБИРСКОЙ НГП
(THE IDENTIFICATION OF A PERSPECTIVE ZONES OF
RESERVOIRS IN WEST PART OF THE BASEMENT OF WEST
SIBERIAN OIL AND GAS PROVINCE)**

Идрисова Е.К.

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

Объектом исследования являются породы фундамента и нижней части осадочного чехла западной части Западно-Сибирской платформы. Данная область имеет сложное геологическое строение и до настоящего времени недостаточно изучена. В пределах этой территории уже успешно добывается нефть из пород фундамента на ряде месторождений. Следовательно, рассматриваемый участок может быть перспективным в этом отношении. Целью работы стало исследование пород фундамента и выявление перспективных зон образования коллекторов нефти и газа. Исследования проводились по шламу, отобранному с интервалом 5-20 м с глубин 1060 – 1350 м в процессе бурения 5 скважин. Образцы изучались макроскопически, в стереомикроскопе и в петрографических шлифах.

В результате исследований выделены и охарактеризованы литотипы пород осадочного чехла и петротипы доюрского основания. Основное внимание уделялось породам фундамента, в составе которого выделены: долериты, лейкодолериты, габбро, конга-диабазы, лейкоконга-диабазы, гранодиориты и ультрабазиты. Вулканические породы относятся вероятно к базальт-долеритовой и липарит-лейкобазальтовой формации перми-триаса, габброиды слагают небольшие гипабиссальные интрузии более позднего возраста. Ультраосновные породы можно отнести к ультрабазитовым комплексам, которые распространены на рассматриваемой территории и располагаются по тектоническим зонам в виде вытянутых линейных тел. В породах фундамента присутствует большое количество трещин, заполненных гидротермальными минералами. Это говорит о сильных тектонических напряжениях и дислокациях, а также о гидротермальных процессах, последняя активизация которых, вероятно, происходила после формирования осадочного чехла.

В целом отмечается невысокая интенсивность развития процессов выветривания и, по-видимому, небольшая мощность кор выветривания в которых можно ожидать формирование поровых коллекторов. Наиболее вероятно развитие пористости в гранитоидах (скв. 3). Во всех породах присутствуют тонкие трещины. Они либо открытые, либо заполнены вторичными минералами - альбитом, эпидотом, кальцитом. В конга-диабазе отмечаются отдельные единичные поры.

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ НАРЫНСКОЙ
МЕЖГОРНОЙ ВПАДИНЫ НА ОСНОВЕ
ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОГО АНАЛИЗА
(PROSPECTS OF OIL AND GAS CONTENT IN NARYN
INTERMOUNTAIN TROUGH ON BASIS OF LITHOFACIES
ANALYSIS)**

Ильясов К.С.

(научный руководитель: Прокатень Е.В.)

Институт нефти и газа Сибирского федерального университета

Нарынская межгорная впадина по схеме перспектив нефтегазоносности Кыргызской Республики считается перспективной. Прогнозные геологические ресурсы по категории D_2 оцениваются в 75-140 млн. т. Нужно провести геофизическое исследование территории, где находятся потенциальные нефтесодержащие свиты с допустимым содержанием $C_{орг}$. Мы считаем свиты перспективными по наличию биогермных и рифовых карбонатных построек по хр. Джаман-Тоо, Байбиче-Тоо на юге и по хр. Молдо-Тоо и Акшийрак на севере Нарынской впадины.

Учитывая, что описанные рифы и биогермы выделены по южному горному обрамлению Нарынской впадины, можно предположить, что они могли прослеживаться и под ней. В этом случае они могут явиться нефтесодержащими, представляя собой естественные ловушки.

Детальный анализ результатов люминесцентно-битуминологического исследования проб из верхнепалеозойских свит показал ровное и устойчивое содержание $C_{орг}$ в отложениях C_3 коджагульской и P_1 арпинской свит.

Необходимо сосредоточить дальнейшие исследования на породах, образовавшихся именно в этих вышеуказанных возрастных интервалах. Они должны будут включать более детальный отбор проб на люминесцентно-битуминологический, гидрохимический анализы, а также расшифровку тектонического строения территории, где расположены отложения благоприятных возрастных уровней. Анализ литологического строения нефтематеринских отложений позволяет отметить разности пород, где сосредоточено наибольшее количество ОВ. Это – алевролиты, аргиллиты, сланцы и глинистые известняки.

В заключении можно сделать вывод о дальнейшем изучении Нарынской межгорной впадины. С помощью инвестиций стало бы возможным бурение параметрических скважин, проведение вертикального сейсмо- и электропрофилеирования и сейсмокаротажа, чтобы выделить зоны нефтегазонакопления.

**АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ КАРБОНАТИЗАЦИИ ПРИ ОЦЕНКЕ
КОЭФФИЦИЕНТА НЕФТЕГАЗОНАСЫЩЕННОСТИ ПОРОД НА
ПРИМЕРЕ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ANALYSIS OF CARBONATISATION EFFECT ON SATURATION
EVALUATION ON SAMOTLORSKOE FIELD)**

Кантемиров Ю.Д.

(научный руководитель: Уткин П.С.)

ООО «Тюменский нефтяной научный центр»

В работе рассмотрены существующие методики выявления карбонатизированных пропластков, как по данным ГИС (палетки, объемная многокомпонентная полиминеральная модель, модель объемной плотности), так и по данным керна (газоволюметрический метод). Приводится описание используемого подхода для количественной оценки карбонатизации пород на основе комплексирования методов ГИС. Предложена методика учета влияния карбонатизации на коэффициент нефтегазонасыщенности пород-коллекторов с помощью зависимости параметра относительного сопротивления (P_o) от объемной влажности (W), определенных на образцах керна. По результатам проделанной работы были сделаны следующие выводы:

1. Методика определения карбонатизации по данным ГИС комплексом ГГКП-ПС показала возможность своего использования.
2. Рекомендуются проводить расширенный комплекс ГИС для возможности построения объемной многокомпонентной полиминеральной модели пород.
3. Необходимо учитывать влияние карбонатизации при оценке Кнг коллекторов юрских отложений.
4. Знание фактической карбонатизации коллектора повышает эффективность работ по ОПЗ и испытанию скважин.

**ОПТИМИЗАЦИЯ СВИП-СИГНАЛОВ НА ОСНОВЕ
ФАЗО-ЧАСТОТНЫХ ПРЕДСТАВЛЕНИЙ
(OPTIMIZATION OF SWEEP-SIGNALS BASED ON PHASE SPECTRA)**

Карбенков И.Ю.

(научный руководитель: доцент Карапетов Г.А.)

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

В современной наземной сейсморазведке преобладающее значение имеет вибрационное возбуждение упругих колебаний. В связи с этим очевидна актуальность детального изучения различных типов свип-сигналов.

Основная задача данной работы провести качественное и количественное сравнение основных видов свип-сигналов:

- ЛЧМ-свип;
- комби-свип;
- НЛЧМ-свип (логарифмическая, степенная, экспоненциальная развертки).

В качестве основных инструментов сравнения используются спектральные характеристики сигналов и корреляционные функции. Особое внимание уделяется фазо-частотным характеристикам и влиянию на них параметров, нацеленных на повышение помехоустойчивости свип-сигнала (таких, как конусность).

В данной работе предпринята попытка оптимизации свип-сигналов, на основе спектральных представлений, с точки зрения понимания и оценки фазо-частотных характеристик.

В ходе исследования оказалось, что выявление оптимальности – задача компромиссная, так как для решения задач сейсморазведки необходимо обеспечить должный энергетический уровень свип-сигнала, учитывать физические ограничения (такие, как характеристики вибратора) и др. Поэтому проанализировав полученные результаты, оптимальным для большинства задач можно назвать линейный частотно модулированный свип-сигнал.

**ПОИСК ЗАЛЕЖЕЙ НЕФТИ В ДОМАНИКОВЫХ ОТЛОЖЕНИЯХ.
ДОРАЗВЕДКА СЕМИЛУКСКО-МЕНДЫМСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(OIL EXPLORATION ON THE DOMANIK FORMATIONS. FURTHER
EXPLORATION OF THE SEMILUKSKIY-MENDYMSKIY
FORMATIONS IN THE ROMASHKINSKIY OIL FIELD)**

Кашапова Д.Х.

(научный руководитель: Ахметшина А.С.)

НГДУ «Лениногорскнефть» ПАО «Татнефть»

Перспективными отложениями для залегания «сланцевой» нефти на территории Татарстана являются породы мендымского и семилукского горизонтов. После изучения геофизического материала по 113 скважинам Западно-Лениногорской площади были отобраны 23 скважины, на которых проводился радиоактивный каротаж в рассматриваемом интервале залегания семилукско-мендымских отложений, и нами были выделены пласты-коллекторы рассматриваемых горизонтов. На основе этого построены структурные карты по мендымскому и семилукскому горизонтам. На рассматриваемом участке имеется подтверждение нефтеносности семилукско-мендымских отложений по керну, отобранном в скважине №12445А, где были выделены трещиноватые битуминозные известняки, проведено испытание пластов с помощью КИИ на скважинах №6057, №6125 – получена нефть, проведен СНИГ на скважинах №6125, №12504, по результатам которого рассматриваемые отложения признаны приточными, на скважине №6122 проведен газовый каротаж, по которому выделены битуминозные карбонатные породы. На участке построены профили с запада на восток и с юга на север.

Предлагается проведение зарезки бокового горизонтального ствола и ГРП по мендымскому горизонту на скважине №12445А, на скважине №6058, находящейся в пьезометрическом фонде, БГС направить в сторону скважины №6056, по которой подтверждена нефтеносность методом КИИ, по семилукскому горизонту на скважине №4728, находящейся в пьезометрическом фонде, БГС направить в сторону скважины №6125, по которой подтверждена нефтеносность методом КИИ.

Эти скважины выполнили свое назначение, поэтому на них рекомендуется выполнить геолого-технические мероприятия, которые позволят, в случае получения притока нефти, вернуть их в действующий фонд. Ожидаемая добыча нефти за год по ним составит 8370,3 т.

Нами был произведен оперативный подсчет запасов, согласно которому начальные балансовые запасы нефти по участку составляют 798,5 тыс. т, из них начальные извлекаемые запасы - 159,7 тыс. т.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ СТРОЕНИЯ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО РАЗРЕЗА СЕЙСМОРАЗВЕДКОЙ НА
ЛИЦЕНЗИОННОМ УЧАСТКЕ В ПРЕДЕЛАХ ТАЗОВСКОГО
РАЙОНА ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО АВТОНОМНОГО ОКРУГА
ТЮМЕНСКОЙ ОБЛАСТИ**
**(SEISMIC RESEARCH OF THE FEATURES OF THE GEOLOGICAL
STRUCTURE IN THE LICENSE AREA WITHIN THE BOUNDS OF
TAZOVSKIY REGION OF THE YAMAL-NENETS AUTONOMOUS
DISTRICT OF THE TYUMEN REGION)**

Кибалко А.Д.

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

В данной работе предлагается исследование особенностей строения геологического разреза, будут рассмотрены сами особенности геологии, их проявление в сейсмическом волновом поле и методы, используемые для обработки и интерпретации этих данных.

1. В тектоническом плане рассматриваемая территория приурочена к крупной седловине, разделяющей Парусовый мегапрогиб и Большехетскую впадину. В геологическом разрезе рассматриваемой территории четко выделяются два структурно-тектонических этажа: допалеозойские и до-среднекембрийские складчато-метаморфические породы, из которых сложен фундамент, и платформенный чехол. Рассматриваемая структура представляет собой крупное асимметричное куполовидное поднятие.

2. Сложная волновая картина в интервале триас-палеозойских отложений на рассматриваемой структуре обусловлена чрезвычайной дислоцированностью этих толщ. Юрский интервал отложений характеризуется достаточно устойчивым прослеживанием опорных отражений, имеющих стабильные динамические признаки. Исключением являются зоны деструкции, где прослеживание опорных границ, ограничивающих основные сейсмофациальные комплексы нижне-верхнеюрских отложений, неоднозначное. Интервал волнового поля покурской свиты апт-сеноманского возраста представляет собой наиболее сложнопостроенный осадочный комплекс и, соответственно, трудно интерпретируемое волновое поле. Это объясняется, в первую очередь, литологической неоднородностью пластов по латерали и слабой акустической дифференциацией, обусловленной обстановкой осадконакопления.

3. Стандартная цифровая обработка материалов 3D. Глубинная миграция до суммирования. Обработка материалов 3D по технологии AVO-анализа и сейсмической инверсии. Комплексная интерпретация.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ РАДОНОВОЙ СЪЕМКИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ
НЕФТЕГАЗОПОИСКОВЫХ ЗАДАЧ НА ПРИМЕРЕ ЮРТОВСКОГО
И ПАМЯТНО-САСОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(USE RADON SURVEY FOR SOLVING OIL AND GAS PROSPECTING
PROBLEM EVIDENCE FROM YRTOVSKOE AND PAMATNO-
SASOVSKOE FIELDS)**

Киляков А.В.

(научный руководитель: в.н.с. Остроухов С.Б.)

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в
г. Волгограде

В настоящее время известно множество методов для выявления разломно-блокового строения территории, таких как полевые и региональные исследования, 2D и 3D сейсморазведка, аэрокосмогеологические исследования, гидродинамические исследования, геохимические методы. Данные методы позволяют выявить разрывные нарушения, но эти методы определяют только статичные параметры разломов и не позволяют выявлять их динамические характеристики, такие как проводящие или экранирующие свойства. Определить эти динамические параметры, возможно только пробуравив серию глубоких скважин, то есть это потребует существенных капиталовложений, в то время как эти параметры необходимо определять еще на поисковом и разведочном этапах.

Для решения выше обозначенной проблемы наиболее актуальны исследования, направленные на изучение радиоактивных элементов в почвенном слое как информативных индикаторов для определения параметров газового потока, и использование радоновой съемки в качестве прямого метода выявления разрывных нарушений. Использование таких индикаторов позволяет рассмотреть процессы, происходящие на поверхности над разломами в их динамике, проследить и изучить изменения во времени.

Исследования с использованием радоновой съемки проведены на семи площадях в Волгоградской и Астраханской областях, в том числе на Памятно-Сасовском и Юртовском месторождениях. На этих месторождениях по результатам радоновой съемки было выявлено сложное строение, характеризующееся наличием нарушений с различной степенью современной тектонической активности – от неактивных до очень активно проявляющихся. В результате была построена дополненная трещинно-блоковая модель строения этих месторождений с данными о проводящих и экранирующих свойствах нарушений.

**КОМПЛЕКСНАЯ ПРОГРАММА МОДЕРНИЗАЦИИ
ПРЕДПРИЯТИЯ АО ГАЗПРОМНЕФТЬ-МНПЗ И КАК СЛЕДСТВИЕ
УМЕНЬШЕНИЕ САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ К 2020 ГОДУ
(INTEGRATED PROGRAM MODERNIZATION OF ENTERPRISES OF
GAZPROMNEFT MOSCOW REFINERY AND AS A CONSEQUENCE
DECREASE SANITARY PROTECTION ZONE BY 2020)**

Коваленко А.П.

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

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

Нефтяная промышленность, которая никогда не считалась чистым производством, относится к потенциально опасным объектам, загрязняющим все геосферы Земли. А такие промышленные объекты, как нефтеперерабатывающие заводы – получают наивысшую оценку в классе опасности, как по загрязнениям, так и по аварийности. В связи с тем, что на центральный регион и нашу столицу действующее нефтеперерабатывающее предприятие всего одно, к нему предъявляются особые, повышенные требования в области охраны окружающей среды.

АО «Газпромнефть-МНПЗ» относится к заводам топливного профиля с глубокой схемой переработки нефти с установленной мощностью 12,15 млн тонн в год. Завод обеспечивает ведущие позиции в производстве высокооктановых бензинов и дизельных топлив, обеспечивая порядка 40% потребностей Московского района в нефтепродуктах.

В 2011 году «Газпром нефть» начала масштабную модернизацию МНПЗ стоимостью более 250 млрд рублей. Программа рассчитана на период до 2020 года. Принятая программа модернизации из трех этапов внушает уважение. Проекты модификации завода в 2011—2015 гг. позволили предприятию снизить общий объем поступлений вредных веществ в атмосферу на 36%. Общее воздействие на окружающую среду снижено на 50%. Второй этап модернизации сроком до 2017 года позволит сократить санитарно-защитную зону завода и освободить от ограничений более 500 Га. Происходит плановая замена устаревших мощностей и ввод современных производственных комплексов. Это позволяет выпускать самую современную продукцию, соответствующую актуальным экологическим стандартам, при этом минимизируя воздействие на окружающую среду и обеспечивая комплексный контроль за её состоянием.

В работе представлен анализ первого реализованного и второго действующего этапа модернизации, подведены итоги и дана комплексная оценка на воздействие окружающей среды.

Надеемся, что МНПЗ станет современным, энергоэффективным и экологически безупречным предприятием. Значительные успехи производства позволяют уже сегодня сделать оптимистический прогноз на ближайшие годы.

**ВОЗМОЖНОСТИ ВЫДЕЛЕНИЯ ОКАЙМЛЯЮЩЕЙ ЗОНЫ ПО
ДАНЫМ ВЭМКЗ И БК
(THE POSSIBILITY OF ALLOCATING ANNULUS ACCORDING
LATEROLOG AND HIGH FREQUENCY ELECTROMAGNETIC
LOGGING DATA)**

Копытов Е. В.

(научный руководитель: к.т.н. Сухорукова К. В.)
Новосибирский государственный университет

Одна из проблем при интерпретации данных каротажа – эквивалентность удельного электрического сопротивления (УЭС) коллекторов, насыщенных смесью нефти и воды и промытых техногенной водой. Как «индикатор обстановки» обычно используется факт наличия окаймляющей зоны (ОЗ) в первом случае и ее отсутствия – во втором.

В работе проводится сравнение результатов численного моделирования сигналов бокового каротажа и высокочастотного электромагнитного каротажа (двойной БК и ВЭМКЗ-20, применяются в комплексах серии СКЛ) в одномерных радиально-слоистых моделях коллектора, с целью выявить, какой из методов позволяет надежно определять наличие ОЗ. С помощью программ «ALVIK» и «AlondraWL» [1-2] получены зависимости кажущегося УЭС по данным ВЭМКЗ и БК от УЭС ОЗ и ее положения для нескольких характерных моделей. Оценено влияние на данные БК и ВЭМКЗ погрешности измерения значений УЭС раствора в скважине и ее радиуса. Показано, что ОЗ сильно влияет на данные ВЭМКЗ.

На практических данных каротажа скважины 12513 Федоровской площади и двумерного моделирования показана недостаточность данных БК СКЛ для выделения ОЗ. По комплексу данных ГИС выбраны интервалы коллекторов с ОЗ, их геоэлектрическая модель установлена численной инверсией данных ВЭМКЗ и бокового каротажного зондирования. Для этих моделей рассчитаны сигналы БК, их инверсией определены параметры модели, включающей только зону проникновения и пласт. Исходные и подобранные сигналы БК в моделях с ОЗ и без нее различаются между собой на величину, вдвое меньшую погрешности измерения. Верификация результата проведена с помощью двумерного моделирования.

1. Эпов М.И. Система одномерной интерпретации данных высокочастотных индукционных каротажных зондирований / М.И. Эпов, М.Н. Никитенко // Геология и геофизика. - 1993. - Т.34. - №2. - С.124-130.

2. Глуценко М.Н. Моделирование сигналов зондов бокового каротажа СКЛ / М.Н. Глуценко, А.Ю. Соболев, О.В. Нечаев // Интерэкспо ГЕО-Сибирь-2013: Сб. материалов в 3 т.. – 2013. – Т. 3. – С. 168-173.

**ЛИТОЛОГО-ФАЦИАЛЬНОЕ СТРОЕНИЕ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ
СВОЙСТВА ВЕРХНЕДЕВОНСКО-ТУРНЕЙСКИХ РИФОВ
БЕРЕЗНИКОВСКОГО ПАЛЕОПЛАТО
(LITHOLOGICAL-FACIES COMPOSITION AND RESERVOIR
PROPERTIES OF THE UPPER DEVONIAN-TOURNAISIAN REEFS
BEREZNIKI REOPLETO)**

Кочнев А.А.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Кривошеков С.Н.)

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

Березниковское рифогенное палеоплато позднефранско-турнейского возраста приурочено к территории Соликамской депрессии, которая обладает наиболее высоким потенциалом в плане нефтеносности Пермского края. Одним из самых перспективных здесь считается верхнедевонско-турнейский карбонатный нефтегазоносный комплекс.

При изучении и эксплуатации карбонатных резервуаров возникает большое количество трудностей, из-за значительной неоднородности, смены циклов осадконакопления, неравномерного развития трещиноватости и др. Поэтому для составления рациональной схемы разработки месторождений и оптимизации работы скважин необходимо проведение детального изучения строения рифовых резервуаров.

Целью данного исследования является анализ особенностей фациального строения верхнедевонско-турнейских рифовых массивов северной и южной части Березниковского палеоплато, оценка коллекторских свойств по фациальным зонам, выбор наиболее перспективных областей для заложения скважин, а также создание фациальной модели на примере месторождения им.Архангельского. В работе были использованы материалы сейсмофациального анализа Уньвинского, Сибирского, Шершневого, Архангельского (расположенных на юге территории) и Гагаринского, Маговского месторождений (расположенных на севере территории), выполненные Филиалом ООО "ЛУКОЙЛ-Инжиниринг" "ПермНИПИнефть".

В ходе работы были выделены три основных типа фаций: рифовая, склоновая и межрифовая. Проанализировав литолого-фациальное строение и коллекторские свойства по фациальным зонам, было установлено, что наиболее перспективной для заложения эксплуатационных скважин на промышленных месторождениях является западная или северо-западная часть рифовых отложений. Эта зона рекомендуется и для заложения первых поисково-оценочных скважин на подготовленных структурах.

КИНЕТИКА ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТЯНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (THE KINETICS OF FORMATION OF OIL DEPOSITS)

Краев В.Н., Анненков А.А., Закирова З.Р.

(научный руководитель: доцент Ибрагимова Д.А.)

Казанский национальный исследовательский технологический университет

Асфальтосмолопарафиновые отложения (АСПО), образующиеся в процессах нефтедобычи, транспорта и хранения нефти представляют серьезную проблему для предприятий нефтедобычи и нефтепереработки как с технической, экономической, так и экологической точек зрения. Важным фактором, определяющим эффективность мероприятий по удалению АСПО и поисков путей дальнейшего использования, являются их качественные показатели. На поздней стадии эксплуатации месторождений процессы предварительного обезвоживания, глубокого обезвоживания и обессоливания нефти на установках подготовки нефти осложняются. Это связано с применением химических реагентов для обработки призабойной зоны пласта у скважин, повышения нефтеотдачи пластов, борьбы с соле- и парафиноотложениями в скважинах и трубопроводах и капитального ремонта скважин. При осуществлении этого вымываются грязевые отложения, накопившиеся в системе добычи и сбора продукции скважин, образуются высоковязкие массы на всем пути движения продукции скважин от пласта до объектов подготовки нефти.

Физико-химические и реологические параметры продукции скважин значительно меняются: повышаются плотность и вязкость нефти, уменьшается газовый фактор, увеличивается содержание пластовой воды, природных эмульгаторов и механических примесей. Такое изменение параметров продукции нефтяных скважин приводит к существенному повышению стойкости водонефтяных эмульсий. При подъеме продукции скважин от забоя до устья и движении по трубопроводам системы сбора происходит перемешивание нефти с пластовой водой с образованием эмульсий, стойких к отделению воды от нефти при процессе обезвоживания. Стойкость эмульсии определяется размерами капель воды, прочностью бронирующих оболочек на границе раздела фаз «нефть-вода» асфальто-смолистых веществ и тугоплавких парафинов.

Накопление АСПО в процессах подготовки и транспортировки парафинистых нефтей приводит к серьезным затруднениям в работе нефтедобывающих предприятий с точек зрения технологии, экологии и экономики. В связи с этим актуальным является подбор наиболее эффективного способа предотвращения и удаления нефтяных отложений с поверхности нефтепромыслового оборудования. Асфальтены могут находиться в стабильном состоянии в нефти как в молекулярной форме, так и в виде нескольких объединенных молекул, наноагрегатов (от восьми до десяти молекул) и кластеров.

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ КОМПЛЕКСА МЕТОДОВ ГИС ПРИ
ИССЛЕДОВАНИИ СКВАЖИН В ТВЕРСКОЙ ОБЛАСТИ
(THE EFFICIENCY OF GIS-METHODS WHILE EXPLORING WELLS
IN TVER REGION)**

Кузьмичева А.Н.

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

В 2014-2015гг. в Тверской области на базе университета в Залучье были пробурены 3 контрольно-поверочные скважины с целью прохождения геологической и геофизической практик студентами ФГГНиГ РГУНГ им. И. М. Губкина. В связи с сильным обводнением скважин геофизические исследования были проведены только на контрольно-поверочной скважине №2. На текущий момент они включают в себя: методы СП, БК, ГК, НГК, АК, а также термометрию, кавернометрию и профилеметрию, ЛМ.

Целью данной работы являлось установление литологического расчленения разреза по скважине, уточнение питающих водоносных горизонтов, оценка возможной пористости коллекторов, а также характеристика их емкостного пространства, анализ качества записи каротажа и прогноз показаний для будущих практик студентов.

В ходе работы была выполнена комплексная интерпретация геофизических методов СП, ГК, АК, БК, НГК, термометрии, кавернометрии и профилеметрии, ЛМ с петрофизическими исследованиями: определением минералогических плотностей и степени карбонатности по шламу, количественное разделение доломитов на CaCO_3 и MgCO_3 , определение УЭС бурового раствора и пластовой воды, фильтра ПЖ, а также гидрогеологическими исследованиями. На основе вышеуказанной интерпретации были построены расчетные кривые общей пористости по разрезу, глинистости, минералогической плотности, карбонатности, а также оценены вероятные допустимые интервалы изменения пористости по разным методам ГИС. На основе петрофизических, геофизических, гидрогеологических и литологических исследований предложен сценарий развития седиментогенеза рассматриваемой территории.

В заключении был создан геофизический планшет для кафедры ГИС, а также все результаты вошли в сводный геолого-геофизический планшет.

**ИЗУЧЕНИЕ ПРОВОДИМОСТИ КРИТИЧЕСКИ НАПРЯЖЕННЫХ
ТРЕЩИН ГОРНЫХ ПОРОД ПО РЕЗУЛЬТАТАМ
ГЕОМЕХАНИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
(THE STUDY OF CRITICALLY STRESSED FRACTURES
HYDRAULIC CONDUCTIVITY BASED ON GEOMECHANICAL
MODELING)**

Купчихина П.П.

(научный руководитель: к.т.н. Дешененков И.С.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М.Губкина

Естественная трещиноватость горных пород оказывает существенное влияние на процессы бурения, закачивания, разработки и эксплуатации скважин. Эффективность и полнота извлечения запасов углеводородов, во многом, зависят от учета свойств трещиноватых коллекторов при прогнозе проницаемости, размещении добывающих и нагнетательных скважин.

Одной из основных характеристик трещин является их проводимость. Влияние механических свойств и напряжений пород на проводимость трещин существенно даже в коллекторах с преимущественно межзерновым типом емкостного пространства и единичными трещинами, приуроченными к тектоническим нарушениям. На проводящие свойства трещин существенное влияние оказывают не только палео-нагрузки, происходящие при формировании залежей, но и современное поле напряжений.

Трещины предельного напряжения (критически напряженные трещины) обладают повышенными фильтрационными свойствами. Наличие таких трещин значительно увеличивает продуктивность добывающих и приемистость нагнетательных скважин.

В работе представлена методика и результаты исследований системы критически напряженных трещин в массиве горных пород одного из месторождений Западной Сибири. По данным пластовых микроимиджеров и фотографий керна выделены основные трещиноватые интервалы. Геомеханические модели, позволяющие изучать напряженное состояние горных пород, построены с использованием данных стандартного каротажа, комплекса петрофизических исследований керна, бурения и испытаний пяти скважин.

Критически напряженные трещины выявлены по результатам расчета эффективных нормальных и сдвиговых напряжений согласно теории Мора-Кулона. Выполнено трехмерное моделирование, иллюстрирующее выделение трещин высокой проводимости.

Результаты работы могут применяться для правильного выбора удельного веса бурового раствора, оптимизации параметров бурения с целью предотвращения обрушения ствола скважин, прихватов и потерь бурового инструмента, а также газонефтеводопроявлений.

**РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ В
НАЛЫЧЕВСКОМ КЛАСТЕРЕ КГБУ «ПРИРОДНЫЙ ПАРК
«ВУЛКАНЫ КАМЧАТКИ»
(THE RESULTS OF ECOLOGICAL STUDIES IN NATURE PARK
"NALICHEVO")**

Кухтинов А.В.

(научный руководитель: ассистент Сапрыкина К.М.)

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

В рамках места проведения производственной практики по окончанию 3 курса студентом РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина А. Кухтиновым был выбран «Налычевский» кластер КГБУ «Природный парк «Вулканы Камчатки», расположенный в самом центре Камчатского полуострова. Целью прохождения практики было изучение экологического состояния кластера, как объекта, имеющего статус особо охраняемой природной территории (ООПТ).

В течение производственной практики удалось созерцать уникальные природные территории парка «Налычево», занесенные в список Всемирного природного наследия ЮНЕСКО, совершить восхождение на вулканы Дзензур и Авачинский, увидеть собственными глазами проявления современного вулканизма, понаблюдать за евражками, черношапочными сурками и лисами в их естественной среде обитания.

Также была проведена работа по благоустройству существующей инфраструктуры на территории парка. При помощи GPS-навигаторов проводились маршрутные исследования. Благодаря этим работам сегодня можно предметно говорить, к примеру, о состоянии тропы от Авачинского перевала до центральной части Налычевского парка (отмечена в целом хорошая инфраструктура и несознательность некоторых гостей природного парка, оставляющих за собой мусор). Пройдя от Таловских источников до вулкана Дзензур, была замечена необычную активность фумаролы, до этого момента подобных проявлений не наблюдалось.

Основной задачей в ходе практики стало проведение работ по GPS-картированию Венерина башмачка крупноцветкового ([лат.](#) *Cypripedium macranthos*) - растения, внесённого как в Красную книгу Камчатского края, так и в Красную книгу России. В результате, используя полученные результаты была создана карта с ареалом распространения этого растения. В ходе проведения работы было сразу же отмечено, что по сравнению с предыдущими годами наблюдается четкая положительная динамика распространения башмачка, что говорит об улучшении общего экологического состояния окружающей среды в данной ООПТ.

ОБОСНОВАНИЕ СПОСОБОВ ПОВЫШЕНИЯ ПРОДУКТИВНОСТИ СКВАЖИН В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ ПО ДАННЫМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН (JUSTIFICATION OF THE WAYS FOR LOW PERMEABLE FORMATIONS PRODUCTION ENHANCEMENT BY PERMANENT DOWNHOLE MONITORING)

Д.М.Лазуткин

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

Длительный мониторинг забойных параметров работающих скважин с применением гидродинамических методов исследования (ГДИС) позволяет получать информацию о фильтрационных свойствах пласта, гидродинамической связи скважины с пластом, области дренирования, продуктивности скважины, энергетическом состоянии залежи и изменении этих параметров в динамике. Также контролируется профиль притока/приёмистости анализируемых скважин промыслово-геофизическими методами исследований (ПГИ).

Гидродинамические исследования выполнены с использованием технологии регистрации кривой стабилизации забойного давления с помощью датчика, входящего в состав компоновки погружного центробежного насоса. Программа исследований включает:

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

Технология «ГДИС-ГТМ-ГДИС-ПГИ» и рекомендации по повышению продуктивности скважин рассмотрены на примере низкопроницаемых терригенных коллекторов одного из месторождений Западной Сибири. Для количественной интерпретации результатов измерений стационарных контрольных датчиков совместно с данными об изменении дебита скважины использован метод «Decline-Analyze» и алгоритмы программного комплекса «Topaze» компании Carra Engineering.

В работе приведены методы оценки текущей продуктивности, скин-фактора скважин, построения прогноза дальнейшей работы скважин по данным ГДИС, обоснованы критерии для выбора метода увеличения продуктивности скважин, показана эффективность технологии «ГДИС-ГТМ-ГДИС-ПГИ» на конкретных объектах.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ОБЪЕМА СВОБОДНОЙ ГАЗОВОЙ ФАЗЫ В
ПЛАСТОВЫХ УСЛОВИЯХ
(DETERMINATION OF FREE GASEOUS PHASE VOLUME IN
RESERVOIR CONDITIONS)**

Лебедев В.Н.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в
г. Волгограде

При изучении фильтрационных процессов с использованием пластового газа и рекомбинированных проб нефти необходимо определить объем свободной газовой фазы в модели пласта при экспериментальном моделировании для составления материального баланса.

Поэтому целью данной работы является разработать методику определения свободной газовой фазы в пластовых условиях построением PV-диаграммы с использованием того же газа, которым насыщена модель пласта.

При выполнении данной работы рассмотрены следующие задачи:

- Определение теоретических основ процесса с выводом основных уравнений (рассмотрение физической модели протекающего процесса);
- Определение минимального необходимого лабораторного оборудования для решения поставленной цели;
- Составление последовательности операций для оптимального решения поставленной задачи;
- Оценка полученных результатов.

В результате проведенной работы получены следующие результаты:

- 1) Предложена методика определения свободной газовой фазы модели пласта в пластовых условиях с помощью построения PV-диаграммы с использованием того же газа, которым насыщена модель;
- 2) Рассмотрены достоинства и недостатки предложенной методики;
- 3) Проведено успешное внедрение разработанной методики в процесс экспериментального моделирования

Таким образом, достигнута возможность более точного составления материального баланса, что позволяет глубже понять процессы, протекающие при фильтрационном моделировании.

ПРОБЛЕМЫ ИССЛЕДОВАНИЯ НЕТРАДИЦИОННЫХ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ СЕВЕРА ЗАПАДНОЙ СИБИРИ МЕТОДАМИ ГИС (PROBLEMS OF UNCONVENTIONAL GAS RESERVOIRS WELL LOGGING RESEARCH IN NORTH OF WESTERN SIBERIA)

Левченко П.А.

(научный руководитель: ассистент Сребродольская М.А.)

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

Основные разрабатываемые газовые месторождения севера Западной Сибири характеризуются значительной степенью истощенности. В связи с этим появляется необходимость поиска и разведки новых объектов, что позволит не только «наполнить газовую трубу», но и дать новый импульс жизнедеятельности крупных населенных пунктов.

В качестве таких объектов в последнее время все чаще рассматривают нетрадиционные для Западной Сибири коллекторы – трещиноватые глины и аргиллиты. В первую очередь это надсеноманские (сенонские) отложения верхнего мела, которые, по результатам последних исследований, содержат значительные запасы газа.

Целью настоящей работы является обобщение актуальной геолого-геофизической информации, полученной в ходе исследования сенонских отложений севера Западной Сибири, анализ проблем, с которыми сталкиваются при идентификации таких пород по данным комплекса ГИС и оценке интервалов газонасыщенных пород.

На фоне газоносности сеноманских песчаников глинистые породы сенона ранее относились к неколлекторам и их изучению не уделялось должного внимания. Однако в последние годы на эти отложения пробурен ряд скважин, из которых получены притоки газа, доказана их промышленная продуктивность. В работе рассмотрен накопленный объем геолого-геофизической информации, в том числе проанализированы результаты исследования керн из газонасыщенной толщи.

В процессе работы и анализа полученной информации выявлены следующие проблемы исследования нетрадиционных сенонских газовых коллекторов севера Западной Сибири методами ГИС: в изучаемых отложениях не работают традиционные для терригенного разреза признаки выделения коллекторов по данным ГИС; лабораторные исследования керн затруднены (керна неконсолидированный, разрушается при выпиливании образцов и при контакте с водой); отсутствует представление о типе и структуре коллекторов, содержащих углеводороды.

Таким образом, актуальной задачей является дальнейшее изучение сенонских коллекторов севера Западной Сибири. В первую очередь это обоснование критериев выделения в разрезе скважин газонасыщенных интервалов с привлечением современного комплекса ГИС и специсследований керн.

**КАЖУЩАЯСЯ ДИЭЛЕКТРИЧЕСКАЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ПО
ДАНЫМ ВЭМКЗ В КОНТРАСТНЫХ ГЕОЭЛЕКТРИЧЕСКИХ
МОДЕЛЯХ
(APPARENT DIELECTRIC PERMITTIVITY ACCORDING TO THE
DATA FROM VEMKZ IN CONTRASTING GEOELECTRIC OF
MODELS)**

Литвиченко Д.А.

(научный руководитель: к.т.н. Сухорукова К. В.)

Новосибирский государственный университет

Одно из электрических свойств материала, которое может влиять на данные электромагнитного каротажа, особенно при высоком удельном электрическом сопротивлении пород - диэлектрическая проницаемость. Цель работы заключается в исследовании особенностей трансформаций сигналов электромагнитного каротажа в кажущееся сопротивление и в кажущуюся диэлектрическую проницаемость, которые вычисляются по измерениям разности фаз и отношений амплитуд. Эти трансформации традиционно вычисляются в приближении однородной среды и в том числе используются в автоматизированной системе инверсии EMFPro, разработанной для интерпретации данных скважинной электротометрии.

Такое исследование необходимо для того, чтобы проанализировать отклонения значений трансформаций по однородной среде от исходных параметров модели со скважиной и зоной проникновения, а также модели с горизонтальными границами. Первым этапом исследовались трансформации сигналов, рассчитанные в моделях сред с единичной относительной диэлектрической проницаемостью, вторым – с диэлектрической проницаемостью равной 15 и 50 единиц. Рассматривались такие модели, как «однородное пространство + скважина», «однородное пространство + скважина + зона проникновения», «пласт конечной мощности без зоны проникновения и скважины» и «пласт конечной мощности + зоной проникновения + скважина».

В результате проведенного анализа сделан вывод о необходимости расчета значений относительной диэлектрической проницаемости в геоэлектрических моделях, сопоставимых по сложности строения геологической среде, вскрытой скважиной. Трансформация по модели однородной среды сильно отличается от модельного значения во всех моделях с высоким контрастом УЭС раствора и пласта, а также при наличии зоны проникновения и близости горизонтальной границы между пластами. Трансформация может использоваться при контрастах УЭС раствора и пласта 10 – 200 и в середине однородных пластов толщиной не менее чем 1,9 длин зонда.

**ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ МЕЗОКАЙНОЗОЙСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ
(FORECAST OF OIL AND GAS DEPOSIT IN MESOCENOZOIC
WESTERN CAUCASUS)**

Лотфуллина Э.Р.

(научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Ермолкин В.И.)

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

С точки зрения геологического строения Западное Предкавказье представляет собой крупную зону прогибания и состоит из разнообразных структурных элементов. В его пределах выделены региональные тектонические элементы - Индоло - Кубанский прогиб (ИКП), объединяющий Керченско - Таманский и Западно-Кубанский прогибы (ЗКП), горно-складчатое сооружение Большого Кавказа, а также элементы Скифской плиты - Восточно-Кубанская впадина (ВКВ), Адыгейский, Тимашевский выступы, Каневско-Березанская система поднятий.

С точки зрения нефтегеологического районирования, территория Западного Предкавказья приурочена к двум нефтегазоносным бассейнам (НГБ) - Азово-Кубанскому НГБ и Восточно-Черноморскому НГБ.

Относительно осевой зоны Кавказа восточная часть региона охватывает южную часть Азово-Кубанского НГБ, западная - северную часть Восточно-Черноморского НГБ.

В Азово-Кубанском НГБ нефтегазоносность установлена как в пределах континентальной, так и экваториальных частей (Азовское море). По классификации В.Е.Хайна (Баженова и др., 2005), Азово-Кубанский НГБ относится к периконтинентально -орогенному, а Восточно-Черноморский НГБ - к межконтинентальному (коллизийному) типам.

В Западном Предкавказье породы-коллекторы приурочены как к терригенным, так и к карбонатным комплексам юрских отложений. Коллекторские свойства пород юрской терригенной толщи характеризуется существенной латеральной и вертикальной изменчивостью. Региональной крышкой для коллекторов нижней юры служит мощная толща преимущественно глинистых отложений тоар-аалена. Современные зоны генерации приурочены к отложениям, залегающих на глубинах от 3,5 км. Генерирующими являются породы нижней, средней и, частично, верхней юры (оксфордские карбонаты) глубоководных зон Восточно-Кубанской впадины, Западно-Кубанского прогиба.

**ИЗУЧЕНИЕ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ В РАЗРЕЗЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ПОРОВЫХ И ПЛАСТОВЫХ ДАВЛЕНИЙ
(THE STUDY DISTRIBUTION OF PORE AND RESERVOIR
PRESSURE)**

Люкшина Л.В.

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

Геофлюидальные давления являются одними из главных факторов, влияющих на процесс бурения на морских месторождениях нефти и газа. Было изучено распределение поровых и пластовых давлений в разрезах скважин месторождения Северо-Каменномысское.

Оценка изолирующих свойств пород-покрышек является одним из важных этапов изучения нефтегазового месторождения, в построении его геологической модели по данным ГИС и сейсморазведки.

На Северо-Каменномысском месторождении распространены динамические покрышки, экранирующие свойства которых связаны с повышенной пластичностью глинистых пород. Распределение давления пластовых флюидов в недрах, взаимоотношения между поровыми и пластовыми давлениями играют важную роль в различных геологических процессах и их надо учитывать при оптимизации процесса бурения и конструкции скважин.

Одним из комплексных параметров, отражающим влияние на экранирующие свойства глин является *величина порового давления глин* (или градиента порового давления). Поровое давление глинистых пород в разрезе скважин определялась по данным ГИС с помощью известной методики «эквивалентных глубин». Пластовое давление принято по результатам замеров в скважине № 4 как наиболее достоверное. В этой скважине кровля сеноманской залежи вскрыта на глубине 1002,7 м (абс. отм. - 978,4 м). Пластовые давления в сеномане являются *гидростатическими*. В разрезе наблюдается довольно протяженный интервал повышенных поровых давлений, в котором выделяются 2 зоны АВПоД и в самом внизу изучаемого разреза отмечается начало 3-й зоны АВПоД. В интервале 0- 770м находится зона нормального уплотнения, где поровое давление глин соответствует гидростатическому. Такое же давление присуще зонам уплотнения, находящихся в интервалах 1010-1200м (сеноман) и 1710–1950м (апт). По значениям градиентов поровых давлений глинистые покрышки Северо-Каменномысского месторождения, контролирующие залежи углеводородов в различных горизонтах, в том числе залежь газа в сеномане (ПК-1), можно отнести к покрышкам со средними экранирующими свойствами.

ГАЗОГИДРАТЫ (GAS-HYDRATE)

Малинин Р.С.

(научный руководитель: Ибрагимов Х.Р.)

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

Газогидраты были известны миру с начала 19 века, и лишь совсем недавно, а именно в конце 1970-х годов в рамках международных океанологических программ начались целенаправленные исследования океанического дна на поиски газогидратов (несколько тысяч скважин средней глубиной 7000м, более 200 км отобранного керна и 360 млн. кв. км исследованного океанического дна. На основе проведенных исследований в 2013 году Международное энергетическое агентство привело оценку мировых запасов газогидратов в размере 2500-20000 трлн.куб.м. (эта цифра в разы превышает запасы конвенционального природного газа, оцененного МЭА в размере 468 трлн. Куб. м.). Газогидраты представляют собой твердые кристаллические соединения низкомолекулярных газов, таких как метан, этан, пропан, бутан и др., с водой. Внешне они схожи со снегом или рыхлым льдом, устойчивы при низких температурах и повышенном давлении; при нарушении указанных условий газогидраты легко распадаются на воду и газ. Содержание метана в гидратах очень высоко: из одного кубометра (при нормальных условиях) можно выделить более 160 куб. м метана. Существующие на данный момент технологии геологоразведки для обнаружения газогидратов опираются на высокой акустической проводимости, высоком электросопротивлении, пониженной плотности. К методам обнаружения гидратных залежей относят: «сейсмическое зондирование, гравиметрический метод, измерение теплового и диффузного потоков над залежью, изучение динамики электромагнитного поля в исследуемом регионе и др.». Добыча же газогидратов проводится только в единичных случаях, так как отсутствует опыт проведения данных работ. Основными способами добычи гидратов на данном этапе является **разгерметизация, нагревание, ввод ингибитора**. Каждый из методов имеет свои преимущества и ограничения, но все они развиваются и совершенствуются. Несмотря на единичные случаи использования того или иного способа разработки гидратов, наблюдается определенный сдвиг в сторону использования способа разгерметизации. В его пользу говорит высокая эффективность: показатели добычи в десятки раз выше чем при способе «нагревание». Прогнозы на промышленную добычу очень туманны, и на сегодняшний день только Япония планирует проводить данные работы к 2018 году. Неопределенность обуславливается отсутствием накопленных знаний о самих гидратах, способах их разработки, а так же их влияние на экологию.

**ПРОГНОЗ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ЮЖНОЙ ЧАСТИ
ПРЕДУРАЛЬСКОГО ПРОГИБА НА ОСНОВЕ БАССЕЙНОВОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ
(PETROLEUM POTENTIAL FORECAST OF THE SOUTH PART OF
PRE-URAL FOREDEEP BASED ON BASIN MODELING)**

Малкаров К.Х., Расулов И.И.

(научный руководитель: доцент Осипов А.В.)

РГУ нефти и газа (НИУ) 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 может рассматриваться южная часть Предуральского прогиба.

К настоящему моменту в пределах прогиба бурением опойсковано более 30 локальных структур, на которых пробурено более 110 скважин. Открыто же лишь 8 месторождений нефти и газа. Такая низкая эффективность геологоразведочных работ, по всей видимости, связана с отсутствием геологической модели, обобщающей имеющийся геолого-геофизический и геохимический материал. В настоящей работе предпринята попытка с помощью современных технологий, дать научно-обоснованную оценку перспектив нефтегазоносности подсолевого комплекса отложений исследуемой территории.

Целью настоящей работы является оценка перспектив нефтегазоносности южной части Предуральского прогиба на основе комплексного анализа геологических, геофизических и геохимических данных и бассейнового моделирования.

Геохимические же исследования проводились методом Rock-Eval. Было исследовано 214 образцов из 12 скважин. По результатам пиролиза были выделены пачки нефтегазоматеринских пород и построены геохимические разрезы. В целом, выделенные пачки обладают очень хорошим потенциалом.

Моделирование производилось с помощью программного комплекса Petromod, с помощью которого удалось изучить углеводородные системы и потенциальные нефтегазоматеринские толщи вместе с их параметрами.

Проведенные исследования позволяют предположить, что территория южной части Предуральского прогиба не исчерпала свой нефтегазовый потенциал и обладает значительными перспективами для открытия новых месторождений нефти и газа.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА РЕНТГЕНОВСКОЙ КОМПЬЮТЕРНОЙ ТОМОГРАФИИ ПРИ ОПРЕДЕЛЕНИИ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ГОРНЫХ ПОРОД (THE USE OF X-RAY COMPUTED TOMOGRAPHY IN DETERMINING THE PHYSICAL PROPERTIES OF RESERVOIR ROCKS)

Мамарозиков Т.У., Калюжная Ю.С.

(научные руководители: к.ф.-м.н. Колдаев М.В., к.т.н. Закиров А.Ш.)
Филиал РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина в г. Ташкенте

Рентгеновская компьютерная томография – это послойное восстановление образа исследуемого объекта в 3D, по данным значительного количества рентгеновских снимков при изменении положения объекта путем вращения вокруг фиксированной оси.

Изначально, рентгеноскопия, открытая Конрадом Рентгеном в 1895 году, получила широкое применение в медицине. С ее помощью стало возможно получить представление о внутреннем строении объектов, не разрушая их. Позже, в 1917 году используя математическое преобразование Фурье математик Радон решил задачу о восстановлении плотности вещества в отдельном слое по большому числу рентгеновских снимков, произведенных под разными углами. Но учитывая, недостаток развития вычислительной техники ее применение на практике было невозможным. Только спустя 55 лет был построен первый рентгеновский компьютерный томограф.

К главным преимуществам метода РКТ следует отнести:

♦ минимальное время на цикл исследования (полный цикл, включающий определение всех параметров, занимает порядка нескольких дней);

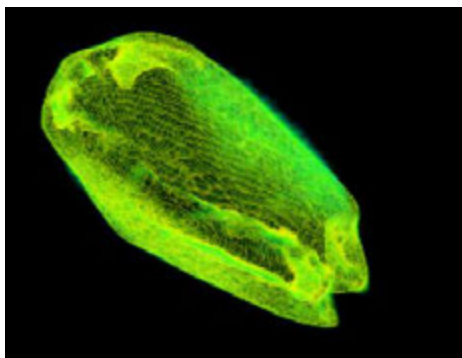


Рис. 1 Снимок аргиллита сделанный на установке в филиале РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина в г. Ташкенте

♦ во время сканирования внутреннее и внешнее строение образца не претерпевает никаких изменений, что позволяет использовать один образец несколько раз;

♦ для исследования достаточно одного образца.

Таким образом, методом рентгеновской компьютерной томографии удастся определить следующие параметры по образцу: количество пор, диаметры пустот, анизотропию объектов, площади и параметры объектов, пористость пород, форму и ориентацию объектов.

**СВЯЗЬ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ С ГЛУБИННЫМИ
РАЗЛОМАМИ
(COMMUNICATION OF DEEP FAULTS WITH HYDROCARBON
FIELDS)**

Мамарозиков Т.У.

(научный руководитель: Ибрагимов Х.Р.)

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

Глубинные разломы — дизъюнктивные нарушения планетарного масштаба, комплекс более мелких разно ориентированных разломов, проникающих в мантию. В последнее время уделяется большое внимание глубинным разломам, опубликовано большое количество работ посвященных данной тематике, в которых рассмотрены геологические, геофизические, геохимические и термодинамические основы образования глубинных флюидов их миграция и образование месторождений углеводородов; произведен анализ ряда месторождений углеводородов и установлены закономерности их размещения.

Взаимосвязь образования месторождений УВ с наличием глубинных разломов была выявлена на месторождениях в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы Западной Сибири (Даниловское, Верхнеченское, Вакунайское); в Северном море месторождения приуроченные к Центральному грабену Викинг (Элгин, Джейд, Шируотер и Эрскин).

Результатом работы явилось выявление признаков связи месторождений углеводородов с глубинными разломами, такие как аномально высокое пластовое давление, вызванное напором глубинных флюидов; повышенный температурный градиент (температура месторождения превышает температуру нефтяного окна), происходящий в результате повышенного энергомассопереноса глубинного флюида; присутствие большого количества серы, солей, азота, гелия, повышенной радиоактивности, связанной с гидротермальными явлениями (Верхнеченское месторождение, Гавшин и др., 1990).

Градиент температур и давления обеспечивает подъем углеводородного флюида из мантии по разломам в литосфере и последующую фильтрацию в коллектор, представленный осадочными породами.

**ХАРАКТЕРИСТИКА ОРГАНИЧЕСКОГО ВЕЩЕСТВА
ГЛУБОКОПОГРУЖЕННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-
КАВКАЗСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ (НГП)
(THE CHARACTERISTIC OF ORGANIC SUBSTANCE OF THE DEEP-
SHIPPED DEPOSITS OF THE NORTH CAUCASIAN OIL-AND-GAS
PROVINCE)**

Манкиева П.М.

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

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

Основной целью работы является интерпретация геохимических данных и оценка перспектив нефтегазообразования глубокопогруженных отложений в пределах Северо-Кавказской НГП.

Для интерпретации были выбраны результаты пиролиза органического вещества образцов глубокопогруженных отложений по четырем скважинам: Левкинская-250, Северская-1, Северо-Холмская-2, Цекертинская-8, пробуренных на территории Северо-Кавказской НГП.

Использование результатов пиролиза органического вещества образцов глубокопогруженных отложений на установке Rock-Eval, позволило выделить в разрезе нефтегазоматеринские породы и оценить их генерационный потенциал.

По итогам исследования в скважине Северо-Холмская-2 было выделено 4 нефтегазоматеринские (НГМ) пачки, представленные аргиллитом и аргиллитом авлевритистым кумской и белоглиной свит, и обладающие хорошим генерационным потенциалом. В скважине Левкинская-250 была выделена 1 НГМ пачка, представленная аргиллитом и мергелем калужской свиты, и обладающая очень хорошим генерационным потенциалом. В скважине Северская-1 было выделено 3 НГМ пачки, представленные преимущественно аргиллитом майкопской серии, и обладающие очень хорошим генерационным потенциалом.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕДУР КОНТРОЛЯ ГЕОМЕТРИИ СЕЙСМИЧЕСКИХ ЗАПИСЕЙ (SEISMIC GEOMETRY CHECK AUTOMATION)

Мараев В.С.

(научный руководитель: доцент Белоусов А.В.)

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

Цель работы – упростить и ускорить процесс поиска ошибок, связанных с неверным определением координат пикетов геофизических наблюдений на стадии препроцессинга или непосредственно в полевых условиях.

Традиционно проверка геометрии проводится путём наложения теоретического годографа прямой волны на полученные сейсмограммы, исходя из значений удаления источник-приемник и задаваемой интерактивно скорости распространения волн; и последующей визуальной проверки степени совпадения теоретического годографа и реальных первых вступлений, что занимает достаточно большое количество времени у обработчика и не исключает человеческого фактора.

Для автоматизации процедур контроля был разработан специальный алгоритм, основанный на вводе линейной кинематической поправки и расчете оконных оценок в выбранном окне.

Этапы работы алгоритма:

1. выбор окна по удалениям в районе первых вступлений сейсмической записи;
2. расчет для каждой трассы в выбранном окне среднеквадратического значения амплитуд
3. составление карты амплитуд
4. подбор цветовой гаммы и визуализация карты амплитуд
5. интерактивный или автоматический (по заданным критериям) контроль корректности присвоения геометрии.

Установлено, что при помощи алгоритма можно успешно выявлять отклонения в координатах пикетов менее половины расстояния между пикетами.

**ФОРМИРОВАНИЕ КОРОТАИХИНСКОЙ ВПАДИНЫ В ПЕРМСКОЕ
ВРЕМЯ В СВЯЗИ С ПРОГНОЗИРОВАНИЕМ РАЗВИТИЯ
ДЕЛЬТОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
(FORMATION OF KOROTAIHINSKAYA TROUGH IN THE PERMIAN
IN CONNECTION WITH FORECASTING THE FORECASTING THE
DEVELOPMENT OF DELTAIC DEPOSITS)**

Маракова И. А.

(научный руководитель: к.г.-м.н. Ростовщиков В. Б.)

Ухтинский государственный технический университет

Коротаихинская впадина находится в северо-восточной части Тимано-Печорской провинции. Формированию пермских терригенных отложений предшествовала тектоно-геодинамическая обстановка на Урале, которая на рубеже карбона-перми изменила структурный облик территории. Как новый источник сноса Урал формировал в пределах пассивной континентальной окраины седиментационное поле с терригенным осадконакоплением. С западного склона Урала стекали горные реки, которые несли в потоке значительное количество материала, осаждая затем его в конечном водоеме. Такая гидродинамическая обстановка, позволила накапливаться грубому материалу у подножия, а более мелких разностей уносился по направлению движения шельфовой границы на северо-запад. На временных сейсмических разрезах прослеживаются клиноформные толщи, выражающиеся сигмовидной записью. На данной территории пробурена скважина Западно-Коротаихинская-2, которая вскрыла центральную часть одной из клиноформ.

Таким образом, тектоно-геодинамическая обстановка возникшая в пермское время в следствии завершения формирования рифтовой системы (Варандей-Адзвинская зона) и субдукционно-коллизийных процессов в области современного Урала создали благоприятные условия для формирования ловушек дельтового типа и заполнения их углеводородами.

ПРОБЛЕМА ГЛУБИННЫХ ПОСТРОЕНИЙ В УСЛОВИЯХ РАЗВИТИЯ СОЛЯНОЙ ТЕКТОНИКИ ВОСТОЧНОЙ СИБИРИ (THE PROBLEM OF DEPTH CONVERSION IN AREAS OF SALT TECTONICS IN EASTERN SIBERIA)

Матвеева А.Н.

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

В настоящее время сейсморазведочные исследования проводятся в районах со сложным геологическим строением с развитой солянокупольной тектоникой, наличием дизъюнктивных и пликативных нарушений. Глубинные построения в таких условиях являются актуальной задачей.

Проблема глубинных построений была рассмотрена на примере одного из лицензионных участков в Восточной Сибири. На данной территории в осадочной толще выделяются три структурно-тектонических этажа: подсолевой (отложения мотской свиты с включением осинского горизонта усольской свиты), солевой и надсолевой. Основным продуктивным горизонтом на данном участке являются терригенные отложения нижнемотской подсвиты, относящиеся к подсолевому комплексу.

Интенсивное проявление соляной тектоники на данной площади заключается в появлении большого числа тектонических нарушений, в частности надвигов, которые приводят к увеличению мощности соленосных отложений в отдельных местах. Это явление может привести к появлению аномалий скоростей, не учет которых может послужить причиной возникновения ложных структур.

При построении глубинных карт по подсолевым отложениям на северо-западном участке исследуемой площади была выделена положительная структура. Возникла задача оценки ее достоверности, поскольку наличие антиклинальной структуры при исследовании терригенных отложений является благоприятным фактором.

Для решения этой задачи было проведено моделирование. Для этого на основе реальных сейсмических данных с привлечением скважинной информации были рассчитаны модельные сейсмограммы. При задании геологической модели были использованы конфигурации горизонтов, интервальные скорости, описывающие наличие соляных куполов и надвигов, которые приводят к появлению аномалий скоростей.

Модели рассчитывались в программном пакете OMNI 3D Design лучевым методом. Произведена обработка модельных данных, построена глубинно-скоростная модель, получено изображение среды.

**ОБОСНОВАНИЕ ПОИСКОВ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА
ДЕТАЛЬНОМ ИЗУЧЕНИИ РАСПОЛОЖЕНИИ ГЕРАКЛИТОВ В
МИОЦЕНОВЫХ ПОРОДАХ ГЕРАКЛЕЙСКОГО ПОЛУОСТРОВА
(THE REASONING FOR THE SEARCH OF HYDROCARBONS ON A
DETAILED STUDY OF THE LOCATION OF GERAKLIT IN MIOCENE
ROCKS OF THE GERAKLEJSKIJ PENINSULA)**

Меренкова С.И.

(научный руководитель: к.г.н., доцент Лысенко В.И.)

Филиал МГУ им. М.В. Ломоносова в г. Севастополе

Гераклиты - карбонатные образования газовых источников и грязевых вулканов миоцена. При растворении гераклитов в кислотах, на поверхности растворов образуются прослой нефтепродуктов мощностью до двух сантиметров. Породы, обогащенные гераклитами, являются поисковым признаком для бурения глубоких скважин на нефть и газ.[1]

На основании работ к.г.н. Лысенко В.И.[1],[2] имеется вероятность находки нефти и газа в районе Севастополя. Для подтверждения необходимо провести детальное геологическое картирование зон глубинных разломов юго-западного Крыма с изучением геологии юго-западного Крыма с целью прогнозирования поиска месторождения нефти и газа.

Целью выполнения такой работы является детальное геологическое картирование толщ с гераклитами с целью поиска их наибольшей концентрации, изучение биологических остатков гераклитов для стратиграфической корреляции.

По результатам картирования Гераклейского полуострова будут составлены геологическая карта, распределение гераклитов в пространстве и будут выделены прогнозные участки для бурения скважин. При картировании необходимо придерживаться методики геолого-съёмочных работ, но более крупном масштабе, для выяснения палеогеографических и палеоландшафтных обстановок формирования нефтегазоносных толщ.

Имеется значительная вероятность, что на выделенных участках могут находиться компактные месторождения нефти и газа. В случае успешного практического обоснования нахождения месторождений углеводородного сырья в местах скопления гераклитов, данный метод можно применять в будущем.

Источники и литература:

1. Лысенко В. «Перспективы поиска месторождений нефти и газа в Юго-западном Крыму по результатам изучения палеодегазации неогена и геологии региона» // Пространство и Время. — 2014.
2. Лысенко В. Гераклиты – свидетели глубинной палеодегазации в Юго-восточной части Паратетиса (Юго-западный Крым) // Геологический журнал. — 2013. — № 1. — С. 29–37.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ГЕНЕРАЦИОННО-АККУМУЛЯЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ СИСТЕМ БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ (MODELING GENERATION-ACCUMULATION PETROLEUM SYSTEMS BUZULUK DEPRESSION)

Минлигалиева Л. И.

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

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

В работе описываются результаты построения трехмерной модели генерационно-аккумуляционных углеводородных систем (ГАУС) Бузулукской впадины в программе Petromod (Рисунок 1). Исследуемая территория развивалась унаследованно и испытывала постоянное компенсированное осадконакопление. В пределах изучаемой области выделяют 7 нефтегазоматеринских пластов (Фортулатова и др., 2010).

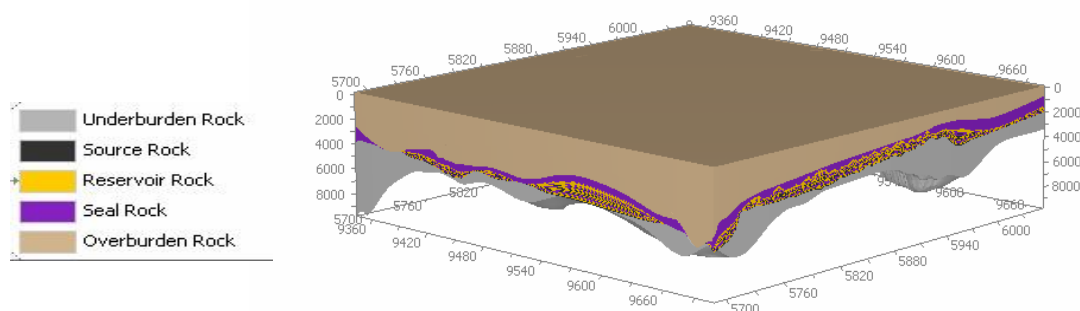


Рисунок 1. Элементы УВ системы

На основании результатов построенной модели ГАУС сделан вывод, что в процессе формирования скоплений нефти и газа региона перемещение углеводородов характеризовалось сложным сочетанием «латеральной» (внутрипластовой) и «вертикальной» (межпластовой) миграции.

Модели миграции и аккумуляции УВ характеризуют наиболее продуктивные нефтегазоносные комплексы (НГК): эмско-нижнефранский, среднефранско-турнейский, верхнетурнейско-визейский. Формирование скоплений УВ в наиболее перспективных зонах: Камелик-Чаганской системы дислокаций, Бобровско-Покровского вала, Жигулевско-Самаркинской системы валов, происходило за счет потенциала нижележащих материнских пластов Бузулукской впадины, погруженными на глубины 2,5-4 км и более и по уровню зрелости отвечающими преимущественно главной зоне генерации нефти.

**ПАЛЕОГЕОГРАФИЧЕСКИЕ РЕКОНСТРУКЦИИ И
ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОНОСНОСТИ СРЕДНЕПЕРМСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЕ СУЛИГЭ
(PALEO GEOGRAPHIC RECONSTRUCTION AND GAS-BEARING
PROSPECTS OF MIDDLE PERMIAN SEDIMENTATIONS IN
WESTERN SULIGE GASFIELD)**

Миньюй Хе, Синьпин Лян

(научный руководитель: профессор Филиппов В.П.)

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

Газовое месторождение Сулигэ расположено в северо-западной части Ордоского нефтегазоносного бассейна, являющегося в настоящее время одним из самых крупных и перспективных с точки зрения открытий новых залежей и месторождений углеводородного сырья и добычи нефти и газа регионов Китая.

К первоочередным объектам исследований относятся среднепермские отложения, имеющие сложное геологическое строение и характеризующиеся низкими значениями фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС). На примере газового месторождения Западное Сулигэ, находящегося в стадии разведки, рассмотрены с привлечением литолого-фациального анализа вопросы прогноза пространственного размещения пород-коллекторов в одном из главных (помимо свиты Шанси) газосодержащих комплексов - горизонте Хезы пермской системы.

Проведенный комплекс геолого-геофизических исследований позволил сделать следующие выводы.

Палеорусловые песчаники, развитые в нижних частях геологического разреза горизонта Хезы-8 (h8x), характеризуются русловой многорукавностью, включающей образование, смещение и исчезновения русловых островов (плетеные отложения). Выше по разрезу, "плетеные" реки видоизменяются и превращаются в извилистые (меандровые), а также срастаются в сеть сливающихся русел (анастомоз).

На изучаемой территории основной тип пород, слагающих горизонт Хезы-8, представлен кварцевыми песчаниками. Состав характеризуется высоким содержанием кварца и детрита, и низкими содержанием полевого шпата. Средняя пористость коллектора - 6.23%, средняя проницаемость коллектора - 0.4mD. Для прогноза благоприятны по ФЕС районов выбраны следующие параметры – пористость (Ф), проницаемость (К), эффективная толщина песчаника (М), отношение эффективной толщины песчаника к толщине песчаника (D) и газонасыщенность (Sg).

По результатам комплексирования палеотектонических и палеогеографических реконструкций распределения русловых песчаников выявлены особенности размещения наиболее благоприятных по коллекторским свойствам участков (центральные и прирусловые отмели) на территории скважин Су 373, Су 374, Э 24 и т.д. Полученные данные имеют важное значение при размещении скважин для дальнейших работ по разведке и эксплуатации газоносного комплекса отложений месторождения Западное Сулигэ.

**ПОТЕНЦИАЛ ПАЛЕОЦЕНОВЫХ НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД
И ИХ ВКЛАД В ГЕНЕРАЦИЮ НАКОПЛЕННЫХ В ЭОЦЕНОВОМ
РЕЗЕРВУАРЕ PILA SPI НЕФТЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ
TAQ TAQ, КУРДИСТАН, ИРАК.
(POTENTIALITY OF PALEOCENE SOURCE ROCKS AND THEIR
CONTRIBUTION IN GENERATING THE ACCUMULATED OIL IN
THE EOCENE PILA 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 (НИУ) имени И.М. Губкина

Органическое вещество было изучено в пределах палеоценовых формаций Aaliji и Kolosh в скважине ТТ-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 (ТАI), 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 биodeградации, который можно рассматривать как одну из причин того, что плотность этой нефти около 24 ° API, а нефти в меловых резервуарах более чем 47 ° API.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВИХРЕВОЙ АКТИВНОСТИ В БАРЕНЦЕВОМ
МОРЕ ПО СПУТНИКОВЫМ ДАННЫМ
(THE EDDY RESEARCH CONDUCTED IN THE BARENTS SEA
BASED ON SATELLITE DATA)**

Муравья В.О.

Всероссийский научно-исследовательский институт рыбного хозяйства и
океанографии

Мировой океан находится в постоянном движении, как на поверхности, так и под водой. Одним из компонентов глобальной циркуляции океана, синоптического масштаба, являются вихри.

Вихри - это нестационарные вихреобразные возмущения океанских течений, проникающие вглубь океана и перемещающиеся по его поверхности. Диаметры (горизонтальные размеры) вихрей обычно составляют 40 — 400 км, а скорость их перемещения — порядка нескольких сантиметров в секунду.

Наиболее мощные течения и вихри могут повлиять на транспортные маршруты морских судов или нанести повреждения нефтяным платформам. Следовательно, знание местоположения, мощности и других показателей течений и вихрей и умение предсказать их помогают в промысловой океанологии, навигации, установке и дальнейшем контроле сохранности нефтяных платформ.

За основу исследования был взят регион Баренцева моря, как одного из самых востребованных морей русской Арктики, в плане морских исследований. Данный район является районом дислокации не только торгового, но и военно-морского флота Российской Федерации, в том числе атомных подводных лодок, для которых сведения о физических процессах, происходящих в водной толще необходимы для улучшения навигации и предотвращения аварий при переходах. Кроме того, здесь находится единственное на сегодняшний день месторождение «Приразломное» на арктическом шельфе России, где добыча нефти уже начата. Конструкция платформы проектируется с учётом глубины, различных физических, географических и химических характеристик, с целью добиться наибольшей прочности для длительной эксплуатации.

Основная цель работы заключалась в анализе различных спутниковых данных для выявления вихревой активности в Баренцевом море, а именно, рассмотрение и установление связи между неоднородностями в полях уровня и других характеристик, таких как температура поверхности моря, солёность и хлорофилл а.

**СОПОСТАВЛЕНИЕ ДАННЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ СТАНДАРТНЫМИ
ВЕЛОСИМЕТРАМИ GS-20DX, И МОЛЕКУЛЯРНЫМИ
ДАТЧИКАМИ MTSS-001
(COMPARISON OF DATA OBTAINED BY GS-20DX STANDARD
VELOCIMETERS, AND MTSS-001 MOLECULAR SENSORS)**

Мясников Р.Е.

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

В современном мире в широком диапазоне используется различное сейсмическое оборудование для проведения полевых сейсмических работ. Все чаще и чаще исполнители сталкиваются с различными проблемами при проведении полевых сейсмических работ. В связи с этим выполняется предварительная оценка качества сейсмических данных во время проведения полевых сейсмических работ.

В данной работе проводится сопоставление сейсмических данных, полученных в результате проведения полевых сейсмических работ МОВ ОГТ 2D в Оренбургской области Сорочинского района с использованием различных сейсмических приемников (параллельная регистрация): стандартные велосиметры GS-20DX и молекулярные датчики MTSS-001.

На первом этапе выполнена предварительная оценка качества сейсмического материала, полученного с использованием различных видов сейсмических приемников, а также проверка геометрии и sps-файлов в программном комплексе «SeisCont» (ВНИИГеосистем). Рассматриваются и сравниваются различные характеристики, влияющие на конечную оценку качества сейсмического материала, исследуется, каким образом эти параметры влияют на оценку качества.

Параллельно вычислены стандартные амплитудные и частотные оценки качества, сделан сопоставительный анализ.

На втором этапе проведена обработка сейсмических данных с получением временных разрезов в программном комплексе «Vista». Основной акцент при обработке нацелен на улучшение волновой картины сейсмических записей, понижение различных шумов, рост отношения сигнал/помеха.

На третьем этапе выполнена заключительная оценка качества сейсмических данных после обработки до суммирования с получением финальных оценок. Затем, выполнено сравнение оценок качества до обработки и, соответственно, после обработки.

После этого, можно будет сделать вывод, благоприятно ли обработка сыграла свою роль на качество сейсмических данных и какие из двух типов сейсмических приемников наиболее эффективно использовать при проведении полевых сейсмических работ.

**УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ
ОСИНСКОГО ГОРИЗОНТА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ
АНТЕКЛИЗЫ
(CONDITIONS OF ORIGIN RESERVIOR-ROCK OF OSINSKI
HORISON OG NEPSCO-BOTUABIAN ANTELIZE)**

Николаев А.А

(научный руководитель: Китаева И.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) 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 разновидности.

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 разновидностей, 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.

**ДВУХМЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДАННЫХ
ЭЛЕКТРОЗОНДИРОВАНИЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ
ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ
(2D MODELING DATA OF ELECTRICAL SOUNDINGS OF A HIGH-
VISCOSITY OIL DEPOSIT)**

Николаев Д.С.

(научные руководители: к.г.-м.н., доцент Хасанов Д.И.,
к.г.-м.н., доцент Червиков Б.Г., ассистент Бредников К.И.)
Казанский (Приволжский) федеральный университет

На примере созданной геоэлектрической модели Мельничного месторождения высоковязких нефтей показана эффективность метода ДЭЗ, произведена качественная оценка достоверности количественной интерпретации полевых данных.

Для создания геоэлектрической модели была произведена обработка данных ГИС на территории объекта. На основе слоистости и типов опытных кривых ДЭЗ-ВП, полученных на территории объекта, произведена генерализация данных КС.

По генерализованным кривым КС определены мощности и средние удельные электрические сопротивления геоэлектрических комплексов. Исходя из полученных мощностей геоэлектрических комплексов и средних значений кажущегося удельного электрического сопротивления по отдельным профилям с использованием программ ZondRes2d (Каминский) решена прямая задача, построены кривые и разрезы зависимости $\rho_k(r)$.

Далее эти результаты сравнивали с полевыми значениями.

В целом результаты моделирования показали, что наличие или отсутствие высокоомного битумного пласта сказывается не только на количественных характеристиках геоэлектрического разреза, но и на качественных (типе и форме кривых ρ_k). Что показывает эффективность применения ДЭЗ при решении разведки и поисков высоковязких нефтей.

Полученные результаты моделирования свидетельствуют о эффективности метода ДЭЗ при изучении залежей природных битумов и высоковязких нефтей.

**ВЛИЯНИЕ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА НА
КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ПОРОД И ОПРЕДЕЛЕНИЕ
ГРАНИЧНЫХ ЗНАЧЕНИЙ ФЕС ХАМАКИНСКОГО ГОРИЗОНТА
(THE EFFECT OF PARTICLE SIZE DISTRIBUTION ON RESERVOIR
PROPERTIES OF ROCKS AND THE DEFINITION OF THE
BOUNDARY VALUES OF RESERVOIR PROPERTIES OF
HAMAKINSKIY HORIZON)**

Нилова В.А.

(научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Беляков М.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

При разработке нефтяных и газовых месторождений значительное количество нефти остается не извлеченным. Распределение в поровом пространстве углеводородных флюидов и воды, характер их фильтрации во многом зависят от петрофизических свойств пород. Коллекторские свойства имеют сложные взаимосвязи с литологическими особенностями пород. Одни параметры способствуют улучшению коллекторских свойств, другие – их ухудшению. Для изучения зависимостей фильтрационно-емкостных свойств от структурно-вещественных параметров пород были исследованы образцы пород комплексом методов (гранулометрический анализ, пористость методом жидкостенасыщения и др.).

Целью данной работы является изучение гранулометрического состава пород, выявление литологических разностей, обоснование влияния гранулометрического состава на ФЕС пород, а также определение граничных значений ФЕС Хамакинского горизонта.

В работе представлен метод определения литологических разностей при помощи теоретической диаграммы Шутова. В основе метода лежит определение класса породы на основе данных гранулометрического анализа, который позволяет определить содержание частиц различной размерности в осадочных породах. По каждой выявленной литологической разности были изучены фильтрационно-емкостные свойства пород. И на основе полученных результатов исследований были сделаны выводы о влиянии гранулометрического состава на фильтрационно-емкостные свойства исследуемого пласта.

Были использованы методы определения граничных значений фильтрационно-емкостных характеристик пород на основе петрофизических и геофизических данных и произведен их сравнительный анализ.

Результаты исследований показали, что гранулометрический состав существенно влияет на фильтрационные свойства пород.

**РЕЗУЛЬТАТЫ ИССЛЕДОВАНИЙ СОСТАВА ГАЗОВОГО
КОНДЕНСАТА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НОВЫХ
ИНФОРМАТИВНЫХ КРИТЕРИЕВ
(THE RESULTS OF STUDIES OF THE COMPOSITION OF GAS
CONDENSATE WITH THE USE OF NEW INFORMATIVE CRITERIA)**

Охлобыстина А.В., Красильникова О.В., Антонова Н.А.
(научный руководитель: к.т.н. Красильникова О.В.)
ООО «Газпром добыча Астрахань»

В настоящей работе представлены результаты исследований конденсатов Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ), выполняемых с целью контроля динамики физико-химических свойств и компонентного состава добываемой пластовой смеси, а также анализа фазового состояния системы в зонах наблюдаемого снижения пластового давления. Уникальный состав продукции скважин АГКМ, применение ингибиторов коррозии и гидратообразования и ряд других факторов обуславливают необходимость поиска дополнительных информативных критериев для оценки текущей газоконденсатной характеристики месторождения.

При проведении статистического анализа состава стабильного конденсата АГКМ за период с 2000 года по 2015 год применены дополнительные геохимические критерии, такие как парафиновые коэффициенты (K_1 , K_2), отношение пристан/фитан, содержание углеводородов изопреноидного строения, коэффициента «нечетности» и отношение высококипящих полициклических биомаркеров T_s/T_m . Для углеводородных флюидов Астраханского свода характерно невысокое отношение пристан/фитан (0,66-1,05), что указывает на довольно однородный состав исходного органического вещества преимущественно сапропелевого типа, накопленного в морской обстановке в восстановительных условиях. Анализ распределения изопреноидов за исследуемый период показал, что углеводородный флюид относится к группе «неизменных нефтей». Оценка коэффициента нечетности говорит о соответствии состава конденсата нефтям на ранней стадии образования. Отношение высококипящих полициклических биомаркеров T_s/T_m повышается по некоторым скважинам с начала исследований, что говорит об изменениях окислительно-восстановительного потенциала по локальным точкам месторождения и возможно указывает на примешивание к конденсату некоторого количества нефти.

Согласно проведенным исследованиям до 2007 года наблюдается изменение состава конденсата. Интенсивность изменений постепенно снижается и асимптотически приближается к постоянному значению. С 2010 года состав добываемого пластового газа достаточно стабилен.

**ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ИНТЕРПРЕТАЦИИ ДЛЯ
ТОНКОПЕРЕСЛАИВАЮЩИХСЯ ПЕСЧАНО-ГЛИНИСТЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ (SHARP)
(THE APPLICATION OF THE INTERPRETATION METHODOLOGY
FOR THIN-BEDDED RESERVOIRS (SHARP))**

Перцев И.А.

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

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

Тонкослоистые коллектора широко распространены на территории России (Волго-Уральская, Тимано-Печорская и Западно-Сибирская нефтегазоносные провинции, Предкавказье, Сахалин).

Основными препятствиями при комплексной интерпретации данных геофизических исследований скважин (ГИС) с целью количественной оценки свойств прослоев таких коллекторов является недостаточная вертикальная разрешающая способность скважинной аппаратуры (в среднем эта величина составляет 0.3-0.5 м), вследствие чего в тонкослоистом коллекторе получают интегральную характеристику пропластков коллектора и неколлектора на длине размера зонда.

В практике комплексной интерпретации данных ГИС тонкослоистых коллекторов используются следующие подходы: методика Доля-Дахнова, методика Томаса-Штибера, методика Клейна и методика интерпретации для тонкопереслаивающихся песчано-глинистых отложений с использованием деконволюционного подхода (SHARP). В работе рассматривается применение методики «SHARP» на примере отложений Сенманского яруса Покурской свиты.

В основе методики интерпретации для тонкопереслаивающихся песчано-глинистых отложений «SHARP» лежит комплексация методов ГИС с высокой вертикальной разрешающей способностью (на основе которых можно произвести литологическое расчленение с высокой вертикальной дифференциацией) с методами ГИС с большим радиусом исследования (позволяющими изучать преимущественно незатронутую часть пласта).

Применяя процесс конволюции данных ГИС на основе литологического расчленения, были получены пластовые модельные кривые измеренных методов ГИС. Впоследствии полученные данные использовались для построения высоко дифференцированной по вертикали модели переслаивающегося коллектора и расчёта фильтрационно-емкостных свойств и степени насыщения для каждого пропластка коллектора, в том числе с мощностью, меньшей стандартной разрешающей способности методов ГИС.

Произведен сравнительный анализ результатов обработки с помощью методики «SHARP» и с помощью стандартной методики.

ДИАГНОСТИКА ХАРАКТЕРА ВОД ПРИ ОПРОБОВАНИИ ПЛАСТОВ (DIAGNOSTICS OF WATER NATURE WHILE FORMATION TESTING)

Петрухина Е.В.

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде

В работе рассмотрена проблема диагностики природы вод при опробовании пластов с использованием буровых растворов на водной основе. Водная фаза растворов фильтруется в пласты, взаимодействует с породами, адсорбированными и пластовыми водами, образуя смеси, которые сложно идентифицировать и установить в них наличие технических и пластовых вод. За счет схожести солевых и микрокомпонентных составов фильтратов буровых растворов и пластовых вод использование стандартных гидрохимических критериев (бромид- и йодид-ионы) не дает удовлетворительных результатов.

Так как подавляющее число буровых растворов на водной основе содержит преобладающее количество солей калия, по сравнению с солями натрия, а пластовые воды в абсолютном большинстве представляют собой растворы хлористого натрия с незначительным содержанием ионов калия, был выбран дополнительный критерий диагностики – эквивалентное соотношение Na/K.

Для практической реализации было проведено усовершенствование используемой схемы исследований проб воды (шестикомпонентная схема с определением концентраций хлоридов, сульфатов, карбонатов, гидрокарбонатов и ионов кальция и магния) и обеспечение экспериментального отдельного определения содержаний ионов натрия и калия в пробах воды. Для апробации и внедрения был выбран метод количественного анализа концентраций катионов с помощью капиллярного электрофореза.

Итогом проделанной работы являются следующие результаты:

- повышена достоверность диагностики проб воды при опробовании пластов;
- расширен перечень определяемых компонентов состава вод.

Использование новой схемы анализа химического состава проб воды позволяет также определять такие микрокомпоненты, как ионы аммония, лития, стронция и бария, которые, наряду с йодид- и бромид- ионами, являются специфическими компонентами состава пластовых вод. В дальнейшем это позволит продолжить поиски дополнительных гидрохимических критериев для еще более точной идентификации природы попутных вод.

**ОСОБЕННОСТИ МОДЕЛИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖИ НЕФТИ
ОТЛОЖЕНИЙ ТУРНЕЙСКОГО ВОЗРАСТА
(SPECIFIC FEATURES OF MODELING OIL DEPOSITS OF
TOURNAISIAN AGE)**

Пигальцева А.А.

(научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Кузнецова Г.П.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

Работа посвящена изучению карбонатных нефтеносных отложений кизеловского и черепетского горизонтов турнейского яруса нижнего отдела каменноугольной системы в пределах западного склона Южно-Татарского свода.

На основе комплексного изучения и обработки геолого-промыслового материала составлена статическая геологическая модель залежи I пласта Скз-1+Счр-1 Кзыл-Кочского поднятия Беркет–Ключевского месторождения. Залежь вскрыта 10 скважинами.

В результате детальной корреляции разрезов скважин установлено, что в скважинах 309, 315, 424 наблюдается уменьшение толщины пласта, что связано с наличием визейских врезов. В пределах вреза турнейские отложения размыты на разную глубину. Поверхность турнейских отложений имеет сложный рельеф эрозионно-тектонического происхождения. Врезы заполнены терригенными породами визейского возраста – переслаивающимися песчаниками, алевролитами, аргиллитами с прослоями плотных известняков.

Абсолютное положение раздела «нефть-вода» изменяется в пределах залежи с повышением с востока на запад, что также можно связать с развитием здесь визейских врезов.

В процессе формирования эрозионно-карстовых форм в прилегающих к его границам карбонатных породах протекало их выщелачивание, в связи с этим примыкающая к врезу карбонатная толща улучшила свои коллекторские свойства. Подобная картина наблюдается в скважине 426 Кзыл-Кочского поднятия (расположена на границах эрозионного вреза), где дебит из турнейских отложений составляет 8 т/сут. В скважинах, расположенных на большем расстоянии от вреза дебиты нефти незначительны.

Результаты моделирования изучаемой залежи показали, что на востоке территории кизеловский и черепетский горизонты частично размыты; в зоне размыва сформировались терригенные отложения бобриковского горизонта. Залежи турнейского и бобриковского возраста изолированы друг от друга, об этом свидетельствуют различные физико-химические свойства нефти (плотность, газосодержание, вязкость, присутствие сероводорода в бобриковской залежи).

КОНУС ВЫНОСА ХУРАЙ ОЗЕРА БАЙКАЛ КАК СОВРЕМЕННЫЙ АНАЛОГ КОЛЛЕКТОРОВ ГЛУБОКОВОДНОГО ГЕНЕЗИСА (THE FAN KHURAI LAKE BAIKAL AS THE MODERN EQUIVALENT OF A DEEP-WATER RESERVOIRS)

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

(научные руководители: Ахманов Г.Г.¹, Хлыстов О.М.²)

¹Геологический факультет МГУ имени М.В.Ломоносова, г.Москва

²Лимнологический институт СО РАН, г. Иркутск

С 7 по 29 июля 2015 года на научно-исследовательском судне «Г.Ю.Верещагин» в акватории озера Байкал прошла Вторая Международная студенческая экспедиция Class@Baikal-2015.

Одним из полигонов изучения стала глубоководная осадочная система, располагающаяся юго-восточнее остова Ольхон. Ее изучение началось в экспедиции Class@Baikal-2014 с исследований ее дистальной части. Источником поступления терригенного материала была предположительно выбрана падь Хурай на восточном берегу острова Ольхон, которая и дала название системе.

В экспедиции Class@Baikal-2015 в центральной части системы с целью картирования русел акустической съемкой был покрыт обширный участок байкальского дна – выполнено 6 профилей (106 км) с ГЛБО и 40 профилей (340 км) с набортным профилографом.

В ходе работ выяснилось ее чрезвычайно сложное строение. Исследования показали, что падь Хурай - всего лишь один из источников терригенного материала. Было обнаружено, что комплекс в своей центральной части имеет несколько каналов.

Главные задачи лабораторных исследований отобранного материала - выяснение источников поступления терригенного материала, характера и особенностей его распределения в разных частях системы, анализ влияния разлома на распределение материала, история формирования уступа.

На основании первичного описания выделено несколько типов турбидитов в составе опробованных отложений, проведена их предварительная корреляция. Определен гранулометрический и минеральный состав турбидитовых прослоев, выполнена предварительная датировка отложений, проведены рентген-томографические исследования кернa.

Актуальность данной работы обусловлена тем, что сегодня разведка и добыча углеводородов смещается с континента в море. Уже известно более 1600 турбидитовых месторождений. Зачастую возникают сложности при построении их геологических моделей. Благодаря же более детальному изучению и описанию признаков современных аналогов таких как, глубоководная осадочная система Хурай, разведка и разработка подобных месторождений может стать проще и экономически рентабельнее.

**ПРОГНОЗИРОВАНИЕ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ
БАРЕНЦЕВОМОРСКОГО РЕГИОНА ПО ГЕОТЕРМИЧЕСКИМ
ДАННЫМ
(FORECASTING OIL AND GAS POTENTIAL OF THE BARENTS SEA
REGION IN THE GEOMETRIC DATA)**

Прикащикова Е.Л.

(научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Хуторской М.Д.)

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

Баренцево море, расположенное на континентальном шельфе, занимает западную часть Арктики и раскрывается в сторону Северного Ледовитого океана на севере и в сторону Атлантического океана - на западе. Площадь акватории 1424 тыс. км², преобладающие глубины 100-350 м, и только вблизи границы с Норвежским морем они достигают 600 м.

В Баренцевоморском регионе Баренцевская плита занимает практически всю акваторию Баренцева моря. В ее границах выделены крупнейшие отрицательные структуры фундамента, разделенные цепочкой меридиональных поднятий. На западе – это трехлучевая система грабенов Варангер и Нордкапского, а на востоке – Восточно-Баренцевский трог с субокеанической корой, который распадается на две впадины: Южно-Баренцевскую и Северо-Баренцевскую, разделенные Лудловской перемычкой. Глубина залегания фундамента в их пределах достигает 20-23 км. Меридионально расположенные поднятия Финнмаркенское и Центрально-Баренцевское с глубиной фундамента до 4-6 км, разделяют район на две части: Западную и Восточную.

Геолого-экономическая значимость Баренцевоморского региона обуславливается существующими нефтегазовыми ресурсами шельфовых осадочных бассейнов и будет возрастать по мере освоения уже открытых и выявления новых месторождений.

Большие возможности для изучения геологического строения недр и прогноза нефтегазоносности в пределах осадочных бассейнов предоставляют данные вдоль длинных разрезов – геотраверсов, построенных с помощью материалов профилирования МОВ-ОГТ, которое выполнялось в арктических морях силами геофизических экспедиций на протяжении последних 35-40 лет.

Было проведено геотермическое моделирование с целью определения глубинных температур в земной коре, для оценки глубины залегания температурных интервалов, отвечающих различной степени катагенетической преобразованности органического вещества, а также для исследования характерных проявлений геотемпературного поля, контролирующих локализацию известных месторождений газа и газоконденсата.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЧАСТОТНО-СКОРОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК
КАРБОНАТНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ
ПРОВИНЦИИ С ЦЕЛЬЮ УТОЧНЕНИЯ ИХ ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ
МОДЕЛИ
(THE STUDY OF FREQUENCY-VELOCITY CHARACTERISTICS IN
TIMAN-PECHORA PROVINCE CARBONATES TO UPDATE
GEOMECHANICAL MODEL)**

Проняева Ю.В.

(научный руководитель: ассистент Сребродольская М.А.)

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

Построение геомеханических моделей горных пород снижает риски финансовых потерь и обеспечивает безопасность при освоении и эксплуатации скважин путем оптимизации параметров бурения, разработки и интенсификации добычи. Механические модели позволяют определять упругие свойства горных пород в околоскважинном пространстве, локальные и региональные напряжения, спрогнозировать интервалы обрушения ствола, образования трещин, вывалов и выбросов пластового флюида.

В основе геомеханических расчетов устойчивости стенок скважин используются деформационные показатели, определенные статическим методом при испытании образцов горных пород под нагрузкой. Однако при непосредственном исследовании пород скважинными геофизическими методами изучается динамический характер нагружения, что требует коррекции скважинных данных и приведению динамических упругих модулей к статическим, аналогичным исследованиям пород в лаборатории. Статические и динамические характеристики пород зачастую сильно различаются между собой, поэтому необоснованный выбор упругих модулей снижает качество результатов геомеханического моделирования. Для достоверного определения механических характеристик пород необходимо четкое представление о связи динамических свойств со статическими, различия в которых связаны преимущественно с различиями в распространении продольных и поперечных волн при разных частотах источника упругих колебаний.

В данной работе определена взаимосвязь упругих модулей, определенных разночастотными исследованиями (керна – ГИС), был рассчитан коэффициент добротности и его связь с частотно-скоростными характеристиками среды. Выполнена интерпретация данных ГИС и расчет геомеханических характеристик среды с использованием скорректированных и исходных показаний акустического каротажа с целью иллюстрации влияния выбора упругих свойств пород на результаты интерпретации геолого-геофизических данных.

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ОЛИГОЦЕН-МИОЦЕНОВЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОГО АПШЕРОНА
(THE GEOLOGICAL BASIS OF OIL AND GAS PROSPECT OF
OLIGOSEN-MIOSEN SEDIMENTS OF WEST ABSHERON)**

Рагимов Ф.В., Гусейнов Р.М., Гулийев И.И.
(научный руководитель: профессор Салманов А.М.)
НИПИ «Нефтегаз» SOCAR

Миоценовые отложения являются одним из сингенетических нефтегазовых комплексов юго-восточного Кавказа. Все стратиграфические единицы, с благоприятными коллекторскими свойствами данного комплекса, обладают признаками нефтегазоносности промышленного значения во многих нефтегазовых районах Азербайджана. С целью выявления перспективности миоценовых отложений на площадях Западного Апшерона, были исследованы основные критерии нефтегазоносности и определены участки генерации и аккумуляции углеводородов.

На основе проведенных геолого-геофизических исследований выявлено, что в антиклинальных складках Западного Апшерона наблюдались благоприятные условия для формирования литологически и тектонически экранированных нефтегазовых ловушек.

Проведенный анализ показывает, что антиклинальные поднятия, граничащие с зонами депрессий, подверженные длительному и интенсивному погружению, могут считаться наиболее перспективными.

Нефтегазоносность этих площадей, в основном, связаны с отложениями песка и песчаника, а в некоторых случаях с трещиноватыми мергелями, брекчиевидными доломитами, известняками и сланцевыми глинами небольшой мощности.

Из вышесказанного можно прийти к выводу, что нефтегазоносность олигоцен-миоценовых отложений в центральной и юго-западной частях Западного Апшерона, являются перспективными и считаем целесообразным проведение поисково-разведочных работ на территории антиклинальных поднятий, охватывающих Бакинскую, Гюздекскую и Чувалдагскую мульды. С этой точки зрения, Олигоцен-миоценовые отложения в поднятиях Кечелдаг-Зиилпири-Масазыр, в структурах Сулутепе и Бинагади в центральной части Западного Апшерона, поднятии Боздаг, в структурах Шабандаг, Шубаны, Локбатан, Гарадаг, Гюздек и поднятии Гара-Эйбат, расположенных в юго-западной части Западного Апшерона, могут считаться перспективно нефтегазоносными.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АРХИВНЫХ КАРТОГРАФИЧЕСКИХ ДАННЫХ
ДЛЯ СНИЖЕНИЯ НЕОПРЕДЕЛЁННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО
МОДЕЛИРОВАНИЯ ПХГ
(USING ARCHIVAL CARTOGRAPHIC DATA FOR DECREASING OF
UNCERTAINTIES IN GEOLOGICAL MODELING OF
UNDERGROUND STORAGE OF GAS)**

Рассапкина Ю. А.

(научный руководитель: с.н.с. ООО «Газпром ВНИИГАЗ» Дегтерёв А. Ю.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Подземные хранилища газа (ПХГ) в пористых пластах являются важным элементом в Единой системе газоснабжения России.

Для исследования и прогнозирования процессов, протекающих в ПХГ и управления ими, для каждого объекта ПХГ создаётся постоянно действующая геолого-технологическая модель, представляющая собой систему из взаимосвязанных геологической и построенной на её основе гидродинамической моделей. Важной задачей является обеспечение достоверности моделирования, то есть максимально возможного соответствия моделей моделируемой системе при имеющемся уровне знаний о её составе, строении и состоянии.

Одним из основных источников данных при геологическом моделировании ПХГ являются архивные скважинные данные. Поскольку скважинные данные регистрируются и хранятся в измеренных глубинах, их перевод в абсолютные отметки зависит от конфигурации траектории скважины и значения альтитуды ротора, от которого, как правило, ведётся отсчёт. В ряде случаев неточности задания альтитуд могут приводить к существенному снижению достоверности структурных построений. Выявление таких погрешностей проблематично, поскольку скважинные данные являются исходной информацией для остальных структурных построений. При этом в случае ПХГ с длительной историей эксплуатации, структурные построения могут быть многовариантны. Применяемые в настоящее время методы проверки альтитуд, например, основанные на их сопоставлении с современными цифровыми моделями рельефа, позволяют дать лишь приближённую оценку их достоверности.

Предлагаемая работа предлагает новый подход к проверке альтитуд, основанный на ретроспективном анализе картографических данных ПХГ, сопоставлении значений альтитуд с архивными картографическими материалами, построенными на их основе, и выявлении систематических расхождений. Для обеспечения эффективности работы предлагаемая методика реализована на базе пакета трёхмерного геологического моделирования. Приводятся результаты апробации методики на примере одного из отечественных ПХГ в водоносном пласте.

АНАЛИЗ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТЕЙ ПРИ ПОДСЧЕТЕ ЗАПАСОВ МЕТОДОМ МОНТЕ-КАРЛО (STOIP CALCULATION USING UNCERTAINTY ANALYSIS AND MONTE CARLO APPROACH)

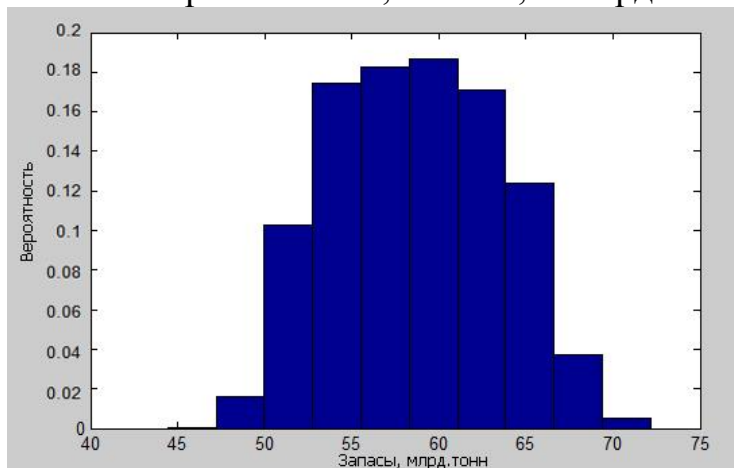
Рахимзянов Т.И.

(научный руководитель: к.т.н. Ибрагимов И.И.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

Подсчет запасов нефти и газа лежит в основе проектирования разработки нефтяных месторождений. В мировой практике наиболее распространенным методом подсчета запасов является объемный метод. Его точность основывается на качестве и количестве накопленной геолого-промысловой информации. Недостатком такого метода является то, что он не учитывает неопределенности параметров, используемых при подсчете. Неопределенность параметров обуславливает неопределенность объемов запасов, что в свою очередь приводит к рискам при проектировании и разработке месторождений.

При анализе неопределенностей рассчитывают значения P10, P50 и P90 от искомого параметра, в данном случае это величины запасов. P10 – это пессимистические запасы. Вероятность, что действительные запасы меньше значения P10 оцениваются в 10%, в нашем случае P10=52,42 млрд.тонн. P50 – это средние ожидаемые запасы, P50=58,69 млрд.тонн. P90 – оптимистичные запасы, вероятность, что действительные запасы окажутся меньше или равны P90 оцениваются в 90%, т.е. лишь в 10% оценивается вероятность, что запасы превысят P90; P90=65,08 млрд.тонн.



Расчеты показывают, что при относительно небольших неопределенностях разброс в оценках запасов гораздо существеннее.

**ВЛИЯНИЕ РАЗДРОБЛЕННОСТИ ДОКЕМБРИЙСКОГО
КРИСТАЛЛИЧЕСКОГО ФУНДАМЕНТА НА
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТЬ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА
ЖИГУЛЕВСКОГО СВОДА
(THE INFLUENCE OF DISINTEGRATION OF PRECAMBRIAN
CRYSTALLINE BASEMENT ON THE PETROLEUM POTENTIAL OF
THE SEDIMENTARY COVER OF THE ZHIGULI VAULT)**

Сабиров И.А.

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

Проблема формирования месторождений нефти и газа не должна решаться только в рамках изучения осадочной толщи. Необходимо рассматривать геодинамические процессы эволюции земной коры. Изучая керн из скважин, вскрывших фундамент, появляются предпосылки влияния раздробленности фундамента на осадочный чехол.

Цель работы - выявление раздробленности разломно-блоковых структур, а также их связь с нефтегазоносностью.

Участком выявления деструкции фундамента на осадочный чехол является Жигулевский свод. Анализ состава фундамента и зон распространенности дробления пород предполагает следующую историю развития участка Волго-уральской провинции: выделяются два геоблока с разными историями геодинамического развития. Предположительно, раннепротерозойский блок надвигался с юго-запада и упирался в разлом в районе Самарской Луки, образуя сдвиговую деформацию с восточным раннеархейским блоком. Здесь все породы сильно раздроблены, распространены трещины, где-то встречается эффект бластокатаклаза. Значительный аргумент в пользу влияния тектоники на осадочный чехол – превзойденные извлекаемые запасы над первоначальными геологическими.

Выводы:

1) распределение месторождений нефти и газа в осадочном чехле контролируется раннедокембрийскими разломами.

2) в виду сильной раздробленности кристаллический фундамент может являться самостоятельным объектом поиска и разведки месторождений нефти и газа.

**КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ СЕЙСМОРАЗВЕДКИ МОГТ-3D В ПРЕДЕЛАХ НОВОМАЛЫКЛИНСКОГО ЛУ С ЦЕЛЬЮ УТОЧНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ
(COMPLEX DATA ANALYSIS OF SEISMIC 3D WITHIN NOVOMALYKLINSKII AREA TO CLARIFY THE GEOLOGICAL STRUCTURE)**

Самойленко И.Ю.

Филиала ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ВолгоградНИПИморнефть» в г. Волгограде

Благодаря использованию комплекса сейсмических атрибутов, стало возможным выделение сложных геологических объектов, перспективных для поиска УВ. В пределах Новомалыклинского лицензионного участка, расположенного в Ульяновской области, автором проведена комплексная интерпретация данных сейсморазведки МОГТ-3D и бурения.

Терригенно-карбонатная толща верейского горизонта представлена переслаиванием пород разного типа и литологического состава: плотных кристаллических известняков и плотных слюдистых глин. Встречаются алевролиты и тонкие прослои глинистых песчаников.

В пределах верейского горизонта выделяется три пласта – A_1 , A_2 и A_3 , которые продуктивны на Кустовском месторождении, вскрытые в скважинах 17 и 18.

Для выделения аномальных зон сейсмической записи, был применен комплекс методов: анализ временных палеосрезов, атрибут «спектральное разложение» и моделировании петрофизических свойств на основе генетической инверсии.

В результате на стратиграфическом срезе амплитуд сейсмического куба по ОГ «С₂VI» на качественном уровне довольно четко прослеживаются основные элементы сети палеоканалов (палеорусла), характерные для отложений этого интервала.

Проведение процедуры спектральной декомпозиции показало, что в центральной части площади выделяется аномальная зона, которая по частотному составу совпадает с зоной палеоканалов (палеорусел). В этой зоне прогнозируются улучшенные коллекторские свойства.

Дополнительно проведено моделирование петрофизических свойств пород верейского горизонта в межскважинном пространстве с применением сейсмических данных.

Применение представленного комплекса методов позволило выявить и определить геометрию довольно сложного геологического объекта, практически не различимого на временных разрезах, сделать прогноз петрофизических свойств пород верейского горизонта, что существенно снижает риски на этапе поисков месторождений УВ.

**К ВОПРОСУ О МЕТОДИКЕ ВЫПОЛНЕНИЯ КЕРНОВЫХ
ИЗМЕРЕНИЙ НА ЯМР-РЕЛАКСОМЕТРЕ
(PROBLEMS OF THE MEASUREMENT PROCEDURE FOR NMR
INVESTIGATIONS OF CORE SAMPLES)**

Самохвалов Н.И., Абросимов А.А.

(научный руководитель: доцент Лазуткина Н.Е.)

РГУ нефти и газа (НИУ) 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 фильтрационно-емкостные свойства образца. Лабораторный метод ЯМР является экспресс методом для измерения общей и эффективной пористости, распределения пор по размерам, а также оценки проницаемости. Однако, интерпретация результатов измерений существенно зависит от технических характеристик прибора и методики выполнения измерений (МВИ).

МВИ включает технологию измерений, процедуры калибровки аппаратуры, алгоритмы расчета искомых параметров. Калибровочные зависимости, как правило, получают с использованием стандартных образцов. Для метода ЯМР нет стандартов на образцы для калибровки аппаратуры, не стандартизованы ни методика калибровки, ни алгоритмы интерпретации результатов измерений, ни МВИ в целом.

Работа включает эксперименты по калибровке аппаратуры с различными стандартными образцами и при различных условиях измерений для лабораторного ЯМР-релаксометра Bruker Minispec mq10. В качестве стандартных изготовлены образцы из раствора $C_{10}H_{22}$ в CCl_4 , имитирующие разное водородосодержание, и образцы из спеченного корунда с различной пористостью. Дан анализ результатов калибровки релаксометра.

Предложен алгоритм определения распределения пор по размерам по результатам ЯМР-измерений, основанный на калибровке релаксометра с использованием томографического оборудования.

МВИ для ЯМР-измерений включает также обязательное термостатирование образцов, так как парамагнитные свойства вещества зависят от температуры. В докладе приведены результаты исследований по этому вопросу, разработана схема проведения измерений.

Доклад иллюстрирован результатами ЯМР-измерений, полученных в соответствии с разработанной МВИ на керновых образцах различной литологии. Проведено сопоставление со стандартными керновыми исследованиями.

О НОВОЙ КЛАССИФИКАЦИИ ЗАПАСОВ НЕФТИ В РОССИИ И ЕЕ ИНТЕГРАЦИИ С МИРОВЫМИ АНАЛОГАМИ (ABOUT NEW CLASSIFICATION OF STOCKS OF OIL IN RUSSIA AND ITS INTEGRATION WITH WORLD ANALOGUES)

Сафаров А.Ф.

Институт «ТатНИПИнефть» ПАО «Татнефть», г. Бугульма

Запасы углеводородов – тема важная, неоднозначная и во многих аспектах политизированная. Так как нефть залегает на больших глубинах, очень трудно дать ей точную количественную оценку. Практически в каждой нефтедобывающей стране мира приняты различные подходы к классификациям и методике оценки запасов нефти и газа.

В России с момента начала добычи нефти сложился детерминистский подход, на выходе которого имеется одна цифра запасов. Вероятность того, что запасы нефти, определенные путем детерминистского подхода, не соответствуют реальности стремится к 100% значению. В иностранных же компаниях (США, Иран, Ирак и т.д.) запасы нефти определяются по функциям распределения вероятности (методика SPE), так как такой подход более правильный с точки зрения ведения нефтяного бизнеса.

В связи с назревшими вопросами интеграции российской классификации запасов нефти в западные аналоги, с 1 января 2016 года российский НГК переходит на новую классификацию запасов (далее «новая» классификация). Основной вопрос, который стоит за «новой» классификацией запасов – преодолены ли основные разногласия между российской классификацией и ключевыми системами мира.

Для рассмотрения этого вопроса были построены геологические модели и подсчитаны геологические запасы нефти реального месторождения «X» согласно:

1. Классификации запасов Общества инженеров-нефтяников (SPE)
2. «Новой» классификации запасов, вступающей в силу с 1 января 2016 года.

В работе были получены следующие выводы:

1. В «новой» классификации запасов нефти, вступающей в силу с 01.01.2016, так и не состоялась интеграция с международными аналогами.
2. Оценка запасов месторождения «X» по двум классификациям («новой» и SPE) показала, что разница в запасах достигает 30%.
3. Экономические расчеты показали, что целесообразнее вести разработку месторождения «X», основываясь на запасах, полученных по методике SPE.

Основной вывод сводится к тому, что первостепенная задача смены классификации запасов состоит не в формальной смене категорий, а в принятии новой парадигмы отношения к запасам – как к величине, отражающей реальное национальное богатство страны.

**ПРОГНОЗ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ КАРБОНАТНЫХ ПОРОД
НА ОСНОВЕ ТЕОРИИ ЭФФЕКТИВНЫХ СРЕД
(CARBONATE RESERVOIR PROPERTIES PREDICTION BASED ON
EFFECTIVE MEDIUM THEORY)**

Сафиуллин Р.И.

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

Современное оборудование и полноволновые широкоазимутальные площадные съемки, а также качественная сигнальная обработка позволяет интерпретаторам извлекать все больше полезной информации из сейсмических данных. В связи с этим стало возможно детальное изучение петрофизических свойств среды и результатов инверсии [1, 3]. Мы попытались спрогнозировать значения пористости по результатам пластовой инверсии (Р и S импедансы). В дальнейшем после испытаний на результатах структурной сейсморазведки планируется применение технологий к данным инженерных съемок.

Для моделирования упругих свойств горной породы была использована теория эффективных сред и 2 вида модели: DEM – основанная на моделировании породы как двух фаз (свойства скелета и поры с переменными аспектными отношениями, заполненные флюидом), – и модель Эшелби-Ченга, где трещиноватая пористость представлена эллиптическими включениями [1]. На основе априорной объёмной литологической модели, полученной по результатам ГИС, и информации о пористости, вычисляются объёмные и сдвиговые модули, которые затем могут быть использованы для пересчета в Р и S импедансы [2]. Затем они сравниваются с данными, полученными в результате инверсии в точке скважины. Для дальнейшей минимизации отклонения смоделированных значений от результата инверсии итеративно подбираются аспектные отношения пор/трещин. На конечном этапе эта модель включений фиксируется и рассчитывается зависимость пористости от импедансов по всему разрезу в выбранном интервале.

Литература

1. Mavko G. The Rock Physics Handbook. Cambridge. 2009.
2. Adelinet M., Le Ravalec M. Effective medium modelling: How to efficiently infer porosity from seismic data? // Interpretation. 2015. Vol.3. No.4. Pp.SAC1-SAC7.
3. Jiang M., Spikes K. Correlation between rock properties and spatial variations in seismic attributes for unconventional gas shales – a case study on the Haynesville Shale/ ext.abstracts, SEG Houston 2013 Annual Meeting. 2013. Pp.2274-2278.

**СОВРЕМЕННОЕ СОСТОЯНИЕ ИЗУЧЕНИЯ ПОДСОЛЕВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ УГЛЕВОДОРОДОВ В ПРИКАСПИЙСКОЙ
ВПАДИНЕ В КАЗАХСТАНЕ
(CURRENT STATE OF THE STUDY SUBSALT HYDROCARBON
FIELDS OF THE CASPIAN BASIN IN KAZAKHSTAN)**

¹Сеилов Д.С. ²Нысанова А.С.

(научный руководитель: профессор Истекова С.А.)

¹ Казахстанско-Британский технический университет

² Казахский национальный исследовательский технический университет
имени К.И. Сатпаева

В последние годы устойчивой тенденцией в нефтеразведке в Прикаспийской впадине стала резкая активизация нефтепоисковых работ в подсолевых глубинах. В подсолевых отложениях Прикаспийской провинции в Казахстане выявлены нефтяные гиганты Тенгиз, Кашаган, нефтегазоконденсатный гигант Карашыганак и крупные нефтяные и газоконденсатные месторождения: [Жанажол](#) (нефть, конденсат, газ), [Кенкияк](#) (нефть), Имашевское (конденсат, газ), [Урихтау](#) (конденсат, газ), [Алибекмола](#) (нефть).

При изучении глубинного строения и выделения, перспективных на нефтегазоносность геологических структур, наибольшей разрешающей способностью обладают, как известно, сейсмический, гравиметрический и магнитометрический методы исследования. Комплексное истолкование этих методов на основе корреляции скоростных, плотностных и магнитных параметров изучаемой среды позволяет существенно повысить разрешаемую способность каждого метода в отдельности, что способствует получению более достоверных геологических результатов в целом.

Наряду с традиционными геолого-геофизическими методами исследований в регионе проводились работы по дешифрированию космических снимков и изучению тепловых полей.

Бурение скважин в Прикаспийской впадине направлено, в первую очередь, на поиски крупных карбонатных тел и зоны приподнятого залегания подсолевых отложений, оценку перспектив нефтегазоносности подсолевого палеозоя (Актюбинско-Астраханская зоны поднятий (Мынтобе, Северо-Каспийская, Кошалакская, восточная часть Астраханского свода и др.

Стало очевидно, о необходимости существенной корректировке имевшихся представлений о качественной и количественной оценках нефтегазоносного потенциала Казахстана, с учетом новых геолого-геофизических и геохимических материалов, на базе современных геологических концепций формирования осадочных бассейнов и их нефтегазоносности.

**ПРОГНОЗ ОТКРЫТИЯ КРУПНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
ВОСТОЧНО-СИБИРСКОЙ МЕГАПРОВИНЦИИ НА ОСНОВЕ
НЕФТЕГАЗОВОЙ ГЕОСТАТИСТИКИ
(GEOSTATISTICS BASED PROGNOSIS FOR THE DISCOVERY OF
LARGE GAS AND OIL DEPOSITS IN THE EASTERN SIBERIAN
MEGAPROVINCE)**

Серов С.Г.

(научный руководитель: профессор Скоробогатов В.А.)

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

Углеводородный потенциал Восточно-Сибирской мегапровинции (ВСМП) по официальным оценкам значительно превышает 50 млрд. т у. т. По оценкам на 2015 год суммарные начальные разведанные запасы газа региона равны 8,8 трлн. м³, а жидких углеводородов – менее 1 млрд. т. у. т. (извлек.). Очевидно неоспоримое превосходство газовых ресурсов в контексте промышленной значимости Восточной Сибири.

В пределах ВСМП к 2015 г. открыто 88 месторождений углеводородов: 38 газовых и газоконденсатных, 37 газонефтяных и нефтегазоконденсатных и только 13 чисто нефтяных с суммарными открытыми геологическими запасами УВ 19,8 млрд. т у. т. (с учетом категории С₂).

В пределах Лено-Тунгусской выделяется четыре нефтегазоносных комплекса: рифейский, вендский, верхневедско-нижнекембрийский и кембрийский. Важнейшим среди них является терригенный венд. Главным образом нефтегазоносность данных НГК обуславливается наличием кембрийских галогенных флюидоупоров представленных несколькими пластами соли с межсолевыми карбонатами.

Геологоразведочные работы (ГРР) в пределах Восточно-Сибирской мегапровинции на сегодняшний день характеризуются тенденцией снижения запасов углеводородов открываемых месторождений. Среди открытий преобладают небольшие по запасам месторождения. Вместе с тем, в малоизученных районах Восточно-Сибирской мегапровинции можно ожидать выявление значительного числа крупных, до 10-12 крупнейших и гигантских газосодержащих месторождений, несколько свехгигантских месторождений. Наиболее вероятно открытие месторождений смешенного фазового состояния с преобладанием газовой компоненты.

Перспективы новых открытий могут быть связаны с рифейскими, вендскими и кембрийскими комплексами северной части Байкитской антеклизы и Курейской синеклизы. Особо хочется, отметить, что на современном этапе наибольший интерес вызывает проведение ГРР в северных областях Восточной Сибири.

**ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ БУХАРО-ХИВИНСКОГО РЕГИОНА
РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН
(GEOLOGY AND HYDROCARBON PROSPECTING OF BUKHARO-
KHIVA REGION IN UZBEKISTAN)**

Сивайкова Т.В.

(научный руководитель: профессор Хафизов С.Ф.)

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

Бухаро-Хивинский регион входит в состав Амударьинского нефтегазоносного бассейна и обладает уникальным геологическим строением и богатейшим нефтегазоносным потенциалом.

Данная территория хорошо изучена сейсморазведочной съёмкой и глубоким бурением. На сегодняшний день здесь открыто более 160 месторождений УВ (Алан, Газли, Денгизкуль-Хаузак-Шады, Зеварды, Кокдумалак, Шуртан и др.).

Осадочный разрез сложен мезо-кайнозойской толщей (J-Q), а стратиграфический диапазон промышленной нефтегазоносности охватывает юрско-меловые (J-K) отложения.

В тектоническом отношении территория приурочена к северо-восточному борту Амударьинской синеклизы и включает Бухарскую и Чарджоускую тектонические ступени, в пределах которых выделяются крупные поднятия, представляющие собой основные зоны нефтегазонакопления.

Бухаро-Хивинский регион, безусловно, является перспективным с точки зрения нефтегазоносности, о чём свидетельствует наличие доступных для бурения глубин, коллекторов с хорошими фильтрационно-емкостными свойствами, надёжных покрышек, нефтегазоматеринских пород с высоким генерационным потенциалом, а также уже открытых месторождений УВ и выявленных локальных структур.

Первоочередными перспективными объектами на данной стадии изученности являются антиклинальные ловушки в пределах крупных локальных структур, прежде всего, Чарджоуской тектонической ступени, ещё недостаточно изученной по сравнению с Бухарской.

Кроме того, такие факторы, как региональное выклинивание отложений в направлении северного борта Амударьинской синеклизы, присутствие в разрезе серии разрывных нарушений и др., создают благоприятные условия для возможного формирования ловушек неструктурного типа, с которыми будут связаны дальнейшие перспективы.

Главными объектами поисков на сегодняшний день остаются юрско-меловые отложения. Также возможными перспективами может обладать и нижележащая (доюрская) толща ввиду её залегания на значительных глубинах и низкой степени изученности.

АНАЛИЗ ИСКАЖЕНИЙ СЕЙСМИЧЕСКОГО СИГНАЛА ПРИ ПРЕОБРАЗОВАНИИ РАДОНА (DISTORTION OF SEISMIC SIGNAL DURING RADON TRANSFORM)

Суслов С.О.

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

Преобразование Радона является одной из основных процедур обработки сейсмических данных. Данное исследование ставит целью изучение практических особенностей применения процедуры при разных осложнениях стандартной волновой картины на сейсмограммах ОСТ.

Целью использования преобразования Радона является разделение изначально интерферирующих волн с различными кажущимися скоростями с последующим сепарированием кратных волн и иных когерентных помех. Имеются 3 основные модификации преобразования в зависимости от траектории суммирования: линейное, параболическое и гиперболическое. Основным интерес представляют первые два, гиперболическая модификация используется реже из-за больших вычислительных затрат. Аспекты, освещенные в работе, едины для всех модификаций. Стоит отметить, что, по наблюдениям автора, из-за вычислительных сложностей проектирования алгоритма в большинстве обрабатывающих систем наиболее корректно обычно реализовано линейное и параболическое преобразование.

Главной особенностью преобразования является неполная ортогональность; из-за ограниченной апертуры возникают артефакты, что является причиной невозможности точного обращения, и, как следствие, необходимой регуляризации при возвращении в область Т-Х. Зачастую для устранения эффектов линейных артефактов при относительно малой апертуре также применяется деконволюция по направлению кажущейся медленности. Наличие данных процедур требует особенной внимательности к качеству входных данных. Также стоит отметить, что, из-за проблемы точного обращения, при проектировании графа имеет смысл минимизировать переходы $T-X \Leftrightarrow \text{Tau}-P$.

Одной из главных помех в наземной сейсморазведке являются поверхностные волны. Процедуры шумоподавления обычно следуют до преобразования Радона, однако в силу разных причин далеко не всегда обеспечивают желаемый результат, что вносит свои коррективы в результат преобразования. Также стоит признать, что некоторые обработчики не всегда располагают процедуры в оптимальном порядке, одна из целей данного материала – в демонстрации нежелательных эффектов, вызванных остаточными шумами.

Исследования проведены в обрабатывающей системе Western Gedco Omega2.

**СЕЙСМОГЕОЛОГИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ СТРОЕНИЯ РИФЕЙСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРНОГО СКЛОНА БАЙКИТСКОЙ
АНТЕКЛИЗЫ
(SEISMO-GEOLOGICAL MODEL OF THE RIPHEAN SEDIMENTS
STRUCTURE OF THE NORTHERN SLOPE OF THE BAIKIT
ANTECLISE)**

Тагиев Э. А.

(научный руководитель: Кузнецова Е.Н.)

Новосибирский национальный исследовательский государственный
университет

Район исследования - северо-восточный склон Байкинской антеклизы. К настоящему времени в непосредственной близости от территории исследования было открыто ряд месторождений в рифейском нефтегазоносном комплексе. Сейсморазведочные работы начались с середины 1980-х годов. Северо-восточный склон изучен неравномерно и средняя плотность сейсморазведки составляет около 0,3 км/км². На территории исследования пробурены одна поисковая и четыре параметрических скважин. В 2000-х годах выполнены трансрегиональные сейсмопрофили «Батолит», «Лебяжинская скв. 1 – Чуньская скв. 120», частично сейсмопрофиль «Алтай – Северная земля», которые пересекают изучаемую территорию в южной, северной и центральных частях соответственно. По результатам их интерпретации выявлено, что территория занимает юго-западную часть крупнейшего Чуньского рифей-вендского осадочного бассейна, на продолжении юго-западного борта которого находятся Юрубченское и Куюмбинское месторождения, а юго-восточного – Собинско-Пайгинское. Их близость к Чуньскому бассейну говорит о его нефтегазогенерационном потенциале.

Автором была выполнена интерпретация сейсморазведочных материалов МОГТ 2D, полученных в северо-восточной части Байкинской антеклизы ОАО «Енисейгеофизика» в период с 2004 по 2007 годы. Была построена синтетическая модель по скважине Байкинская 1 и выполнена привязка основных отражающих горизонтов. Далее была проведена увязка двух сейсмических партий Чункинской и Тычанской площадей, в интерпретационном пакете W-Seis. Построен набор структурных карт и карт толщин для всех отражающих горизонтов и сейсмокомплексов. Для прослеживания закономерностей распространения горизонтов построена корреляционная схема по имеющимся скважинам на исследуемой территории.

На основании полученных результатов и литературных данных, была построена карта перспектив нефтегазоносности по отражающему горизонту R3 (кровля Куюмбинской свиты) являющейся одной из перспективных горизонтов в рифейских отложениях.

**ГАЗОГИДРАТЫ НА СКЛОНЕ САХАЛИНА В КОНТЕКСТЕ
НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ РЕГИОНА
(SAKHALIN SLOPE GAS HYDRATES AND OIL AND GAS DEPOSITS)**

Телегин Ю.А.

(научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Обжиров А.И.)
Тихоокеанский океанологический институт имени В.И. Ильичева

Актуальность исследования газогидратов обуславливается тремя основными аспектами: обширный источник ресурсов, относительно неглубокое залегание, повсеместное распространение вдоль континентальных окраин.

Анализ огромного количества фактического материала, полученного в результате комплексных исследований в дальневосточных морях с 1984 по 2014 гг., позволил выдвинуть гипотезу, что газогидратоносные структуры присахалинских акваторий пространственно и генезисно связаны с нефтегазовыми залежами, а основным источником гидратообразующего газа являются газы термогенного происхождения.

Для доказательства сопряженности газогидратов с нефтегазовыми залежами выявлен комплекс объективных признаков, таких как: газогеохимические аномалии, гидроакустические аномалии, изотопные характеристики, геологические особенности и др. Обнаружено, что все газогидратоносные структуры в присахалинских акваториях находятся в пределах зон мощных потоков газа из донных отложений в водную толщу, который обусловлен подтоком из более глубоких слоев. Это подтверждается наложением гидратоносных структур на крупнейшие в регионе очаги нефтегазообразования.

Комплексное использование признаков сопряженности газогидратов с нефтегазовыми залежами повышает эффективность поисков газогидратов и месторождений нефти и газа. Таким образом, газогидраты могут служить индикаторами при поиске и разведке традиционных источников углеводородов.

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИИ ЛЕСНОЙ
РЕКУЛЬТИВАЦИИ ШЛАМОВЫХ АМБАРОВ НА ТЕРРИТОРИИ
СРЕДНЕТАЁЖНОЙ ПОДЗОНЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(EFFICIENCY EVALUATION OF THE FOREST RECULTIVATION
TECHNOLOGIES UTILAZING DRILLING RESIDUES STORAGEES ON
THE TERRITORY OF WESTERN SIBERIA, THE MIDDLE TAIGA
ZONE)**

Тимофеева А.А.

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

В работе рассмотрены технико-технологические приёмы рекультивации шламовых амбаров лесохозяйственного направления, применяемые на практике ОАО «Сургутнефтегаз». Определены воздействия на окружающую среду в период строительства, эксплуатации и рекультивации шламовых амбаров без засыпки грунтом. В качестве критериев эффективности технологии лесной рекультивации выбраны скорость лесовосстановления, процент сомкнутости растительного покрова, наличие негативных изменений на сопредельных шламовым амбарам территориях, определяемых посредством дешифрирования аэрофотоснимков с площадок скважин месторождений ОАО «Сургутнефтегаз».

Проведена лабораторная оценка острой токсичности реагентов, применяемых компанией «Сургутнефтегаз» при бурении скважин, а именно: Гивпан, КМЦ. Для этой цели использовался метод элюатного биотестирования с применением тест-объектов *Paramecium caudatum* Ehrenberg, *Daphnia magna* Straus. Установлено, что реагенты Гивпан и КМЦ не оказывают токсического воздействия на гидробионтов при 10-кратном разбавлении. В обезвоженных буровых шламах исследуемые химреагенты содержатся в незначительных остаточных количествах. Вследствие этого слабый токсический эффект водных растворов реагентов практически не проявляется в обезвоженных буровых шламах, содержащих эти реагенты, что и показали результаты эколого-токсикологической оценки буровых шламов.

Произведены расчёты оптимальных объёмов шламовых амбаров с учётом объёмов отходов бурения при строительстве скважины по методике РД 39-3-819-91.

Сделан вывод о том, что применительно к сильно обводнённым ландшафтам Западной Сибири технология лесной рекультивации является эффективным экологическим решением. Сформулированы рекомендации по совершенствованию рассматриваемой технологии.

ИЗУЧЕНИЕ РАЗЛОМНО-БЛОКОВОЙ СТРУКТУРЫ ДАНИЛОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (STUDYING OF FAULT-BLOCK STRUCTURE DANILOVSKY FIELD)

Тихомиров Д.О.

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

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

Объектом исследования является площадь Даниловского месторождения, изучаемая на основе космических снимков и топографической карт. В работе посредством изучения космического снимка площади Даниловского месторождения и прилегающей территории были выделены 4 системы разломов, которые были обозначены на карте различными цветами. В процессе исследования выделяются тектонические блоки, ограничиваемые данными системами разломов.



В северной и северо-западной части площади прослеживается сгущение разломов одной из систем. В центральной, южной и юго-восточной части фиксируются разнонаправленные разломы, относящиеся к трем системам.

**ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ БУХАРО-ХИВИНСКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ
ОБЛАСТИ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН
(POTENTIAL PALEOZOIC DEPOSITS OF BUKHARA- KHIVA OIL
AND GAS REGION OF UZBEKISTAN)**

Турабеков Н.У.

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

В связи с истощением фонда перспективных структур в мезокайнозойском чехле Б-ХНГО, внимание специалистов обращается к перспективам нефтегазоносности палеозойских отложений. В конце прошлого столетия, эта проблема неоднократно остро обсуждалась, приобретая как сторонников, так и противников. За многие годы исследований, специалистами, было получено большое количество фактического материала, от косвенных признаков нефтегазоносности осадочных толщ палеозоя, до их прямых – поверхностных проявлений асфальтов и данных бурения. Также были построены фациально-палеогеографические карты различной детальности, показывающие строение палеозойских палеобассейнов и способных дать информацию по распределению в пространстве и во времени нефтематеринских толщ.

Стоит отметить, что на сегодняшний день в Атырауской области Казахстана (Прикаспийская нефтегазоносная провинция) открыты нефтяные месторождения в массивных рифогенных строениях палеозоя, в их числе и крупное Тенгизское. На территории Тарима, в Китае, уже эксплуатируется ряд месторождений, где нефть добывается с нескольких стратиграфических уровней палеозоя.

Для оценки перспективности палеозойских отложений на целевом объекте, проводился детальный анализ новых данных бурения и сейсморазведки, с учетом палеогеографических особенностей их формирования. В результате по ряду объектов были получены положительные результаты, свидетельствующие о наличии в недрах скоплений углеводородов на нескольких стратиграфических уровнях, в т.ч. и палеозойском. Ранее были оправданы надежды на структуры Мубарек-Азляртепинской зоны поднятий, выявленные детальной сейсморазведкой и геологической съемкой (Кунгуртау, Уйшун, Бешкудук и др.). Также детальной сейсморазведкой было выявлено большое количество новых структур на Чарджоуской ступени и Бешкент-Кашкадарьинском прогибе. Специалистами было отмечено, что особенно велика плотность выявленных структур в орогенной области.

С учетом сложности геологической структуры района, в дальнейшем, целесообразно провести весь комплекс детальных сейсморазведочных работ 3-D для надежной отбивки целевых горизонтов.

**РАЗРАБОТКА ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ КОЛЛЕКТОРОВ
НА ОБЪЕКТАХ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА
(DEVELOPMENT PETROPHYSICAL MODEL COLLECTORS IN
UNDERGROUND GAS STORAGE FACILITIES)**

Хаустова Н.А., Юрова Д.Ю.

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

Подземные хранилища газа (ПХГ) являются специфическими объектами, существенно отличающимися от природных промышленных скоплений газа, как по условиям формирования залежи, так и по срокам и характеру эксплуатации. Особенности процесса создания и эксплуатации ПХГ проявляются в неустойчивости положения газовой контактной поверхности (ГВК), цикличности, связанной с чередованием периодов закачек и отбора газа, изменениями давления и температуры, влияние которых может оказаться существенным при определении ФЕС и насыщенности пород. Особо важную роль при решении этой проблемы имеют методы и методики, позволяющие оценить литологические, петрофизические и фильтрационно-емкостные свойства и текущую газонасыщенность терригенных коллекторов.

Объектом исследования данной работы являлась продуктивная толща Касимовского ПХГ. В результате наших исследований были построены и проанализированы связи типа «кern-ГИС» и «кern-кern», проведено обоснование петрофизической модели и выявлены наилучшие зависимости, выполнена интерпретация геофизических данных с определением количественных параметров коллекторов по скважинам, пробуренным в период 2011-2014гг.

В основе методики интерпретации данных ГИС лежала разработанная петрофизическая модель коллектора, важнейшим параметром которой является коэффициент общей пористости пород. Однако существенное влияние на точность оценок пористости по методам ГИС оказывает остаточная газонасыщенность в зоне проникновения, которая зачастую превышает радиус исследования этих методов.

Была предпринята попытка учесть влияние газонасыщенности путем комплексирования нейтронного метода с акустическим или плотностным, а также использовать методы, на которые газонасыщенность зоны проникновения не оказывает влияния.

**ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКИХ
МЕТОДОВ ИЗУЧЕНИЯ ДОННЫХ ЛАНДШАФТОВ
(APPLICATION OF MODERN GEOLOGICAL - GEOPHYSICAL
METHODS OF STUDY OF UNDERWATER LANDSCAPES)**

Хурматова Г.И.

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

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

В работе рассматриваются современные методы изучения донных ландшафтов на примере Ругозерской губы Кандалакшского залива Белого моря, а также технологии, позволяющие обрабатывать и визуализировать полученную информацию в виде трехмерных изображений и карт-схем.

Для получения целостного представления о структуре морского дна выбран полигон с максимальным разнообразием придонных характеристик. Осуществлена площадная съемка по методике МОВ ОГТ (ОСТ) и НСП, целью которых было изучение верхней части разреза (до 20 м) и выполнены работы с ГЛБО. Анализ сонограмм и интерпретация данных профилографа позволили в общих чертах охарактеризовать поверхность дна и выделить отдельные литолого-геоморфологические типы. На основе этого были выбраны станции пробоотбора и проведен отбор проб с целью детального изучения осадочной толщи. Полученные данные обрабатывались в программе RadExPro Plus 3.5. Интерпретация данных НСП проводилась в программе The Kingdom 2d\3d Suite.

По итогам исследования с помощью высокочастотного сейсмопрофилирования были получены данные о строении верхней толщи осадочного чехла, состоящей из кристаллических пород, моренных отложений и донных осадков. По результатам обработки данных ГЛБО была получена мозаика – акустическая фотография дна. Также благодаря гидролокатору бокового обзора и отбору проб выделено 4 фации – литолого-геоморфологические типы и характер поверхности побережья морского дна (1- ложбины и 2 - возвышенности, покрытые алевритопелитовыми илами; 3 - вершинная поверхность, сложенная грубообломочным материалом и 4 - возвышенности, покрытые мягкими грунтами большой мощности). Кроме того, получена 3D модель поверхности морского дна в программе Fledermaus Professional и построена ландшафтная карта исследуемого полигона побережья Белого моря.

**КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ГЕОЛОГО-ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ
ДЛЯ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПО РАЗРАБОТКЕ НЕФТЯНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(INTEGRAL ANALYSIS OF GEOLOGICAL AND FIELD DATA FOR
SELECTION OF OILFIELD DEVELOPMENT STRATEGY)**

Цивелев К.В.

(научный руководитель: доцент Чернова О.С.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

В данной работе проанализированы данные по одной из разведочных скважин Томской области (скважина X) для определения перспективности участка месторождения с точки зрения разработки. На основе имеющихся данных (керна, геофизические исследования скважины) получены законы распределения таких параметров, как эффективная пористость, абсолютная проницаемость и водонасыщенность, на основе которых в дальнейшем строятся геологическая и гидродинамическая модели района рассматриваемой скважины.

Керновый материал по изучаемой скважине X представлен пятью интервалами со значениями выноса керна от 71,4% до 100%. Для сопоставления литологии, описанной по керну, с литологией, полученной при помощи интерпретации каротажных данных, некоторые интервалы сдвинуты на 1-2 метра. Причиной смещения кернового материала вдоль каротажных диаграмм являются мягкие, нецементированные горные породы (например, уголь), разрушающиеся при извлечении керна. Также необходимо принимать во внимание разрешающую способность геофизических приборов.

Полученные результаты сопоставления каротажных диаграмм и кернового материала широко используются в дальнейшем при моделировании интересующего участка месторождения. Например, рассчитанные кривые пористости, проницаемости и водонасыщенности вдоль изучаемого интервала играют важную роль при распределении свойств в геологической и гидродинамической моделях.

**ФОРМИРОВАНИЕ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ
КОЛЛЕКТОРОВ ЯРАКТИНСКОЙ СВИТЫ НЕПСКО-
БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ.
(PETROPHYSICAL MODELS CREATION FOR YARAKTA
FORMATION OF NEPSKO-VOTYOBINSKAYA SYNECLISE).**

Цой А.А.

(научный руководитель: ассистент Сребродольская М.А.)

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

Эффективность обработки данных геофизических исследований скважин (ГИС) и определения подсчетных параметров во многом определяется степенью петрофизической изученности исследуемых отложений. Отложения ярактинской свиты непско-ботуобинской синеклизы относятся к слабоизученным. Достоверных петрофизических зависимостей для этих отложений не получено, отсутствует утвержденная методика интерпретации.

Целью работы являлось построение петрофизической модели коллекторов ярактинской свиты на основе полученных автором связей керн-керн и керн-ГИС.

Отложения ярактинской свиты характеризуются сложным строением, высокой неоднородностью слагающих их отложений, значительной изменчивостью эффективных толщин (от 0 до 60 м).

Горизонт сложен средне-мелкозернистыми кварцевыми и кварц-полевошпатовыми песчаниками, с тонкими прослойками серо-зеленых аргиллитов. Отложения характеризуются средней степенью отсортированности. Для пород горизонта характерны частые и достаточно резкие фациальные замещения.

Перечисленные особенности осложняют построение петрофизической модели коллекторов, необходимой для количественной интерпретации данных ГИС.

Автором были обработаны образцы керна и получены следующие параметры: коэффициенты пористости по газоволюметрическим методам и жидкостенасыщению, коэффициенты проницаемости по газу, параметры пористости и насыщения по капилляриметрии и другие.

В результате проделанной работы получены граничные значения коэффициентов пористости ($K_{п.гр}$) по сопоставлению с коэффициентами динамической пористости. По величинам $K_{п.гр}$ получены граничные значения проницаемости и остаточной водонасыщенности. Эти граничные величины необходимые для выделения коллекторов по количественным признакам. Также получены зависимости $R_{п}=f(K_{п})$, $R_{н}=f(K_{в})$, $K_{пр}=f(K_{п})$, обладающие высокими коэффициентами корреляции.

Полученные результаты могут применяться при построении геологической модели месторождения и подсчете запасов.

ИНВЕРСИЯ ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ НА ОСНОВЕ УПРУГИХ ИМПЕДАНСОВ (PETREPHYSICAL PROPERTY INVERSION OF RESERVOIRS BASED ON ELASTIC IMPEDANCE)

Цян Ли

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

В работе предлагается метод детерминистической упругой инверсии на основы Байесовской подхода. Используется Байесовская схема инверсии с ограничениями модели для изучения изменений амплитуд с углом. На основе байесовского подхода и теории информации определен вклад сейсмических атрибутов и их пар при прогнозе коллекторов. Выполнена акустическая и упругая инверсия сейсмических данных.

Сейсмическая инверсия – расчет земной структуры и физических параметров из некоторого набора наблюдаемых сейсмических данных. Цель упругой инверсии на основы Байесовской подхода восстановить модель продольных импеданса (I_p), поперечных импеданса (I_s) и плотности (ρ). Данный метод инверсии является наиболее современным, т.к. позволяет извлечь из сейсмических данных максимум информации необходимой для качественной и количественной интерпретации данных.

В данной работе мы рассмотрели математические основы упругой инверсии на основы Байесовской подхода. Используя аппроксимацию уравнения коэффициента сейсмического отражения. Для оценки параметров был предложен подход практической AVA-инверсии с ограничением модели по схеме Байеса. Введение априорной информации и ограничения модели увеличили стабильность инверсии.

Пример модельных данных доказали, что алгоритм стабильный. Пример реальных данных показывает, что полученные упругие модули и петрофизических свойств коллекторах могут оказать помощь при оценке геологических свойств коллекторов.

**ГЕОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ НИЖНЕМЕЛОВОГО-
ВЕРХНЕЮРСКОГО РАЗРЕЗА СЕВЕРО-ВОСТОКА ТОМСКОЙ
ОБЛАСТИ**
**(GEOPHYSICAL PECULIARITIES OF LOWER CRETACEOUS AND
UPPPER-JURASSIC PROFILE OCCURING IN THE NORT-EAST
PART OF THE TOMSK REGION)**

Шакиров А.Б.

(научный руководитель: доцент Номоконова Г.Г.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Основные запасы углеводородов Томской области сосредоточены в западной ее части и связаны с Верхнеюрским нефтегазоносным комплексом (горизонт *Ю1*). Восточная часть Томской области (*ТО*) отличается слабой геологической и геофизической изученностью, и ее нефтегазоносность до конца не оценена.

В работе приводятся результаты анализа геофизических исследований скважин (*ГИС*) на крайнем северо-востоке *ТО*, в границах Предьенисейской НГО. Сделан качественный анализ каротажных диаграмм и статистический анализ цифровых данных *ГИС*. Цель анализа – выявить геофизические особенности разрезов северо-востока *ТО*.

Наиболее существенное отличие геофизической характеристики разреза северо-востока *ТО* заключается в практическом отсутствии у границы «юра-мел» интенсивной комплексной геофизической аномалии (геофизический репер), что связано с фаціальным замещением битуминозных глинисто-кремнисто-карбонатных пород баженовской свиты (нефтематеринских для Западной Сибири) частично битуминозными аргиллитами марьяновской свиты. С запада на восток в разрезах марьяновской свиты постепенно ослабевают признаки баженовской свиты (высокие радиоактивность и электрическое сопротивление) и усиливаются признаки аргиллитов (низкие электрическое сопротивление и показания нейтронного каротажа, повышенная кавернозность стенок скважин). В наибольшей мере марьяновская свита сохранила признаки баженовской (ее возрастного аналога) в скважине «Громовская», самой западной из 18 изученных скважин, и единственной, в которой по данным *ГИС* прогнозируется нефтенасыщенность пласта *Ю1-1*. Эти данные подтверждают значение пород баженовской свиты в нефтеносности Западной Сибири.

Учитывая закономерности локализации залежей углеводородов на западе *ТО*, перспективы ее северо-востока могут быть связаны со средней, нижней юрой и (или) доюрским фундаментом. В самой восточной части изученной территории (скважина «Ажарминская») геофизическая характеристика всего разреза настолько индивидуальна, что следует говорить о другом структурно-формационном районе (области).

**ОБСТАНОВКИ НЕФТЕГАЗОНАКОПЛЕНИЯ ТАТАРСКОГО
ПРОЛИВА ЯПОНСКОГО МОРЯ ПО ДИСТАНЦИОННЫМ
КОСМИЧЕСКИМ ДАННЫМ
(ENVIRONMENTS OF OIL AND GAS ACCUMULATIONS OF TATAR
STRAIT, SEA OF JAPAN BY REMOTE SENSING DATA)**

Шевырёв С.Л., Шевырёва М.Ж.

(научный руководитель: доцент Шевырёв С.Л.)

Дальневосточный федеральный университет, Инженерная школа

Шельф континентальных окраинных морей Дальнего Востока России представляет собой области наращивания ресурсной базы углеводородного сырья. Оценка перспектив нефтегазоносности и выявление благоприятных зон накопления углеводородного сырья возможны с помощью комплексных и всесторонних анализов. Для этих целей возможно использование данных исследования цифровой батиметрической модели, результатов анализа синтезированных спутниковых продуктов и спектральных индексов (chlor_a, sst и другие), их комплексирование с материалами сейсмических исследований, аномалиями тепловых, магнитных и гравитационных полей, а также результатов выделения положительных и отрицательных морфоструктур.

В пределах акватории Татарского пролива проявлены активные процессы транспорта и седиментации взвешенного материала и выделены сейсмоактивные зоны. Средне и глубокофокусные землетрясения, фиксируемые на в пределах осадочных бассейнов и активные сейсмические толчки, могут воздействовать на нефтегазоносные структуры, провоцируя эмиссию углеводородов, которая фиксируется в виде слабоконтрастных аномалий теплового поля, способствуя развитию планктонных биосообществ.

Осадочные бассейны пролива сложены многоступенчатыми взбросами, сформированными в обстановке косой конвергенции плит, образованием вулканических дуг, многократного внутридугового спрединга и рифтинга, синхронно процессам трансгрессии и транстенсии и накоплению толщ турбидитовых осадков.

Исикари-Западно-Сахалинский осадочный бассейн (ИЗСОБ) благодаря чертам своего строения и структурно-тектоническим особенностям оценивается как нефтегазоперспективный. Для данного бассейна в большей степени характерны контрастные аномалии гравитационного и магнитного полей, зоны повышенного теплового потока. В целях всестороннего изучения акватории применяются дистанционные космические материалы спутников Aqua. Анализируются и сопоставляются данные предшественников, выполняется комплексный анализ сейсмических данных и глубинных активных разломных структур.

**ЛИТОЛОГИЯ И УСЛОВИЯ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ ФАМЕНСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-ВОСТОЧНОГО БОРТА ХОРЕЙВЕРСКОЙ
ВПАДИНЫ (ТИМАНО-ПЕЧОРСКАЯ НГП)
(LITHOLOGY AND DEPOSITIONAL ENVIRONMENTS OF THE
FAMENNIAN DEPOSITS OF THE NORTHEAST PART OF
KHOREIVERSKAYA DEPRESSION (TIMANO-PECHORSKAYA OIL-
AND-GAS PROVINCE))**

Шимерев Е.В.

(научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Осинцева Н.А.)

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

Тимано-Печорская НГП характеризуется значительным потенциалом для расширения сырьевой базы нефтяной промышленности. Значительная часть прогнозных ресурсов, связанная, главным образом, с карбонатными отложениями, располагается в Хорейверской впадине. Актуальность данной работы связана с тем, что выявление зон скопления углеводородов тесно связано с прогнозом распространения пород-коллекторов, на которые в свою очередь влияют условия осадконакопления.

Целью данной работы являлось изучение литологических особенностей, условий осадконакопления фаменских карбонатных отложений и их влияния на коллекторские свойства.

Исходным материалом для исследований послужил керн, отобранный из трех скважин (суммарная мощность отобранного керна – 264 м, вынос керна – 95%), данные ГИС и отчеты петрофизических исследований по всем трем скважинами.

В изучаемом разрезе было выделено 10 литотипов, среди которых преобладают баундстоуны, грейнстоуны, реже встречаются пакстоуны и вакстоуны.

Образование изучаемых отложений происходило в мелководном морском бассейне нормальной солености. Особенность фаменских отложений заключается в том, что в это время произошло одно из массовых вымираний, поэтому в этих отложениях отмечается чрезвычайно обедненный состав флоры и фауны. Основными порообразующими организмами были сине-зеленые и зеленые водоросли, строматопоры, строматолиты, однокамерные фораминиферы, цианобактерии.

В изучаемых разрезах наилучшими коллекторскими свойствами обладают известняки строматопоровые (баундстоуны), сфероводорослевые (баундстоуны) и комковато-водорослевые (грейнстоуны).

Полученные закономерности распределения литотипов позволят в дальнейшем прогнозировать распространение пород-коллекторов как по разрезу, так и по площади на изучаемой территории.

**ПРИНЦИПЫ РАЗДЕЛЕНИЯ АКТИВНЫХ И
ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ В ЗАПАДНОГО АПШЕРОНА.
(THE PRINCIPLE OF SEPARATION ACTIVE AND HARDLY
PRODUCIBLE RESERVES IN WESTERN APSHERON)**

Ширинов А.Т., Эминов А.Ш., Гусейнов Р.М.
(научный руководитель: профессор Салманов А.М.)
ПО Азнефть SOCAR

По прогнозам международных энергетических агентств, до 2030 года потребность на энергетические запасы возрастет до 40%. В данный момент, запасы нефти и естественного газа охватывают 80% всего энергетического спроса. По всему миру в резервных структурах стран добывающих нефть и газ возрастает объем трудноизвлекаемых запасов. Это напрямую связано с переходом на конечную стадию разработки месторождений производственных ресурсов.

Расходы на эксплуатацию ресурсов новых разведочных территорий растут из-за зависимости, с более глубокими слоями и с морскими акваториями.

В соответствии со степенью эксплуатации запасов нефти для проведения классификации было сочтено целесообразным принятие следующих терминов, которые отражают в полной мере суть упомянутой проблемы:

1. «Активные запасы нефти» - запасы, скопившиеся в слоях с более благоприятными природными условиями.

2. «Пассивные запасы нефти» - запасы, препятствующие активному перемещению нефти в пористой среде и не позволяющие эффективной разработке ресурсов в несколько сложных естественных условиях внутри слоев. Эти запасы иногда называют как «трудноизвлекаемые запасы»

В исследуемой работе, ссылаясь на принципы разделения трудноизвлекаемых ресурсов, были обоснованы пути рациональной эксплуатации и активных, и трудноизвлекаемых запасов.

Проведенные нами исследования на нефтяных месторождениях в северных и центральных районах Западного Апшерона, в настоящее время делятся на объекты, характеризующиеся запасами среди которых 15 из 46 находящихся в стадии разработки объектов, являются активными, а 31 из них трудноизвлекаемыми запасами.

Таким образом, в вышеуказанных объектах с целью обеспечения эффективного использования ресурсов, расширение сети заводнения, и с целью увеличения средней годовой добычи нефти на одну скважину, бурение новых скважин, считается целесообразным.

**ВЫЯВЛЕНИЕ ЗОН ТРЕЩИНОВАТОСТИ В ГЛИНИСТЫХ
КОЛЛЕКТОРАХ
(DETECTION OF FRACTURED ZONES INTO THE CLAY
RESERVOIRS)**

Шлинчук А.П., Кибатова А.Х.

(научный руководитель: доцент Абуталиева И.Р.)

Астраханский государственный технический университет

Термин «зоны очаговой трещиноватости» (ЗОТ) на практике используется, прежде всего, в отношении тектонически обусловленной неоднородности сплошности, а, следовательно, и фильтрационно-емкостных свойств карбонатных коллекторов, подвергшихся вторичным изменениям. В пределах Астраханского свода Прикаспийской мегасинеклизы с этими зонами связаны основные перспективы повышения эффективности разработки месторождений.

При интерпретации сейсмической информации ЗОТ выделяются по аномалиям сейсмической записи, возникающим вследствие наличия множественных трещин различной ориентации и раскрытости. Исследования на северной периферии левобережной части Астраханского свода показали, что данные аномалии наиболее четко картируются по результатам расчетов таких сейсмических атрибутов, как «мгновенная амплитуда», «акустический импеданс» и «спектральная декомпозиция».

Сходные отклонения от нормальной сейсмической записи в регионе встречаются и вне Астраханского свода, а также вне зоны искажающего влияния соляного тектогенеза. На сейсмических разрезах Каралатской площади, расположенной в дельте р. Волга, в отложениях нижнепермского возраста (ассельско-артинский сейсмический комплекс) выявляется характерная сложность и прерывистость сейсмических отражений. На данном этапе площадь не изучена бурением, однако палеогеографические реконструкции указывают на условия, благоприятные для накопления в этот период терригенных толщ. Таким образом, зоны трещиноватости могли проявиться в результате воздействия тектонических напряжений на катагенетически преобразованные глинистые отложения.

Для подтверждения наличия ЗОТ в нижнепермском комплексе Каралатской площади и уточнения их пространственного положения при введении поправок на литологию могут быть использованы аналогичные примененным на Астраханском своде алгоритмы и процедуры обработки сейсмических данных.

Локализация зон трещиноватости в терригенных отложениях позволит оценить экранирующие свойства пластов, прогнозировать наличие коллекторов, определить эпицентр ЗОТ как точку заложения разведочной скважины, а также проследить возможные пути вертикальной миграции углеводородов.

НЕКОТОРЫЕ ВЫЧИСЛИТЕЛЬНЫЕ МЕТОДЫ КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ГЕОЛОГО-ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ПРИ ПОСТРОЕНИИ КОРПОРАТИВНЫХ БАНКОВ ДАННЫХ (SOME COMPUTATIONAL METHODS APPLIED FOR G&G DATA QC IN DESIGNING CORPORATE DATA REPOSITORIES)

Щербич А.Ю.

(научный руководитель: профессор Кутрунов В.Н.)

Филиал компании Halliburton International GMBH

Преследуя цель иметь комплексную геолого-технологическую модель, многие организации зачастую осуществляют сбор информации в избыточном количестве, отодвигая вопросы контроля качества таких данных на долгую перспективу. Вопросы управления большими объемами цифрового и вещественного материала, в свою очередь, обозначают следующие актуальные проблемы геолого-геофизической отрасли:

- Как правило, цифровые и вещественные наборы данных внутри больших организаций хранятся в разрозненных формах и множественных хранилищах;
- Не имея комплексной модели хранения данных, пользователи тратят львиную долю времени на поиск информации по неформализованным критериям;
- Без стандартов оценки качества материала часть данных в результате оказывается в таком состоянии, из которого невозможно извлечь какую-либо практическую пользу;
- Формирование Банков Данных – это сложный, зачастую многолетний процесс. Принятие решений в пользу создания информационной модели порой воспринимается как серьезный риск, который усложнит возможность управления уже устоявшимися бизнес-процессами.
- Возможности создания ГИС-ориентированной модели до сих пор осложняются закрытостью части информации ввиду ее секретности, в частности данных о локальных координатных системах.

Одна из главных проблем – это отсутствие методик в части верификации данных как до наполнения Банка Данных, так и по мере дальнейшего использования.

Автором разработан ряд методов автоматизированного принятия решений о качестве геофизического материала, который служит основой для наполнения Банков геолого-геофизических Данных. Указанные методы реализованы в виде программных комплексов и прошли государственную регистрацию, а также нашли свое отражение в программных комплексах сервисных компаний (Geoleader, Halliburton).

НЕСТРУКТУРНЫЕ ЛОВУШКИ НЕФТИ И ГАЗА (STRUCTURELESS CAP ROCKS OF OIL AND GAS)

Юлдашев А.Ш., Токарева К.М.

(научный руководитель: Ибрагимов Х.Р.)

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

На сегодняшний день почти все изученные месторождения нефти и газа имеют антиклинальную структуру, поэтому необходимо проводить разведывательные работы по поиску неструктурных ловушек, которые еще не достаточно изучены, но уже представляют большой интерес.

Ловушкой углеводородов является часть природного резервуара, которая способна удерживать скопления углеводородов, в результате ее перекрытия относительно непроницаемыми породами. Наличие ловушки – это первое условие формирования залежи. При этом если резервуар литологически ограничен со всех сторон, то сам резервуар может являться ловушкой.

Неструктурные ловушки могут быть литологического, стратиграфического, литолого-стратиграфического, рифогенного типов. Соответственно образуются в руслах палеорек, в процессе неравномерной цементации или уплотнения, доломитизации или заполнения пор солью и кальцитом, в результате образования трещин в непроницаемых породах за счет частичного разрушения природного резервуара и перекрытия его более молодыми непроницаемыми породами, а также при последовательном накоплении осадков за счет жизнедеятельности рифостроящих организмов.

По форме ловушки седиментационно-стратиграфического типа могут быть представлены выступами и линзами. Выступы по происхождению подразделяются на биогенные и эрозионные выступы. В зависимости от процессов формирования ловушек различают: седиментационные (литологически ограниченные), катагенетические (текстурно-структурного ограничения), гидравлические (ограниченные водой) ловушки линзовидной формы.

**ПРИМЕРЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОРИЕНТИРОВАННОГО КЕРНА В
НЕФТЯНОЙ ГЕОЛОГИИ
(EXAMPLES OF APPLICATION OF THE FOCUSED CORE IN OIL
GEOLOGY)**

Юркова М.В.

(научный руководитель: доцент Краснощекова Л.А.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

В работе предложен метод определения фациальных обстановок формирования пород коллекторов нефтяных месторождений с помощью палеомагнитно ориентированного керна.

Данный вопрос является очень актуальным на сегодняшний день, поскольку осадочные породы преимущественно анизотропны в силу проходящих процессов при их осадкообразовании. В пользу этого свидетельствует изучение движения жидкостей в средах по некоторым преимущественным направлениям, в которых наблюдаются более интенсивные фильтрационные потоки при одних и тех же перепадах давления, что указывает на то, что в этом случае фильтрующая среда анизотропна относительно коэффициента проницаемости (Жабрев, Стуканогов, 1992). Как правило, анизотропия проницаемости пород оказывает значительное влияние на нефтеотдачу пласта.

Предложенный метод определения фациальных условий образования пород заключается в создании круговых фоторазверток керна, предварительно ориентированного палеомагнитным способом. По полученным панорамным круговым фотографиям керна с ориентировкой последнего на географический север, четко прослеживается изменение структурно-текстурных особенностей пород: ориентировка отдельных слоев и слойков, углы их падения и характер распространения и т.д. С помощью ориентированного керна возможна детализация условий осадконакопления, например, уточнение азимутов сноса обломочного материала терригенных пород. Комплексное изучение структурно-текстурных параметров пород с гранулометрическими характеристиками образцов позволяет реконструировать фациальные условия образования осадков с использованием методик, описанных в работах Ботвинкиной (1962), Алексеева (2007).

Отметим, что палеомагнитный метод достаточно прост в применении и не требует значительных затрат. При этом возможно получение детальных особенностей строения породы. В свою очередь, данный метод дополняет и уточняет фациальные модели условий образования пород и пластов для конкретного месторождения. Поэтому в последнее время при изучении осадочных пород в нефтегазовой геологии и начал применяться палеомагнитно ориентированный керн.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПО СТАНДАРТНЫМ
АНАЛИЗАМ КЕРНА
(DEFINITION OF FRACTURING ROCKS BY STANDARD ANALYSES
OF CORE)**

Юрова Д.Ю., Хаустова Н.А.

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

В описаниях и фотографиях керна терригенных отложений отмечаются многочисленные трещины, происхождение которых не всегда является очевидным. Существует предположение о техногенном происхождении большинства трещин, которые мы видим в керне, поднятом на поверхность при атмосферных условиях. Можно также предположить, что большинство трещин в пластовых условиях будут иметь минимальную раскрытость и не представлять интереса для моделирования фильтрации флюидов в пласте. Однако наличие даже таких трещин может свидетельствовать о хрупкости породы и ее предрасположенности к растрескиванию при различных воздействиях или изменении напряженного состояния пласта в процессе разработки, поэтому определение трещиноватости горных пород является важной задачей.

В настоящей работе для получения информации о коэффициенте трещиноватости пород были разработаны два независимых способа.

Физической основой первого способа является влияние структуры пустотного пространства пород на электрические свойства. Рассмотрена модель трещиной породы с плотной матрицей, содержащей две системы взаимно перпендикулярных трещин. Для настройки алгоритма были получены петрофизические связи $P_{п. бл} = f(K_{п})$ для выборки образцов без видимых признаков трещиноватости.

Второй способ основан на влиянии структуры пустотного пространства пород на ее абсолютную проницаемость по газу. Проанализирована модель проницаемость трещиноватой породы, которая складывается из проницаемости трещин и проницаемости матрицы, с использованием модели Буссинеска – Дарси, на основании которой В. М. Добрыниным было выведено соотношение, связывающее коэффициент проницаемости для двух систем трещин, перпендикулярных друг к другу и параллельных направлению фильтрации, с коэффициентом трещиноватости и раскрытостью трещин.

Практическая реализация двух способов определения коэффициента трещиноватости по данным керна приводится в виде карт развития зон трещиноватости на примере одного из месторождений Восточной Сибири, которые подтверждены данными сейсморазведки.

**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 (НИУ) им. 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 регенерации обломочных зерен, аутигенным минералообразованием (карбонатизацией, сульфатизацией, засолением).

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 Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»



18-20 апреля 2016 г.

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

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

**МИНИМИЗАЦИЯ РИСКОВ ПРОРЫВА ВОДЫ И УЧЕТ
КОРРЕКТНОЙ ДИНАМИКИ ОБВОДНЕНИЯ ПРИ
ПЛАНИРОВАНИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ
(WATER-INTRUSION RISK MINIMIZATION AND CORRECT
RECORDKEEPING OF WATER-ENCROACHMENT DYNAMICS IN
OIL PRODUCTION PLANNING)**

Абраев Н.С.

(научный руководитель: к.т.н. Коваленко А.П.)

Тюменский нефтяной научный центр

В работе предложена методология анализа с целью определения потенциальных рисков опережающего обводнения добывающих скважин и формирования адресных мероприятий по предотвращению преждевременного роста обводненности. Проведена оценка влияния уточненной динамики обводнения на точность прогноза профиля добычи.

Преждевременное, обводнение добывающих скважин влечет за собой низкую степень выработки запасов в районе скважины и как, следствие, необходимость проведения дополнительных дорогостоящих ГТМ (Бурение, ЗБС, ОВП и т.п.) с целью достижения проектного КИН и плановых уровней добычи. В связи с этим задача по своевременной идентификации скважин с потенциально высокими рисками потерь добычи нефти является актуальной задачей для недропользователя.

В работе проанализированы и выявлены наиболее значимые критерии выявления скважин с риском прорыва воды, такие как: плотность добываемой воды, темп роста обводненности – явные; текущая компенсация, коэффициент неоднородности проницаемости, степень корреляции между добывающей и нагнетательной скважинами, неравномерность профиля приемистости и т.п. – косвенные.

На реальной выборке проведена апробация предложенного алгоритма поиска «проблемных» скважин, подтвердившая адекватность предлагаемых решений. Сформирована матрица возможных рекомендаций с целью предотвращения идентифицированных рисков прорыва воды.

Показаны возможные погрешности в прогнозировании профиля добычи без учета рисков преждевременного прорыва воды

Выполнена экономическая оценка эффективности предлагаемых решений, которая составила 41.9 млн. рублей.

**АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ГАЗОВОГО ФАКТОРА НА ВЫРАБОТКУ
ЗАПАСОВ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ИМЕНИ Ю. КОРЧАГИНА
(ANALYSIS OF THE INFLUENCE OF THE GAS FACTOR ON THE
DEVELOPMENT OF RESERVES AT THE KORCHAGIN FIELD)**

Абраева Т.И.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Гавура А.В.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Месторождение имени Юрия Корчагина, открытое в 2000 году, относится к нефтегазоконденсатным, тип залежи – пластово-сводовая, нефтяная, с обширной газовой шапкой. На эффективность добычи углеводородов на подобных месторождениях существенное влияние оказывает полное вовлечение/дренирование запасов углеводородного сырья (газа, нефти, конденсата). Разработка запасов нефти газонефтяных и нефтегазоконденсатных месторождений осложняется, в значительной степени, прорывами газа из газовой шапки.

Повышение рабочего газового фактора в процессе эксплуатации скважин оказывает негативное влияние на выработку запасов нефти. Чтобы повысить эффективность разработки месторождения, необходимо провести анализ воздействия прорывного газа на основные показатели разработки, определить причины прорыва газа, рекомендовать мероприятия по снижению газового фактора. Основными трудностями, возникающими при разработке нефтегазовой залежи, являются:

- а) конусообразование,
- б) неоднородность свойств пластов,
- в) потери давления вдоль ствола горизонтальных скважин.

В работе представлена методика расчета критических дебитов и депрессии, при которых начинается формирование конусов газа и воды. Установлено влияние газового фактора на выработку запасов углеводородов месторождения имени Ю. Корчагина (недропользователь – ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть») по результатам секторного моделирования, проведен расчет падения давления вдоль горизонтального участка сверхдлинной добывающей скважины.

**УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН
ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШУРТАН С
ПРИМЕНЕНИЕМ ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ
(THE APPLICATION OF SURFACTANTS FOR WELL
PRODUCTIVITY INCREASING IN GAS-CONDENSATE FIELD
SHURTAN)**

Аитов Ч.Р., Захрутдинова С.Т.

(научный руководитель: профессор Ермолаев А.И.)

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

Газоконденсатное месторождение Шуртан, расположенное в Республике Узбекистан, разрабатывается с 1980 года. Месторождение находится на стадии падающей добычи с текущим коэффициентом извлечения газа равным 80 % и характеризуется массовым обводнением эксплуатационных скважин. Из всего фонда скважин порядка 60% из них находятся в действующем фонде. В действующем проектом документе по разработке газоконденсатного месторождения Шуртан предлагается увеличивать производительность скважин за счет бурения 30 новых, что в свою очередь экономически не выгодно. В данной статье вместо бурения новых скважин рекомендуется восстановление выбывших ранее скважин из эксплуатации по причине обводнения за счет обработки призабойной зоны поверхностно-активными веществами. Помимо этого, с целью предотвращения отрицательного воздействия на газопровод кислых компонентов, находящихся в составе газа, рационально вместе с раствором ПАВ вводить ингибитор коррозии.

В статье представлен расчет экономической эффективности от внедрения мероприятий по устранению последствий обводнения с применением поверхностно-активных веществ.

Основными достоинствами рекомендуемого варианта являются:

1. небольшие затраты на приобретение реагентов и проведение работ по обработке призабойной зоны с целью увеличения производительности скважин, по сравнению с затратами на бурение новых скважин;
2. неизменность конструкции подземного оборудования скважины и исключение установки дополнительного оборудования на устье;
3. короткие сроки реализации предлагаемого в статье метода, по сравнению с проектным.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ГЕОТЕРМИЧЕСКОГО ПОЛЯ ПО ДАНЫМ ТЕРМОМЕТРИИ ПОСЛЕ БУРЕНИЯ СКВАЖИНЫ (DETERMINATION OF THE GEOTHERMAL FIELD PARAMETERS BY THERMAL LOGGING AFTER DRILLING)

Акчури Р.З.

(научный руководитель: профессор Рамазанов А.Ш.)
Башкирский государственный университет

Одним из эффективных методов исследования Земли и решения практических задач геофизики является термометрия. Для эффективного использования термометрии необходимо знание параметров естественного геотермического поля Земли. Бурение искажает геотермическое поле и для восстановления естественного теплового поля Земли необходима длительная выстойка скважины в покое перед измерением температуры, что является неприемлемым для практики разработки нефтяных месторождений.

Сложность состоит в определении параметров геотермического поля для переходных процессов, в частности в процессе восстановления температурного равновесия в горных породах после бурения. Однако, исследования показывают, что ранние оценки естественной температуры пород часто бывают неточными и пластовая температура может быть значительно недооценена. Представленная работа направлена на разработку нового метода определения естественной температуры проницаемых пород, нарушенных бурением. Идея заключается в математическом моделировании нарушения геотермического поля при бурении скважины и восстановлении распределения первоначальной естественной температуры Земли на основе решения обратной задачи. В качестве исходных данных будут использоваться измеренные распределения температуры в перерывах бурения, через короткое время после прекращения бурения и данные по истории бурения скважины.

Постановка задачи:

Распределение температуры в скважине и горных породах при бурении описывается следующими уравнениями:

$$\begin{cases} \rho_m c_m S_d v_d \frac{\partial T_d(z,t)}{\partial z} + h_d (T_d(z,t) - T_a(z,t)) = -\rho_m c_m S_d \frac{\partial T_d(z,t)}{\partial t} \\ \rho_m c_m S_a v_a \frac{\partial T_a(z,t)}{\partial z} + h_d (T_d(z,t) - T_a(z,t)) + h_a (T_f(r_b, z, t) - T_a(z,t)) = \rho_m c_m S_a \frac{\partial T_a(z,t)}{\partial t} \\ \left. \frac{\partial T_f}{\partial t} = \alpha \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r} \left(r \frac{\partial T_f}{\partial r} \right) \right|_{r=r_b} \end{cases}$$

Здесь первое и второе уравнения отвечают за распределение температуры потока бурового раствора в буровой трубе и затрубном пространстве соответственно, а третье уравнение - за распределение температуры в горной породе.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫМИ НАСОСАМИ В УСЛОВИЯХ
ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ
ОТЛОЖЕНИЙ
(IMPROVING THE EFFICIENCY OF OPERATION OF WELLS BY AN
ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMP TECHNOLOGY IN THE
CONDITIONS OF FORMATION OF ASPHALTENE, RESIN AND WAX
DEPOSITIONS)**

Александров А.Н.

(научный руководитель: профессор Рогачев М.К.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Повышение эффективности эксплуатации скважин на месторождениях высокопарафинистых нефтей является для нефтедобывающей промышленности России особо актуальной задачей. Возникающие осложнения при добыче высокопарафинистых нефтей (аварийные ситуации, простаивание скважин, сокращение срока МРП и т.д.) обусловлены образованием органических отложений в призабойной зоне пласта, стволе скважины, устьевой арматуре и выкидных линиях [1,2].

Цель данной работы заключается в обосновании и выборе наиболее эффективной технологии повышения эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений на Кыртаельском нефтегазоконденсатном месторождении (ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»).

С целью увеличения МОП и повышения эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования АСПО предлагается внедрить на скважине – кандидате № 407, входящей в список осложненного фонда по причинам АСПО и высокий газовый фактор:

- 1) погружную насосно - эжекторную систему для добычи нефти с извлекаемым струйным насосом типа ЗСН-73 в износостойком исполнении;
- 2) капиллярную систему подачи ингибитора парафиноотложений ФЛЭК ИП-107 на прием УЭЦН (КС-2) с целью предупреждения образования АСПО на внутренней поверхности НКТ.

Библиографический список:

1. *Дроздов А.Н.* Технология и техника добычи нефти погружными насосами в осложнённых условиях: Учебное пособие для вузов. – М.: РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина, 2008. – 616 с.
2. *Мищенко И.Т., Гумерский Х.Х., Марьенко В.П.* Струйные насосы для добычи нефти. – М.: «Нефть и газ», 1996. – 150 с.

**ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ.
Ю.КОРЧАГИНА НА ШЕЛЬФЕ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ
(PARTICULAR QUALITIES OF U. KORCHAGIN'S OILFIELD IN THE
NORTH CASPIAN SHELF)**

Алиметов Ш.А.

(научный руководитель: д.г.-м.н., профессор Дзюбло А.Д.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Нефтегазоконденсатное месторождение (НГКМ) им Ю. Корчагина расположено в северной части шельфа Каспийского моря в 180 км от г Астрахани. Месторождение было открыто в 2000 г и введено в эксплуатацию 2010 г. Глубина моря составляет 11-13 метров.

НГКМ им Ю. Корчагина разрабатывается с 2-х ледостойких стационарных платформ. На НГКМ 26 добывающих скважин, 3 водонагнетательных, 1 газонагнетательная скважина. Нефть поступает по подводному нефтепроводу длиной 58 км и диаметром 300 мм на морской перегрузочный комплекс, включающий плавучее нефтехранилище. (нефтеналивное судно).

Используются добывающие скважины с горизонтальными стволами длиной до 5000 м, которые размещаются равномерно по площади залежи. Глубина залегания продуктивных отложений составляет 900-1200 м.

Для обеспечения необходимых уровней отборов нефти рассмотрены фонтанный и механизированный способы эксплуатации скважин. Наиболее применимыми на месторождении им. Ю. Корчагина являются варианты бескомпрессорного газлифта и газлифта с предварительным компримированием закачиваемого газа

При увеличении дебитов нефти по скважинам (максимальный проектный показатель – 1600 м³/сут) рекомендуются насосно-компрессорные трубы с наружным диаметром 114 мм (внутренний диаметр 100 мм).

Таким образом, для скважин неоконской залежи, расположенных на ЛСП с дебитами по жидкости более 800 м³/сут (№№ 104, 105, 106, 107, 109, 114, 115) необходимо предусмотреть применение колонн диаметром – 114 мм (dНКТвн-100 мм).

ОСОБЕННОСТИ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК МАГНЕЗИАЛЬНЫХ ТАМПОНАЖНЫХ РАСТВОРОВ (SPECIFICS OF RHEOLOGICAL CHARACTERISTICS OF MAGNESIA OIL-WELL CEMENT SLURRIES)

Анисимова А.В.

(научный руководитель: профессор Толкачев Г.М.)

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

Магнезиальные тампонажные материалы (МТМ) нашли применение при цементировании обсадных колонн в нефтяных и газовых скважинах, разрез которых характеризуется наличием водорастворимых солей, и успешно используются при креплении скважин на месторождениях углеводородов в Пермском крае, Иркутской области и республике Саха.

Однако известные составы МТМ не могут быть без необходимой корректировки предложены для использования в новых районах работ без учета особенностей литолого-стратиграфических, горно-геологических и термобарических условий вскрываемого скважинами разреза.

Известно, что одним из основных условий получения высокого качества цементирования обсадных колонн является правильный выбор режима вытеснения, обеспечивающего наибольшую полноту замещения бурового раствора тампонажным в заколонном кольцевом пространстве скважины. Необходимый режим движения тампонажного раствора может быть достигнут регулированием его реологических характеристик.

Однако в настоящее время из-за ограниченности применения МТМ при строительстве нефтегазовых скважин в общедоступных литературных источниках отсутствует информация об особенностях реологических свойств растворов МТМ и надежных средствах их регулирования.

В данной работе приведены результаты исследований по определению значений показателей реологических свойств тампонажных растворов, полученных с использованием различных порошков магнезиального вяжущего. По результатам выполненных исследований определена реологическая модель, описывающая их поведение; выявлены особенности и отличия в свойствах растворов МТМ в сравнении с раствором на основе портландцемента тампонажного; произведён выбор оптимальных методов определения показателей реологических свойств, используемых при выполнении гидравлических расчётов, для экспресс-оценки подвижности растворов МТМ в полевых условиях (на буровой) и для описания изменения их реологических характеристик во времени.

Результаты проведённых исследований и выявленные особенности растворов МТМ свидетельствуют о необходимости разработки специальной методики определения показателей их реологических свойств, которая позволит установить перечень надёжных средств их регулирования.

МЕХАНИЧЕСКАЯ ДЕСТРУКЦИЯ МОЛЕКУЛ ПОЛИМЕРА В ПОРИСТЫХ СРЕДАХ (POLYMER MECHANICAL DESTRUCTION IN POROUS MEDIA)

Антонова С.А., Савельев А.А.

(научный руководитель: доцент Язынина И.В.)

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

На территории России остается значительное количество действующих месторождений, запасы которых постепенно истощаются, но при этом сохраняется потенциал, который можно использовать путем применения современных методов увеличения нефтеотдачи. На поздней стадии разработки успешно применяют технологию полимерного заводнения, которая позволяет увеличивать нефтеотдачу неоднородных пластов за счёт увеличения коэффициента охвата и уменьшения остаточной нефтенасыщенности в промытых зонах.

Молекулярный вес – ключевой параметр, влияющий на вязкость полимерного раствора и его эффективность. Чтобы достигнуть необходимого фактора сопротивления, нужен большой молекулярный вес. С другой стороны возникает вопрос эффективного прохождения полимера сквозь пористую среду. При несоответствии размеров молекул полимера диаметру пор породы-коллектора может наблюдаться явление механической деструкции полимера, которое приводит к существенному снижению вязкости раствора, что отражается на его вытесняющей способности и способности выравнивать профиль вытеснения.

Ограничения по молекулярному весу в первую очередь должны быть изучены путём проведения фильтрационных экспериментов, показывающих характер и скорость течения полимерного раствора в поровом пространстве данной горной породы.

В настоящей работе рассматриваются вопросы экспериментального изучения фильтрации полимерных растворов. Особое внимание уделено вопросам механической деструкции, влиянию структуры порового пространства на эффективность полимерного заводнения.

На основании экспериментального опыта приведены зависимости между объемом фильтрации полимерных растворов и временем фильтрации, представлены кривые изменения перепада давления при закачке полимерных растворов с различной молекулярной массой, изменение размеров молекул полимеров до и после фильтрации через породы с различной проницаемостью. Исходя из полученных корреляционных зависимостей проницаемости и молекулярного веса различных полимерных составов было установлено оптимальное соотношение между гидродинамическим радиусом молекулы полимера и радиусом пор коллектора.

ПРОГНОЗНЫЙ РАСЧЕТ ТЕМПА ПАДЕНИЯ ДАВЛЕНИЯ ПРИ ОТБОРЕ ГАЗА ИЗ МУРМАНСКОГО ГАЗОВОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (МГМ) (CALCULATIONS OF PREDICTED PRESSURE DROP DURING GAS EXTRACTION FROM MURMANSK GAS FIELD (MGF))

Аракелян Л.П.

(научный руководитель: доцент Коротаев Б.А.)

Мурманский государственный технический университет

При добыче газа из продуктивного горизонта пластовое давление падает. Темп падения давления можно прогнозировать с помощью различных методик.

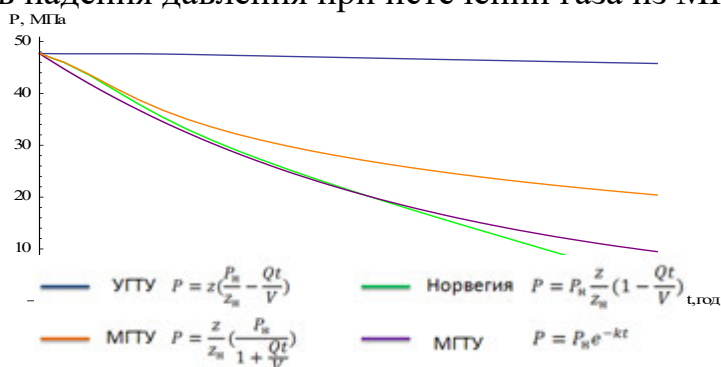
Для моделирования пласта и прогнозирования темпа падения давления при отборе газа, была использована лабораторная установка.

В ходе работы:

1. проведен анализ: процесса нагнетания газа в резервуар и процесса истечения газа из резервуара.
2. произведены расчёты скорости истечения при 1 кг/см^2 по различным методикам.
3. построена энтальпийная номограмма МГМ.

Прогнозный расчёт темпа падения давления при отборе газа рассчитан с помощью уравнения материального баланса и дифференциального уравнения распределения давления по модели расчёта полосообразной залежи.

График темпов падения давления при истечении газа из МГМ $Q=\text{const}$:



**ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОВЫХ
СКВАЖИН НА ОСНОВЕ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНЫХ ИЗМЕРЕНИЙ ИХ
ДЕБИТА
(EVALUATION OF WELL OPERATION CONDITIONS ON THE BASIS
OF CONSECUTIVE MEASUREMENTS OF PRODUCTION RATE)**

Арехов В.В.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Ермолаев А.И.)

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

Рассматривается задача распознавания нежелательного изменения (нарушения) технологического режима эксплуатации газовой скважины на основе оперативной информации о значениях ее дебита. Под нарушением технологического режима можно подразумевать, например, начало радикального обводнения, которое может привести к остановке скважины из-за накопления жидкости на забое скважины. Одним из признаков такого нарушения является большее отклонение значений дебита от его среднего значения. Решение задачи сводится к проверке справедливости одной из двух гипотез:

1) разброс значений дебита относительно его средней величины еще незначителен, и есть основания считать, что нарушения технологического режима эксплуатации отсутствуют;

2) разброс значений дебита уже значителен, и есть основания считать, что произошли нарушения технологического режима эксплуатации скважины.

Предлагается алгоритм последовательной проверки сформулированных гипотез, которая не требует заранее заданного числа измерений дебита, что является важным, если измерения сопряжены с заметными затратами. Алгоритм основан на построении доверительного интервала для среднеквадратического отклонения случайной величины, под которой понимается дебит скважины. Разработана программная реализация алгоритма и приведены примеры его применения, убеждающие в его работоспособности.

Следует также подчеркнуть, что вместо дебита скважины можно использовать любой другой показатель, по значению которого можно судить о возникновении технологических проблем при эксплуатации скважины.

**СОВРЕМЕННЫЕ МЕТОДЫ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА
ФЛЮИДА НА ПРИМЕРЕ ЮГО-ЗАПАДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
УЗБЕКИСТАНА
(MODERN STIMULATION METHODS OF GAS WELLS AT THE
SOUTH-WESTERN FIELDS OF UZBEKISTAN)**

Арсланова Г.Д., Мажидов С. И.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Котлярова Е.М)

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

В 1967 году в Юго-Западной части Узбекистана открыто месторождение. В пределах рассматриваемой территории перспективными являются карбонатные отложения, начиная с горизонта XV-СКП и до горизонта XV-ПР. Восточный участок месторождения введено в разработку в ноябре 2007 г., западная часть – в 2011 г. Запасы оцениваются в 69,1 млрд. м³.

В результате проведения анализов промыслово-геофизических исследований было выявлено, что около 25,2% эффективных газонасыщенных толщин не участвует в процессе разработки, в этих интервалах содержится около 18,5% общей величины запасов газа. Средний коэффициент пористости неработающих интервалов составляет 9,3%, из чего можно заключить, что коллекторы с пористостью ниже 9% слабо вовлечены в разработку. Доля мощности неработающих низкопоровых интервалов ниже 9% составляет около 55%, доля мощности неработающих интервалов с пористостью выше 9% составляет около 15,5%. В соответствии с полученными данными, в этой работе будут даны рекомендации по проведению опытно-промышленных работ по интенсификации притока из низкопроницаемых коллекторов.

Для оптимизации разработки на скважинах участков А и В рассматриваются и сравниваются технико-технологические характеристики следующих методов интенсификации и повышения газодобычи, а также перспектива их применения:

1. Смена НКТ на больший типоразмер;
2. Приобщение и реперфорация продуктивных интервалов;
3. Бурение дополнительных вертикальных скважин;
4. Бурение дополнительных горизонтальных скважин;
5. Проведение опытно-промышленных работ по КГРП;
6. Проведение ГРП;
7. Применение поверхностно-активных веществ.

**ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПРИ
СТРОИТЕЛЬСТВЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННОЙ СКВАЖИНЫ
МЕТОДОМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО НАВЕДЕНИЯ НА ЦЕЛЬ
(TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL SOLUTIONS IN
CONSTRUCTION DIRECTIONAL WELLS BY ELECTROMAGNETIC
TARGETING)**

Артемов А.Ю.

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

Необходимость электромагнитного наведения скважины на цель возникает в случае стыковки стволов двух скважин для ликвидации аварий. В данной работе рассмотрена технология строительства специальной скважины и ее наведения на аварийную скважину, методы контроля и управления траекторией ствола и технические средства для их реализации.

Ликвидация аварий, таких как открытое фонтанирование скважины, потеря доступа в ствол пробуренной скважины (прихват бурильного инструмента, смятие обсадной колонны), требует стыковки стволов двух скважин. В этом случае размер мишени не больше 15-30 сантиметров. Проблема попадания в мишень решается с помощью специальной аппаратуры АПС (аппаратура поиска скважины), которая регистрирует изменение параметров генерируемого электромагнитного поля в зависимости от расстояния до металлических труб в аварийной скважине.

Целью работы является рассмотреть особенности проектирования профилей пилотного и боковых стыковочных стволов скважины. Приводятся особенности проводки ствола скважины, используемое оборудование и основные проблемы строительства специальной скважины, связанные с погрешностью измерений оборудования. Основным отличием от традиционного подхода являются обратное проектирование траектории боковых стволов скважины и перерасчет траектории во время бурения боковых стволов. На решение данных задач не ориентированы существующие программные продукты для проектирования профиля скважин, что доказывает актуальность данной работы.

В работе анализируются особенности строительства специальной скважины на опыте ликвидации открытого фонтана на скважине одного из месторождений Краснодарского края.

ТЕХНОЛОГИЯ ДОБЫЧИ СЛАНЦЕВОГО ГАЗА И ВЛИЯНИЕ НА ЭКОЛОГИЮ

(PRODUCTION TECHNOLOGY OF SHALE GAS AND THE IMPACT ON THE ENVIRONMENT)

Арутюнов Т.В., Матвеева И.С.

(научный руководитель: доцент Савенок О.В.)

Кубанский государственный технологический университет

Для добычи сланцевого газа используют горизонтальное бурение, гидроразрыв пласта (в том числе с применением пропантов) и сейсмическое моделирование. Вместо гидроразрыва пласта (фрекинга) в качестве эксперимента может использоваться более дорогой безводный пропановый фрекинг (закачивание сжиженного пропана в виде геля). Сланцевый газ содержится в небольших количествах (0,2-3,2 млрд. м³/км²), поэтому для добычи значительных количеств такого газа требуется вскрытие больших площадей.

Способ горизонтального бурения основан на использовании особых буровых установок и является основным способом добычи газа. Создание высокопроводимой трещины в пласте, чтобы добыть сланцевый газ (технология гидроразрыва пласта) позволяет «оживить» скважины, на которых добыча газа обычными методами уже невозможна.

Современная технология добычи сланцевого газа включает в себя сооружение буровой установки, в составе которой одна вертикальная скважина и несколько горизонтальных. Их длина может достигать 3 км. Они заполняются смесью воды, песка и химреагентов, создаётся гидроудар, повреждается целостность газовых коллекторов. Далее высвобождённый газ откачивается. После того, как давление газа спадёт, возможен повтор процедуры разрушения сланцевого пласта.

Экологические последствия от добычи углеводородов из сланцевых отложений связаны с интенсивными воздействиями на природные системы – бурением скважин, множественным гидроразрывом с использованием химических препаратов и больших объёмов воды и другими методами.

Данная технология наносит колоссальный вред окружающей среде. Независимые экологи подсчитали, что специальный буровой раствор содержит порядка 600 наименований различных химикатов. Для каждого бурения нужно до 26 тыс. кубометров раствора. Десятки тонн раствора из сотен наименований химикатов смешиваются с грунтовыми водами и вызывают широчайший спектр непрогнозируемых негативных последствий. Таким образом, можно заключить, что сланцевые технологии представляют серьёзную опасность для экосистем, при этом пока есть только краткосрочные наблюдения за сланцевыми производствами. Интенсивность сланцевых технологических процессов настолько велика, что необходимо выполнение специальных исследований по оценке уровня воздействия на природные системы, здоровье человека и определения безопасного удаления сланцевых производств от населённых пунктов.

ТЕХНОЛОГИЯ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНОГО УЧАСТКА ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ СКВАЖИНЫ ВИНТОВООБРАЗНОГО ПРОФИЛЯ (THE TECHNOLOGY OF DRILLING HORIZONTAL WELLBORE OF PRODUCTIVE WELLS BY HELICAL PROFILE)

Ахмедов Н.Р.

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

Альметьевский государственный нефтяной институт

В данной работе описана разработка технологии строительства нефтяной эксплуатационной скважины винтообразного циклоидного профиля пробуренная одним горизонтальным стволом. Предлагаемая технология является стоимостной и технологической альтернативой многоствольному и забойному бурению. Строительство данной скважины предлагается в двух вариантах, где первый предусматривает бурение в пластах большой толщины, а второй в маломощных пластах с применением колтубинговой технологии.

Первый из вариантов предусматривает бурение винтообразного профиля для горизонтов большой толщины (более 15 м), представленный терригенными отложениями. Бурение в таких горизонтах предусматривает применение PDS долот (ViM613) для того, чтоб пробурить скважину без извлечения инструмента на поверхность. Для высокой точности бурения горизонтального участка в продуктивном горизонте, предлагается использовать современные навигационные системы типа LWD+MWD.

Второй вариант предполагает бурение скважины в пластах мощностью 6-10м. В таких горизонтах предполагается использовать гибкие трубы, поскольку позволяет набрать угол более 7-10°. В данном варианте необходимо применение мощного осциллятора, а также применение навигации LWD+MWD.

Компоновка низа бурильной колонны в данной технологии включает следующее: PDS долото, наддолотный калибратор, осциллятор, ясс, забойный двигатель, система навигации, гибкая труба.

Данная технология строительства скважины винтообразного профиля, сокращает стоимость бурения примерно на 35-45%.

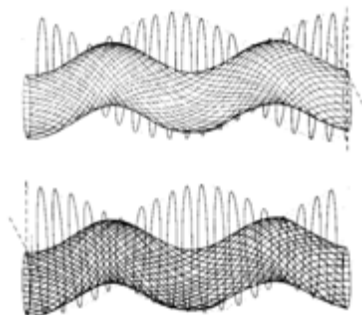


Рисунок 1 - Винтообразный профиль

**ЗАВИСИМОСТЬ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ЗАЛЕЖИ
НЕФТИ С ВЫСОКИМ ГАЗОВЫМ ФАКТОРОМ ОТ ВРЕМЕНИ
ВВОДА СИСТЕМЫ ППД
(DEPENDENCE OF EFFICIENCY OF DEVELOPMENT OF OIL POOL
WITH HIGH GAS FACTOR OF TIME ENTRY RESERVOIR
PRESSURE MAINTENANCE SYSTEM)**

Аюпов Д.А.

(научный руководитель: профессор Владимиров И.В.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Изучение влияния системы поддержания пластового давления на процессы, происходящие в залежи, является на сегодняшний день все еще актуальным. В зависимости от свойств нефти и темпа падения пластового давления при естественно-упругом режиме разработки возможно значительное разгазирование нефти в пластовых условиях, что, как следствие, ведет за собой снижение эффективности нефтеизвлечения.

В статье рассмотрены вопросы своевременности ввода системы ППД для залежи легкой маловязкой нефти с высоким газовым фактором на примере четырех разных вариантов разработки, после чего были выявлены наиболее важные факторы, влияющие на конечный коэффициент извлечения нефти. Моделирование проводится с использованием гидродинамического симулятора Roxar Tempest More.

В результате исследования было выявлено, что на эффективность разработки залежи легкой маловязкой нефти с высоким газовым фактором влияют следующие факторы: стартовые дебиты добывающих скважин, интенсивность закачки воды системой ППД, а также своевременность этой закачки (время ввода системы ППД).

Наилучшим из рассмотренных вариантов разработки оказался вариант, где ППД вводится при приближении пластового давления к отметке давления насыщения при невысоких стартовых дебитах, соответствующих умеренному и щадящему режиму разработки. В этом случае достигаются как самые высокие значения КИН, так и темпов отбора, а тот факт, что система ППД в отличие от варианта с не менее высокими КИН, где закачка воды производится с начала разработки, вводится гораздо позже, является целесообразней еще и с экономической точки зрения.

Таким образом, технологическая и экономическая эффективность разработки залежей нефти с высоким газовым фактором значительно зависят от условий начала разработки и ввода системы ППД. Поэтому актуальной проблемой является получение знаний, позволяющих детально отразить значимые процессы, происходящие в залежи при ее разработке.

**ТЕХНОЛОГИЯ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА
ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МОРСКОЙ ЛЕДОСТОЙКОЙ
СТАЦИОНАРНОЙ ПЛАТФОРМЫ «ПРИАЗЛОМНАЯ» ПУТЕМ
ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
(TECHNOLOGY OF OIL-ASSOCIATED GAZ UTILIZATION DURING
THE EXPLORATION OF ICE-RESISTANT GRAVITY BASED
PLATFORM «PRIRAZLOMNAJA» BY USING WATER ALTERNATED
GAS INJECTION)**

Аюпова А.Х., Билалов А.Д
(научный руководитель: доцент Ламбин Д.Н.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В данной работе предлагается технологическая схема закачки попутного нефтяного газа (ПНГ) в пласт с применением насосно-эжекторных систем на МЛСП «Приразломная».

ПНГ представляет собой продукт, получаемый в результате технологического процесса подготовки нефти для ее дальнейшей транспортировки, который в обязательном порядке подлежит утилизации. Долгое время он считался отходом производства и зачастую сжигался на факелах. В связи с этим в атмосферу попадали огромные объемы вредных выбросов, существенно загрязняющих окружающую среду. Лишь незначительная часть использовалась для энергетического обеспечения нефтедобывающих промыслов, хотя данный газ может быть использован для увеличения нефтеотдачи пластов. Это в полной мере относится и к шельфовым месторождениям.

Для Приразломного нефтяного месторождения компании «Газпром нефть» вопрос утилизации ПНГ является одним из самых насущных, поскольку компания-оператор взяла на себя обязательства по выполнению принципа «нулевого сброса».

В настоящее время газ на месторождении используется для собственных нужд, то есть для выработки электроэнергии на газотурбинных генераторах (ГТГ), а также частично сжигается на факеле. Таким образом обеспечивается полная автономность месторождения.

В ближайшем будущем объемы ПНГ будут возрастать, так как месторождение вводится в разработку.

Поскольку количество газа, потребляемого ГТГ постоянно, предлагается, возрастающую часть ПНГ, отправляемого на факел, утилизировать закачивая в пласт с целью повышения нефтеотдачи.

Таким образом, предлагаемая технология водогазового воздействия позволит утилизировать возрастающее количество ПНГ, как минимум, не увеличивая количество сжигаемого на факеле газа.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ
ТЕХНОЛОГИИ ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА
(IMPROVEMENT OF THE EFFECTIVENESS OF DEVELOPMENT
MATURE OIL FIELDS USING WATER CONTROL TECHNOLOGY)**

Балашова А.В.

(научный руководитель: Чертенков М.В.)

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

Текущий период нефтедобычи в Российской Федерации характеризуется ухудшением структуры запасов нефтяных месторождений, вовлечением в разработку низкопроницаемых и высоко неоднородных коллекторов и переходом основных эксплуатационных объектов в позднюю стадию разработки с высокой обводненностью добываемой продукции и низкими дебитами скважин. В этих условиях особую значимость приобретает эксплуатация таких объектов с проведением водоизоляционных работ.

В работе рассмотрена технология ограничения водопритока полимерным раствором на примере ее применения на Баклановском месторождении. Разобрана диагностика источников обводнения по имеющимся геофизическим исследованиям скважин и выбора группы скважин, перспективных для проведения водоизоляционных работ. Проведены лабораторные исследования используемого полимерного раствора на основе DSGA Polymer применительно к пластовым условиям, выбор оптимальной концентрации его компонентов, учитывая действия минерализованной воды, нефти и кислот.

Особое внимание в работе уделяется проведению технологии ограничения водопритока к скважине, последовательности ее проведения. Также рассмотрены результаты опытно-промышленных работ после проведения технологии ограничения водопритока на Баклановском месторождении для оценки изменения таких параметров, как дебит жидкости, дебит нефти и обводненность.

Для объективной оценки в работе проводится сравнительный анализ проведения технологии ограничения водопритока с использованием различных водоизоляционных составов при схожих геологических условиях и виде источника обводнения.

В ходе работы показана экономическая и технологическая эффективность проведенной технологии и потенциал ее применения на месторождениях.

**ПРИМЕНЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОСКВАЖИННОГО
ТЕРМОГРАВИТАЦИОННОГО ДРЕНИРОВАНИЯ ПЛАСТА НА
МАЛОМОЩНЫХ ЗАЛЕЖАХ ВЫСОКОВЯЗКИХ НЕФТЕЙ
(APPLICATION OF TECHNOLOGY OF ONE-BOREHOLE SAGD ON
LOW-POWER DEPOSITS OF HIGH-VISCOSITY OILS)**

Баранова К.И.

(научный руководитель: д.т.н. Муляк В.В.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В настоящее время при освоении трудноизвлекаемых запасов (высоковязких нефтей и природных битумов) и добыче нефти на истощённых или нерентабельных месторождениях, где вертикальные скважины технологически и экономически неэффективны, наиболее активно развиваются технологии разработки в системе горизонтальных скважин при использовании термических методов.

Одной из эффективных тепловых технологий для добычи высоковязких нефтей и природных битумов является термогравитационное дренирование пласта (ТГДП, в зарубежной литературе SAGD). Сущность технологии заключается в образовании «паровой камеры» путем закачки пара в горизонтальные нагнетательные скважины и отбору нефтесодержащей жидкости через горизонтальные добывающие скважины. Данная технология применяется на залежах толщиной более 12-15 м, и из-за нехватки места для размещения скважин, она не может быть реализована на участках с толщиной пласта менее 12 м. Поэтому проблема вовлечения в эффективную разработку участков залежи с малыми толщинами остаётся актуальной.

В данной работе для разработки маломощных залежей высоковязких нефтей предлагается технология односкважинного ТГДП. Технология заключается в совмещении двух процессов: добычи жидкости и закачки теплоносителя в одной горизонтальной скважине, при этом отбор жидкости осуществляется из начала горизонтального ствола, а закачка агента – с конца. Тем самым в процессе закачки пара образуется паровая камера, которая со временем расширяется и продвигается в направлении устья скважины. На границе этой камеры пар конденсируется и вместе с разогретой нефтью под действием сил гравитации и вытеснения переносится в дренируемую часть ствола скважины и далее откачивается на поверхность. Предлагаемая технология обеспечивает создание благоприятных условий для вовлечения в эффективную разработку маломощных залежей высоковязких нефтей и битумов, а также позволяет сократить затраты на бурение в сравнении с классической технологией ТГДП.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА А
МЕСТОРОЖДЕНИЯ Х С ПРИМЕНЕНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ
ПОЛИМЕРНОГО ЗАВОДНЕНИЯ
(ENHANCED DEVELOPMENT OF OBJECT А ON FIELD Х WITH
POLYMER FLOODING TECHNOLOGY)**

Баскакова А.А.

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

По результатам лабораторных исследований и математического моделирования на геолого-гидродинамической модели выполнена оценка применимости полимерного заводнения и выполнен прогноз эффективности применения технологии на примере месторождения Х (вязкость нефти - 67 сПз).

Для обоснования технологии полимерного заводнения выполнен комплекс лабораторных исследований, как в свободном объеме, так и фильтрационные исследования на кернах. По результатам исследований определена оптимальная концентрация полимера для реализации пилотного проекта для пластовых условий объекта: минерализация воды - 230 г/л, температура пласта - 28 °С, минералогического состава пород. Получен прирост коэффициента вытеснения нефти более 20%.

С учетом исследований, проведенных РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, по адсорбции и деструкции полимера для дальнейших расчетов с применением гидродинамического моделирования полимерного заводнения пласта А месторождения Х выбран полимерный раствор с оптимальными концентрациями.

С целью определения технологического эффекта при реализации пилотного проекта проведен расчет на секторной модели с учетом неоднородности пласта. На модели рассчитано 7 прогнозных вариантов: базовый вариант (без закачки полимера), а также закачка полимерной оторочки с различными значениями концентрации и долей порового объема.

По результатам расчетов проект полимерного заводнения для данного объекта оценивается успешным. Спрогнозирован максимальный показатель дополнительной добычи нефти и прирост КИН по оптимальному варианту закачки полимерной оторочки за различный период реализации, который зависит от выбранной концентрации полимера (8 лет и 2,7 лет).

**О РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ И
РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ИХ ДАЛЬНЕЙШЕМУ
ПРИМЕНЕНИЮ В УСЛОВИЯХ БЕРЕЗОВСКОЙ ПЛОЩАДИ
РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ON THE EFFECTIVE APPLICATION OF SIDETRACKING AND
DEVELOP RECOMMENDATIONS FOR THEIR FURTHER
APPLICATION IN BEREZOVSKAYA AREA ROMASHKINSKOYE
FIELD)**

Батурин Н.И.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Гарипова Л.И.)
Альметьевский государственный нефтяной институт

Накопленный отечественный и зарубежный опыт показывает, что внедрения боковых стволов (БС) в скважинах позволяют при определенных капитальных вложениях восстановить аварийные, осложненные и малодебитные скважины. Благодаря внедрениям боковых стволов появилась возможность довыработки остаточных запасов нефти из застойных и тупиковых зон и полулинз на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки. Применение боковых стволов является одним из эффективных способов увеличения КИН в самых разнообразных условиях их разработки.

Преимуществами боковых стволов по сравнению с другими методами строительства скважин являются:

- их меньшая по сравнению с бурением новой скважины стоимость, особенно на больших глубинах;
- практически полностью изученное, к моменту внедрения бокового ствола, геологическое строение пласта в межскважинном пространстве, что позволяет более детально учесть слоистую и зональную неоднородность пласта, добиться высоких результатов;
- возможность за счет применения боковых стволов увеличить срок использования пробуренного фонда скважин;
- внедрения боковых стволов уменьшают техногенное воздействие буровых работ на окружающую среду.

В работе были рассмотрены следующие важные аспекты: проанализирована динамика коэффициентов продуктивности по скважинам до и после применения БС, рассчитаны свойства пластов до и после применения БС по результатам ГДИС, рассчитана технологическая эффективность БС по характеристикам вытеснения, и рассчитана экономическая эффективность от внедрения БС. В результате была выявлена высокая эффективность применения боковых стволов на Березовской площади Ромашкинского месторождения, их применение позволило добыть значительные запасы нефти, которые ранее добыть не представлялось возможным.

**ВЛИЯНИЕ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ И
ОСОБЕННОСТЕЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ НА ВЫБОР
ОБЪЕКТОВ И СТРОЕНИЯ НА ВЫБОР ОБЪЕКТОВ И ОСНОВНЫЕ
ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО СОЗДАНИЮ ВПХГ ПНГ
(THE INFLUENCE OF MINING-AND-GEOLOGICAL CONDITINONS
AND GEOLOGICAL STRUCTURES FEATURES ON FACILITIES
SELECTION AND MAIN TECHNICAL DECISIONS FOR CREATION
OF TEMPORARY UGSF FOR APG).**

Белецкая Е.О.

(научный руководитель: д.т.н. Михайловский А. А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Целью данной работы является анализ особенностей горно-геологических условий и геологического строения объектов для многолетней закачки и хранения излишков ПНГ на НГКМ, а также показать влияние этих особенностей на основные технические решения по созданию.

Перспективным направлением решения задачи доведения уровня использования попутного газа не менее 95%, является закачка, хранение и накопление в течение нескольких лет излишков попутного газа в пластах-коллекторах временных подземных хранилищ (ВПХГ).

В данной работе мной были рассмотрены три месторождения, а именно Верхнечонское нефтегазоконденсатное месторождение, Юрубчено – Тохомское нефтегазоконденсатное месторождение и Куюмбинское нефтегазовое месторождение.

На различных этапах осуществления анализа особенностей горно-геологических условий объектов для многолетней закачки и хранения излишков ПНГ на указанных выше НГКМ мною были рассмотрены общие сведения о месторождениях и их стратиграфия, структурно-тектонические особенности и геолого-литологический разрезы. Так же были рассмотрены продуктивные нефтегазонасыщенные пласты и определены, и представлены графически объёмы излишков ПНГ, на основании этих данных были сделаны выводы о необходимой емкости для хранения ПНГ.

На следующем этапе было рассмотрено влияние особенностей геологических объектов, выбранные для закачки и хранения ПНГ, на проектные технологические решения, принимаемые для создания ВПХГ.

Заключительным этапом был произведен выбор подходящих геологических объектов для многолетней закачки и хранения ПНГ. На этом этапе я перечислила объекты, которые подходят для указанных выше месторождений, а также, внесла предложения об использовании для близ расположенных месторождений одного объекта в качестве создания ВПХГ.

**СОВРЕМЕННЫЕ СПОСОБЫ ПОДДЕРЖАНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ
СТЕНОК СКВАЖИНЫ В ГЛИНИСТО – МЕРГЕЛИСТЫХ
ОТЛОЖЕНИЯХ
(MODERN METHODS OF MAINTAINING THE STABILITY OF THE
BOREHOLE WALLS IN CLAY – MARL DEPOSITS)**

Беляева Е. В.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Деминская Н. Г.)
Ухтинский государственный технический университет

Глинистые породы составляют значительную часть геологических разрезов бурящихся скважин во многих нефтегазоносных районах, но даже там, где толща глинистых пород невелика, они оказывают большое влияние на осложненность условий бурения. Устойчивость ствола скважины во многом зависит от взаимодействия между буровым раствором и вскрытыми глинистыми породами. При неправильном выборе компонентного состава бурового раствора в результате воздействия фильтрата бурового раствора на глинистые частицы процесс проводки скважины значительно осложняется.

В условиях бурения в неустойчивых интенсивно набухающих глинистых отложениях большое значение имеют ингибирующие характеристики бурового раствора, то есть его способность препятствовать набуханию и диспергированию глин. Растворы с высокими ингибирующими свойствами обеспечивают сохранение устойчивости стенок скважины, а также имеют минимальные объемы наработки на разбавление, что значительно экономит химические материалы и реагенты.

Строительство скважин в глинистых отложениях является одной из проблем, на решение которых направлены усилия значительного числа зарубежных и отечественных специалистов. Большую роль в поддержании устойчивости стенок скважины в глинистых отложениях играет качественно подобранный состав бурового раствора, который способствует предотвращению значительного числа осложнений в процессе бурения.

В настоящее время практически на всех месторождениях Тимано – Печорской нефтегазоносной провинции присутствуют проблемы с поддержанием устойчивости ствола литифицированных глинистых пород Девонской системы. Несмотря на значительный объем исследований, и химических реагентов данная проблема так и продолжает оставаться нерешенной.

В данной работе рассматривается вопрос о современных способах поддержания устойчивости стенок скважины в глинисто – мергелистых отложениях, влияние различных систем ингибирующих буровых растворов на устойчивость образцов аргиллита и на адгезионное сцепление в массиве породы.

**МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ НА ОСНОВЕ
ДЕБИТА КОНДЕНСАЦИОННОЙ ВОДЫ
(RESERVOIR PRESSURE MEASURING METHOD BASED ON WASTE
WATER FLOWRATE)**

Бетимбаев К.Г., Карпов М.А.

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

Давление газа в пласте является одним из главных параметров при разработке газовых месторождений. Поэтому вопрос определения пластового давления является одним из центральных при исследовании скважин. Пластовое давление может быть определено с помощью глубинных приборов, расчетным путем или по газогидродинамическим исследованиям.

Перечисленные методы хорошо себя зарекомендовали применительно к высокопроницаемым газовым залежам. Но для низкопроницаемых залежей, например, туронской и ачимовской возникают проблемы, связанные с длительным восстановлением пластового давления. Ввиду этого в представленной работе предлагается способ определения пластового давления по известному влагосодержанию газа. Суть метода заключается в замере количества конденсационной воды и решении обратной задачи по определению пластового давления.

Следует отметить, что данный метод рассматривался для необводненных пластовой (краевой и подошвенной) водой газовых скважин, в составе которых присутствует только конденсационная вода. Преимуществом предлагаемого способа является возможность определения пластового давления без остановки скважины.

**ТРАНСПОРТИРОВКА ПНГ С ПРИРАЗЛОМНОГО
АРКТИЧЕСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА НОВУЮ ЗЕМЛЮ
(TRANSPORTATION OF ASSOCIATED GAS FROM THE
PRIRAZLOMNOE ARCTIC OILFIELD TO ARCHIPELAGO NOVAYA
ZEMLYA)**

Биктяков А.Ю., Биктяков Т.Ю.
(научный руководитель: Золотухин А.Б.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В настоящее время, такие вопросы как экологическая безопасность, охрана окружающей среды и снижение выбросов углекислого газа являются крайне актуальными, не говоря уже о ещё большей значимости данных вопросов в Арктике.

Вопросы работы нефтяных и газовых платформ в различных точках мира всегда были поводом для дискуссий. Безопасность выполнения буровых работ, добычи, подготовки и отгрузки нефти всегда выходят на первый план, а также минимизация влияния деятельности человека на флору и фауну.

Во многих странах, в том числе и России запрещены любые выбросы в открытое море, и должен выполняться принцип нулевого сброса (утилизация производственных или бытовых отходов). Принцип нулевого сброса подразумевает закачку всех видов отходов в шламовую скважину, либо вывоз на танкере. На МЛСП «Приразломная» выполняется принцип нулевого сброса, путём закачки отходов в шламовую скважину.

Помимо вопроса безопасности на добывающих платформах особо остро стоит вопрос использования попутного нефтяного газа (ПНГ). Одним из таких решений является максимизация использования ПНГ на нужды платформы и дальнейшего его использования.

Нами рассмотрен вопрос компримирования или сжижения ПНГ и его дальнейшей транспортировки на архипелаг Новая земля для его последующего использования для генерации энергии для компании, занимающейся добычей руды.

Рассмотрена осуществимость данной концепции с технологической и экономической стороны.

**НОВЫЙ ПОДОД К ПРИМЕНЕНИЮ УДАРНО-ВРАЩАТЕЛЬНОГО
СПОСОБА БУРЕНИЯ
(A NEW APPROACH OF ROTARY-PERCUSSIVE DRILLING
METHOD APPLICATION)**

Блюдоёнов А.К.

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

Сегодня появились предпосылки для разработки на новом этапе развития науки и техники ударно-вращательного способа бурения. Этот способ известен с середины прошлого века, и уже в то время были понятны его потенциальные возможности, а именно – кратное увеличение механической скорости проходки. Однако, шарошечные долота не выдерживали значительных динамических нагрузок, быстро изнашивались, что вело к общему снижению технико-экономических показателей бурения. Отметим, что частоты колебаний, которые генерировались гидроударниками, как правило, не превышали нескольких герц. Сегодня установлено, что наиболее эффективными для разрушения горной породы являются колебания долота порядка нескольких килогерц. Эти работы, в частности, были проведены в университете Абердина, где было показано, что механическая скорость проходки при правильном выборе частоты колебаний долота может возрастать до десяти раз. Такие колебания могут быть сгенерированы специальными электрическими осцилляторами при бурении с использованием электробуров. Это позволяет поставить новые задачи для компаний, производящих буровые долота. Новое поколение буровых долот должно быть способно работать длительное время при наличии высокочастотных вибраций. Этот способ может быть также использован при бурении скважин на Луне, где затруднительно создать значительные статические нагрузки на долото, а создание динамических нагрузок позволит обеспечить необходимую механическую скорость проходки. Отметим, что у советских учёных уже есть опыт бурения скважин на Луне, где автоматическая станция Луна-24 в 1976 году пробурила скважину глубиной более двух метров. Сегодня принята новая программа освоения Луны, которая предусматривает бурение скважин на её поверхности.

Это дает возможность ускорить разработку этого метода и испытать его в сложных условиях бурения на Луне.

**ПРОЕКТ ЖИЛОГО ПОДВОДНОГО БУРОВОГО ПРОМЫСЛА
ГЛУБОКОВОДНЫХ МОРЕЙ АРКТИКИ
(THE DESIGN OF HABITABLE UNDERWATER DRILLING
PLATFORM FOR DEEP SEA OF ARCTIC)**

Бобов Д.Г.

(научный руководитель: к.т.н. Калашников П.К.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В последнее время большое внимание уделяют арктическим месторождениям. Многие говорят об Арктике, как о стратегическом фонде, который содержит в себе огромные объемы запасов. На российской части сосредоточены в основном газовые месторождения, но есть и нефтяные, и газоконденсатные. Много говорят о суровых условиях: низкие температуры продолжительный период времени, сильный ветер, очень большие глубины, большие волнения воды, но основная опасность идет ото льдов и айсбергов. Все это приводит к тому, что «рабочее окно» в Карском море не превышает 1,5 – 2 месяцев. За это время при помощи современных технологий можно построить только одну скважину. Ярким примером является скважина на месторождении «Победа» - «Университетская - 1» - самая северная на сегодняшний день. Срок ее строительства составил 1,5 месяца. А если для месторождения необходимо 20 или 40 скважин, каким образом бурить необходимое количество. Вторая проблема – при помощи чего производить добычу в таких условиях. На сегодняшний день это возможно при помощи подводных добычных комплексов (ПДК). Большой опыт использования ПДК – Мексиканский залив. На территории России – «Кириновское» месторождение на шельфе о. Сахалин. Но для арктических месторождений характерна большая удаленность от берега и жесткие ледовые условия. Существуют проблемы при транспортировке неподготовленного флюида на большие расстояния по морскому трубопроводу. Также стамухи и айсберги могут разрушить трубопровод при пропахивании дна. В этом случае необходима серьезная защита.

Но в данной работе рассмотрена проблема круглогодичного бурения. Короткий период навигации не позволяет построить даже две скважины за один год. Поэтому необходимо судно, позволяющее бурить скважины круглый год. Возвращаясь к суровым условиям севера и беря во внимание только глубоководные месторождения, единственный возможный способ бурения возможен с применением управляемых буровых аппаратов или жилых буровых подводных платформ (судов). В работе представлена конструкция такой платформы. Даны планы каждой палубы с перечислением помещений и их назначением. В работе не проводились расчеты корпуса конструкции, т.к. это очень сложная и кропотливая работа.

**РАЗРАБОТКА КИСЛОТНОГО СОСТАВА ДЛЯ ОБРАБОТКИ
ТЕРРИГЕННОГО КОЛЛЕКТОРА С ПОВЫШЕННОЙ
КАРБОНАТНОСТЬЮ
(DEVELOPMENT OF ACID COMPOSITION FOR TREATMENT OF
TERRIGENOUS RESERVOIR WITH HIGH CARBONATE CONTENT)**

Бондаренко А.В., Подопригора Д.Г.

(научный руководитель: доцент Мардашов Д.В.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

В последнее время все большее внимание уделяют проблеме, связанной с проникновением в продуктивный пласт частиц и фильтрата промывочной жидкости в процессе первичного вскрытия пласта, фильтрацией тампонажных составов при цементации обсадных колон и жидкостей глушения при проведении ремонтных работ. Именно методы интенсификации притока все чаще используют в процессе освоения и ввода скважин в эксплуатацию. Одним из эффективных способов воздействия на продуктивный пласт является кислотная обработка (КО) скважин. Перспектива использования химических реагентов обусловлена наличием ряда преимуществ по сравнению с другими применяемыми методами.

Стандартный подход к дизайну КО зачастую опирается только на такой параметр, как эффективная мощность коллектора, но при этом не учитывается причина загрязнения призабойной зоны пласта (ПЗП), температура пласта, фильтрационно-емкостные свойства, гранулометрический и минералогический состав пород, химический состав пластовых флюидов. В результате чего вся кислота расходуется в прискважинной зоне, образуются осадки нерастворимых соединений, а это приводит к снижению технологической эффективности проведения КО.

Разработанный кислотный состав предназначен для решения проблемы кислотной обработки низкопроницаемого терригенного коллектора с повышенной карбонатностью (до 25%) и высокой пластовой температурой (95 °С).

На начальном этапе проводились эксперименты по подбору оптимальных соотношений кислотных компонентов. Для этого определялась растворяющая способность кислотного состава (КС) в отношении кварца и карбонатной составляющей породы. Одновременно с этим экспериментом оценивалась осадкоудерживающая способность КС в отношении нерастворимых фторсодержащих осадков.

На последующем этапе подбирались облагораживающие добавки для улучшения свойств КС и определялись его основные технологические параметры. В заключении были проведены фильтрационные исследования на естественных образцах керна с использованием установки для изучения двухфазной фильтрации Autoflood 700.

**ЗАБОЙНАЯ ВИБРАЦИЯ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН КОРОНКАМИ,
АРМИРОВАННЫМИ АТП
(VIBRATION DOWNHOLE DURING DRILLING CROWNS,
REINFORCED ATP)**

Борисов К.А., Некроенко А.В.

(научный руководитель: к.т.н., старший преподаватель Третьяк А.А.)
Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ)
имени М.И. Платова

Известны три группы причин вибрации коронок, армированных АТП: геологические, технические и технологические.

С целью снижения условия вибрации нами предложена на уровне 2х патентов, стабилизирующая буровая коронка, армированная АТП, и буровой раствор с высокой смазывающей способностью, имеющий состав мас. %: мраморная крошка – 5-10, полианионную целлюлозу – 2-10, сульфанола – 2-5, хлористый калий – 2-5, метилсиликонат калия – 1-4, ацетат калия – 1,5-4, бишофит – 2-5, феррохромлигносульфонат – 1-5, ГКЖ-11 – 2,5, барит – 0,5-5, пеногаситель – 0,5-1, жидкая фаза – остальное, причем жидкая фаза включает отходы растительного масла и воду в соотношении масс. – 55/45 - 80/20.

Технический результат этого раствора – улучшение крепящих, смазочных и противоприхватных свойств бурового раствора на углеводородной основе при одновременном улучшении коэффициента восстановления первоначальной проницаемости продуктивного пласта, путем повышения ингибирующей и гидрофобизирующей способности фильтра раствора и как результат – отсутствие образования желобов и дифференциальных прихватов в стволе скважины, повышение устойчивости ствола наклонно-направленных и вертикальных, снижение вибрации.

Предложенный буровой раствор на углеводородной основе с высокими ингибирующими, фильтрационными и смазывающими свойствами, имеет параметры: фильтрация раствора – 0 см³/за 30 минут, липкость корки равна 0, коэффициент трения меньше 0,5 мм, отношение масло/вода в % составляет 80/20, плотность раствора от 1,1 до 1,2 г/см³, условная вязкость по СПВ-5 – 35-40 секунд, пластическая вязкость – 20-40 мПа·С, СНС 1/10 минут – 15-20/20-30 дПа, содержание песка меньше 0,5%, содержание Са⁺⁺ больше 16000 мг/л, содержание Cl⁻ больше 30000 мг/л.

Применение предлагаемого раствора позволяет бурить интервал пород представленные неустойчивыми, высокопластичными, разупрочняющимися глинами и успешно сооружать вертикальные, а также наклонно-направленные и горизонтальные скважины.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ВЛИЯНИЯ СОСТАВА ФИЛЬТРАТА БУРОВОГО РАСТВОРА НА ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГРАНУЛЯРНОГО КОЛЛЕКТОРА.

(EXPERIMENTAL INVESTIGATION OF IMPACT OF MUD FILTRATE COMPOSITION IN SANDSTONE CORE SAMPLES)

Бороздин С.О.

(научный руководитель: профессор Подгорнов В.М.)

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

Глубина и интенсивность проникновения фильтрата бурового раствора в призабойной зоне пласта (ПЗП) зависит от величины и направления $\text{grad } \Delta p, \Delta T$ (термодинамического) и $\text{grad } \Sigma \Delta \text{физ.хим.}$ (суммарный капиллярный, диффузионный, электрический, химический и др.) градиентов давлений. В случае совпадения направлений действия $\text{grad } \Delta p, \Delta T$ и $\text{grad } \Sigma \Delta \text{физ.хим.}$ зона проникновения в ПЗП будет максимальной по глубине и фильтратонасыщенности. При возможности регулирования величины и направления действия этих градиентов можно минимизировать зону проникновения, что особенно важно для низкопроницаемых коллекторов, в которых объём зоны проникновения существенно возрастает за счёт капиллярных процессов.

Вещественный состав и структура порового пространства коллектора, кроме прочностных и деформационных свойств, оказывает влияние на характер физико-химических процессов, происходящих в пластовых условиях. Так, капиллярная пропитка видоизменяет насыщенность зоны проникновения фильтратом, увеличивая её при прямоточной пропитке и сокращая её при противоточной пропитке.

Естественно, что физические свойства коллектора определяют кинетику капиллярной пропитки и полноту вытеснения пластовых флюидов фильтрадами буровых растворов. Но, в значительной мере на кинетику и на полноту вытеснения оказывает влияние поверхностная активность дисперсионной среды. Установлено влияние ПАВ в фильтрадах буровых растворах на изменение состава невытесняемой углеводородной фазы породы.

На основе проведенных исследований можно сделать вывод, что остаточная водонасыщенность после капиллярной пропитки снижается при увеличении концентрации ПАВ, а при отсутствии ПАВ остается приблизительно на том же уровне, из чего следует, что снижение межфазного натяжения позволяет снизить долю воды в поровых каналах для фильтрации через них нефти и газа.

АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТЕЙ МЕТОДА РЕНТГЕНОВСКОЙ МИКРО КОМПЬЮТЕРНОЙ ТОМОГРАФИИ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ КОЛЛЕКТОРОВ (ANALYSIS OF POSSIBILITIES OF X-RAY MICRO-COMPUTED TOMOGRAPHY METHOD FOR DETERMINATION OF FILTRATION-AND-CAPACITY PROPERTIES OF RESERVOIRS)

Боярский С.В.

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

При изучении внутренней структуры порового пространства коллекторов, для решения задач моделирования фильтрации флюидов на уровне пор с каждым годом все чаще используют цифровой анализ керна. В основе метода лежит получение 3D изображения порового пространства посредством рентгеновской микрокомпьютерной томографии (РМКТ). Основным преимуществом метода РМКТ является возможность проведения исследований без разрушения изучаемого образца. Широкое применение метод РМКТ приобрел при анализе насыпных моделей, крупнозернистых песчаников Berea, Frio и карбонатных пород, поровое пространство которых включает различные пустоты: поры, мелкие и крупные каверны. Ряд авторов представляет РМКТ как замену части традиционных исследований керна, в том числе фильтрационных экспериментов по определению относительных фазовых проницаемостей, смачиваемости, механических свойств. В этой связи включение методов РМКТ в круг стандартных керновых исследований является одним из наиболее актуальных направлений лабораторных исследований.

Целью работы является анализ возможностей метода РМКТ для определения фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов. Рассмотрены преимущества и недостатки РМКТ, принципы определения структуры порового пространства исследуемых образцов. Выделены основные задачи, стоящие перед рентгеновской томографией в области исследования керна: увеличение пространственного и плотностного разрешения съемки, способы обработки полученных изображений, требования к графическим процессорам, предотвращение помех при проведении томографии.

На базе метода РМКТ возможно рассчитать пористость и проницаемость породы-коллектора. Одной из центральных проблем является достаточность разрешения РМКТ-съемки для моделирования флюидодинамики. Сложности гидродинамического моделирования низкопроницаемых коллекторов приводят к необходимости выработки новых подходов к включению РМКТ в комплекс стандартных керновых исследований.

**ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ
ГАЗА ПРИ СОВМЕШНОМ ХРАНЕНИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА С
НЕУГЛЕВОДОРОДНЫМИ КОМПОНЕНТАМИ
(FEATURES OF OPERATION OF UNDERGROUND GAS STORAGE
UNDER JOINT STORAGE OF NATURAL GAS FROM NON-
HYDROCARBON COMPONENTS)**

Бутов К.А., Дьяченко Г.И.

(научный руководитель: к.т.н. Лопатин А.Ю.)

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

Замещение буферного объёма неуглеводородными компонентами или их совместного хранения с природным газом в наши дни приобретает всё большую актуальность. Эффективность замещения, особенности, связанные со смешением газов разного состава, прогноз распространения газа в пласте являются ключевыми критериями при циклической эксплуатации ПХГ.

Применение неуглеводородных компонентов обусловлено относительной простотой и дешёвизной себестоимости производства. В частности, с помощью электролиза воды можно получить газообразный водород, который может быть применён в обогащении активного объёма ПХГ и найти широкое применение в качестве возобновляемого источника энергии в различных отраслях промышленности. Так же с учётом разработки месторождений Восточной Сибири, нужно понимать необходимость создания ПХГ с соответствующими характеристиками ловушки с возможностью хранения гелия. Получение инертного азота реализуется путём выделения его из атмосферного воздуха. Так же необходимо учитывать возможность использования диоксида углерода, вырабатываемого из дымовых и выхлопных газов, в качестве частичного замещения буферного объёма ПХГ.

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 особенностей, осложняющих совместное хранение относятся: диффузионное смешивание; агрессивная водородосодержащая среда; потери водорода в пласте – коллекторе.

**ПРИМЕНЕНИЕ ИНТЕГРИРОВАННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
СКВАЖИН И ПЛАСТА ДЛЯ АНАЛИЗА ВЛИЯНИЯ
КОНСТРУКЦИЙ НИЖНЕГО ЗАКАНЧИВАНИЯ СКВАЖИН
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ИМ. Ю. КОРЧАГИНА НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ
УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ
(INTEGRATED MODELING OF WELLS AND LAYERS TO ANALYZE
THE IMPACT STRUCTURE OF THE LOWER WELL COMPLETIONS
FIELDS Y.KORCHAGIN ON THE EFFICIENCY OF THEIR
OPERATION MODE)**

Быков Д.В.

(научный руководитель: Санников И.Н.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина,
ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг»

Бурение первых эксплуатационных скважин месторождения им. Ю. Корчагина выявило сложный геологический разрез залежи неокомских и волжских отложений. Основным осложняющим фактором при разработке месторождения является интенсивный прорыв газа газовой шапки к забоям добывающих горизонтальных скважин.

Анализ показал, что прорыва газа на первых пробуренных скважинах обусловлены заколонными перетоками из газовой шапки, что повлияло на изменение решений по нижнему заканчиванию последующих пробуренных скважин. Для минимизации негативного влияния прорывов газа использованы нижние заканчивания с устройствами контроля притока различных конструкций: пассивные устройства Resflow ICD (забойные штуцеры) и AICD производства компаний Schlumberger и Tendeka, а также активные гидравлически управляемые восьмипозиционные клапаны (AFCV) «Odin».

Применение сложных конструкций нижнего заканчивания горизонтальных скважин нацелено на снижение прорывов газа в зонах, приуроченных к разломам, компенсацию различий ФЕС и потерь давления вдоль ствола регулированием распределения депрессии.

Непрерывное обеспечение максимально возможной добычи нефти при наличии ограничений оборудования, размещенного на платформе, на добычу газа предполагает ежедневное управление режимами эксплуатации горизонтальных скважин. Эта задача требует создания прецизионной геолого-технологической модели, детально описывающей процессы многофазного течения как в пласте, так и в элементах конструкций нижнего заканчивания скважин. Программное обеспечение компаний Schlumberger (Petrel RE, Eclipse, Pipesim) и RFD (tNavigator) обладают необходимым набором функций для создания таких моделей.

В работе представлены результаты анализа конструкций скважин, описаны методы и результаты их моделирования в ПО Petrel RE.

**АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГЭС-М ДЛЯ
ПОВЫШЕНИЯ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ В УСЛОВИЯХ
АБДРАХМАНОВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ANALYSIS OF THE USE OF TECHNOLOGY GES-M TO INCREASE
PRODUCTION OF RESERVES IN TERMS OF THE
ABDRAKHMANSK AREA LATE STAGE DEVELOPMENT)**

Валиуллин И.Р.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Телков В.П.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Доля открытых трудноизвлекаемых запасов Татарстана неуклонно растет и в настоящее время превысила 80 % остаточных запасов. Поддержание высокого уровня добычи нефти определяется применением методов увеличения нефтеотдачи (МУН) и интенсификации добычи нефти, поэтому тема доклада весьма актуальна. Целью данной работы является анализ эффективности применения методов увеличения нефтеотдачи в условиях Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения.

В качестве наиболее эффективного метода увеличения нефтеизвлечения рассматривалась закачка гидрофобноэмульсионного состава (ГЭС-М) в нагнетательные скважины. В работе были представлены результаты анализа эффективности данного мероприятия. Для оценки технологической эффективности применения технологии ГЭС-М были проведены расчеты по методам с использованием характеристик вытеснения и по методике ТатНИПИнефть по участкам Абдрахмановской площади. Результаты расчетов позволяют сделать вывод о технологической эффективности технологии ГЭС-М в условиях Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения. По результатам внедрения данной технологии дополнительная добыча нефти на первом участке составила 3360 тонн, на втором участке добыча нефти увеличилась на 1020 тонн, а на третьем участке на 2480 тонн. Чистый дисконтированный доход при реализации анализируемой технологии составил 7657 тысяч рублей.

Таким образом, проведение закачки ГЭС-М с правильным подбором технологии на данном промышленном объекте является оправданным, выработка пластов происходит равномерно, предотвращая резкое обводнение продукции скважин, можно рекомендовать дальнейшее применение данной технологии на Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения.

**ПРИМЕНЕНИЕ БИОПОЛИМЕРНЫХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ
ПЕРВИЧНОГО ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ
(APPLICATION OF BIOPOLYMER DRILLING MUDS FOR PRIMARY
PRODUCTIVE FORMATION EXPOSING)**

Верхозин А.В.

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

Сохранение проницаемости продуктивных горизонтов – одно из требований к буровым растворам. Фильтрация промывочных жидкостей в прискважинную зону пласта-коллектора может привести к снижению дебита скважин, искажению подсчетов запасов, неправильной оценке проницаемости горных пород. Причём отрицательное воздействие часто оказывается необратимым.

Избежать этих проблем позволяет специальная рецептура буровых растворов. Всё большее применение находят биополимерные промывочные жидкости.

В ходе работы был изучен российский и зарубежный опыт их использования для вскрытия продуктивной части разреза скважины. На основе данных о типовой рецептуре раствора после изучения классификаторов иностранных химических реагентов авторы исследования приготовили биополимерный раствор и провели лабораторные опыты на вискозиметре Brookfield DV2T.

Экспериментально получены зависимости вязкостей жидкости от скоростей сдвига для различных сочетаний компонентов.

Показано, что при снижении градиента сдвига резко усиливаются структурно-механические свойства бурового раствора. То есть на стенке скважины образуется высоковязкая биополимерная структура, препятствующая дальнейшей фильтрации бурового раствора в пласт.

Проведена оценка эффективности добавления в раствор разных компонентов. Предложены перспективные направления дальнейшего совершенствования рецептуры биополимерных промывочных жидкостей.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ПЛАСТ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ (USING TECHNOLOGY ELECTROMAGNETIC TREATMENT OF THE RESERVOIR TO INCREASE OIL RECOVERY)

Вильданов Т.Ф.

(научный руководитель: профессор Гафаров Ш.А.)
Уфимский государственный технический университет

На сегодняшний день, даже в условиях временного снижения цен на нефть и переизбытки ее на рынке потребления, очень важно позаботиться о будущем нефтедобычи. Необходимо создание не дорогих методов увеличения нефтеотдачи с высокой энергоэффективностью и экологичностью, которые позволяли бы разрабатывать месторождения с трудноизвлекаемыми запасами, а именно месторождения тяжелых и высоковязких нефтей, битумов и газовых гидратов. К подобному роду методов предполагается отнести метод электромагнитного воздействия на пласт.

Исследования в данной области начались еще в СССР, но так и не получили широкой огласки, из-за большой доли традиционных запасов на тот момент. Были исследованы технологии воздействия электрическим током, плазменно-импульсное воздействие и ВЧ, СВЧ электромагнитное воздействие. В ходе работ было определено, что наибольшие перспективы имеет воздействие электромагнитными полями высокочастотного диапазона. Так как нефтегазовый пласт представляет собой, в электрическом отношении, диэлектрический материал, ВЧ может проникнуть в виде волн, в зависимости от диапазона, от долей до сотни метров. При взаимодействии же поля высокой частоты с рабочей средой оно преобразуется в другие виды физических поле, такие как тепловое поле, поле напряженности и поле давлений. Следовательно, можно предположить возможность управления процессами на заданном расстоянии от скважины.

В работе приводятся теоретические расчеты при использовании технологии электромагнитного воздействия на пласт для увеличения нефтеотдачи. Также приводятся возможные схемы работы электромагнитного генератора с установками электроцентробежного насоса. Доказывается целесообразность дальнейшей разработки данного метода.

**РЕЗУЛЬТАТЫ ФИЗИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ
РАСПРОСТРАНЕНИЯ ГИДРОУДАРА В ПРОДУКТИВНОМ
ПЛАСТЕ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЛЕКСНОЙ
ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОИМПУЛЬСНОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
(RESULTS OF PHYSICAL MODELING EXTENSION OF HYDRAULIC
IMPACT IN PRODUCING LAYER AS A RESULT OF AN AGGREGATE
TECHNOLOGY HYDROIMPULSIVE IMPACT)**

Волкотрубов Д.А.

(научный руководитель: ассистент Купавых К.С.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

В работе представлены результаты аналитических и экспериментальных исследований распространения гидроудара в скважине и продуктивном пласте вследствие выполнения технологических операций гидроимпульсного воздействия на призабойную зону в составе комплексной технологии при освоении и ремонте скважин.

Так как в реальных условиях не представляется возможным измерить глубину и величину проникающей в пласт ударной волны, был разработан экспериментальный стенд для физического моделирования технологических операций при обработке пласта. Рассмотрена конструкция разработанного экспериментального стенда для исследования гидродинамического воздействия на ПЗП. Представлена методика проведения стендовых испытаний.

Установлено, что создание ударных импульсов путем быстрого открытия запорного устройства на устье скважины способствует возникновению гидроимпульсного фронта волны в призабойной зоне продуктивного пласта. По протяженности и амплитуде фронт волны зависит от величины начального давления на устье, глубины скважины, а также частоты создаваемых импульсов, причем амплитуда ударной волны возрастает прямо пропорционально удалению от забоя, достигая максимума на расстоянии 3-4 метров от забоя скважины.

Также установлено, что с уменьшением диаметра капилляра пиковые значения давлений гидроудара увеличиваются до определенного значения, затем импульс затухает, т.е. происходит увеличение импульсного давления по мере удаления от забоя в пласт. Высокое значение импульса давления в трещинах пласта увеличивает проницаемость призабойной зоны, развивая систему трещин. На забое практически не наблюдается высоких импульсов давления, что позволяет судить о безопасности гидроударов для целостности обсадной колонны и цементного камня.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗЛИВА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ
СТРОИТЕЛЬСТВЕ РАЗВЕДОЧНОЙ СКВАЖИНЫ ЮЖНО-
КИРИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В АКВАТОРИИ ОХОТСКОГО
МОРЯ
(OIL AND OIL PRODUCT SPILL MODELING AT EXPLORATORY
WELL OF SOUTH KIRINSKOYE FIELD IN SEA OF OKHOTSK
CONSTRUCTION STAGE)**

Ворсина Г. Д.

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

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

На сегодняшний день опасность разливов нефти и нефтепродуктов и их возможные экологические последствия находятся в центре внимания общественных и государственных организаций. Для того чтобы вовремя спланировать и разработать предупреждающие меры, позволяющие обезопасить морскую акваторию, очевидна необходимость в своевременном обнаружении, определении направления и масштабов аварийных разливов. Поэтому моделирование образования и распространения нефтяного пятна имеет важнейшую роль в разработке «Плана предупреждения и ликвидации разлива нефти и нефтепродуктов».

Распространение нефтяных пятен представляет собой совокупность процессов, зависящих как от состояния окружающей среды, так и от свойств самого вещества. При постановке задачи о переносе нефтяного загрязнения в водоеме необходимо описывать не только физико-химические свойства самой нефти и характер источников загрязнения, но и такие характеристики водной среды как течения, волнение, стратификацию, взаимодействие с атмосферой и другие.

Для прогнозирования поведения нефти и нефтепродуктов (ННП) на море и определения площадей разливов использовалось математическое моделирование, выполненное с помощью программного продукта, который воспроизводит процессы, происходящие в нефтяном разливе на поверхности моря: распространение, испарение, диспергирование, эмульсификация, изменение вязкости, горение, взаимодействие нефти с окружающей средой и средствами борьбы с разливами нефти. При моделировании сценариев разлива нефти определены максимальные границы области возможного загрязнения и границы полного выветривания в случае непринятия эффективных мер по локализации и ликвидации аварийного разлива.

**ВРЕМЯ ДВИЖЕНИЯ ГАЗОВОЙ ПАЧКИ ОТ ЗАБОЯ ДО УСТЬЯ
СКВАЖИНЫ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ГНВП
(MOVEMENT TIME OF GAS FROM THE BOTTOM TO THE
WELLHEAD AT ELIMINATION OF OIL GAS WATER SHOWS)**

Габбасова А.Ф.

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

Газоводонефтепроявления, выбросы и, как следствие, фонтаны происходят по разным причинам, начиная с геологических (недостаточная изученность) и заканчивая технологическими (низкая плотность раствора). Одна из основных причин возникновения в процессе бурения скважин аварийных выбросов, часто переходящих в газовые фонтаны, – снижение во времени давления столба промывочной жидкости из-за ее газирования [1]. Попадая на забой скважины, мельчайшие пузырьки газа находятся под сильным давлением. По мере того как буровой раствор поднимается вверх, давление в пузырьках газа становится меньше, и они увеличиваются в объеме. В итоге газ может занять большую часть объема раствора, и плотность его значительно уменьшится. Тогда вес столба жидкости уже не сможет противостоять давлению газа, и произойдет выброс.

В работе принято, что газ, поступивший в призабойную зону, представляет собой единую пачку, объем которой равен объему вытесненной промывочной жидкости из скважины и этот объем известен, поскольку его можно определить по притоку в приемной емкости. Также принято, что буровая жидкость – несжимаемая однофазная и течение промывочной жидкости является развитым турбулентным, что позволяет считать коэффициент гидравлического сопротивления постоянным.

На основе дифференциального уравнения движения газовой пачки проведена оценка времени движения верхней границы газовой пачки от забоя к устью скважины. Поскольку аналитического решения данного дифференциального уравнения не существует, то для нахождения его численного решения составлена программа с использованием математического компьютерного пакета Mathcad, который удобен для инженерных расчетов. По полученному численному решению, представленному на графике, проведен анализ. С помощью графика определено время, когда верхняя граница пачки газа достигнет устья скважины. Значение этого времени необходимо для оценки снижения забойного давления при вымыве газовой пачки из скважины, которое нужно компенсировать на устье при входе в бурительные трубы.

Литература

1. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов. Ч.1: Гидроаэромеханика в бурении. – 413с.

РАЗРАБОТКА ТЕРМОСТОЙКИХ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА ОСНОВЕ МИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ПРЯМОЙ ЭМУЛЬСИИ (DEVELOPMENT OF MINERALIZED PRIMARY EMULSION DRILLING FLUID FOR HIGH-TEMPERATURE CONDITIONS)

Гаджиев С.Г., Могильниченко М.А.

(научный руководитель: доцент Елисеев Н.Ю.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Рост доли трудноизвлекаемых запасов в России обуславливает бурение более глубоких и разветвленных скважин. Выход на новые глубины наклонными и горизонтальными стволами подразумевает решение актуальных проблем устойчивости ствола скважины, хождения бурильных и обсадных колонн и высоких температур.

Нами разрабатывается новая рецептура бурового раствора для высокотемпературных скважин с потенциальными осложнениями в виде неустойчивых глин и аргиллитов в наклонных или горизонтальных участках профиля.

Основу предлагаемой рецептуры безглинистого бурового раствора представляет собой минерализованный раствор полимера (винилового или глубококомодифицированных эфиров целлюлозы) в воде, с добавлением консервантов – поглотителей кислорода. Полимерный раствор обеспечивает достаточную реологию и выносящую способность в диапазоне температур от +90 до +170°C. Для снижения фильтрации раствора используются органические коллоидные наполнители и эмульсионная масляная фаза. Таким образом, готовый раствор представляет собой прямую эмульсию с содержанием углеводородной фазы до 20%. Стабилизацию эмульсии обеспечивают специально подобранные эмульгаторы серии Petro Mul W и органические коллоидные наполнители. Принципиальным новшеством является достижение стабильности прямых эмульсий с минерализацией моновалентными катионами, о чем ранее в литературных данных не сообщалось.

Проведенные реологические исследования разработанных нами буровых растворов при температурах от +25 до +90°C показали, что поведение раствора с наибольшей достоверностью описывается моделью Гершеля-Балкли.

Разработанные буровые растворы прошли апробацию в компании ООО «ПетроИнжиниринг» на объектах АО «РИТЭК» при бурении горизонтальных скважин глубиной до 6000 м.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ПРОМЫВОЧНЫХ ЖИДКОСТЕЙ НА ОБРУШЕНИЕ ПОРОД В СТЕНКАХ СКВАЖИНЫ (EVALUATION OF THE INFLUENCE OF DRILLING FLUIDS ON THE WELLSBORE STABILITY)

Гайдей И.В.

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

Неустойчивость ствола скважины является одним из наиболее опасных осложнений во время бурения, результатом чего являются осыпи и обвалы породы, посадки и затяжки инструмента при СПО, а также полная потеря ствола.

В большинстве случаев, природой этого явления является физико-химические взаимодействия между промывочной жидкостью и стенками скважины. При контакте жидкости и породы происходят различные массопереносы, что в случае неустойчивых и химически активных пород, как глины и соли, может привести к снижению прочности стенок и обрушению ствола скважины. Таким образом, ключевым фактором при борьбе с неустойчивостью скважины является подбор подходящей рецептуры промывочной жидкости.

Существует ряд методик по оценке влияния жидкости на устойчивость породы. Чаще всего они основываются на оценке изменений линейных размеров образцов со временем в различных средах без учета нагружения.

Мной была разработана методика оценки влияния промывочных жидкостей на устойчивость стенок скважины на основе уравнений длительной прочности грунтов, предложенных С.С.Вяловым. Была проведена серия экспериментов по определению кривых ползучести глинистых образцов при различных постоянных осевых нагрузках как в воздушной, так и в жидких средах. Результаты опытов были обработаны по одной из формул длительной прочности. Мной был введен коэффициент, при помощи которого можно численно оценить степень влияния каждой жидкости на разрушение породы.

В результате при помощи разработанной методики можно решить следующие задачи: численно выразить степень влияния жидкости на разрушение породы, найти время разрушения и с помощью него выбрать из нескольких жидкостей наиболее подходящую для бурения.

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ
ВНУТРИСКВАЖИННОЙ ПЕРЕКАЧКИ НА ПРИМЕРЕ
РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НГДУ
«АЛЬМЕТЬЕВНЕФТЬ»
(EVALUATION OF TECHNOLOGY TRANSFER FOR EXAMPLE
DOWNHOLE ROMASHKINSKOYE FIELD NGDU
"ALMETYEVNEFT")**

Галиев Р.Н.

(научный руководитель: доцент Кемалов Р.А.)
Казанский (Приволжский) федеральный университет

В результате повышения доли трудноизвлекаемых запасов нефти в общей структуре запасов нефти в России и мире, требуется применение новых, технологических решений в разработке нефтяных месторождений.

Разработка слабопроницаемых глинистых коллекторов требует особого внимания, так как при заводнении их пресными или же сточными водами не достигается должного эффекта. Данную проблему решили с помощью закачки в данные пласты подземных минерализованных вод системами ВСП-ППД и МСП-ППД.

Целью данного доклада является оценка эффективности применения технологии внутрискважинной перекачки на примере Ромашкинского месторождения НГДУ "Альметьевнефть".

Данная тема является актуальной, при нынешней доле запасов нефти в слабопроницаемых глинистых коллекторах. Как правило, использование минерализованных вод не приводит к разбуханию глинистых частиц, а, следовательно, не способствует уменьшению проницаемости пласта и уменьшению конечного коэффициента извлечения нефти.

Особенно, существенный экономический эффект приносит использование системы ВСП-ППД для заводнения сравнительно мелких месторождений, рассредоточенных на значительной площади друг от друга и от надежного источника водоснабжения, а также на участках крупных месторождений с пониженным пластовым давлением, не обеспечивающим достаточную выработку запасов.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ СКВАЖИНЫ С
УЧЕТОМ 1D ГЕОМЕХАНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НА ЮРСКИЕ
ОТЛОЖЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЯМАЛО-НЕНЕЦКОГО
АВТОНОМНОГО ОКРУГА(ЯНАО)
(IMPROVEMENT OF WELL DESIGN BASED ON 1D
GEOMECHANICAL MODEL OF JURASSIC DEPOSITS OF THE
YAMAL-NENETS AUTONOMOUS DISTRICT (YNAO) FIELD)**

Галимханов А.Р.

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

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

Ямало-Ненецкий автономный округ (ЯНАО) Российской Федерации – один из основных регионов по добыче природного газа, на долю которого приходится около 72,5% газа, 19,2% нефти и конденсата в России и 22,2% газа, 2,5% нефти в мировом объёме текущих разведанных запасов.

За полувековую историю – с начала разработки месторождений в ЯНАО добыто более 14 триллионов кубометров газа из ранее разведанных сеноманских и валанжинских залежей. В настоящее время эти структуры выработаны, и их дальнейшая эксплуатация нерентабельна. Поэтому для обеспечения объёмов добычи углеводородов необходимо вести разработку нижележащих ачимовских и юрских отложений.

Однако недостаток опыта бурения и информации о залежах на больших глубинах создают высокие риски при строительстве скважин, которые связаны, прежде всего, с наличием особых геологических и геомеханических факторов, а также с усложнением профилей и конструкций скважин. Для решения сложных технических задач и предотвращения аварийных ситуаций на стадии проектирования необходимо разработать 1D геомеханическую модель, на основе которой проводились бы все последующие расчёты.

Отметим, что геомеханическое моделирование становится все более востребованным и эффективным методом при проектировании, строительстве и эксплуатации скважин как в России, так и за рубежом.

Основной целью представленной работы является расчёт 1D геомеханической модели, анализ стабильности ствола и усовершенствование конструкции скважины путём снижения количества обсадных колонн.

Результатом выполненной работы является техническое решение, основанное на анализе 1D геомеханической модели, которое позволит оптимизировать дизайн скважины и подобрать безопасный диапазон значений плотности бурового раствора, что сократит металлоёмкость конструкции, время крепления, риски возникновения опасных ситуаций и, соответственно, снизит общие затраты на строительство скважины.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ЮРСКИХ ОБЪЕКТОВ С
ПРИМЕНЕНИЕМ МНОГОЗОННОГО ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА В
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ НА ПРИМЕРЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(ENHANCED DEVELOPMENT OF JURASSIC OBJECTS OF
WESTERN SIBERIA FIELD APPLYING HORIZONTAL WELLS WITH
MULTI-STAGE FRACKING)**

Галкина О.А.

(научный руководитель: Веремко Н.А.)

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

Юрские объекты Месторождения Западной Сибири относятся к низкопродуктивным коллекторам, находятся в разработке с 1981г. Разбуривание изначально велось по обращенной девятиточечной системе. Более двадцати лет разработка данных объектов производилась низкими темпами отбора от начальных извлекаемых запасов (НИЗ) (годовой темп отбора от НИЗ - доли процента). С целью эффективного вовлечения трудноизвлекаемых запасов углеводородов (УВ), в ПАО «ЛУКОЙЛ» была принята масштабная программа проведения опытно-промышленных работ (ОПР) по проведению многозонного гидроразрывапласта (МГРП) в горизонтальном участке скважин.

После успешного проведения ОПР, в 2011 г. были приняты Дополнения к технологической схеме разработки Месторождения: была усовершенствована система расстановки скважин Месторождения. Западный участок разбуривался по однорядной комбинированной системе: в добывающем ряду располагались горизонтальные скважины (длина горизонтального участка скважины составляла 500-800 м.), в нагнетательном ряду чередовались наклонно-направленные (ННС) добывающие и нагнетательные скважины. Южный участок разрабатывался по обращенной девятиточечной системе по сетке 425×425 м. На горизонтальных скважинах после бурения проводился многозонный гидроразрыв пласта.

В данной работе проведен анализ эффективности введения в разработку горизонтальных скважин с МГРП на Западном участке. Входные показатели в усовершенствованной системе с МГРП в разы превышают входные показатели по базовой технологии.

Темп падения дебитов по жидкости по части скважин с МГРП за три месяца работы несколько больший, чем по соседним ННС, что объясняется большими темпами отбора запасов. Однако совершенствование системы разработки позволило достичь более высоких значений коэффициента извлечения нефти трудноизвлекаемых запасов Месторождения.

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ
БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА ОБЪЕКТАХ НОВО-ЕЛХОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(COMPARATIVE ANALYSIS OF EFFICIENCY OF INTRODUCTION
SIDETRACKS ON OBJECTS NOVO-ELKHOVSKOYE FIELD)**

Ганиев Д.И.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Гарипова Л.И.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

Основные разрабатываемые объекты ПАО «Татнефть» в настоящее время находятся на поздней стадии разработки, которая сопровождается ростом нерентабельного фонда скважин. Современные системы разработки не способны полностью выработать запасы нефти из продуктивных пластов данных площадей, так как немалое количество запасов находится в тупиковых зонах. Помимо этого, значительные запасы нефти сосредоточены также на санитарно-защитных зонах.

Для выработки этих запасов на анализируемых площадях с 2002 года началось внедрение боковых стволов. Данная технология на сегодняшний день является наиболее эффективным и экономичным способом извлечения остаточных запасов нефти из водонефтяных и тупиковых зон с использованием ранее пробуренного фонда скважин, так как экономит порядка 60% средств по сравнению с бурением новых скважин. Зарезка боковых стволов позволяет увеличить нефтеизвлечение пластов и фактически заменяет уплотнение сетки скважин, позволяя сохранить скважину и сэкономить затраты на ее освоение.

Строительство боковых стволов позволило:

- вернуть простаивающие скважины в рентабельный фонд;
- увеличить коэффициент продуктивности старых скважин;
- значительно уменьшить количество затраченных основных средств и времени на проведение работ по обустройству скважин;
- произвести вскрытие оставшихся нефтенасыщенных участков пласта и подключение их к разработке.

В рамках данной работы для сравнения эффективности внедрения боковых стволов применен метод характеристик вытеснения, по которым была рассчитана дополнительная добыча по скважинам, а также проведено сравнение экономической эффективности, которое включает расчет чистого дисконтированного дохода и срока окупаемости. Помимо этого, проведены анализ динамики продуктивности скважин определение фильтрационно-емкостных свойств пластов-коллекторов до и после внедрения БС посредством интерпретации результатов ГДИС. Внедрение БС позволило на исследуемых объектах обойти обводненные участки пласта и тем самым вовлечь в разработку ранее недренируемые запасы.

**ОСОБЕННОСТИ БЕЗРАЙЗЕРНОГО СПОСОБА БУРЕНИЯ
СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ ШЕЛЬФА БРАЗИЛИИ
(FEATURES OF THE RISERLESS DRILLING TECHNIQUE BASED ON
THE BRASILIAN OFFSHORE EXPERIENCE)**

Гатиатуллин Ф.Х., Хуснутдинов А.Р.
(научный руководитель: доцент Балицкий В.П.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

С освоением нефтяных месторождений в глубоководных частях шельфа, требования, предъявляемые к буровым работам в данных условиях, становятся всё более непростыми. Первые сложности возникают уже при прохождении верхнего разреза перспективных структур, где располагаются более молодые отложения с меньшим горным давлением и низким градиентом гидроразрыва пласта. Как правило, эти структуры представлены слабосцементированными глинистыми породами, склонными к обвалам и разрушениям.

В цикле строительства глубоких, многоколонных скважин, скважин со сложной конструкцией успешное бурение, расширение, обсаживание и крепление кондукторов большого диаметра во многом обуславливают успешное завершение проектных работ в целом.

При бурении участка ствола скважины под кондуктор оказывается невозможной установка райзера для транспортировки отработавшей промывочной жидкости на поверхность моря.

В данной работе дается описание и принцип действия подводной насосной системы, позволяющей осуществлять сбор бурового раствора в верхнем участке ствола скважины и отправлять его обратно на буровую установку, что делает долбление участка под кондуктор экологически безопасным – предотвращаются выбросы бурового раствора со шламом на дно океана.

При безрайзерном бурении создаются условия так называемого двухградиентного углубления, что позволяет добиться улучшения контроля скважины на протяжении всего процесса работ. Это происходит за счёт разделения гидростатического столба от забоя до уровня роторного стола на два промежутка: первый промежуток гидростатического давления – от дна моря до уровня буровой, а второй – от забоя до дна моря.

Безусловно, при реализации данной технологии используется дополнительное оборудование, как поверхностное – насосы, дополнительные контрольно-измерительные приборы, резервуары, так и глубоководное – подводный насос, клапан в бурильной колонне и другие.

Таким образом, в докладе будут освещены технико-технологические особенности представленного способа бурения, а также целесообразность его применения на примере работ, проведенных на шельфовых месторождениях Бразилии.

**МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА
ТЕПЛОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ГАЗОГИДРАТНОЕ
МЕСТОРОЖДЕНИЕ
(MATHEMATICAL SIMULATION OF THE THERMAL PROCESS OF
EFFECTS ON GAS HYDRATE DEPOSIT)**

Герасимов В.В.

(научный руководитель: к.ф.-м.н., доцент Кравченко М.Н.)

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

Вследствие постоянно растущего спроса на углеводороды, актуальной становится задача создания новых технологий для разработки залежей нетрадиционных источников углеводородов. К таким запасам относятся залежи газовых гидратов. Они расположены преимущественно на морских глубинах, а также на некоторых участках газовых месторождений и при этом находятся при особых термобарических условиях.

Данный вид углеводородного сырья представляет собой твердое кристаллическое вещество, состоящее из воды и природного газа. В связи с тем, что газогидраты в пласте находятся в конденсированном состоянии, добыча газа становится возможной только при создании условий для диссоциации газового гидрата на газ и воду. Существует два основных метода воздействия на такие залежи газогидратов, а именно, понижение пластового давления и повышение температуры в пласте. Практический эффект был достигнут при реализации метода снижения пластового давления, но эта технология обладает большим недостатком, связанным с дополнительным охлаждением окружающей породы. В связи с этим нет возможности применения данной методики при изначально низкой пластовой температуре. Другой метод, основанный на искусственном повышении температуры залежи, даст возможность разрабатывать газогидратные месторождения в зоне исходно пониженных температур. В представленной работе рассматривается моделирование процесса термического воздействия на газогидратную залежь. Суть технологического процесса заключается в закачке в пласт жидкого или газообразного теплоносителя через вертикальные (или горизонтальные) скважины с целью создания условий для разложения твердых газогидратов.

Математически речь идет о термо-гидродинамической задаче моделирования процесса диссоциации газового гидрата в результате теплопередачи и конвективного переноса теплоносителя в пласт.

В данной работе представлены результаты численного исследования описанного процесса на основе двухмерной многофазной математической модели, учитывающей процесс нагнетания теплоносителя в пласт, наличие фазовых переходов (разложение газового гидрата на воду и газ), описывающую дальнейшую трехфазную фильтрацию продуктов диссоциации, а так же оценивающую вклад каждого фактора термобарического воздействия.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ МЕТОДОВ БОРЬБЫ С ВЫСОКИМ
СОДЕРЖАНИЕМ СВОБОДНОГО ГАЗА В ОТКАЧИВАЕМОЙ
ПРОДУКЦИИ НА ПРИЕМЕ ПОГРУЖНОГО
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА
(PERFORMANCE EVALUATION OF METHODS COMBATING WITH
HIGH CONTENT OF FREE GAS IN PUMPED-OUT WELLBORE
FLUIDS ON THE SUCTION OF ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP)**

Гизатуллин Р.И

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

Одним из основных осложняющих факторов при насосной эксплуатации скважин является высокое содержание свободного газа в откачиваемой продукции на приёме насоса. Вредное воздействие свободного газа серьёзно ухудшает технико-экономические показатели эксплуатации скважин, оборудованных погружными насосами. При большом количестве свободного газа происходит срыв подачи, в то время как при малых газосодержаниях происходит снижение подачи и развиваемого насосом давления. На эффективность работы погружных насосов влияют величина газосодержания, пенообразующие свойства смеси, вязкость жидкости, абсолютное давление на входе в насос, дисперсность газожидкостной смеси, конструкция ступени, число ступеней в насосе и режим его работы по подаче. Все эти факторы необходимо учитывать при расчёте характеристик центробежных насосов на ГЖС и при разработке средств, снижающих вредное влияние газа – газосепараторов и диспергаторов. При прохождении ГЖС через многоступенчатый погружной центробежный насос происходит изменение свойств смеси из-за диспергирования газа, сжатия и растворения его в жидкости. Предварительное диспергирование газовой фазы специальными устройствами повышает эффективность работы ЭЦН.

В работе анализируются бессепарационные и сепарационные методы повышения эффективности эксплуатации ЭЦН при откачке газожидкостных смесей. Рассматриваются существующие конструкции, области применения технологий и их возможные конструкционные совершенствования. В работе выполнены расчёты, нацеленные на сравнение эффективности применения современных технологий при различных условиях эксплуатации. Особое внимание в работе технологическим решениям, с помощью которых возможно повышение эффективности работы насосного оборудования при высоких значениях газосодержания на входе в насос, для широкого спектра свойств перекачиваемой среды. В работе представлена конструкция запатентованного насоса-диспергатора.

**ОСОБЕННОСТЬ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ОБСТАНОВКИ В УСЛОВИЯХ
ПРИМЕНЕНИЯ МИКРОБИОЛОГИЧЕСКИХ МЕТОДОВ
УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ
(SPECIFIC OF ECOLOGICAL SITUATION AT THE USE
MICROBIOLOGICAL METHODS OF ENHANCED OIL RECOVERY)**

Гильмиянова А.А.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Шамаев Г.А.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Значительная часть месторождений России разрабатывается с проведением мероприятий по увеличению нефтеотдачи пластов. Среди различных методов увеличения нефтеотдачи пласта относительно недавно в отдельную группу были выделены микробиологические методы.

Для комплексного воздействия на продуктивный пласт с целью ограничения водопритокков обрабатывают нагнетательные скважины избыточным активным илом с полимером (биореагент «ИАИП-1»). Такое воздействие позволит заблокировать высокопроницаемые промытые каналы и направить закачиваемую воду в низкопроницаемые зоны пласта, не охваченные фильтрацией. В результате увеличивается коэффициент вытеснения и в итоге коэффициент извлечения нефти.

Воздействие биореагентом «ИАИП-1» было сделано по фонду скважин НГДУ «Азнакаевскнефть» – 96 скв.-опер. дали дополнительную добычу 67,2 тыс. т нефти, по НГДУ «Елховнефть» – 29 скв.-опер. – 12,8 тыс. т нефти, по НГДУ «Бавлынефть» – 4 скв.-опер. – 4,5 тыс. т нефти, по НГДУ «Джалильнефть» – 5 скв.-опер. – 2,5 тыс. т нефти, по НГДУ «Ишимбайнефть» – 70 скв.-опер. – 85 тыс. т нефти.

Микробиологические МУН безопасны для окружающей среды, так как микрофлора, развивающаяся в нефтяном пласте, не содержит в своем составе патогенных и токсичных микроорганизмов. Для проведения технологических мероприятий не требуется разрешения органов санитарного надзора. При этом основная составная часть биореагента – активный ил является отходом биологических очистных сооружений.

Получается двойной эффект: уменьшается нагрузка на окружающую среду путем безопасной утилизации отходов, содержащих микроорганизмы; использование биореагента позволяет увеличить коэффициент извлечения нефти из продуктивных пластов, сократить добычу попутной воды, что в свою очередь, увеличивает энергоэффективность добычи нефти и сберегает ресурсы. Эти аспекты очень важны для нефтяных компаний.

В результате получаем, что с точки зрения защиты окружающей среды применение микробиологических методов обладает уникальным положением в системе методов увеличения нефтеотдачи, позволяя одновременно избавляться от отходов производства и тем самым увеличивая добычу нефти не причиняя вред природе.

**ЛАБОРАТОРНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА КЕРНЕ
ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВЫХ СМЕСЕЙ В
КАЧЕСТВЕ ПОТООТКЛОНЯЮЩИХ СОСТАВОВ
(LABORATORY STUDIES ON THE CORES OF EFFICIENCY OF THE
APPLICATION OF WATER-GAS MIXTURES AS A FLOW
ANGULARITY COMPOSITIONS)**

Гладких Е.А.

(научный руководитель: профессор Хижняк Г.П.)

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

Современное состояние разработки месторождений отличается невысоким текущим коэффициентом нефтеотдачи и исчерпанием потенциала заводнения для продолжения экономически эффективной довыработки остаточных запасов нефти.

Для повышения эффективности разработки, увеличения коэффициента нефтеотдачи залежей возможно применение газовых методов воздействия на пласт с использованием газа газовых шапок, попутного нефтяного газа и азота воздуха. К таким методам относится попеременная циклическая закачка оторочек воды и газа, воды и водогазовой смеси.

Принципиально новым решением в применении газовых технологий является потокоотклонение водогазовыми смесями с целью повышения охвата вытеснением водой.

В работе представлены результаты лабораторных исследований на двухслойных разнопроницаемых керновых моделях возможности применения водо-азотных смесей в качестве потокоотклоняющих составов. В результате применения водогазовой смеси с недиспергированной (НВГС) и диспергированной (ДВГС) газовой фазой происходит перераспределение потоков вытесняющих агентов между низко- и высокопроницаемыми моделями, имитирующих слоисто-неоднородный пласт.

Учитывая слоисто-неоднородное строение коллекторов и небольшие мощности прослоев водогазовая смесь может быть эффективно применена для создания значительных по объёму потокоотклоняющих барьеров с целью повышения охвата пласта заводнением.

**ИССЛЕДОВАНИЯ РАБОТЫ ПОГРУЖНОГО
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА С ЭЛЕМЕНТАМИ
ЭЖЕКТОРНОГО ПРЕДВКЛЮЧЕНИЯ ДЛЯ ДОБЫЧИ
МНОГОФАЗНОЙ СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ
(RESEARCH STUDIES OF ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP WITH
EJECTOR AS INPUT MODULE FOR MULTIPHASE WELL
PRODUCTION)**

Горидько К. А.

(научный руководитель: доцент Вербицкий В. С.)

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

Сепарация газа в затрубное пространство скважины приводит к снижению КПД системы «насос-подъемник», а существующие мультифазные предвключенные модули не обеспечивают энергоэффективных режимов работы погружной насосной установки при высоких содержаниях газа (свыше 50 % по объему). Целью работы является исследование характеристик нового диспергирующего устройства на приеме погружного электроцентробежного насоса (ПЭЦН), основанного на принципе энергоэффективного обмена активного и пассивного потоков в камере смешения диспергирующего устройства. Диспергирующее устройство представляет собой жидкостно-газовый эжектор (ЖГЭ), установленный между секциями ПЭЦН таким образом, чтобы обеспечить максимальный отбор свободного газа, отведенного в затрубное пространство скважины в процессе сепарации.

Проведены стендовые исследования режимов работы системы «ПЭЦН-ЖГЭ-ПЭЦН» в модельных условиях, приближенных к реальным промышленным.

В результате проведенных испытаний получены напорно-энергетические характеристики ПЭЦН с различными давлениями газожидкостной смеси на приеме исследуемой секции ПЭЦН. Получены безразмерные деградационные характеристики ПЭЦН. Разработана зависимость эффективности работы системы: «ПЭЦН-ЖГЭ-ПЭЦН» от дисперсности газожидкостной смеси и давления на входе в насос. Проведен сравнительный анализ предшествующих результатов испытаний ПЭЦН и фактических результатов исследований системы: «ПЭЦН-ЖГЭ-ПЭЦН» на газожидкостных смесях.

**ВЫНОС МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ И ОЧИСТКА ЗАБОЯ
СКВАЖИН С НИЗКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ
(OFFSET MECHANICAL IMPURITIES AND BOTTOMHOLE
CLEANING WELLS WITH LOW RESERVOIR PRESSURE)**

Гребнев И.В.

(научный руководитель: д.т.н., доцент Ахияров Р.Ж.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

В работе приводится обзор существующих методов очистки забоя скважин после бурения и при капитальном ремонте скважин, проводится анализ проблем и эффективности использования струйных насосов для очистки призабойной зоны пласта, оценивается экономическая польза от внедрения новой технологии.

Практика показывает, что наряду с другими современными способами (бурение горизонтальных и боковых стволов, гидроразрыв пластов), снижение себестоимости тонны нефти может быть достигнуто за счет оперативного и качественного ввода в эксплуатацию скважин, выходящих из бурения и капитального ремонта. Результаты последующей работы скважин зависят от того, насколько удастся восстановить фильтрационные характеристики продуктивных пластов-коллекторов на стадии первичного и вторичного вскрытия пласта, вызова притока, применения различных методов интенсификации притока из пласта. Для этого в первую очередь необходимо произвести очистку призабойной зоны пласта от механических примесей, таких как горные породы, глины, продукты реакций и отложения, образовавшихся в результате бурения и химической обработки стенок скважины.

Качество освоения скважин, в конечном итоге, определяет темпы и характер разработки месторождений, дебит скважин, поэтому становится актуально исследовать и улучшать методы освоения и в частности очистки забоя скважин.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ФОРСИРОВАННОГО ОТБОРА ОСТАТОЧНЫХ
ЗАПАСОВ НЕФТИ СЕМИЛУКСКОЙ ЗАЛЕЖИ
ЗОЛОТУХИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(THE COMPUTER SIMULATION OF FORCED PRODUCTION OF
SEMILUKI DEPOSITS ZOLOTUKHINSKOYE OIL FIELD)**

Гримус С.И.

(научный руководитель: д.г.-м.н. Жогло В.Г.)

БелНИПИнефть

Переход к форсированному отбору остаточных запасов нефти может быть востребован при необходимости увеличения достигнутого уровня добычи нефти, или, например, создания в объеме семилукской залежи подземного хранилища газа [1]. Разработка семилукской залежи Золотухинского месторождения по состоянию на июль 2015 г. ведется 13 добывающими и 5 нагнетательными скважинами. Суммарный дебит добывающих скважин по нефти равен 48,5 условных единиц (у.е.), среднее значение обводненности продукции – 81,6 %. История разработки семилукской залежи воспроизведена на численной гидродинамической модели, созданной в БелНИПИнефть на базе лицензионного программного комплекса «Eclipse 100» компании «Schlumberger» под руководством В.Г. Жогло. На созданной модели выполнены расчеты различных сценариев форсированного отбора жидкости: 1) значительное увеличение дебитов действующих скважин (если позволяют фильтрационные свойства пород-коллекторов); 2) ввод в эксплуатацию новых добывающих скважин; 3) увеличение дебитов действующих скважин и подключение новых добывающих скважин. По результатам моделирования в течение 3-4 лет наиболее подвижные запасы, сосредоточенные в зонах трещиноватости и других высокопроницаемых частях семилукского горизонта, вырабатываются, а в дальнейшем имеет место процесс медленной сработки запасов нефти, сосредоточенных, в основном, в слабопроницаемой матрице пласта. В последующие годы, когда основной объем нефти поступает из слабопроницаемой матрицы, суммарный дебит по нефти мало зависит от объемов отбираемой жидкости. Форсированный отбор жидкости даже с учетом ввода новых скважин не сопровождается ростом темпов вытеснения нефти из слабопроницаемых блоков матрицы, т.к. за счет быстрого перераспределения пластового давления по высокопроницаемым каналам происходит нивелирование градиентов давлений на внешних границах этих блоков.

Литература

1. Жогло В.Г., Кудельский А.В., Митюрин Д.Г. Обоснование повышения нефтеотдачи пласта путем закачки газа в истощенные залежи нефти Припятского прогиба // Літасфера, №2 (43), Минск, 2015. – С. 127-142.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВИБРОВОЛНОВЫХ ЭФФЕКТОВ НА ХАРАКТЕР ВЫТЕСНЕНИЯ НЕФТИ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ (RESEARCH OF VIBRATION WAVE EFFECTS ON THE CHARACTER OF DISPLACEMENT OF OIL IN LOW PERMEABILITY RESERVOIRS)

Губаревский Е.В.

(научный руководитель: доцент Вербицкий В. С.)

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

В настоящее время вопросам повышения нефтеотдачи пластов посвящено большое количество научных работ. Одним из перспективных и в то же время, мало изученных с практической точки зрения технологий, является способ вибросейсмического воздействия на продуктивный пласт. Способ вибросейсмического воздействия на пласт относится к категории волновых методов повышения нефтеотдачи пластов. Анализ литературных источников по теме научно-исследовательской работы позволил определить степень теоретической подготовки и апробации вибросейсмического способа воздействия на пласт.

Для определения эффективности волнового воздействия на низкопроницаемые нефтенасыщенные коллектора автором сформулированы следующие задачи: 1) проведение статистического анализа фильтрационно-емкостных параметров продуктивных пластов различных нефтедобывающих провинций по данным открытой печати; 2) по результатам статистического анализа создать насыпные модели низкопроницаемых коллекторов для проведения фильтрационных испытаний; 3) провести фильтрационные испытания на насыпной модели нефтенасыщенного низкопроницаемого пласта по вытеснению нефти водой; 4) провести фильтрационные испытания на режиме довытеснения остаточной нефти путём наложения волновых эффектов при организации вибросейсмического воздействия на модели пласта; 5) определить эффективные точки приложения вибросейсмического источника относительно фронта вытеснения остаточной нефти.

Результатом фильтрационных исследований является параметр доизвлечения нефти из модели пласта при рациональном расположении источника волновых эффектов, что, несомненно, отразится на выборе способа вибросейсмического воздействия на пласт: через нагнетательную и/или добывающую скважины.

СОВЕРШЕСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ВЫБОРА СКВАЖИН ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНО-ИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ (APPROACHES PERFECTION TO THE CHOICE OF WELLS FOR CARRYING WATERPROOF WORKS)

Гуров И.Р.

(научный руководитель: доцент Дьячук И.А.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Для эффективного и рентабельного проведения ремонтно-изоляционных работ большое значение имеет грамотный выбор скважин-кандидатов.

С этой целью был применен комплексный подход к оценке состояния нефтяных добывающих скважин. Для анализа было выбрано несколько скважин из фонда Правдинского месторождения.

Метод использования функции ожидания «продуктивность – обводненность» является первым этапом в комплексном подходе. Скважины ранжировались по величине функции «продуктивность – избыточная обводненность» и рассчитывалась доля потенциально невырабатываемых запасов, и, если доля запасов была больше нуля, выделялись скважины с максимальными значениями функции ожидания и обводненностью более 70 %.

Второй этап заключался в попеременном использовании графоаналитического, химико-аналитического и, в заключение, геофизического методов диагностики источников обводнения в выделенных скважинах. Графоаналитический метод позволил изучить характер динамики обводнения и изучить их механизм. Практически во всех скважинах было выявлено наличие заколонных перетоков. Химико-аналитический метод определил природу добываемой воды – было выявлено проникновение как пластовой, так и закачиваемой воды. Источников почти во всех случаях служили соседние водяные пласты. Геофизические методы диагностики, в частности гамма-плотностнометрия и радиоактивный каротаж, подтвердили наличие заколонных перетоков.

На третьем этапе проводился анализ геологического строения разреза скважин совместно с полученными данными об источнике обводнения, критериев эффективности различных технологий ограничения водопритока и результатов предыдущих работ. Четвертый этап заключался в оценке экономической целесообразности проведения работ. Практически все скважины рекомендованы к проведению РИР.

Таким образом показано, что выбор скважин-кандидатов является многоэтапной задачей. На базе совершенствования существующих методик предложена новая методика выбора потенциальных скважин для проведения ремонтно-изоляционных работ.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТРУКТУРЫ БАЛАНСА КАЛЕНДАРНОГО ВРЕМЕНИ (DETERMINATION OF THE STRUCTURE OF BALANCE OF CALENDAR TIME)

Давлятова Н.Ф., Хакназаров С.А.

(научный руководитель: к.т.н., профессор Логунов В.П.)

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

Для сравнительной оценки эффективности деятельности различных буровых компаний выполняют, как правило, диагностику организации производственных и вспомогательных процессов. В ходе диагностики оценивается организационно-технический уровень подготовительных и вышкомонтажных работ, бурения, крепления и освоения скважин, для чего на основе нормативных и фактических данных подробно исследуется баланс рабочего времени буровой бригады.

В настоящее время в странах СНГ не существует утвержденных норм и правил по учету календарного времени и нет четкого определения организации его структуры. Различные компании по-разному определяют перечень операций, входящих в производительное и непроизводительное время, в результате чего сравнивать технико-экономические показатели буровых компаний становится практически невозможно.

На наш взгляд, необходимо систематизировать и упорядочить структуру календарного времени, а именно пояснить перечень операций, включаемых в производительное и непроизводительное время, причем критерием отнесения конкретной технологической операции к непроизводительному времени должна быть ошибка или халатность исполнителя работ.

Необходимо утвердить структуру календарного времени соответствующим образом и ввести ее в качестве обязательной для всех буровых компаний, работающих на территории СНГ. Произведя обзор литературы по данному вопросу, а также изучив практику строительства скважин в ряде буровых компаний мы предлагаем следующую структуру календарного времени.

К производительному времени бурения следует отнести затраты времени на: механическое бурение; спуско-подъемные операции и наращивание бурильной колонны; крепление скважины; подготовительно-вспомогательные работы; плановые ремонтные работы и плановое обслуживание бурового оборудования; ликвидацию осложнений, произошедших по геологическим причинам.

К непроизводительному: ликвидацию аварий; борьбу с осложнениями, вызванными некомпетентностью буровой бригады; внеплановый ремонт оборудования, вызванный халатным отношением к обслуживанию и неправильной его эксплуатацией; простои по вине исполнителя работ.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ НЕУСТОЙЧИВОСТИ СТВОЛОВ СКВАЖИН ПРИ БУРЕНИИ СОЛЕНОСНЫХ ОТЛОЖЕНИЙ УЗБЕКИСТАНА. (PREVENTION OF INSTABILITY IN BOREHOLES DURING THE DRILLING OF SALINE LAYERS OF UZBEKISTAN.)

Давлятова Н.Ф

(научный руководитель: д.т.н., профессор Зозуля В.П.)

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

Значительные запасы нефти и газа в Республике Узбекистан залегают в подсолевых отложениях. Причем из соляных пород наиболее широко представлена каменная соль. Неустойчивость ствола скважины в каменной соли проявляется либо в сужении, либо в увеличении размеров его поперечного сечения. Для решения задач предупреждения неустойчивости ствола скважины изучена зависимость прочностных и реологических характеристик каменной соли от влажности и температуры. На основании анализа этих зависимостей можно сделать вывод о том, что с увеличением содержания влаги в образцах каменной соли временное сопротивление сжатию и предел текучести образцов резко снижается. В связи с этим, чтобы снизить скорость сужения ствола скважины в отложениях каменной соли Узбекистана предлагается создать необходимые условия для осмотического дренажа порового флюида. При условии, что ионная сила бурового раствора будет выше, чем ионная сила фильтрата, содержащегося в отложениях каменной соли, осмотический переток будет направлен из пласта в скважину. В результате этого реологические и прочностные характеристики каменной соли возрастут, а значит соленосный пласт можно будет вскрывать при меньшей плотности бурового раствора.

Для оценки пригодности типа бурового раствора к вскрытию пластичных горных пород проводились испытания ползучести образцов каменной соли в среде буровых растворов в условиях одноосного сжатия. Большая устойчивость стенок скважины в отложениях каменной соли была получена при применении эмульсионного, гидрогелевого и известково-битумного раствора, чем при использовании глинистых растворов с разной степенью насыщения солью хлорида натрия. Для вскрытия соленосных отложений Узбекистана рекомендуем применять гидрогель магниевый буровой раствор. Для того чтобы повысить ионную силу бурового раствора предложено добавлять в буровой раствор специальные добавки из металлоорганических комплексов алюминия с углеводородами. Учитывая, что хлорид алюминия является дефицитным материалом, необходимо разработать рецептуры добавки с использованием отходов для получения нафтенатов алюминия. Анализ отходов производства Узбекистана показал, что среди отходов АО «Navoiyazot» имеется гидроксохлорид алюминия, который, судя по всему, можно применять для получения добавок нафтенатов алюминия.

**ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕГО ПРОФИЛЯ
ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ НА ЮРХАРОВСКОМ
МЕСТОРОЖДЕНИИ
(JUSTIFICATION FOR SELECTING ENERGY-EFFICIENT
HORIZONTAL WELLS PROFILE AT YURKHAROVSKOE FIELD)**

Даниелян Н.Г.

(научный руководитель: профессор Крылов В.И.)

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

Успешность проводки наклонно-направленной скважины с горизонтальным окончанием во многом зависит от выбора траектории скважины. Энергосберегающий профиль горизонтальной скважины позволяет при минимальных затратах средств и времени провести скважину до проектной глубины без аварий и осложнений.

В настоящее время, проектирование профилей скважин основано на чередовании прямолинейных участков и дуг окружности. Использование данного метода оправдано простотой расчетов и удобством построения. Однако существует и ряд недостатков, проявляющихся уже на стадии бурения. Во-первых, в точках «сшивания» участков возникает разрыв по интенсивности искривления профиля. В этих точках, как показывает опыт, наиболее интенсивно происходит износ колонны и интенсивное желобообразование. Во-вторых, в процессе бурения невозможно осуществлять переход от дуги окружности к прямолинейному участку без промежуточного интервала с переменной интенсивностью искривления. Поэтому фактический профиль скважины заведомо будет отличаться от проектного. Следовательно, профиль скважины необходимо обосновать еще на стадии предпроектных работ.

Решением этой задачи являются, так называемые, энергосберегающие профили, в которые переходные кривые характеризуются линейным изменением кривизны в зависимости от измеренной глубины, а непрерывная кривизна траектории позволяет проектировать профили горизонтальных скважин в соответствии с естественным положением бурильной колонны в скважине. Это позволяет значительно уменьшить силы сопротивления, возникающие при спуске и подъеме бурильной и обсадной колонн.

В работе приводится сравнение энергосберегающего профиля с типовыми профилями и показаны его преимущества, которые заключаются в:

- снижении силы сопротивления движению бурильной колонны в скважине;
- снижении крутящего момента на роторе;
- повышении качества заканчивания скважины.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАНАЛОВ ПЕРЕДАЧИ
ИНФОРМАЦИИ СОВРЕМЕННЫХ ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКИХ СИСТЕМ
ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН
(ANALYSIS EFFECTIVENESS OF MODERN CHANNELS
TRANSMISSION OF INFORMATION TELEMETRY SYSTEM DURING
WELL DRILLING)**

Дворецкас Р.В., Поплыгин В.В.

(научный руководитель: доцент Поплыгин В.В.)

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

В настоящее время в России увеличивается доля трудноизвлекаемых запасов нефти. Зачастую бывает, что для классического наклонно-направленного бурения невозможно создать площадку на земной поверхности и приходится строить скважины со значительным горизонтальным участком ствола.

Для оперативного управления бурением наклонно-направленных, горизонтальных скважин и боковых стволов и контроля расположения текущего забоя скважины используют телеметрические системы. Основное отличие современных телеметрических систем заключается в канале передачи информации от забоя к устью и обратно.

Сущность телеизмерения заключается в том, что измеряемая величина, предварительно преобразованная в ток или напряжение, дополнительно преобразовывается в сигнал, который затем передается по каналу связи.

Целью работы является более подробное изучение и анализ эффективности каналов передачи информации каждого типа телеметрии:

- гидравлическая (гидроимпульсная);
- акустическая;
- электромагнитная;
- проводную телеметрию по бурильной трубе.

Анализ эффективности каналов передачи информации современных телеметрических систем показал, что для скважин с глубиной больше 5000 м, электромагнитные и акустические технологии телеметрии не применяются из-за большого затухания сигнала в этих условиях.

Гидроимпульсная телеметрия и проводная телеметрия по бурильным трубам активнее всего совершенствуются и способны все с большей глубины вести запись с высокой скоростью передачи данных. Примечательно огромная разница между возможностью передачи данных этих технологий, но эта разница сглаживается за счет высокой стоимости проводных бурильных труб. Таким образом, стоит уделить внимание системе телеметрии, основанной на гидроимпульсном канале связи, поскольку она наиболее целесообразна, позволяет получать необходимую информацию с умеренными скоростями передачи.

**РАЗРУШЕНИЕ СТОЙКИХ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ
УЛЬТРАЗВУКОВЫМ МЕТОДОМ
(SUPERSONIC TREATMENT FOR STABLE OIL-IN-WATER
EMULSION BREAKING)**

Дворецкас Р.В.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Мордвинов В.А.)

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет, ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

В работе приведены результаты исследований по разрушению стойких водонефтяных эмульсий, образующихся в процессе подготовки нефти и воды. Установлена более высокая эффективность комбинированного ультразвукового и термохимического воздействия при разрушении эмульсии в сравнении с термохимическим методом.

Процесс промысловой подготовки нефти может сопровождаться образованием так называемых промежуточных слоев между свободной нефтью и водой в технологических аппаратах и резервуарах. Образование и накопление на границе раздела фаз промежуточных эмульсионных слоев ведет к нарушению технологического процесса деэмульсации и водоподготовки.

Накопление стойких водонефтяных эмульсий, экологические и экономические проблемы, связанные с этим, требуют совершенствования существующих и разработки новых технологий промысловой подготовки нефти. Целью исследования является оценка эффективности комбинированного ультразвукового и термохимического разрушения стойких эмульсий, образующихся в процессе подготовки нефти.

В рамках экспериментального исследования процесса разрушения промежуточных слоев изучены следующие способы воздействия: термический – нагрев; химический – применение реагента-деэмульгатора, промывка промежуточного слоя уксусной кислотой, промывка газOLIном; ультразвуковое воздействие и комбинация методов.

По результатам лабораторных исследований и сравнительного анализа полученных данных обоснована возможность применения ультразвукового воздействия на стойкие водонефтяные эмульсии в комбинации с термохимическим воздействием. Данный способ позволяет более эффективно обеспечить разрушение водонефтяной эмульсии и увеличить глубину разделения водной и углеводородной фаз.

**ВЫБОР ТЕХНОЛОГИИ ТРАНСПОРТА МНОГОФАЗНОЙ
ПРОДУКЦИИ В ПЕРИОД ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ НА
ЮЖНО-КИРИНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
(MULTIPHASE TRANSPORT TECHNOLOGY SELECTION FOR
DECLINING PRODUCTION FROM THE SOUTH-KIRINSKY FIELD)**

Десятниченко Е.С.

(научный руководитель: к.ф.-м.н., доцент Сулейманов В.А.)

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

Всё более расширяющееся освоение глубоководных месторождений углеводородов, рост добычи воды и падение пластового давления на уже введенных в разработку месторождениях, и высокая стоимость надводных сооружений в сочетании с последними техническими достижениями делают подводную добычу перспективным вариантом для нефтегазовых компаний.

Одной из основных проблем освоения морских месторождений углеводородов, помимо добычи продукции, является её транспорт. В процессе транспортировки продукции по трубопроводу происходит снижение давления в трубопроводе. Снижение давления происходит как вследствие падения пластового давления из-за истощения месторождения, так и из-за потери давления в самом трубопроводе, вызванного шероховатостью стенок трубы и формой рельефа дна моря, по которому проходит трубопровод.

На позднем этапе разработки морских месторождений возникают проблемы, связанные с заполнением трубы и обеспечением бесперебойной подачи многофазного пластового флюида в условиях падения пластового давления. С этой целью необходимо подобрать такую технологию транспорта пластовой продукции, которая обеспечит повышение коэффициента газоотдачи газа (КИГ) и его надёжную подачу на береговые установки или на технологические платформы.

В работе представлены результаты расчётов падения давления в трубопроводе на различные периоды разработки, выполненные с помощью программных комплексов OLGA и PIPESIM.

Представлены современные технологии многофазного транспорта, включающие в себя мультифазные насосные установки и установки подводного компримирования и даны рекомендации по выбору оборудования подводных компрессорных агрегатов.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗОЛЯЦИИ ПРИТОКА
ПОДОШВЕННЫХ ВОД В ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЕ
(IMPROVING THE EFFICIENCY OF THE BOTTOM WATER
INFLOW INSULATION IN A HORIZONTAL WELL)**

Доброчасов А.И., Леонтьев Д.С.

(научный руководитель: аспирант Леонтьев Д.С.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

В настоящее время актуально бурение наклонно-направленных скважин, частным случаем которых является строительство скважин с горизонтальным окончанием. Одним из достоинств таких скважин является увеличение площади фильтрации. В процессе эксплуатации скважин происходит подъем подошвенных вод в нефтенасыщенную часть залежи, что приводит к необходимости изоляции данной воды с целью снижения обводненности добываемой продукции.

Известно, что конусообразование имеет место в вертикальных скважинах, где водонефтяной контакт находится рядом с нижними перфорационными отверстиями. В скважинах с горизонтальным окончанием данное явление называется языкообразование. В данном случае, поднятие ВНК происходит не по конусу, а по всей длине горизонтального участка скважины.

В работе представлен метод повышения эффективности изоляции притока подошвенных вод, суть которого заключается в увеличении длины водоизоляционного экрана и отсрочки времени обводнения горизонтального участка ствола скважины.

Технический результат достигается тем, что изоляцию притока подошвенных вод включает углубление основного ствола скважины по вертикали до уровня ВНК, бурение радиальных ответвлений необходимой длины с последующей закачкой в них тампонажного состава с образованием водоизоляционного экрана. При этом, в качестве тампонажного состава, предлагается использовать материал на основе особо тонко минерального вяжущего вещества с гарантированно плавным изменением гранулометрического состава.

РОТОРНЫЕ УПРАВЛЯЕМЫЕ СИСТЕМЫ. ОБЗОР ПРЕИМУЩЕСТВ (ROTARY STEERABLE SYSTEMS. ADVANTAGES REVIEWS)

Доронин В.А.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Подгорнов В.М.)

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

Объемы наклонно-направленного и горизонтального бурения на сегодняшний день составляют свыше 90% от всего объема бурения. Связано это с необходимостью увеличивать площадь контакта ствола скважины с продуктивным пластом, а также необходимостью в некоторых случаях достигать больших отходов от вертикали.

Однако при бурении наклонно-направленных и горизонтальных скважин возникают трудности, связанные с трением бурильной колонны о нижнюю стенку скважины, вследствие чего уменьшается нагрузка на долото, а также увеличивается риск прихватов, возникают дюно- и желобообразования. При использовании забойных двигателей наблюдается увеличение диаметра ствола скважины, уменьшение механической скорости бурения и образование спиралевидной канавки, стенки скважины становятся более шероховатыми. Низкое качество ствола может привести к осложнениям при спуске обсадной колонны и оборудованию заканчивания, также существуют проблема получения высококачественных каротажных данных и многие другие проблемы.

Наукоемкие современные решения, в том числе рассматриваемые мною роторные управляемые системы, помогают решить большинство проблем. Непрерывное вращение забойной компоновки обеспечивает эффективную очистку ствола скважины, снижает риск прихватов и позволяет пробурить более протяжённые участки по сравнению с бурением забойным двигателем. РУС позволяют точно и оперативно задавать траекторию, интенсивность набора угла регулируется без лишнего СПО. Однако применение таких систем накладывает свои условия, которые необходимо учитывать при выборе технологии.

Применение РУС значительно удорожает бурение. Если система будет потеряна в скважине, стоимость замены данного оборудования может превысить \$1 млн. А замена ВЗД обойдется примерно в \$200 тыс. Высокопроизводительные забойные двигатели в отличие от РУС совместимы со всеми долотами. А также не каждая буровая установка может обеспечить необходимую роторной управляемой системе скорость вращения.

**ОПТИМИЗАЦИЯ УЭЦН ФОНДА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПЛАСТА
ЯК3-7 ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPS OPTIMIZATION OF OIL
WELLS FUND OF THE RESERVOIR YAK3-7 VANKOR FIELD)**

Дорохов А.И.

(научный руководитель: профессор Дроздов А.Н.)
РГУ нефти и газа (НИУ) 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.

Установлено, что на величину газосодержания основное влияние оказывают такие параметры как обводненность продукции, величина давления на приеме насоса и газовый фактор в скважине. От остальных характеристик скважины и параметров добываемой продукции объемно-расходное газосодержание зависит в малой степени, либо не зависит вообще.

Взяты ряд значений обводненности продукции от 0% до 90%. И для каждого значения обводненности рассчитана величина газосодержания для различных давлений на приеме насоса, начиная от первоначального пластового давления $P_{пл}=15,9$ МПа. Расчеты сделаны, используя методику П.Д. Ляпкина, для интервалов газового фактора: 61-70 м³/т, 70-80 м³/т, 80-100 м³/т.

В итоге, нами получена методика определения на основе графических зависимостей бескавитационной работы УЭЦН для условий пласта Як3-7 Ванкорского месторождения.

По разработанной методике осуществлен отбор скважин-кандидатов пласта Як3-7 для дальнейших расчетов.

Нами произведены сопоставительные расчеты потребляемой полной мощности УЭЦН с газосепаратором и без газосепаратора для отобранных скважин. Для всех скважин применение газосепаратора приводит к дополнительному расходу электроэнергии.

Определен экономический эффект от оптимизации УЭЦН фонда нефтяных скважин пласта Як3-7.

ГЛУБОКОВОДНЫЙ УДАР ДЛЯ ОСВОЕНИЯ ШЕЛЬФА (DEEPWATER BLOW FOR SHELF DEVELOPMENT)

Дорошенко О.В.

(научный руководитель: д.э.н., профессор Щербанин Ю.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Освоение глубоководных месторождений является важной задачей в настоящее время. В период с 2000 по 2010 год были открыты глубоководные залежи углеводородов в Мексиканском заливе (нижнетретичные отложения), в Бразилии (подсолевые пласты), а также у берегов Западной Африки и успешно вели там добычу. По причине их глубокого залегания и перекрытостью массивными солевыми пластами затрудняется определение характеристик продуктивного пласта, а также значительно растет стоимость строительства скважин.

В силу стечения обстоятельств, связанных с ростом капитальных затрат и падением цен на нефть, освоение месторождений данного типа были отменены, отложены или изменены.

Одной из основных причин развития месторождений является успешная геологоразведка на больших глубинах и были найдены огромные залежи углеводородов. Дело в том, что в настоящее время у операторов и подрядчиков возникают огромные финансовые трудности, в первую очередь за-за падения доходности инвестиций на 10-15%.

В настоящее время многие национальные компании, такие как Statoil, BP, Shell, Chevron, Total, Petrobras объявил об ограничениях капитальных затрат на краткосрочную и среднесрочную перспективу. Одним из определяющих факторов работы над повышением эффективности капиталовложений и деятельности по разработке глубоководных месторождений являются конкурирующие проекты по разработке залежей нетрадиционного типа на суше.

К определяющим факторам добычи на глубоководных месторождениях со сложными условиями является создание соответствующих технологий. Для эффективности использования новых технологий на промыслах необходимо понять с помощью каких направлений можно повысить рентабельность глубоководной добычи.

Стоит отметить, острую нехватку квалифицированных специалистов в соотношении с растущим спросом на глубоководные нефть и газ. Однако, для устранения данного разрыва существует много инициатив по совместной деятельности научного сообщества регулирующих органов в сфере научно-исследовательской работы и образования с целью получить необходимые технологии и квалифицированных специалистов.

**ЧИСЛЕННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ РАЗРАБОТКИ
УЧАСТКА ЛЫАЕЛЬСКОЙ ПЛОЩАДИ ЯРЕГСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ
(NUMERICAL MODELING THE TECHNOLOGIES DEVELOPMENT
PART OF LIAEL AREA OF YAREGA HEAVY OIL FIELD)**

Дуркин С.М., Морозюк О.А.

Ухтинский государственный технический университет

Вовлечение в активную разработку месторождений высоковязких нефтей, запасы которых существенно превосходят запасы легкой нефти, является актуальной задачей. Разработка Лыаельской площади уникального Ярегского месторождения осложняется такими факторами как небольшая средняя нефтенасыщенная толщина, наличие тектонических нарушений, высокая неоднородность коллектора, трещиноватость пласта, высокая вязкость нефти, наличие активной подстилающей воды. Эффективная разработка таких сложных коллекторов нефти является актуальной задачей в ближайшее время.

Для геологического моделирования использовался программный продукт IRAP RMS, а для гидродинамических расчётов – термический модуль STARS компании CMG, позволяющий производить расчёты разработки залежей высоковязких нефтей и битумов тепловыми методами.

На первом этапе проведения исследования была создана геологическая модель с учетом всей имеющейся по залежи промысловой и геофизической информации. На основе полученной модели была создана гидродинамическая модель с учетом физико-химических свойств породы-коллектора и насыщающих флюидов.

В ходе моделирования установлено, что применение классического варианта термогравитационного дренирования в условиях неоднородного расчленённого пласта недостаточно эффективно, что связано с неполной выработкой вышележащих продуктивных прослоев, экранируемых непроницаемыми прослоями аргиллита. Применение технологий, основанных на использовании площадного вытеснения нефти в системе вертикальных скважин, а также их комбинации с горизонтальными скважинами позволяет эффективно повысить коэффициент охвата пласта тепловым воздействием.

**СОЗДАНИЕ ГИДРАТНОГО БАРЬЕРА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ
ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЯНЫХ ОТОРОЧЕК
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(IMPROVEMENT OF THE EFFECTIVENESS OF FRINGE OIL
ACCUMULATION ON OIL, GAS AND CONDENSATE FIELDS,
APPLYING HYDRATED BARRIER)**

Евдокимова А.С., Фахртдинова Г.М., Синцов И.А.
(научный руководитель: к.т.н., доцент Синцов И.А.)
Тюменский государственный нефтегазовый университет

В работе предлагается принципиально новый способ разработки, который может найти применение для газонефтеконденсатных месторождений Восточной Сибири. Для осуществления данного способа разработки соотношение давления и температуры должно находиться в зоне гидратообразования для метана, поскольку метан является наиболее распространенным углеводородным газом. При бурении скважины вначале бурится горизонтальный участок на границе газонефтяного контакта, соответствующий по расположению и длине предполагаемому добывающему стволу. Первый ствол является не обсаженным. Посредством него на границу газонефтяного контакта закачивается вода. В результате закачки в пласте образуется водяной экран эллипсоидной формы, в дальнейшем при взаимодействии с газовой шапкой происходит образование гидратов. Сформировавшиеся гидраты непроницаемы как для нефти, так и для газа. После окончания закачки первый ствол ликвидируется путем установки цементного моста. Затем бурится основной ствол добывающей скважины непосредственно под стволом, но ближе к подошве коллектора, либо к водонефтяному контакту. В результате этого гидратный экран будет сохраняться, пока не возникнет необходимость снижения давления ниже давления распада гидратов.

УЧЁТ СТЕПЕНИ ВЫТЕСНЕНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ ИЗ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА ПРИ ЦЕМЕНТИРОВАНИИ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ (CEMENTING OPERATION TAKING INTO ACCOUNT MAXIMAL MUD DISPLACEMENT OUT OF THE WELLBORE)

Евсюков А.В.

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

При цементировании скважины желательно достигнуть максимально возможной степени заполнения всего заколонного пространства (ЗКП) тампонажным раствором. Уменьшение концентрации за счет загрязнения тампонажного раствора промывочной жидкостью влечет за собой изменение его первоначальных свойств и может послужить причиной заколонных перетоков, проявлений и других аварий.

Работа посвящена оценке влияния режимов течения тампонажного раствора в ЗКП на степень вытеснения (концентрацию) промывочной жидкости. Расчеты режимов цементирования скважин проведены с использованием модели, изложенной в [1].

Разработано программное обеспечение для расчетов режимов цементирования вертикальных скважин с помощью компьютерного пакета в среде Borland Delphi с учетом минимально необходимой концентрации тампонажного раствора, полученной из статистических данных на данном месторождении или кусте скважин.

Для проверки справедливости работы программного пакета проведены расчеты прямого одноступенчатого цементирования обсадной колонны с использованием данных из [2] без учёта концентрации тампонажного раствора по методике [1]. Полученные результаты сравнены с вычисленными результатами по методике [2], в которой отсутствует возможность учёта концентрации цементного раствора в ЗКП. Представлены графики для выбора относительного объема тампонажного раствора от расхода цементировочных агрегатов для достижения необходимой концентрации, обеспечивающей качество цементирования в условиях рассматриваемого месторождения.

Литература

1. Леонов, Е.Г. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: учеб. для вузов: В 2 частях. Ч. 1: Гидроаэромеханика в бурении / Е.Г. Леонов, В.И. Исаев. - 2-е изд., испр. и доп. - М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. - 413 с.
2. Соловьев Е.М. Задачник по заканчиванию скважин: Учеб. пособие для вузов. – М.: Недра, 1989. – 251 с.: ил.

КОЛОННА ДВОЙНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ (DOUBLE COLUMN DRILL PIPE)

Егоров А.В.

(научный руководитель: доцент Пекин С.С.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Существует множество способов бурения нефтяных и газовых скважин. Основным инструментом для бурения скважин является бурильная колонна, к ее выбору всегда необходимо подходить с особой тщательностью. Выбор во многом определяется типом проводимых работ, а также степенью буримости грунта.

Одним их новейших способов является бурение с помощью двойных бурильных труб, который применяется в геологоразведочном бурении и имеется опыт американской компании в бурении на нефть и газ (евразия 2009г №6.)

В отличие от классических труб, двойные трубы более жесткие, а это позволяет уменьшить «увод» траектории скважины от проектной. При высоких скоростях бурения не требуется увеличения подачи насосов т.к. вместо 5% шлама требуется 13%, а также отсутствует сальникообразование.

Научный и практический интерес представляет задача по созданию специального оборудования для бурения с двойными трубами, таких как: вертлюг, ведущая труба, УБТ. Планируется использовать внутренние трубы, которые не участвуют в восприятии внешних нагрузок, при этом увеличивают массу и соответственно создают дополнительную нагрузку, действующую на наружные трубы. Что позволяет нам использовать менее прочные материалы, тем самым снижая стоимость оборудования.

Учитывая практическую направленность проводимых работ, можно сделать вывод, что использование двойных бурильных труб позволит бурить в условиях поглощений и водо- и газо-проявлений.

**ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С
ВЫСОКОВЯЗКИМИ НЕФТЯМИ ПРИ НАЛИЧИИ ГАЗОВОЙ
ШАПКИ
(FEATURES OF DEVELOPMENT OF FIELDS WITH VISCOUS OILS
IN THE PRESENCE OF A GAS CAP)**

Ерёменко Б.А.

(научный руководитель: профессор Владимиров И.В.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Ни для кого не секрет, что во всём мире происходит постепенное истощение запасов традиционной или лёгкой нефти на месторождениях, и, поэтому многие нефтяные компании уделяют большой интерес к развитию методов разработки месторождений с тяжёлыми углеводородами.

Стоит отметить, что доля тяжёлой нефти и природных битумов превышает запасы легкой нефти. Но при этом степень выработки их очень низка и равна менее 1%.

В данной работе рассмотрены способы разработки месторождений с высоковязкими нефтями при наличии газовой шапки. Все исследования проводились в гидродинамическом симуляторе - RoxarTempestMore, где были определены факторы, влияющие на конечный коэффициент извлечения нефти и газа.

Стоит отметить, что при моделировании использовались различные варианты разработки месторождения, а именно:

- изменение глубины залегания ГНК (газонефтяной контур) и ВНК (водонефтяной контур) относительно нефтяного коллектора;
- изменение глубины залегания горизонтальной скважины;
- изменение длины горизонтальной скважины;
- изменение гидродинамических параметров (вязкость, давление, газовый фактор, обводнёность).

В данной работе проведён анализ методов повышения нефтеотдачи и приведена их сравнительная характеристика.

Изложенные методики имеют теоретическую и практическую значимость, которые позволяют увеличить показатели по добыче трудноизвлекаемых запасов нефтяных и газовых месторождений.

**РАЗРАБОТКА ПРЕДЛОЖЕНИЙ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ
ЭКСПЛУАТАЦИИ УВЯЗОВСКОГО ПХГ С УЧЕТОМ
НАКОПЛЕННОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ И
РЕТРОСПЕКТИВНОГО АНАЛИЗА ПРОМЫСЛОВЫХ ДАННЫХ
(OPTIMIZATION OF UVYAZOVSKOE UNDERGROUND STORAGE
USING HISTORY MATCHING)**

Ефимова А.В.

(научный руководитель: к.т.н. Воронов С.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В данной работе предлагается несколько вариантов дальнейшей эксплуатации подземного хранилища газа.

Для выполнения данной работы были использованы материалы, полученные при прохождении производственной практики, что позволило выявить существующие проблемы, а также наиболее полно провести анализ промысловых данных. Хранилище создано в водоносном горизонте, что создает определенные трудности при эксплуатации. Основной проблемой Увязовского ПХГ является отсутствие возможности отбора всего объема активного газа, существующим фондом эксплуатационных скважин, в связи с его распространением на большие расстояния от зоны расположения кустов скважин.

Для того чтобы предложить наиболее эффективный режим эксплуатации было просчитано три варианта отбора газа из хранилища. Из этих трех был выбран наилучший, и по нему в дальнейшем были рассчитаны два варианта для закачки. Данные расчеты производились на балансовой модели. Выбранный вариант эксплуатации показал увеличение газонасыщенного порового объемам (ГПО) внутренней зоны и уменьшения ГПО внешней зоны.

Следующим этапом был проведен анализ работы эксплуатационных скважин. Скважины были разделены по объему добычи и времени работы на 4 категории. I категория – скважины с наилучшими дебитами и временем работы, IV категория – скважины, показывающие наихудшие результаты за сезон (время работы менее 50 суток, с отбором менее 5 млн м³).

Для предотвращения интенсивного растекания газа при простое хранилища в нейтральный период под высоким давлением и стягивания залежи в направлении зоны расположения эксплуатационных скважин были разработаны специальные технологические режимы работы хранилища, учитывающие добывные возможности каждой скважины.

**АНАЛИЗ МЕТОДИК РАСЧЕТА КРИВЫХ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ
ДАВЛЕНИЯ (КРД) В ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ
ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ЧИНАРЕВСКОМУ МЕСТОРОЖДЕНИЮ
(ANALYSIS OF METHODS FOR CALCULATION OF THE PRESSURE
DISTRIBUTION CURVE'S IN PRODUCING WELLS OF
CHINAREVSKOYE FIELD)**

Жубанов М.С.

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

В настоящее время в нефтяной промышленности выпускаются стационарные внутрискважинные электронные приборы (или сенсорные датчики давления), позволяющие вести постоянный контроль эксплуатации скважины. Установка таких приборов в определённых скважинах, обеспечит получение необходимой информации для установления оптимальных режимов не только исследуемых скважин, а также скважин с аналогичными условиями эксплуатации.

Жизненно важно, чтобы специалист, занимающийся расчетами, связанными с многофазным потоком, знал об ограничениях и области применения того или иного метода. Широкий разброс параметров, встречающийся в добывающих скважинах, осложняет разработку методов для прогнозирования поведения многофазного потока. Так методы, которые работают для газоконденсатных скважин, не работают для нефтяных, а допущения верные для одних скважин совершенно не допустимы для других. Целью настоящей работы является сравнительный анализ существующих общепринятых методов расчета градиента давления в скважинах с помощью информационных технологий. Проведение расчетов течения многофазных потоков в стволе скважины является необходимым элементом при проектировании и оптимизации режима работы нефтяных скважин. Целью расчета промысловых газожидкостных подъемников (ГЖП) является выбор оборудования и установление режима работы скважин при различных способах эксплуатации.

В данной работе проведен анализ расчета методик распределения давления в стволе скважин относительно модельных параметров и применительно к Чинаревскому месторождению. Особое внимание уделено анализу влияния различных факторов (технологических показателей работы скважины) на методики расчета, определению границ применимости некоторых из них и выбору наиболее адекватной для Чинаревского месторождения. В итоге, приведено сравнение относительных погрешностей расчета методик расчета КРД и представлены рекомендации по расчету забойного давления скважин Чинаревского месторождения.

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ И БУРЕНИЕ МНОГОЗАБОЙНЫХ СКВАЖИН
НА АНТИПАЮТИНСКОМ И ТОТА-ЯХИНСКОМ ГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЯХ
(DESIGN AND DRILLING OF MULTILATERAL WELLS ON
ANTIPAYUTINSKOYE AND TOTA-YAKHINSKOYE GAS FIELDS)**

Завацкий А.Ю.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Оганов Г.С)

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

Освоение морских месторождений, таких как Антипаютинское, открыто в 1978 году и Тота-Яхинское, открыто 1894 году, которые расположены в акватории Тазовской губы, сопряжено с огромными капиталовложениями, затрачиваемыми на строительство дорогостоящих стационарных или плавучих гидротехнических сооружений в том числе ледостойких, на строительство скважин, транспортировку нефти и газа, обеспечение безопасности персонала и производства работ, охрану окружающей среды.

Наиболее эффективным способом разработки морских месторождений является применение кустового бурения наклонно-направленных, горизонтальных, многозабойных скважин, наклонных скважин с большими отклонениями от вертикали. Применение этого способа позволяет сократить число возводимых морских сооружений, кустовых площадок на суше, снизить затраты на освоение месторождения, обеспечить освоение продуктивных горизонтов, расположенных на значительном расстоянии от устья скважин в труднодоступных местах.

Технология многозабойного бурения доказала свою эффективность при бурении морских скважин. Существуют отработанные методы проводки боковых стволов в различных геологических условиях, в том числе при малых глубинах залегания продуктивного пласта, характерных для месторождений Арктического шельфа РФ.

Технология уменьшает потребность в устьевом оборудовании, платформенных водоотделяющих колоннах и подводном оборудовании для вскрытия пластов, что приводит к снижению затрат и оптимизирует работы морских буровых платформ или донных опорных плит. Проводка меньшего числа главных скважин приводит к сокращению общего времени бурения и увеличивает безопасность работ, так как основной ствол вскрывает геологический разрез один раз. Помимо очевидных технологических преимуществ, технология предъявляет повышенные требования к долговечности оборудования, герметичности соединений основного и бокового ствола, применение специального оборудования, трудности доступа в боковые стволы в случае проведения ремонтных и других работ, вследствие чего необходимо останавливать добычу из всех боковых стволов.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ АЗОТНОГО ОСВОЕНИЯ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПОСЛЕ ГИДРОРАЗРЫВА ПЛАСТА (PROSPECTS OF NITROGEN GASLIFT OIL WELL COMPLETION TECHNOLOGY AFTER HYDRAULIC FRACTURING)

Завиская О.А.

(научный руководитель: к.т.н. Карпов А.А.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Освоение скважины после применения методов интенсификации добычи нефти является заключительной стадией данных операций и в значительной мере определяет их успешность. В условиях современной экономической ситуации высокое качество проводимых обработок является приоритетной задачей нефтегазовых компаний. Статистика показывает, что некачественное освоение нефтяных скважин после гидравлического разрыва пласта приводит к падению уровня добычи, в основном вследствие кольтматации призабойной зоны скважины.

Поиск приемлемой технологии освоения скважин после гидроразрыва пласта показал, что наиболее эффективным методом может оказаться освоение с применением азота. Операция по азотному освоению обычно производится за один спуск-подъем рабочей колонны и состоит из очистки забоя скважины аэрированной жидкостью и последующего азотного газлифта до получения стабильного притока чистого пластового флюида. Для улучшения вспенивания жидкости и повышения эффективности процесса в скважину могут добавляться поверхностно-активные вещества.

Преимущество данной технологии перед промывкой скважины технологическими жидкостями, последовательной заменой скважинного раствора на рабочие агенты меньшей плотности, а также спуском электроцентробежных насосов – «жертв» заключается в сохранении максимальной проводимости трещины, созданной при гидроразрыве пласта, и полученного при этом скин-фактора вследствие предотвращения кольтматации призабойной зоны пласта растворами технических жидкостей и полного выноса механических примесей в виде песка и незакрепленных частиц проппанта.

В работе по предлагаемому методу рассчитаны параметры вызова притока для нескольких скважин и выполнен анализ качества соответствующих работ, проводимых по различным технологиям. Полученные результаты подтвердили предположения о привлекательности использования азота и безмуфтовых длиннотелых труб для высокоэффективного освоения скважин.

**ОПТИМИЗАЦИЯ РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН С УЧЕТОМ
ОГРАНИЧИВАЮЩИХ УСЛОВИЙ
(WELL PLACEMENT OPTIMIZATION UNDER RESTRICTIVE
CONDITIONS)**

Захрутдинова С.Т., Аитов Ч.Р.

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

Оптимизация размещения скважин на площади газоносности является важной задачей технологического проектирования разработки газовых месторождений и эксплуатации ПХГ. Система размещения скважин зависит от формы, структуры, типа залежи, от точного определения контура газоносности и многих других показателей. Наиболее часто используется равномерная по площади месторождения сетка скважин. Однако в последнее время наблюдается постепенный переход от традиционных методов размещения скважин, к автоматизированным, которые базируются на градиентных или стохастических поисках алгоритмов, получая при этом, оптимальное размещение скважин.

Задача оптимизации, удовлетворяющая ограничениям - задача, в которой целевая функция должна быть минимизирована (или максимизирована), при условии выполнения ограничений. Оптимальное решение задачи оптимизации - не обязательно будет оптимальным решением той же самой проблемы, при условии отсутствия ограничений. При постановке задачи оптимизации размещения скважин в качестве целевой функции был выбран чистый дисконтируемый доход (ЧДД). В этом случае цель состоит в том, чтобы максимизировать ЧДД разработки данного месторождения.

В данной статье предлагается решить проблему оптимизации размещения скважин, критерием ограничения которой, является любое желаемое минимальное расстояние между ними. Под минимальным расстоянием r в этой статье понимается кратчайшее расстояние между любыми двумя скважинами, значение которого устанавливается проектной командой. Для постановки задачи, во-первых, записываются ограничения нелинейных неравенств, необходимые для задания минимального расстояния, затем формулируется задача оптимизации размещения скважин, как задача оптимизации, удовлетворяющая этим ограничениям и, используя метод штрафов, находится ее решение. Метод штрафов позволяет заменить исходную задачу, на задачу безусловной оптимизации, добавляя к целевой функции критерий, который содержит в себе параметр штрафа и границу нарушения ограничений. Таким образом, метод штрафов решает задачу оптимизации, последовательно вычисляя цепочку задач безусловной оптимизации, решения которых приводит к решению исходной задачи.

**ВНУТРИПЛАСТОВОЕ ГОРЕНИЕ КАК МЕТОД
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ
(БИТУМОВ)
(FIRE FLOODING AS INTENSIFYING PRODUCTION METHOD OF
HIGHLY VISCOUS OIL (BITUMEN))**

Зубайров А.З.

(научный руководитель: профессор Мерзляков В.Ф.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

На сегодняшний день, судя по имеющимся в свободном доступе данным, масштабы добычи нефти и газа увеличиваются и вводятся в разработку месторождения со сложными геолого-физическими условиями, решается проблема увеличения полноты извлечения нефти из недр. При эксплуатации месторождений с высоковязкой нефтью одним из методов интенсификации добычи является внутрипластовое горение.

Внутрипластовое горение (ВГ) – способ разработки и метод повышения нефтеотдачи продуктивных пластов, основанный на использовании энергии, полученной при частичном сжигании тяжелых фракций нефти (кокса) в пластовых условиях при нагнетании окислителя (воздуха) с поверхности. Это сложное, быстро протекающее превращение, сопровождаемое выделением теплоты, используется для интенсификации добычи нефти и увеличения нефтеотдачи в основном на залежах нефти или битума с вязкостью более 500 мПа·с.

Метод применяется как на неглубоко залегающих месторождениях, так и на значительных глубинах. Несмотря на широкий диапазон применения, метод внутрипластового горения используется достаточно редко. Процесс позволяет интенсифицировать темп разработки залежи почти вдвое, повысить скорость продвижения по пласту тепловой волны, снизить расход воздуха на выжигание пласта и на добычу нефти, уменьшить концентрацию сгорающего в процессе химических реакций топлива, повысить дебит после обработки, уменьшить потери тепла по стволу скважины в кровлю и подошву пласта, увеличить нефтеотдачу пласта в результате прогрева большой зоны, закачкой оторочки пара.

На Южном участке Мордово-Кармальского месторождения битумов внутрипластовое горение осуществлялось с 1978 г., на Юго-Западном с 1993 г. Данная технология является основным способом добычи битума на месторождении.

С начала разработки за счет метода ВГ на месторождении добыто 194,5 тыс.т тяжелой нефти. Максимальный уровень добычи с использованием технологии ВГ в количестве 20,8 тыс. т нефти был достигнут в 1992 г. при обводненности 47,9 % и темпе отбора 4,9 % от начальных извлекаемых запасов и 6,4 % от текущих извлекаемых запасов.

**АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ СНИЖЕНИЯ ЗАБОЙНОГО ДАВЛЕНИЯ НИЖЕ ДАВЛЕНИЯ НАСЫЩЕНИЯ НЕФТИ ГАЗОМ НА РАЗМЕРЫ ЗОНЫ ДВУХФАЗНОЙ ФИЛЬТРАЦИИ, ФОРМУ ИНДИКАТОРНОЙ КРИВОЙ И КОЭФФИЦИЕНТ ПРОДУКТИВНОСТИ
(ANALYSIS OF INFLUENCE OF REDUCING BHP LOWER PRESSURE OF OIL GAS SATURATION IN THE DIMENSIONS OF THE AREA TWO-PHASE FILTRATION, FORMS AN INDICATOR CURVE AND EFFICIENCY RATIO)**

Имамов Р.В.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Молчанова А.Г.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

Во многих нефтедобывающих регионах мира крупные и средние по запасам нефти месторождения вступили в стадию падающей добычи. Доля добычи вновь открытых мелких месторождений с каждым годом увеличивается, но в связи с небольшими запасами нефти и сложными геологическими условиями разработка таких месторождений ведется на режимах «форсированного отбора», что позволяет обеспечить эксплуатацию скважин с забойным давлением выше давления насыщения нефти газом только на начальной стадии разработки месторождения. Использование метода форсированной разработки месторождений приводит в большинстве случаев к переходу упруговодонапорного режима эксплуатации пласта в режим растворенного газа. Режим растворенного газа характеризуется тем, что пластовое давление снижается ниже давления насыщения с образованием самостоятельной газовой фазы.

В настоящее время среди специалистов в этом вопросе нет единого мнения относительно пределов снижения забойного давления при эксплуатации скважин, а также относительно продолжительности эксплуатации скважин на таких режимах без отрицательных последствий для энергетического состояния разрабатываемого объекта и конечного коэффициента нефтеотдачи. Проблемы определения оптимального значения депрессии и ее влияния на дебиты скважин, продолжительности периода и возможных отрицательных последствий на сегодняшний день остаются актуальными.

В научно-исследовательской работе проведен анализ влияния снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом на размеры зоны двухфазной фильтрации по методике И.Т. Мищенко и С.Ж. Нурумовой, форму индикаторной кривой и коэффициент продуктивности.

ОПЫТ И ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ УПРАВЛЯЕМОЙ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ, ДРЕНИРУЕМЫХ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНОЙ (EXPERIENCE AND PROSPECTS OF TECHNOLOGY CONTROLLED DEVELOPMENT OF RESERVES DRAINED BY A HORIZONTAL WELL)

Искандаров Г.М.

(научный руководитель: доцент Маннанов И.И.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

В ближайшие годы в ОАО «Татнефть» планируется активно внедрять технологии бурения скважин с горизонтальным окончанием. При этом из-за неоднородности вскрываемого пласта-коллектора эффективность бурения горизонтальных скважин (ГС) остается низкой.

Экспериментальная скважина №41502г в НГДУ «Джалильнефть» пробурена на залежь №12 бобриковского горизонта в июле 2012г. Горизонтальный ствол пробурен долотом диаметром 144мм.

Горизонтальный ствол разделили на два участка – ближний (от устья) и дальний. Длина ствола ближнего участка составляет 92м, длина вскрытого коллектора 91,6м. Длина дальнего участка составляет 110м, длина вскрытого коллектора 51м.

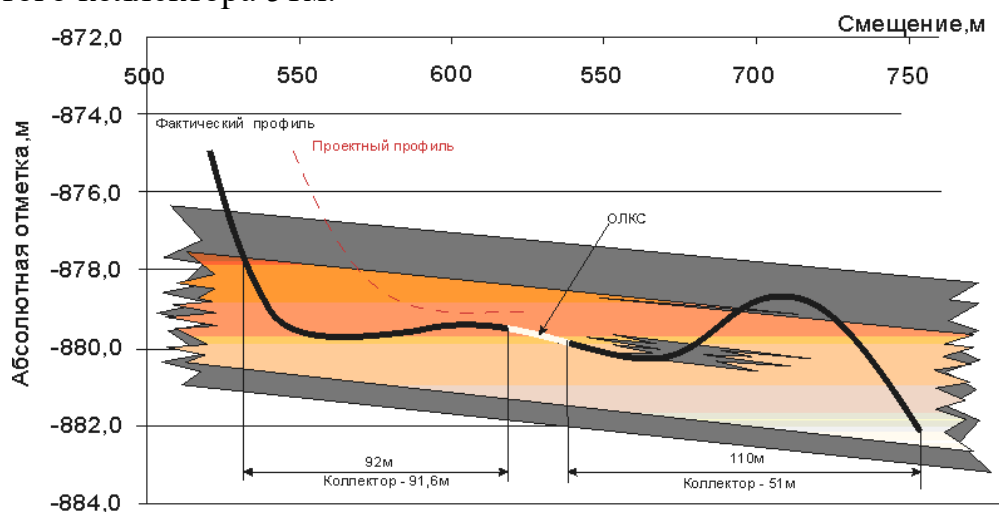


Рисунок 1 – Схема разделения горизонтального ствола на два интервала по скважине № 41502г

Бурение горизонтальных стволов скважин на поздней стадии разработки является одним из самых высокоэффективных геолого-технических мероприятий, однако для поддержания уровня добычи нефти необходимо внедрение новых технологий, позволяющих регулировать отбор по горизонтальному стволу скважины. Одним из таких технических мероприятий является применение технологии избирательного отбора по горизонтальному стволу скважины.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДИСПЕРГИРУЮЩЕЙ ПРИСАДКИ НА ПРОЦЕСС АГРЕГАЦИИ АСФАЛЬТЕНОВ ФРАКЦИИ А2 (INFLUENCE OF DISPERSANT ADDITIVE ON THE AGGREGATION OF ASPHALTENES FRACTION A2)

Исмаилов Ю.Р., Гесь Г.А

(научные руководители: доцент Шишмина Л. В., инженер Горшков А.М.)
Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Цель данной работы – изучить влияние диспергирующей присадки на процесс агрегации асфальтенов в модельной системе методом фотонной корреляционной спектроскопии.

Объектом исследования являлись асфальтены, выделенные из высоковязкой нефти. Процесс агрегации асфальтенов был изучен на модельной системе асфальтены-толуол-гептан.

Для измерения размера ассоциатов асфальтенов и изучения процесса агрегации нами использована система PhotoCor Complex. В установке использовался полупроводниковый лазер ($\lambda=654$ нм). Процесс агрегации асфальтенов исследовался в режиме реального времени, что позволяло наблюдать рост частиц и их выпадение из раствора. Замеры осуществлялись до того момента пока седиментационные процессы не начинали доминировать над диффузионными.

На рисунке 1 представлены результаты исследования процесса агрегации асфальтенов в исходном растворе и при добавлении присадки.

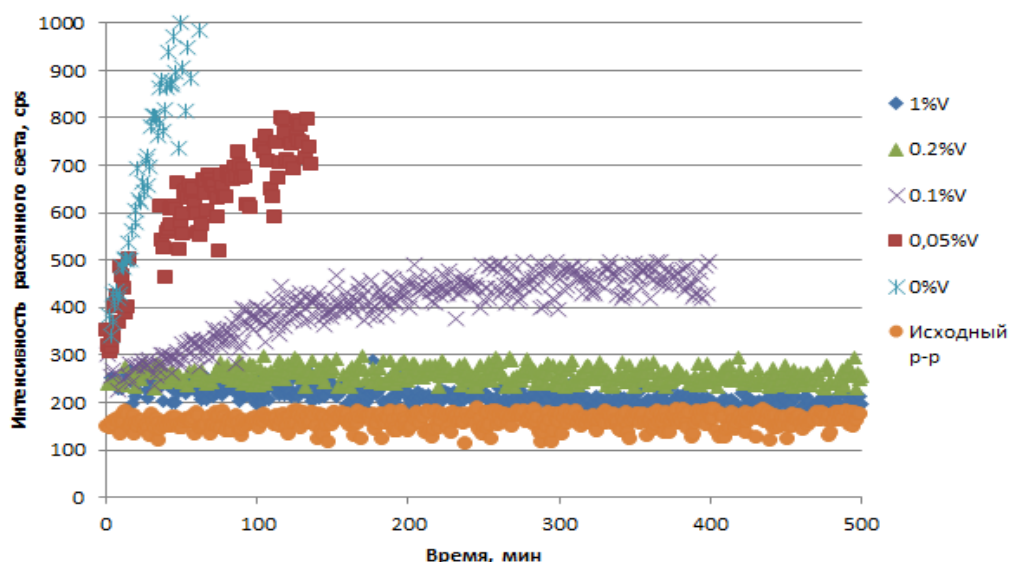


Рис.1 Агрегация асфальтенов в исходном растворе и при добавлении присадки

Из рисунка видно, что применяемая присадка увеличивает агрегативную устойчивость раствора, замедляет рост частиц даже при маленьких концентрациях.

**К ИНТЕРПРИТАЦИИ ИССЛЕДОВАНИЙ КЕРНА В
ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ С УЧЁТОМ АНИЗОТРОПИИ
(TO THE INTERPRETATION OF RESEARCH OF CORE IN
LABORATORY CONDITIONS WITH ANISOTROPY)**

Кабанов А.О.

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

В докладе приводится обработка лабораторного измерения проницаемости на керне, взятого из всей нефтенасыщенной толщи. Показано, что учёт латеральной анизотропии позволяет объяснить большой разброс получаемых данных. Кроме этого возможно определение главных направлений тензора коэффициентов проницаемости.

Учёт латеральной анизотропии позволяет оптимизировать многие процессы нефтегазодобычи, например, распределение потоков флюида в пласте, зарезка бокового ствола, бурение горизонтальных скважин, оптимизация системы заводнения и т.д., поэтому необходимость получения и оценки анизотропии, в том числе определения положения главных осей проницаемости, является важной прикладной задачей. Однако, на сегодняшний день, исследования, нацеленные на определение анизотропии, проводятся довольно редко.

В работе были обработаны экспериментальные данные кернов ЮЛТ «Приобского месторождения».

**УТИЛИЗАЦИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА(ПНГ) ПУТЕМ
ОБРАТНОЙ ЗАКАЧКОЙ В НЕФТЯНОЙ ПЛАСТ
(UTILIZATION OF ASSOCIATED PETROLEUM GAS(APG) BY RE-
INJECTION INTO THE OIL DEPOSIT)**

Кадыров И.Ф.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Деньгаев А.В.)

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

Утилизация попутного нефтяного газа, путем сжигания на факельных установках, оказывает негативное влияние: на почву, животных, растительный мир и на экологию всей атмосферы. Это является проблемой во многих странах мира, в частности и в Узбекистане.

Поэтому в данной работе ставится задача изучить экологические способы утилизации попутного нефтяного газа, а именно такой способ как обратная закачка попутного нефтяного газа в разрабатываемую нефтяную залежь. Осуществляется закачка попутного нефтяного газа путём эжектированием водой. Вода под высоким давлением подается на эжектор, где увлекает за собой газ низкого давления (пнг), затем водо-газовая смесь нагнетается насосами, в нагнетательной скважине, после чего продвигается к добывающей скважине, тем самым образуя поршневое вытеснение углеводородов.

В ходе работы, автором была изобретена собственная установка, которая приближена к пластовым условиям. На установке наглядно были осуществлены фильтрационные исследования, а именно характер продвижения водо-газовой смеси в песчаном коллекторе. Наблюдения и исследования подкреплены расчетной частью.

**РАЗРАБОТКА ГАЗОГИДРАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЭНЕРГИИ ТЕРМАЛЬНЫХ ПЛАСТОВЫХ
ВОД
(DEVELOPMENT GAS HYDRATE DEPOSITS USING THERMAL
ENERGY FORMATION WATERS)**

Калинчук В.Ю.

(научный руководитель: доцент Васильева З.А.)

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

В работе предлагается новый способ разработки газогидратных залежей, обеспечивающий увеличение отбора газа и продление срока безгидратной эксплуатации скважин за счет циркуляции термальной пластовой воды, а также сокращение энергозатрат за счет исключения подъема пластовой воды на поверхность и использования теплоносителя.

Предлагаемый способ разработки газогидратной залежи заключается в организации циркуляции термальных вод посредством бурения скважины со вскрытием продуктивного пласта и нижележащего водоносного пласта. Затем осуществляют спуск в скважину насосно-компрессорных труб с погружной насосной установкой. Отбор газожидкостной смеси на границе газоводяного контакта продуктивного пласта производят с одновременной сепарацией газожидкостной смеси в скважине. Добычу газа предлагается осуществлять по затрубному пространству.

Жидкости с растворенным газом по насосно-компрессорным трубам предлагается закачивать в нижележащий водоносный пласт, приемистость которого обеспечивается бурением по периферии залежи перепускных скважин в породе до термальных высоконапорных вод. Поддержание давления в разрабатываемой залежи достигается путем перепуска термальной высоконапорной пластовой воды из нижележащего горизонта в вышележащий. Таким образом, осуществляется циркуляция пластовой воды и воды диссоциации гидрата.

Предлагаемый способ разработки газогидратных залежей, по сравнению с известными способами, обеспечивает разложение газогидратов не только за счет снижения давления на забое скважины в процессе отбора газожидкостной смеси, но и теплового и ингибирующего воздействия термальных вод.

**РАЗРАБОТКА УСТРОЙСТВА ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ДЕБИТА
ДОБЫВАЮЩИХ И ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ
СКВАЖИН
(DEVELOPMENT OF DEVICES TO IMPROVE THE PRODUCTION
RATE OF MINING AND INJECTIVITY OF INJECTION WELLS)**

Каменюка А.И.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Омельянюк М.В.)

Армавирский механико-технологический институт (филиал)
ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»

Ухудшение дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин напрямую связано с ухудшением пористости и проницаемости пород прискважинной зоны пласта и фильтров вследствие закупорки пор в результате механического, химического и биологического кольматажа.

В работе был выполнен анализ существующих технологий раскольматации с использованием колебательных эффектов затопленных высоконапорных струй жидкости. Многие из них имеют ряд недостатков.

Опираясь на результаты проведенного анализа, была поставлена задача повышения дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин за счет обработки прискважинной зоны пласта с применением гидроударного и кавитационного воздействия. Для решения поставленной задачи были проведены аналитические, экспериментальные и натурные скважинные исследования, в результате которых разработаны устройства и усовершенствована технология.

Сущность технологии заключается в том, что на колонне насосно-компрессорных труб (НКТ) спускают в скважину статическое или роторное устройство на 2 м ниже интервала перфорации. Обеспечивают подачу рабочей жидкости поверхностным насосным агрегатом. Обработка забоя скважины и прискважинной зоны продуктивного пласта гидроударным воздействием осуществляется при возвратно-поступательном движении вибратора (статического или роторного). При обработке роторным устройством НКТ перемещают вверх-вниз вдоль интервала перфорации. При обработке статическим устройством НКТ перемещают вверх-вниз вдоль интервала перфорации и вращают. Генерирование на забое скважины упругих колебаний частотой от 10 до 150 Гц, способствует интенсифицированию фильтрации жидкости и обеспечению выноса из призабойной зоны кольматирующего материала, при этом воздействие на структуры пласта с флюидом осуществляют путем возбуждения резонансных колебаний столба жидкости в скважине (совпадение частоты пульсаций вибратора и собственной резонансной частоты обсадной колонны с флюидом), в результате чего очищаются естественные поровые каналы и увеличивается гидропроводность.

ИЗУЧЕНИЕ ФОРМИРОВАНИЯ ТЕМПЕРАТУРНОГО ПОЛЯ ПРИ ИНДУКЦИОННОМ НАГРЕВЕ ТРУБЫ ПРИ НАЛИЧИИ ДВИЖЕНИЯ ФЛЮИДА В ЗАТРУБНОМ ПРОСТРАНСТВЕ (AN INVESTIGATION OF TEMPERATURE FIELD OF TUBE DURING INDUCTION HEATING IN THE PRESENCE OF FLUID FLOW IN BEHIND THE CASING)

Канафин И.В., Акчурин Р.З., Космылин Д.В.
(научный руководитель: профессор Шарафутдинов Р.Ф.)
Башкирский государственный университет

Наиболее важной задачей при разработке нефтяных и газовых месторождений является контроль технического состояния скважин.

В работе предлагается экспериментальная установка – модель скважины с заколонными перетоками. Установка позволяет изучить формирование температурного поля при индукционном нагреве трубы при наличии движения флюида в затрубном пространстве. Модель представляет собой стальную трубу (рис.1) внутренним диаметром 150 мм, толщиной стенки 4,5 мм и высотой 2200 мм.

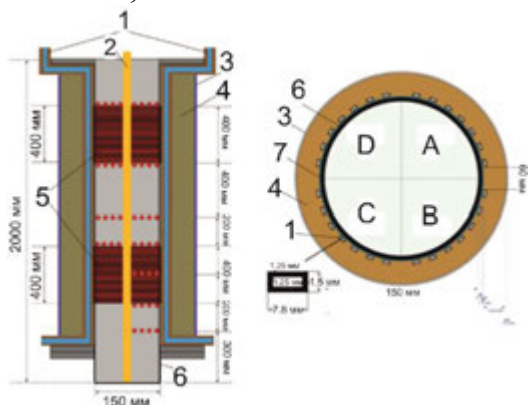


Рис. 1. Схема экспериментальной установки (шифр: 1 – каналы перетока; 2 – температурный зонд; 3 – полиэтилен; 4 – имитация породы; 5 – индукционные нагреватели; 6 – стальная колонна; А,В,С,Д – секторы перетока).

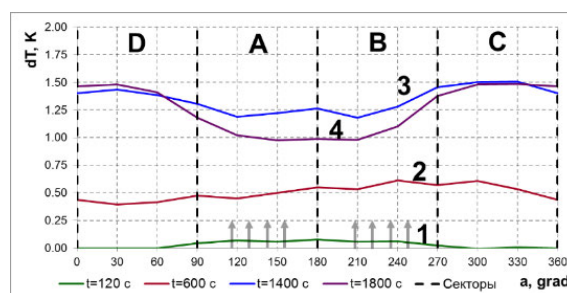


Рис. 2. Азимутальное распределение избыточной температуры стенки стальной колонны на уровне 1,5 м от основания модели (шифр: 1 – 120с, 2 – 600с, 3 – 1400с, 4 – 1800 с).

В результате проведенных на установке экспериментов было выявлено, что: для определения канала заколонного перетока необходимо обеспечить тепловой контакт датчиков температуры с трубой; для определения канала заколонного перетока наиболее благоприятны замеры после отключения нагревателя; для уменьшения влияния тепловой конвекции желательна теплоизоляция датчиков температуры от жидкости в стволе скважины; время вступления конвекции после начала нагрева и время затухания конвекции после прекращения нагрева практически совпадают с разницей в несколько секунд. Например, при мощности индуктора 1000 Вт это время составляет примерно 310 с.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
БАЖЕНО-АБАЛАКСКОГО КОМПЛЕКСА НА ПРИМЕРЕ СРЕДНЕ-
НАЗЫМСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ.**

**(ANALYSIS EFFECTIVENESS OF DEVELOPMENT BAZHENO-
ABALAXKIY COMPLEX CASE SREDNE NAZIMSKAY FIELD)**

Канцлер С.В., Киосе В.Г., Корольков И.А.

(научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Язынина И.В.)

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

Ресурсная база России сегодня характеризуется ухудшением структуры запасов нефти и газа. Кардинально улучшить сложившуюся ситуацию возможно путем подготовки и освоения запасов из нетрадиционных источников углеводородного сырья. К таким источникам относятся ресурсы Бажено-Абалакского комплекса, величина которых сопоставима с общим объемом начальных геологических запасов нефти в нашей стране, а это около 100 млрд тонн. Эти залежи характеризуется сложным геологическим строением и низкими фильтрационно-емкостными свойствами коллекторов. Для их разработки следует применять инновационные технологии.

Многостадийный гидроразрыв пласта (МГРП) как раз является сегодня наиболее эффективным из всех инновационных методов интенсификации добычи.

Именно поэтому масштабы применения ГРП растут из года в год. Но с ростом масштабов применения ГРП растет также и риск получить отрицательный технологический результат. Дабы исключить этот риск используют моделирование параметров трещин. В статье рассматривается достоверность результатов дизайна параметров трещин и эффективность их применения в условиях Бажено-Абалакского комплекса.

В данной работе были рассмотрены методика М.Экономидеса и результаты моделирования в программе MFrac, позволяющие определить параметры трещин.

Произведен расчет параметров трещины ГРП по методике Майкла Экономидеса при разном количестве пропанта, анализ экономической эффективности технологии. Также был произведен анализ достоверности получаемых трещин в условиях Средне-Назымского месторождения и сделаны соответствующие выводы.

**ВЛИЯНИЕ МОДЕЛЬНЫХ ПАРАМЕТРОВ НА РЕЗУЛЬТАТЫ
ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ЛИЦЕНЗИРОВАННЫХ ПРОГРАММНЫХ
ПРОДУКТОВ
(MODEL PARAMETER INFLUENCE ON THE RESULTS OF
HYDRODYNAMIC SIMULATION USING LICENSED SOFTWARE)**

Каримов Т.С.

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

При гидродинамическом моделировании существенное влияние на время расчета оказывают модельные параметры: размеры ячеек и их количество. Поэтому с целью снижения времени счета ячейки могут быть укрупнены, а их количество снижено. При этом с изменением параметров могут изменяться и результаты.

Таким образом, возникает задача выявить влияние модельных параметров на результат моделирования.

Были рассмотрены результаты масштабирования абсолютной и относительной фазовой проницаемостей, определение размеров ячеек расчетной сетки в зависимости от проницаемости фрагментов модели.

По результатам работы сделаны выводы:

1. Масштабирование кривых ОФП позволяет сократить количество ячеек практически до любого значения, но при этом полученные кривые могут иметь характер, который будет противоречить их физическому смыслу;

2. Масштабирование абсолютной проницаемости не влечет за собой никаких нарушений законов физики, что делает применение этого способа более приемлемым;

3. Применение нерегулярной сетки позволяет сократить количество расчетных ячеек.

**АНАЛИЗ НЕОПРЕДЕЛЁННОСТЕЙ ПРИ СОВМЕСТНОЙ
РАЗРАБОТКЕ ТУРОНСКОЙ И СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖЕЙ
ЮЖНО-РУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(UNCERTAINTY ANALYSIS ON JOINED DEVELOPMENT OF
TURONIAN AND SENOMANIAN DEPOSITS OF THE YUZHNO-
RUSSKOE FIELD)**

Карпов М.А.

(научный руководитель: старший преподаватель, Dr.-Ing. Некрасов А.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

При рассмотрении совместной разработки сеноманской и туронской залежей, эффективность от внедрения предложенных ранее решений, а именно, возможность доизвлечения сеноманского газа за счёт применения эжекторов, зависит от точности определения параметров пласта туронской залежи. Из-за неопределённости, связанной с недостаточным знанием параметров пласта, расчетные показатели разработки, а, следовательно, и эффективность предложенных решений могут оказаться совершенно иными, чем определенные для осредненных значений.

Чтобы определить степень этой неопределённости в представленной работе был применён метод Монте-Карло, основанный на поиске неявных, по своей сути, связей между входными параметрами и выходными, с определением доверительного интервала. В качестве входных параметров были приняты проницаемость, пористость, водонасыщенность и некоторые другие характеристики туронского пласта, а выходным параметром стал коэффициент извлечения сеноманского газа. Затем, результаты расчетов, полученные с помощью предлагаемой процедуры, сравнивались с первоначальными расчетами, выполненными с использованием средних значений.

По итогам проведённой работы, была вычислена неопределённость при нахождении дополнительного извлечения сеноманского газа – основного показателя эффективности совместной эксплуатации двух залежей. Знание этой неопределённости позволит с большей обоснованностью оценить перспективность различных технологических решений по совместной разработке сеноманской и туронской залежей Южно-Русского месторождения.

**ОБОСНОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ
СКВАЖИНЫ НА ПРИМЕРЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШУРТАН
(VALIDATION OF HORIZONTAL WELL CONSTRUCTION BY THE
EXAMPLE OF GAS AND CONDENSATE SHURTAN FIELD)**

Касымов К.Х.

(научный руководитель: к.т.н. Котлярова Е.М.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Газоконденсатное месторождение (ГКМ) Шуртан, открытое в 1974 г. и введённое 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.

Текущее (на 01.01.2013 г.) состояние пробуренного фонда – всего 191 скважина месторождения Шуртан следующее: 113 действующих скважин.

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 самоподавливание 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.

В связи с выше указанных причин, в данной работе предлагается разрабатывать месторождение с помощью горизонтальных скважин что позволяет выносить жидкости из забоя и значительно увеличить дебит за счет увеличения площади фильтрации газа.

Актуальность. В настоящее время разработка месторождений горизонтальными скважинами и обоснование их конструкции являются наиболее актуальными задачами, т.к. практика применения горизонтальных скважин показывает высокую эффективность.

Цель работы. Целью работы является добурирование горизонтальных стволов в 4 существующих вертикальных скважин и сравнение технических показателей горизонтальных скважин с вертикальными.

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОБЪЕМА ОТЛОЖЕНИЙ В КОЛОННЕ ЛИФТОВЫХ ТРУБ (DETERMINATION OF SEDIMENTS VOLUME IN THE TUBING)

Кашкаров А.М., Муратов И.Ф

(научный руководитель: доцент Денисламов И.З.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Традиционная скважина включает в себя такие элементы как задвижки для регулирования потока жидкости; забойные фильтры для предотвращения попадания песка в скважину; трубные соединения, пакеры. Однако, в скважинах со стандартным набором оборудования отсутствует возможность адекватного реагирования на изменение внутрискважинных условий. Интеллектуальная скважина решает эту проблему. Принципиальное отличие интеллектуальной от традиционной скважины – возможность адаптироваться к изменяющимся условиям. Но не новые технологии делают скважину интеллектуальной. Новаторское сочетание существующих методов таких как беспроводная передача данных, различные датчики, механизмы удаленного управления - все это отличает интеллектуальную скважину.

В данной статье предлагается способ определения объема АСПО в колонне лифтовых труб. Способ реализуется путем оснащения колонны НКТ двумя дополнительными датчиками температуры. Как известно, жидкость при прохождении системы пласт-скважина нагревается за счет теплообмена с электродвигателем насоса. Более того, степень нагрева определяется величиной нагрузки на двигатель – чем сильнее он нагружен, тем сильнее нагревается жидкость. Таким образом можно изменять как нагрузку на двигатель, так и температуру. По длине НКТ температура снижается, что фиксируется вторым датчиком, установленным на устье. Предлагается обозначать (метить) жидкость с помощью этого показателя. Время распространения фронта с измененной температурой, при изменении нагрузки на двигатель, позволит найти расход жидкости. Изменение частоты вращения двигателя, а значит и нагрузки на двигатель в большую сторону значительно увеличивает температуру жидкости на входе насоса. Скачок температуры наблюдается и на устье, что позволяет найти время прохождения нагретой жидкости, а, следовательно, и вычислить объем отложений в колонне НКТ.

Данная технология не имеет аналогов, и весьма актуальна, т.к. необходимо знать точный объем отложений для расчета необходимого количества растворителя для очистки. Оборудование традиционных скважин по приведенным схемам не является трудной задачей. Применение вышеупомянутых технологий увеличит стоимость примерно на 20%, которые окупятся через несколько месяцев эксплуатации.

**ДИНАМИЧЕСКИЙ ЛИНЕЙНЫЙ ПРИБОР ДЛЯ ИЗМЕРЕНИЯ
НАБУХАНИЯ С КОМПАКТОРОМ № 150-80
(DYNAMIC LINEAR SWELL METER WITH COMPACTOR № 150-80)**

КимД.С.

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

С помощью прибора для измерения свойств набухания OFITE 150-80 было исследовано взаимодействие между водными флюидами, находящиеся в движении, и пробами неорганических пород, содержащих химически активные глины при заданных условиях. Установленные свойства набухания использовали для оценки и/или устранения часто непредсказуемых проблем, с которыми нередко приходится сталкиваться при бурении сланцевых пород. Данный прибор очень полезен для составления бурового раствора и исследования поведения существующих глинистых растворов, так как он показывает изменения во взаимодействии флюида и глины как за короткое (0 – 5 минут), так и за длительное время (> 350 минут). Осыпание ствола скважины, налипание породы на долото, затяжка бурильной колонны и другие, связанные с «гумбо» проблемы могут быть заранее предсказаны, что позволит оператору выбрать подходящий буровой раствор и, благодаря этому, добиться стабильности окружающей скважину среды.

Многоканальный прибор оснащен разными измерительными головками для одновременного исследования до восьми (8) проб керна или буровых растворов. Проба неорганического вещества, сланцевой глины, керна, выбуренной породы, неочищенного бентонита подвергается воздействию бурового раствора, циркулирующего вокруг пробы. Линейный дифференциальный преобразователь скорости (ЛДПС) измеряет расширение пробы в вертикальном направлении с точностью до 0.1 %, и эта информация затем сохраняется во временной функции через систему обработки информации. Гидравлический компактор спрессовывает в брикет образцы неорганических пород для помещения в штатив и последующего исследования.

ТЕМПЕРАТУРНЫЙ РЕЖИМ БУРЕНИЯ СКВАЖИН В РАЙОНАХ РАСПРОСТРАНЕНИЯ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД (TEMPERATURE REGIME OF THE WELLS DRILLING IN PERMAFROST AREAS)

Ковальчук В.С., Певнева А.Г.

(научный руководитель: профессор Чистяков В.К.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Совершенствование существующих и разработка новых способов и технологий бурения скважин различного назначения в сложных природных и геологотехнических условиях связано с возрастающим проявлением разнообразных тепломассообменных процессов, изучение и регулирование которых становится одной из актуальных направлений исследований.

Эффективное бурение разведочных и эксплуатационных скважин в районах распространения многолетнемерзлых пород требует детального изучения закономерностей тепломассопереноса в системе скважина – массив горных пород. Прежде всего, это необходимо для предупреждения технологических и экологических осложнений, связанных с характером изменения естественной температуры и агрегатного состояния пород в околоствольном пространстве скважины [1, 2].

Разработанная для целей нормализовать температурный режим скважины математическая модель нестационарного тепломассопереноса в массивах пород, как с положительными, так и отрицательными температурами [1], позволяет перейти к исследованиям более простых моделей и найти замкнутое приближенное решение в аналитическом виде или численными методами [3].

С целью регулирования температурного режима бурения скважин в районах распространения ММП в Горном университете, разрабатывается методика определения температуры и агрегатного состояния пород и бурового раствора, в геологических разрезах, включающих мерзлые породы в верхней их части и породы с положительной температурой в нижней, включая газовые гидраты и пр.

Список литературы

1) Кудряшов Б.Б., Чистяков В.К., Литвиненко В.С. Бурение скважин в условиях изменения агрегатного состояния горных пород. – Л.: Недра, 1991. – 295 с.

2) Чистяков В.К. Геотехнологические опасности при поисках, разведке и эксплуатации месторождений природных газовых гидратов./ Геология и полезные ископаемые Мирового океана. Национальная Академия Наук, Украина, Киев, №32, 2008, с. 103-112

3) Чистяков В.К., Леонова Д.В., Вишневский Н.А. Обоснование состава и свойств промывочной жидкости для разведочного бурения на газовые гидраты. // Разведка и охрана недр. - 2012. - № 1, с. 60-63

ВЛИЯНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ПЛАСТА НА ФАЗОВУЮ ПРОНИЦАЕМОСТЬ (THE INFLUENCE OF INHOMOGENEITY OF LAYER ON THE PHASE PERMEABILITY)

Коломийцев А. В.

(научный руководитель: доцент Васильев В. А.)

Северо-Кавказский федеральный университет

В работе проанализированы аналитические и эмпирические модели фазовой проницаемости; выявлены факторы, влияющие на относительный коэффициент фазовой проницаемости.

При однофазной фильтрации используют коэффициент абсолютной проницаемости k , при двух- и трехфазной фильтрации – коэффициенты фазовой проницаемости (нефти k_n , газа k_g , воды k_w). Отношение коэффициентов фазовой и абсолютной проницаемости называют относительным коэффициентом фазовой проницаемости.

Коэффициент абсолютной проницаемости зависит от физических свойств горной породы (пористости, трещиноватости, размера фильтрационных каналов и др.). Для однородной по литологическому составу образца горной породы при однофазной фильтрации коэффициент абсолютной проницаемости не зависит от физико-химических свойств фильтрующегося агента.

Коэффициенты фазовой проницаемости зависят, кроме того, от насыщенности горной породы каждой из фаз и неоднородности пласта.

Определение относительного коэффициента фазовой проницаемости является основной задачей моделирования многофазной фильтрации.

Исследования многофазной фильтрации велись по двум направлениям:

- лабораторные исследования искусственных образцов пористых сред;
- теоретические исследования фильтрации в однородных и неоднородных средах.

Аналитические и эмпирические модели фазовой проницаемости были исследованы следующими учеными: Аверьяновым С. Ф., Пирвердяном А. М., Евгеньевым А. Е., Алишаевым М. Г., Амиксом Д., Желтовым Ю. П., Васильевым В. А. и Борховичем С. Ю. и др.

Из формул, приведенных в работах данных ученых, следует, что относительный коэффициент фазовой проницаемости зависит от общей водонасыщенности S , *остаточной водонасыщенности* S_0 , остаточной нефтенасыщенности S_{0H} , от соотношения вязкостей, а также от характера смачиваемости пород фильтрующимися компонентами. Графические зависимости, рассчитанные по этим формулам отличаются друг от друга показателем степени, который меняется от 2 до 3,5, а также величиной остаточной водонасыщенности и нефтенасыщенности.

УТОЧНЕНИЕ МЕТОДИКИ ПОДБОРА УЭЦН ДЛЯ ЖИДКОСТЕЙ С ПЕРЕМЕННОЙ ВЯЗКОСТЬЮ (IMPROVING THE TECHNIQUE OF SELECTING ESP FOR LIQUIDS WITH VARIABLE VISCOSITY)

Колыхалова Е.С.

(научные руководители: к.т.н., доцент Молчанова А.Г.,
к.т.н., доцент Донской Ю.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В современных условиях, когда Россия стремится быть на лидирующих позициях по добыче нефти в мире, перед ней стоит цель увеличения объёмов добычи. Поддержание высокого уровня объёмов добычи подразумевает максимальное использование добычных возможностей каждой скважины. Максимально возможное извлечение нефти из нефтяных залежей требует применения прогрессивных способов и схем разработки нефтяных месторождений, а также совершенствования техники и технологии подъема жидкости из скважин. Легко извлекаемые запасы нефти практически истощены, поэтому возникает необходимость разработки месторождений с тяжело извлекаемыми запасами, например, нефтей с переменной вязкостью.

Добыча флюида УЭЦН самый распространенный метод подъема жидкости на поверхность в России. В связи с этим, методы, предполагающие переход на иной способ добычи всегда будут более сложными и, следовательно, более затратными, чем усовершенствование УЭЦН. Нельзя не отметить, однако, что с повышением вязкости характеристика насоса значительно изменяется, что может привести к преждевременному отказу.

В работе рассмотрен вариант использования ПЭД с модулем-теплообменником. Суть заключалась в следующем: горячее масло из ПЭД по трубке поступало в теплообменник, где остывало, передавая тепло добываемой жидкости, Нагрев добываемой жидкости приводит к снижению её вязкости, что положительно сказывается на работе насосной установки.

Исследовано влияние формы теплообменника на эффективность его работы. Выявлен ряд наиболее оптимальных конструкций теплообменников. Усовершенствована методика учёта влияния вязкости на работу УЭЦН в случае комплектации с теплообменником.

ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ ПАКЕР ПРИМЕНЯЕМЫЙ В СОСТАВЕ ОБСАДНОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ РАЗОБЩЕНИЯ ЗАКОЛОННОГО ПРОСТРАНСТВА В НЕОБСАЖЕННОЙ СКВАЖИНЕ (HYDRAULIC PACKER USED AS A PART OF THE CASING TO ISOLATE THE ANNULUS IN THE OPEN HOLE)

Копейкин И.С.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Лягов А.В.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

На сегодняшний момент существует множество технических и технологических проблем, связанных с проведением гидроразрыва пласта (ГРП). Одним из таких можно назвать разрушение цементного кольца при проведении ГРП и как следствие перетока технологической жидкости из зоны высокого давления в зону. Подобное осложнение приводит к падению давления в испытуемом интервале скважины, нарушению целостности колонны, загрязнению грунтовых вод, и как итог к снижению эффективности проведения технологии ГРП.

Вышеперечисленные проблемы, требуют многоуровневого подхода в постановке задач и их решению, для этого необходимо рассматривать не только технологической стороны проведения ГРП, но и обратить внимание на возможности конструктивного решения, а именно применению гидравлического пакера в составе обсадной колонны для разобщения заколонного пространства. Гидравлический пакер такого типа был сконструирован для применения его в составе обсадной колонны и изоляции перетока жидкости по трещинам в цементном кольце скважины, образовавшимся под влиянием избыточного давления. Обеспечивая высокое контактное давление резинового уплотнительного элемента пакера на стенку скважины, трещины подземных пород смыкаются, что обеспечивает гарантированную изоляцию пластов от перетока технологической жидкости. Так же необходимо отметить самоцентрирование пакера при пакеровки за счет включения в конструкцию опор-центраторов, которые в дальнейшем выполняют функцию заклинивающего устройства для предотвращения перемещения пакера вверх по скважине под действием избыточного подпакерного давления.

Таким образом, разработана новая конструкция пакера для необсаженной скважины, применяемого для разобщения заколонного пространства в составе обсадной колонны. Конструкция пакера такого типа позволяет обеспечить гарантируемую изоляцию области высоко давления от области низкого давления во время проведения ГРП, а также исключить перетока технологической жидкости в грунтовые воды, таким образом предотвратить падение эффективности проведения мероприятий гидроразрыва пласта и сохранить экологию окружающей среды.

**ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ ЗАКАЧКИ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ
ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ (ПАВ) НА
СМАЧИВАЕМОСТЬ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД
(EFFECTS OF WATER INJECTION OF SURFACTANT SOLUTIONS
ON THE WETTABILITY OF TERRIGENOUS CLASTICS ROCKS)**

Королев М.И.

(научный руководитель: профессор Рогачев М.К.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

В работе показана актуальность физико-химических методов увеличения нефтеотдачи (МУН), как методов, направленных на доизвлечение остаточной нефти, заключенной в зонах, не охваченных заводнением, и физически или химически связанной с породой нефти. Проведенный авторами анализ опыта применения методов закачки водных растворов различных химических реагентов и их композиций (закачка ПАВ, полимеров, ПАВ-полимерных составов) говорит о высокой перспективности разработки данных методов по сравнению с другими физико-химическими МУН.

Исследование направлено на изучение межфазного взаимодействия на границе порода-нефть-водный раствор ПАВ, так как знания о явлениях, возникающих на границе раздела фаз позволяют повысить эффективность предлагаемых МУН.

Лабораторные эксперименты проводились в лаборатории «Повышения нефтеотдачи» на базе Национального минерально-сырьевого университета «Горный». В качестве объекта исследования были взяты неионогенные ПАВ имеющие различную способность смачивать породу-коллектор, т.е. с ростом концентрации ПАВ в воде смачиваемость породы может меняться как на гидрофильную, так и на гидрофобную. Проведенные исследования дают возможность выработать методику по подбору поверхностно-активных веществ в зависимости от цели и предполагаемой технологии применения.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОГРУЖНОГО ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО
НАСОСА НА СКВАЖИНЕ 53 ВУКТЫЛЬСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ВЫСОКОГО
ГАЗСОДЕРЖАНИЯ В ПЛАСТОВЫХ ФЛЮИДАХ
(SUBMERSIBLE CENTRIFUGAL PUMP APPLICATION IN THE
CONDITIONS OF THE RESERVIOR FLUIDS HIGH GAS CONTENT
FOR VUKTYLSKOYE OIL FIELD)**

Коротченко Р.К., Максимова Ю.А.

(научный руководитель: старший преподаватель Максимова Ю.А.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Как известно, сегодня многие месторождения находятся на поздних и завершающих этапах разработки в условиях нехватки пластовой энергии и наличия различного рода осложняющих факторов. К таким месторождениям можно отнести Вуктыльское НГМ, введенное в эксплуатацию в 1968 г.

В статье речь главным образом пойдет об экспериментальной работе по применению установки электроцентробежного насоса (УЭЦН) на нефтяной скважине номер 53 Вуктыльского месторождения. Скважина имеет ряд осложнений, затрудняющих применение механических способов добычи. Основным из осложнений является высокий газовый фактор. До начала работ по капитальному ремонту под спуск насоса, скважина эксплуатировалась с помощью плунжерного газлифта, который за годы эксплуатации показал свою неэффективность.

Основной задачей специалистов являлся подбор оптимального для данных условий оборудования и режимов его работы. Скважину планировалось вывести на постоянный режим. В процессе работы был проведен тщательный анализ имеющихся данных, на основе которого было подобрано оборудование к скважине, сделан прогноз его работы, начато освоение и последующая эксплуатация скважины. В конечном счете, добиться стабильной работы УЭЦН на постоянном режиме не удалось, что было связано, прежде всего, с несоответствием заявленных данных о скважине действительным. Несмотря на это, справиться с основными осложнениями получилось. На основании полученного опыта и новых, достоверных данных, был произведен расчет нового оборудования, которое в дальнейшем планируется применить на данной скважине.

Примененные технологические решения в ходе проделанной работы и сделанные выводы могут быть полезными при эксплуатации скважин со схожими геолого-техническими условиями. Эксперименты подобные данному позволяют накапливать научные данные и опыт промысловых исследований, расширять фонд добывающих скважин.

**АНАЛИЗ ПРИМЕНИМОСТИ РАСЧЕТНЫХ МОДЕЛЕЙ
ПОСТРОЕНИЯ КРД ДЛЯ НАКЛОННЫХ ГЖП
(THE ANALYSIS OF APPLICABILITY OF COMPUTATIONAL
MODELS OF PRESSURE DISTRIBUTION CONSTRUCTION FOR
SLOPING GAS-LIQUID LIFT)**

Кошкин Т.А., Сайфутдинов А.Ф.

(научный руководитель: к.т.н., доцент - Вербицкий В.С.)

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

В настоящее время инженерам – нефтяникам все чаще приходится работать с наклонно-направленными скважинами. Их доля в общем объеме фонда нефтяных компаний неумолимо растет, составляя величину уже более 70%. Поведение газожидкостной смеси в наклонно-направленном подъемнике отлично от вертикального, что вносит разницу в параметрах ГЖС и соответственно, в распределение давления. Однако, при этом в большинстве случаев влияние отклонения ствола на процесс движения газожидкостной смеси в скважине учитывается слабо или вовсе не учитывается.

Для оптимального подбора и контроля скважинного оборудования, а как следствие, для наиболее эффективной (менее затратной и т.д.) добычи нефти, очень важно точно построить кривые распределения давления в стволах данных скважин. В большинстве случаев построение кривых осуществляется согласно методикам Beggs и Brill, Mukherjee и Brill, Hasan и Kabir и др. Однако применение того или иного метода требует апробации по ряду скважин конкретного месторождения, поскольку имеются ограничения по применимости отдельных методик (низкие значения вязкости пластовой нефти, диаметры труб, углы наклона).

Нами был выбран ряд добывающих механизированных скважин, замер давления по стволу в которых осуществлялся с помощью глубинного прибора PPS. После чего было произведено построение кривых распределения давления различными методами, в том числе и по методикам, не учитывающим отклонение скважин от вертикали. Выполнено сравнение и определение наиболее точного, для каждой скважины, метода. Помимо этого, были проведены стендовые испытания на установке имитирующей ствол скважины с движущейся в ней газожидкостной смесью. Было проанализировано влияние угла наклона трубы на истинное газосодержание, скорость проскальзывания, распределение давления по длине трубы.

АНАЛИЗ ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ УВ ДЛЯ РАЗНЫХ ТИПОВ ПОРОД В ПРЕДЕЛАХ ЕДИНОЙ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ИМЕНИ Ю. КОРЧАГИНА (ANALYSIS OF THE DEVELOPMENT OF HYDROCARBON RESERVES IN DIFFERENT ROCK TYPES WITHIN A SINGLE HYDRODYNAMIC SYSTEM ON THE KORCHAGIN FIELD)

Кошманов П.Е.

(научный руководитель: доцент Катаев О.И.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Объектом исследования является нефтегазоконденсатное месторождение им. Юрия Корчагина, расположенное в российской части акватории Каспийского моря. Особенности разработки морских месторождений – высокая сложность работ и повышенные риски при реализации проектов. В процессе разработки месторождения возникли осложнения, которые стали причиной изучения данной темы.

Основная доказанная продуктивность месторождения им. Ю. Корчагина связана с неокомскими и волжскими отложениями. Причем для неокомского надъяруса нефтегазоносность отложений связана с тремя терригенными пластами-коллекторами, когда как волжский ярус представлен карбонатным коллектором. Такое различие продуктивных пластов накладывает технологически сложные задачи при их введении в разработку с морской платформы. Также ранее предполагалось наличие непроницаемой покрышки между залежами. Но по результатам мониторинга разработки месторождения установлена гидродинамическая связь между залежью волжского яруса и газовой шапкой неокома. При этом наблюдается значительный рост газового фактора и осложнения при эксплуатации скважин. Вследствие перечисленных выше факторов выработка запасов и достижение проектных показателей затрудняются. Именно с этими проблемами и связана актуальность выбранной темы.

Цель работы – проанализировать информацию по работе пластов месторождения, показать текущую выработку запасов и на базе моделирования предложить способы оптимизации системы разработки.

Для дальнейшего проектирования на основе модели проводится ретроспективный анализ параметров работы отдельных пластов, учет их взаимовлияния и ведется прогнозирование показателей разработки месторождения по различным вариантам. Полученные результаты анализируются для решения имеющихся проблем и формирования системы разработки, повышающей степень и эффективность выработки запасов углеводородов.

**ВЫБОР И ОБОСНОВАНИЕ ЭЛЕМЕНТА РАЗРАБОТКИ
ЛОДОЧНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(SELECTION AND CALCULATION OF THE DEVELOPMENT
ELEMENT OF THE LODOCHNOE FIELD)**

Кошманов П.Е.

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

В работе рассмотрены вопросы геологии и разработки Лодочного нефтегазоконденсатного месторождения. Комплексный анализ геологической информации и создание секторной модели являются актуальными для проектирования пробной эксплуатации Лодочного месторождения. Исходя из проведенного анализа геологоразведочных работ и условий формирования продуктивных пластов, был выбран пласт Нх-III-IV Нижнехетской свиты, как более изученный и благоприятный для разработки, чем пласты Яковлевской свиты. Он обладает лучшими ФЕС, а доля запасов нефти по категории С1 составляет 51%.

Для проведения расчетов в программном комплексе ECLIPSE создана секторная модель размерами 2км*1км*50м с размерностью ячеек 40*20*2м. Расчеты проводились, используя различные типы конструкции скважин и варианты их размещения. Изменяемые параметры: длина скважины; положение скважины относительно ВНК/ГНК; расстояние между нагнетательными/добывающими скважинами, забойное давление и др. Для получения корректных данных, была проведена адаптация модели по испытаниям на разведочных скважинах, т.е. воссоздана история дебитов и соответствующих забойных давлений.

Посредством моделирования и оценки параметров на секторной модели, была показана технологическая эффективность выбора элемента с горизонтальной скважиной с длиной рабочего ствола 900-1000м. Рекомендуется для дальнейшего проектирования пробной эксплуатации внедрить такой элемент разработки. Эффективность его внедрения объясняется более полным извлечением нефти и отсутствием резких прорывов воды к скважине.

В сложных геологических условиях именно горизонтальные скважины – перспективное решение для проектирования разработки Лодочного месторождения.

ПРЕИМУЩЕСТВА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДВИЖИТЕЛЕЙ ДЛЯ ПОДВОДНОГО ПЛАВУЧЕГО НЕФТЕГАЗОВОГО СООРУЖЕНИЯ (ADVANTAGES OF THRUSTERS FOR FLOATING OIL AND GAS VESSELS)

Крохин Д.В.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Гусейнов Ч.С.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В статье были рассмотрены проблемы разработки нефтегазовых месторождений в условиях Северного Ледовитого океана. Основными проблемами при разработке шельфовых месторождений в условиях Арктики являются ледовые поля, суровый климат, отсутствие круглогодичной морской навигации, отсутствие технологий и технических средств, позволяющих разрабатывать такие месторождения.

На основе изучения этих проблем, предложено разрабатывать месторождения на шельфе Арктики с помощью подводных плавучих нефтегазовых сооружений, основными преимуществами которых являются отсутствие ледовых, волновых и ветровых нагрузок, постоянство температуры и подводных течений.

В данной исследовательской работе была предложена оригинальная конструкция подводного плавучего нефтегазового сооружения, описаны основные особенности и преимущества разработки шельфовых месторождений Арктики с помощью таких сооружений.

В статье детально рассмотрены воздействия окружающей среды на подводное плавучее сооружение на поверхности моря и под водой. Посчитаны силы воздействия гидростатического давления и силы воздействия подводного течения на это сооружение. На основе этих расчетов были предложены и рассчитаны двигатели необходимой мощности.

Далее в статье были определены и рассчитаны силы воздействия окружающей среды на поверхности моря для различных волнений и разных скоростей ветра, после чего было произведено сравнение с нагрузками под водой.

На основе этих расчетов сделаны выводы о том, что разрабатывать шельфовые месторождения Арктики с подводных плавучих сооружений в несколько раз энергоэффективнее, менее ресурсозатратно и дешевле, чем на поверхности акваторий Северного Ледовитого океана.

**ПРИМЕНЕНИЕ МОБИЛЬНОГО ЛАЗЕРНОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО
КОМПЛЕКСА (МЛТК-20) ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ,
ВОЗНИКАЮЩИХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(THE USE OF MOBILE LASER BEAM MACHINE WITH THE PURPOSE
OF ACCIDENT RESPONSE OCCURRING BY THE OIL AND GAS FIELD
DEVELOPMENT)**

Кудрявцев Э.С.

(научный руководитель: Баженов М.Н.)

ООО «Газпром газобезопасность»

ООО «Газпром газобезопасность» активно расширяет сферу своей производственной деятельности, осваивая все новые и перспективные технологии, направленные на обеспечение противofонтанной и газовой безопасности на объектах нефтегазового комплекса.

Благодаря новейшему оборудованию и технологиям был сделан значительный шаг вперед от методов ликвидации фонтанов при помощи трассовой оснастки и талевых блоков к использованию высокотехнологичных и эффективных методов ликвидации с помощью лазерных технологий, робототехнической техники и гидравлического оборудования.

Внедрение МЛТК-20 – это первый шаг в области применения лазерных технологий.

Комплекс МЛТК-20 имеет блочно-контейнерное исполнение, обеспечивающее возможность его перевозки на любом виде транспорта, быстрое развертывание у объекта воздействия и работу в сложных условиях эксплуатации. Оборудование комплекса размещается в четырех блок-контейнерах размерами 2,4 x 2,4 x 2,4 м. Вес каждого не превышает 3 тонн. В трех блоках размещены источники непрерывного иттербиевого лазерного излучения по 8 кВт каждый. От каждого из этих блоков излучение передается по оптоволокну длиной 30 м к четвертому блок-контейнеру, в котором размещается формирующий телескоп с системами наведения, позиционирования и управления работой всего комплекса. Здесь же размещается оператор, который наводит лазерный луч на заданную зону резки металлоконструкции, удаленную на расстояние 20-70 метров. Модульное построение комплекса МЛТК-20 обеспечивает возможность самостоятельной работы каждого из трех блок-контейнеров, с регулируемой выходной мощностью от 0,5 до 8,0 кВт.

Применение МЛТК-20 для ликвидации открытых фонтанов на месторождениях является «отправной точкой» в развитии лазерных технологий в деятельности аварийно-спасательных служб.

**АНАЛИЗ МЕТОДОВ ГРАНУЛОМЕТРИЧЕСКОГО СОСТАВА
ОСАДОЧНЫХ ГОРНЫХ ПОРОД
(ANALYSIS METHODS PARTICLE SIZE DISTRIBUTION
OF SEDIMENTARY ROCKS)**

Кузнецов А.В.

(научный руководитель: ассистент Дозморов П.С)

Томский политехнический университет

Актуальность увеличения точности определения гранулометрических параметров горных пород, а также систематизация методологий необходимых исследований в данном направлении, обусловлена возможностью определения многих свойств пористой среды. Совокупность полученных данных об исследуемом образце, дает возможность построения наиболее рационального алгоритма последующих действий. А именно:

- Количественное содержание и корреляция частиц, имеющих разные размеры, позволяют определить такие параметры, как пористость и проницаемость, исходя из их величины, можно сделать вывод о коллекторских свойствах данной горной породы;

- Гранулометрический анализ позволяет определять капиллярные свойства пласта-коллектора. А значит отследить последовательность обводнения зёрен породы, а также рассчитать и выявить расположение остаточных запасов углеводородов в пласте;

- Опираясь данными о гранулометрическом составе, можно определить в каких палеогеографических условиях формировалась залежь. Располагая сведениями о генезисе той или иной толщи, можно сделать вывод о её нефтеносном потенциале;

- На стадии разработки месторождений нефти и газа анализ гранулометрического состава дает возможность подобрать оборудование, адаптированное под свойства конкретного месторождения, для его дальнейшей наиболее рентабельной эксплуатации.

Исходя из всего вышеперечисленного, можно сделать вывод, что актуальность исследований гранулометрического состава остаётся открытой.

Как показывает практика, при проведении экспериментов по определению размеров частиц и изучение физических свойств, на прямую зависящих от величины зёрен исследуемого материала, возникает ряд проблем, поиск рентабельного решения которых, ведётся по сей день. Сейчас, базе Томского политехнического университета проводится ряд исследований, направленных на устранение погрешности при получении и обработке данных, используя разные методы гранулометрического анализа.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ РЕАГЕНТОВ НА
РАЗРУШЕНИЕ ПЕН И ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ПЕНООБРАЗОВАНИЯ
У БУРОВЫХ РАСТВОРОВ
(RESEARCH OF INFLUENCE OF DIFFERENT AGENTS FOR
DESTRUCTION OF FOAM AND PREVENT FOAMING OF DRILLING
FLUIDS)**

Кузнецов. А.С., Нуцкова М.В.

(научный руководитель: ассистент Нуцкова М.В.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

При приготовлении буровых растворов часто возникает необходимость гашения образующейся пены, кроме того, при бурении скважин с использованием газожидкостных промывочных смесей всегда стоит вопрос разрушения этих систем для последующей очистки от шлама. Излишнее пенообразование может сильно осложнить процесс приготовления раствора, закачки его в скважину, а также неблагоприятно влиять на техническое оборудование.

Целью работы является повышение эффективности промывки и очистки от шлама скважин при использовании растворов, содержащих сильнопеныщиеся поверхностно-активные вещества (ПАВ), путем ввода в промывочную жидкость агентов-пеногасителей.

В работе проведено исследование по изучению кинетики пенообразования, растворов в которые были введены агенты-пеногасители, принадлежащие к разным группам, а также их комбинации.

Приготовление газожидкостных смесей и проведение лабораторных испытаний проводилось в соответствии с методикой, основанной на измерении кинетики пенообразования и адаптированной под условия имеющегося оборудования.

Полученные результаты показали, что ввод в пенообразующую жидкость комбинацию пеногасителей на основе натурального масла и неионогенного ПАВ положительно влияет на кинетику разрушения пены и пенопредупреждающие свойства, что характеризуется резким снижением количества образующейся пены в растворе. Была выявлена неэффективность использования гидрофобного компонента (сильнодействующее ПАВ) без компонента носителя.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ППД В УСЛОВИЯХ
НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПОЛИМИКТОВЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
(IMPROVING OF THE EFFICIENCY OF RESERVOIR PRESSURE
MAINTENANCE SYSTEM IN THE LOW PERMEABILITY
POLYMICTIC RESERVOIRS)**

Кузнецова А.Н., Сухих А. С.

(научный руководитель: профессор Рогачев М.К.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Традиционным методом эксплуатации месторождений в Российской Федерации является заводнение. Система ППД представляет собой комплекс технологического оборудования необходимый для подготовки, транспортировки, закачки рабочего агента в пласт нефтяного месторождения с целью поддержания пластового давления и достижения максимальных показателей отбора нефти из пласта. Для оптимального проведения процесса закачки воды в залежь необходимо, чтобы воды в пористой среде фильтровались, не создавая высоких фильтрационных сопротивлений. К тому же, закачиваемая вода не должна обладать коррозионными свойствами.

Основными причинами, по которым могут возникать фильтрационные сопротивления, являются отложение механических примесей на фильтрующей поверхности, взаимодействие фильтруемой воды с частицами породы, а также выпадение нерастворимых соединений, при несовместимости пластовой и закачиваемой вод,

Совместимость вод является одним из важнейших параметров, который необходимо учитывать при разработке многопластовых месторождений, где проводится подготовка нефти и воды с различным составом. Особенно это становится актуальным в условиях низкопроницаемых полимиктовых коллекторов, которые характерны для юрских отложений Западной Сибири. Именно в этих условиях выпадение даже незначительного количества осадка, или же наличие механических примесей может привести к закупорке и без того низкопроницаемых каналов. К тому же породы-коллекторы характеризуются высоким содержанием глин, а значит, велика вероятность гидратации при контакте с неподходящей водой.

Анализ полученных в работе результатов лабораторных физико-химических исследований, проведенных для условий западносибирских низкопроницаемых полимиктовых песчаников юрского возраста, позволит повысить эффективность заводнения, что в итоге обеспечит наиболее полное извлечение нефти из недр.

**ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ОПТИМИЗАЦИИ
РАЗРАБОТКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИНТЕЗА
ДИНАМИЧЕСКИХ ДАННЫХ
(DYNAMIC DATA SYNTHESIS AND PRODUCTION OPTIMIZATION
IN RESERVOIR FLOW SIMULATION)**

Куква И. В.

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

Целью данного исследования является воспроизведение истории разработки на гидродинамической модели пласта для выполнения прогноза добычи и оптимизации разработки.

Процесс, известный как согласование истории разработки, определяет наиболее влиятельные параметры модели пласта и регулирует их в пределах соответствующих диапазонов неопределенности для достижения наилучшего соответствия между смоделированными значениями и фактическими данными.

Имеющаяся информация для сопоставления истории: модель коллектора, добыча и режим работы скважин за период разработки.

Основные положения данного исследования:

- Улучшение значений коллекторских свойств путем сравнения характеристик модели с историческими данными;
- Определение чувствительности к основным неизвестным параметрам (проводимость разломов), их возможные диапазоны.
- Определение оптимального способа разработки.

Основа методологии заключается в том, чтобы сначала изменить глобальные параметры, а затем улучшить локальную характеристику пласта. И, наконец, модель может быть использована для прогнозирования добычи и т.д. Тем не менее, модель коллектора должна соответствовать исходной геологической модели.

Адаптация модели разделена на 4 основных этапа:

- Обзор данных;
- Выбор данных;
- Выбор главных параметров для адаптации;
- Настройка параметров.

Основное правило исследования адаптации модели: лучше грубая и последовательная адаптация, чем точное соответствие, но без связи с реальностью.

**МЕТОДЫ УМЕНЬШЕНИЯ СИЛ ТРЕНИЯ ТРУБЫ О СТЕНКУ
СКВАЖИНЫ
(METHODS OF THE REDUCING FRICTION FORCES OF THE PIPE
AND BOREHOLE WALL)**

Куншин А.А., Кузнецов. А.С.

(научный руководитель: профессор Двойников М.В.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Целью работы является увеличение доводимой на долото нагрузки и возможность безаварийного спуска обсадных колонн в скважину со сложными наклонно – направленными профилями, путём уменьшения сил трения между трубой и стенкой скважины.

Существует большое количество способов уменьшения сил трения. В данной работе будут рассмотрены только те методы, которые применимы в процессе бурения.

Одним из наиболее очевидных методов является замена трения скольжения трением покоя. Одним из вариантов такого решения может быть использование гидравлических скважинных тракторов (тягачей) и их модификаций, применяемых для доставки геофизического оборудования в наклонно – направленные и горизонтальные скважины. Недостатками этого метода является повышение металлоёмкости конструкции и рост рисков возникновения аварийных ситуации.

Вторым методом является введение между соприкасающимися поверхностями вещества с более низким коэффициентом трения. Для этого на бурильные или обсадные трубы наносится искусственное покрытие, например, тефлон, имеющий коэффициент трения, равный 0,02. В то время как сталь имеет коэффициент трения в диапазоне от 0,2 до 0,8. Другим вариантом осуществления этого метода является модификация бурильных замков.

Последним методом является улучшение триботехнических свойств промывочной жидкости, путём введения различных смазывающих добавок.

Результатом работы является сравнение эффективности этих методов и их комбинаций. А также будет рассмотрена принципиально новая конструкция бурильного замка, для снижения трения, гашения колебаний колонны и повышения ее устойчивости при бурении скважин, с большими отходами забоя от вертикали и продолжительными горизонтальными и наклонно направленными участками.

**КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА
ПРИ ОСВОЕНИИ И РЕМОНТЕ СКВАЖИН.
(COMPLEX TECHNOLOGY OF INTENSIFYING THE INFLOW IN
THE DEVELOPMENT AND REPAIR OF WELLS)**

Купавых К.С., Петров А.А., Подпоркин В.В.

(научный руководитель: ассистент Купавых К.С.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Технология комплексной обработки предполагает сочетание гидродинамического и химического воздействия на пласт. Применение методики не требует высокопроизводительного оборудования и дорогостоящей техники.

Построена математическая модель для исследования взаимосвязи перепада давления на забое от количества рабочей жидкости и ее динамической вязкости. Передача давления к пласту осуществляется импульсами, создаваемыми на свободной поверхности жидкости в насосно-компрессорных трубах (НКТ) путем кратковременного открытия задвижки на устье скважины. При такой передаче мощности интенсивность воздействия на пласт определяется законом изменения давления по времени.

С увеличением начального давления на устье, давление на забое увеличивается по степенной зависимости, причем с увеличением вязкости рабочей жидкости перепад давления также возрастает.

Разработан экспериментальный стенд для исследования колебательных процессов при продвижении фронта ударной волны от устья модели скважины в модель породы - коллектора за счет кратковременных открытий пневмозадвижки.

Анализ полученных экспериментальных зависимостей показывает, что по мере удаления точек замера давления от забоя модели скважины наблюдается прямолинейный характер его роста с постепенным переходом в экспоненциальный, независимо от начального давления на устье.

В качестве рабочей жидкости в карбонатных коллекторах применяется кислотный состав с добавлением ПАВ в качестве замедлителя реакции. В лабораторных условиях тестировалось 4 состава, в которых основой является смесь соляной (9%) и плавиковой (5%) кислот. Методика проведения экспериментальных исследований заключалась в сравнении массы образцов карбонатной породы до и после обработки кислотным составом.

При увеличении концентрации ПАВ в растворе до 1% наблюдается резкое замедление растворимости, при 5% у ЛАБС натрия наблюдается максимальный эффект. В этой связи увеличение концентрации ПАВ в кислотном составе более 5% не целесообразно.

**ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ MWD И LWD СИСТЕМ ПРИ
БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ
РАЗРАБОТКИ ВЕРХНЕЧОНСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(EFFICIENCY OF USING MWD AND LWD SYSTEMS FOR DRILLING
WELLS BASED ON THE VERHNECHONSKOE FIELD
DEVELOPMENT)**

Куприн Я.Е.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Лубяный Д.А.)

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

Строительство горизонтальных скважин более экономически выгодно по сравнению со строительством вертикальных или наклонно-направленных скважин, так как за счет увеличения контура насыщения увеличивается дебит добываемой продукции. Постепенное истощение традиционных запасов, характеризуемых высокими значениями толщины продуктивного пласта и низкими значениями анизотропии фильтрационно-ёмкостных свойств, приводит к необходимости строительства скважин в тонких труднодоступных продуктивных горизонтах. По этим причинам добывающие компании пересматривают свои подходы к разработке месторождений и выбирают схемы на основе строительства горизонтальных скважин.

Для бурения горизонтальных скважин в тонких пластах-коллекторах необходимо использовать комбинацию телеметрических систем (MWD) и систем каротажа во время бурения (LWD). В данной работе приводятся сведения из анализа эффективности применения этих систем во время бурения скважин на Верхнечонском нефтегазоконденсатном месторождении. В работе показано, как новейшие технологии геонавигации позволили увеличить эффективную длину горизонтальной части ствола скважины в интервалах, характеризуемых низкими значениями мощности продуктивных пластов, что способствовало улучшению начального дебита и сокращению периода окупаемости строительства скважины.

По результатам проведенного исследования сделан вывод об уточнении границ применимости систем MWD и LWD при бурении скважин в продуктивных горизонтах малой мощности. А также подведен итог о том, как использование данных технологий повлияло на: экономию затрат на строительство скважин; сокращение сроков бурения и снижение связанных с бурением рисков; улучшение расположения скважины в пласте и повышение качества ствола; ускорение ввода скважин в эксплуатацию и обеспечение более высоких дебитов; возможность бурения скважин с большим отходом от вертикали.

МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ ВОДЯНОГО КОНУСА (MATHEMATICAL MODELING FOR THE FORECASTING OF WATER CONING)

Курдюкова Г.С.

(научный руководитель: доцент Кравченко М.Н.)

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

Рациональная разработка практически всех месторождений, а также полное извлечение из них углеводородов невозможно без знания закономерностей обводнения нефтяных и газовых скважин. Образование водяного конуса – это явление, зависящее от многих факторов, основными из которых являются скорость течения флюида и соотношение горизонтальной и вертикальной проницаемостей пласта.

При наличии в газовой залежи подошвенной воды возникает опасность продвижения фронта газовой воды непосредственно к скважине, поэтому при проектировании разработки газовых месторождений следует определить величины предельного безводного дебита и предельной депрессии и изменение их во времени в процессе разработки, для чего необходимы данные гидродинамических исследований скважин, в особенности КВД.

При проведении гидродинамических расчетов показателей разработки залежей углеводородов необходимо наиболее полно учитывать характер и степень анизотропии пласта. В работе рассматривается модель газового месторождения, где поверхность газовой воды имеет первоначальное положение удаления от скважины. Задачей гидродинамического исследования является расчет времени предположительного начала изменения положения газовой воды с учетом параметров разработки и режима работы скважины. Для решения задачи прогноза обводнения фонда добывающих скважин необходимо, в первую очередь, знать геометрические характеристики и схему залежи. Важную роль играет инклинометрия скважин, так как при эксплуатации горизонтальных скважин течение имеет выраженный трехмерный характер, особенно в условиях анизотропии пласта, поэтому необходимо использовать трехмерную модель, которая будет учитывать изменение формы водяного конуса. В расчете используются промысловые данные о перемещении ГВК с начала разработки. Для адекватности прогнозных расчетов по математической модели необходимо знать объем добываемой пластовой воды или влажность добываемого газа, что будет характеризовать водо- и газонасыщенность продуктивного пласта.

Предвидение такого негативного явления как подъем ГВК и обводнение добывающих скважин может повысить качество их эксплуатации и эффективность разработки залежи в целом.

**ВЫБОР ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОГО ВЕЩЕСТВА ДЛЯ
ПАВ-ПОЛИМЕРНОЙ ТЕХНОЛОГИИ
(METHOD OF SELECTING SURFACTANTS FOR SP- TECHNOLOGY)**

Кускильдина Ю.Р., Антусева А.В., Печерский Г.Г.

(научный руководитель: к.т.н. Печерский Г.Г.)

РУП «Производственное объединение «Белоруснефть» БелНИПИнефть

В работе представлены результаты исследований влияния добавок ПАВ на капиллярную пропитку образцов породы Речицкого месторождения. Исследования капиллярной пропитки образцов породы проводили по методу Вашбурна. Данный метод позволяет рассчитать краевой угол между порошком и поднимающейся по нему жидкости.

В ходе выполнения работы установлено, что исследуемая порода Речицкого месторождения характеризуется выраженными гидрофобными свойствами (капиллярная пропитка воды (> 1200 с) по сравнению с углеводородной фазой (800 с) происходит значительно медленней). Сделано заключение о низкой проникающей способности закачиваемой в систему ППД пресной воды в низкопроницаемые участки пласта, где содержится остаточная нефть. Установлено, что после применения растворов исследуемых ПАВ, поверхность породы приобретает гидрофильные свойства, что резко снижает время, необходимое для проникновения воды (до 70 - 250 с).

Показано, что лучшей проникающей способностью в условиях проведенного эксперимента характеризуется 1 % раствор ПАВ Нефтенол К марка НК-40. Однако, обработка 1 % раствора ПАВ Нефтенол К марка НК-40 незначительно изменяет угол смачивания по сравнению с другими растворами ПАВ. Самое большое изменение на угол смачивания оказала обработка породы 1% раствором Неонол АФ₉-6. Краевой угол изменился с 89,8 градусов на 16,1 градусов, что указывает на изменение характера смачивания породы (с гидрофобной на гидрофильную).

Таким образом, используемый метод исследования капиллярной пропитки образцов породы позволил на основании полученных экспериментальных значений краевых углов смачивания между породой и исследуемой жидкостью и времени пропитки образцов породы рабочими жидкостями определить тип смачивания породы до и после обработок растворами ПАВ, сравнивать проникающую способность исследуемых жидкостей. В результате проведенной работы для применения в ПАВ-полимерной технологии на Речицком месторождении рекомендован ПАВ Неонол АФ₉-6.

**ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ
БЛОКИРУЮЩЕЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РЕМОНТНЫХ
РАБОТ
(RATIONALE FOR THE USE OF GASLIQUID LOCKING FLUID FOR
REPAIRS)**

Кучин В. Н.

(научный руководитель: ассистент Нуцкова М. В.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

При проведении ремонтных работ, направленных на повышение нефтеотдачи пласта на месторождениях, находящихся на поздней стадии разработки, одной из важнейших задач является качественное глушение пласта с сохранением фильтрационно-емкостных свойств призабойной зоны, решение которой влияет на добычные возможности скважины. В работе предлагается оптимальный состав газожидкостной блокирующей жидкости.

Анализ научно-технической литературы показал, что наибольшего эффекта при проведении ремонтных работ на месторождениях, находящихся на поздних стадиях разработки и характеризующихся низкими пластовыми давлениями, можно добиться за счет применения эмульсионных растворов и трехфазных пен. Для условий Западной Сибири продуктивный горизонт может характеризоваться повышенными температурами – до 90°C и выше, что вызывает необходимость применения термоустойчивых газожидкостных блокирующих жидкостей, сохраняющих свои свойства в течение нескольких недель нахождения жидкости в скважине. Таким образом, разработка термостабильных жидкостей глушения, обладающих перечисленными свойствами, является актуальной задачей.

В данной работе проведено исследование трехфазных пен на основе биополимерных растворов, включающих в свой состав биополимер (ксантановая смола), ПАВ (лаурилсульфат натрия), бикарбонат натрия, мел, карбонат кальция. Исследованные составы имеют плотность не более 1 г/см³, обладают высокой стабильностью (составы не разрушаются в течение нескольких суток), характеризуются низкими фильтрационными свойствами, низкими показателями напряжения сдвига при высоких скоростях вращения и высокими – при низких.

Таким образом, исследованные составы могут найти применение при проведении работ по глушению скважин в условиях низких пластовых давлений, однако, для оценки возможности применения составов в реальных условиях, необходимо провести ряд исследований по оценке термостабильности и кислоторастворимости составов.

**МИЦЕЛЛЯРНЫЕ РАСТВОРЫ СЕЛЕКТИВНОГО ДЕЙСТВИЯ ДЛЯ
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ И
ОГРАНИЧЕНИЯ ВОДОПРИТОКА ИЗ ТЕРРИГЕННЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ
(MICELLAR SOLUTIONS OF SELECTIVE EFFECT TO STIMULATE
THE HIGH-VISCOSITY OIL PRODUCTION AND TO CONTROL OF
WATER FROM TERRIGENOUS RESERVOIR)**

Левин И.А., Чихерева Т.В., Бабицкая К.И.

(научный руководитель: ассистент Бабицкая К.И.)

Самарский государственный технический университет

Проблемой нефтяного комплекса России являются трудноизвлекаемые запасы. Высоковязкие нефти в терригенном коллекторе обеспечивают снижение проницаемости в виду выпадения асфальтосмолопарафинистых отложений в нефтеносной части пласта, а также влекут за собой увеличение обводненности за счет подошвенной воды.

Нами предложена технология селективного воздействия композиций мицеллярных растворов на продуктивный пласт высоковязкой нефти для интенсификации добычи нефти и ограничения водопритока из терригенных коллекторов. Разработанный мицеллярный раствор для извлечения нефти содержит смесь поверхностно – активных веществ и пресную воду. Для исследования способности ограничения водопритока и интенсификации добычи нефти мицеллярным раствором проводились испытания на фильтрационной «экспресс» -установке.

Применение данного мицеллярного раствора селективного действия, имеющего определенный химический состав, интенсифицирует добычу нефти высокой вязкости из продуктивных нефтяных пластов, ограничивает водоприток из водонасыщенных пропластков, обеспечивает прирост дебита по нефти, снижение обводненности продукции скважины, выравнивание и оптимизацию профиля притока.

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ
ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ
(INTERPRETATION OF THERMO GAS WELL TESTING UNDER
CONDITIONS OF HYDRATE FORMATION)**

Ли Ч., Алифировец В.А.

(научный руководитель: доцент Васильева З.А.)

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

Газовые и газоконденсатные месторождения Восточной Сибири в отличие от месторождений сеноманского комплекса Западной Сибири представляют собой сложно построенные объекты с аномальными термодинамическими характеристиками, способствующих образованию газогидратов.

Возможность образования гидратов в процессе исследования скважин на различных режимах может привести к разрушению призабойной зоны. Ингибиторы гидратообразования снижают температуру гидратообразования и снижают ограничения, вызванные депрессией по пути движения газа в стволе скважины и расходом газа. Однако, обработка ингибиторами призабойной зоны не так эффективна.

В работе предложена методика интерпретации результатов термогидродинамических исследований скважин в условиях гидратообразования, позволяющая определить коэффициент Джоуля-Томсона в пластовых условиях и избежать разрушения призабойной зоны.

Для проведения исследований скважин на нескольких режимах в «безгидратном» режиме предлагается до проведения стандартных процедур на фазовой диаграмме построить кривую фазового равновесия пласта, нанести замеры забойных температур и давлений, по которым строится зависимость забойного давления от забойной температуры $P_c(T_c)$. По первому режиму определяются коэффициенты Джоуля-Томсона при снижении и повышении давления, а далее по фазовой диаграмме прогнозируются последующие режимы.

При циклическом образовании и разрушении гидрата, напряжения в породе, которые при этом возникают, способствуют разрушению пласта-коллектора, вследствие чего можно получить недостоверные данные о пласте-коллекторе.

Вероятность образования гидратов при исследовании скважин возрастает на каждом последующем режиме и наиболее вероятна при восстановлении давления, так как восстановление давления происходит более быстрыми темпами, чем восстановление температуры. Иногда уже при повторном запуске возможно отсутствие притока газа. Предотвратить образования гидрата можно ограничив число испытаний или не полностью восстанавливая давление или ограничив дебит газа при каждом испытании.

**ИТОГОВАЯ ПРОМЫСЛОВАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ
БУРОВЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО
ПЛАСТА ПО НАКОПЛЕННОЙ ДОБЫЧЕ НЕФТИ
ПРИ СРЕДНЕВЗВЕШЕННОЙ ДЕПРЕССИИ
(FINAL EVALUATION OF COMPLETION DRILLING FLUID
PERFORMANCE FOR THE CUMULATIVE OIL PRODUCTION AT
THE WEIGHTED AVERAGE DEPRESSION)**

Липатников А.А.

(научный руководитель: профессор Леонов Е.Г.)

ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг»,

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

Одной из приоритетных задач бурения скважин является минимизация отрицательного воздействия на фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС) коллектора промывочной жидкости, которую используют для первичного вскрытия продуктивного пласта. При этом на сегодняшний день отсутствует общепринятая методика оценки загрязняющей способности буровых растворов, несмотря на то, что эта задача на стадии эксплуатационного бурения по существу сводится к сравнению между собой добычных показателей опытных и базовых скважин, проведенных на конкурирующих промывочных жидкостях. Прежде всего, сложности возникают из-за неудачного использования в качестве базовых, так называемых эталонных (потенциальных) скважин, пробуренных на идеализированном растворе, который вообще не загрязняет коллектор и характеризуется весьма приближенными трудноопределимыми параметрами (потенциальный дебит, естественная проницаемость, радиус контура питания, радиус и характер загрязнения призабойной зоны и т.п.).

В докладе рассмотрен опыт применения бурового раствора Petro Com S компании ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» и предложен простой промысловый методический подход к оценке его эффективности по сравнению с базовым раствором, который широко используется на трех месторождениях Западной Сибири: Малоключевом, Лас-Еганском и Нивагальском. Суть предложенной методики заключается в оценке загрязняющей способности конкурирующих растворов, характеризуемой фактическими коэффициентами продуктивности, с помощью сравнения значений расчетной накопленной добычи нефти из опытных и базовых скважин при средней арифметической взвешенной депрессии в одинаковые периоды эксплуатации скважин.

На основе фактических результатов применения конкурирующих буровых растворов выполнен тестовый числовой пример. Показано, что буровой раствор Petro Com S эффективен при первичном вскрытии продуктивных пластов на ряде месторождений Западной Сибири.

**ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ РУКОВОДСТВА
ООО «ИСК «ПЕТРОИНЖИНИРИНГ» ПО ОЦЕНКЕ ИЗНОСА
ДОЛОТ ТИПА PDC В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ
(EXPERIENCE OF APPLICATION OF THE GUIDE BY LLC «ISC
«PETROENGINEERING» TO THE DULL GRADING FOR PDC BITS
IN FIELD CONDITIONS)**

Липатников А.А.

(научный руководитель: профессор Леонов Е.Г.)

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

На сегодняшний день в условиях жесткой конкуренции на рынке долотного сервиса большинство подрядчиков используют ремонт долот PDC как один из способов снижения себестоимости своих услуг. Своевременный ремонт долот позволяет обеспечивать заказчиков надежным инструментом, повышая технико-экономические показатели бурения скважин.

На основании теоретических и практических исследований, проведенных ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» при оказании услуг сервисного сопровождения отработки долот на площадях Западной Сибири в 2010-2014 гг., было разработано новое руководство по оценке износа долот типа PDC в промысловых условиях. В руководстве на основе технико-экономических показателей все отработываемые долота по степени износа распределяются на три группы: пригодные для работы, нуждающиеся в ремонте и утилизируемые.

В отличие от альтернативных подходов к описанию износа (коды ВНИИБТ и IADC) новое руководство уделяет повышенное внимание свойству ремонтпригодности долот PDC и помогает оператору обоснованно принимать решение о дальнейшем использовании долота на основе визуальной и инструментальной оценки степени его износа. Реализация на практике предложенного описания износа долот способствует наиболее эффективной отработке инструмента в заданном геологическом разрезе и сложившихся технико-технологических условиях.

В докладе представлены результаты внедрения нового руководства при оценке износа более чем 300 долот PDC в компании ООО «ИСК «ПетроИнжиниринг» за 2014-2015 гг., рассматриваются опыт и перспективы использования руководства для приблизительной оценки стоимости ремонта долот типа PDC в промысловых условиях.

**ОСОБЕННОСТИ ПОДБОРА ТЕХНОЛОГИИ «ТАНДЕМ» К
СКВАЖИНЕ, ЭКСПЛУАТАЦИЯ КОТОРОЙ ОСЛОЖНЕНА
ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ СВОБОДНОГО ГАЗА
(FEATURES SELECTION OF "TANDEM" TECHNOLOGY TO THE
OIL WELL WITH HIGH CONTENT OF FREE GAS)**

Литвинцева Е.В.

(научный руководитель: доцент Вербицкий В.С.)

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

Эксплуатация скважин в условиях проявления осложняющих факторов предъявляет повышенные требования к выбору технологии механизированной добычи нефти. Устойчивая работа центробежных насосов при больших содержаниях свободного газа становится проблематичной. Решением может стать использование погружной насосно-эжекторной системы «Тандем».

При тандемном способе добычи нефти скважина эксплуатируется установкой, состоящей из ЭЦН и струйного насоса, расположенного выше динамического уровня. Свободный газ предварительно сепарируется на приеме ЭЦН и попадает в затрубное пространство; отсепарированная жидкость подается в ЭЦН и далее в струйный насос, который подсасывает в приемную камеру газ из затрубного пространства скважины; в камере струйного насоса происходит смешение двух взаимодействующих потоков. Такая схема эксплуатации позволяет использовать отсепарированный газ для подъема жидкости из скважины, снизить затрубное давление, управлять режимом работы оборудования при изменении внешних условий, облегчить вес столба газожидкостной смеси над ЭЦН и увеличить параметр газлифтного эффекта за счет диспергирования газовых пузырьков.

Основным сдерживающим фактором применения технологии «Тандем» является сложность подбора погружного оборудования к изменяющимся режимам эксплуатации скважины.

Целью настоящей работы является обоснование выбора оптимального технологического режима и подбор оборудования для технологии «Тандем».

В работе представлен расчет оптимальных характеристик струйного насоса, подбор компоновки: УЭЦН-струйный насос в зависимости от параметров эксплуатации скважины, а также предложена расчетно-экспериментальная схема оптимизации технологии «Тандем».

КИСЛОТНЫЙ ГИДРОРАЗРЫВ ПЛАСТА (ACID FRACTURING)

Лялинов М.М.

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

Для повышения производительности скважин в карбонатных коллекторах наиболее часто применяются технологии закачки кислот. Химический состав таких реагентов разнообразен: от водных растворов соляной кислоты различной концентрации (5-28%) до многокомпонентных композиций. Технологически выделяются подходы с закачкой кислотного состава без превышения давления гидроразрыва и кислотный гидравлический разрыв пласта (КГРП). Выбор конкретной технологии зависит от первоначальных коллекторских свойств объекта разработки и степени их повреждения в процессе заканчивания скважины и последующей добычи.

Проводимость трещины КГРП обусловлена несовпадением поверхностей ее противоположных стенок при смыкании в результате неравномерного растворения. Негативным моментом воздействия кислоты является снижение прочностных свойств породы. Этому явлению необходимо уделять особое внимание, так как действие высоких горизонтальных напряжений, как, например, в карбонатных породах девонского возраста Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции, может привести к смятию выступов в местах соприкосновения двух противоположных стенок и снижению проводимости гидравлической трещины. В связи с этим, в лабораторных условиях необходимо оценивать проводимость трещин, созданных по различным технологиям ГРП: КГРП, пропантного ГРП и КГРП с закреплением трещины пропантом.

В настоящей работе рассмотрена новая методика экспериментальных исследований, позволяющая моделировать утечки прокачиваемой жидкости через стенки трещины, то есть перпендикулярно направлению основного потока кислоты вдоль трещины. Включение лазерного устройства в экспериментальную установку позволяет фиксировать малейшие изменения профиля трещин, и воссоздать объемную форму поверхности в цифровом виде.

Методика физического моделирования процесса КГРП с применением модифицированной ячейки проводимости трещины и профилемера поверхности позволяет определять степень и форму растворения поверхности стенок модели трещины, оценивать изменение прочностных свойств породы, и замерять конечную проводимость в зависимости от величины давления смыкания, характера закачки и свойств кислотного состава.

ОСОБЕННОСТИ ОСВОЕНИЯ ПРИРАЗЛОМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (FEATURES OF THE DEVELOPMENT OF THE PRIRAZLOMNOYE FIELD)

Лямцев Б.В., Харин А.А.

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

В 2011 году ввели в действие технологический комплекс в составе морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная». МЛСП обеспечивает выполнение всех технологических операций: бурение скважин, добычу, хранение, отгрузку нефти на танкеры, выработку тепловой и электрической энергии.

Основные технико-экономические показатели производственного объекта

- Год максимальной добычи с начала разработки; 8-ой
- Максимальная добыча нефти млн.т/год; 6,59
- Максимальная добыча нефтяного газа млн.м³/год; 296,5
- Объем нефтехранилищ на МЛСП тыс.м³. 124,0
- Располагаемая вместимость (объем отгружаемой нефти) тыс.м³; 109
- Количество колодцев для скважин – 40 шт.,

Специально разработанное опорное основание платформы (кессон) способно успешно противостоять арктическому климату. Для большей устойчивости к коррозии и износу его стены выполнены из четырехсантиметрового слоя плакированной стали, трехметровое пространство между которыми заполнено сверхпрочным бетоном. Борта кессона выполнены с углом наклона примерно 58° относительно днища для обеспечения изгибного разрушения и сброса дрейфующих ледовых нагромождений. Для защиты ВСП от ледовых и волновых воздействий кессон имеет ледоломный и волновой (козырьки) дефлекторы, которые установлены по всему периметру сооружения. Общая высота дефлекторов составляет 16,4 м.

Платформа работает в соответствии с принципом «нулевого сброса»: использованный буровой раствор, шлам и другие технологические отходы закачиваются в специальную поглощающую скважину. «Приразломная» сконструирована так, чтобы обеспечить максимальную безопасность нефтедобычи.

**ИССЛЕДОВАНИЕ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ
ГАЗОВОГО ПРОДУКТА ПРИ ЗАКАЧКЕ ВОЗДУХА ВЫСОКОГО
ДАВЛЕНИЯ В ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫЙ ПЛАСТ ЛЕГКОЙ
НЕФТИ
(RESEARCH ON OIL-DISPLACING EFFICIENCY OF GAS PRODUCT
IN HIGH PRESSURE AIR INJECTION FOR HIGH-TEMPERATURE
RESERVOIRS WITH LIGHT OIL)**

Лян Мэн

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

В качестве газового нефтевытесняющего агента воздух оказывает высокую эффективность при методе термогазового воздействия (закачивание воздуха высокого давления - НРАІ) для повышения нефтеотдачи пластов. Данный метод широко применяется для добычи легкой нефти из высокотемпературных пластов во многих странах. При НРАІ в результате низкотемпературного окисления нефти воздух превращается в инертный газ, который кроме азота, содержит оксиды углерода. Кроме того, вследствие выделения тепла при окислении происходит испарение легких компонентов нефти в газовую фазу, что повышает «жирность» газового агента. Так как газовой продукт НРАІ является «обогащенным» азотом, т.е. при НРАІ основным нефтевытесняющим агентом является газ, а не тепло.

В данной работе исследовали нефтевытесняющие характеристики газового агента, образующегося при НРАІ при условиях месторождения Западной Сибири (пластовое давление: 27 МПа, пластовая температура: 92 °С) по сравнению с попутным нефтяным газом (ПНГ). Кроме того, сопоставили методики исследования с помощью керновых моделей пласта и slim-tube.

В результате пришли к следующим выводам.

(1) При закачивании воздуха высокого давления при условиях высокотемпературных глубокозалегающих пластов Западно-Сибирских месторождений легкой нефти образуется высокоэффективный вытесняющий агент, который обеспечивает высокий уровень смешиваемости нефти с газом в результате многоконтактного взаимодействия.

(2) По эффективности вытеснения нефти газовой агент НРАІ имеет близкую способность с ПНГ высокотемпературных пластов легкой нефти.

(3) В фильтрационных исследованиях использование обычных линейных коротких керновых моделей пласта не позволяет полностью выявить нефтевытесняющую эффективность смешивающихся газовых агентов, необходимо использовать другие методики, например, slim-tube.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЧАСТО ЧЕРЕДУЮЩИХСЯ ОТОРОЧЕК
ВОДОГАЗОВОЙ СМЕСИ ПРИ РАЗРАБОТКЕ
ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(MULTI-ALTERNATING INJECTION OF WATER AND GAS AT
DEVELOPMENT OF GAS-CONDENSATE FIELDS)**

Мажидов С.И.

(научный руководитель доцент Васильева З.А.)

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

Решение проблемы извлечения газового конденсата является стратегической задачей на территории Республики Узбекистан по причине недостаточной добычи нефти. Также, практически единственным методом добычи газа в России является истощение пластовой энергии. Хотя это и позволяет достичь высокой газоотдачи, но приводит к значительным потерям в пласте газового конденсата. Повышение плотности сетки скважин, снижение уровня депрессии на пласт и методы повышения газоотдачи не позволяют добиться серьезного увеличения коэффициента конденсатоотдачи при методе истощения.

Повышение плотности сетки скважин, снижение уровня депрессии на пласт, методы повышения газоотдачи не позволяют добиться серьезного увеличения коэффициента конденсатоотдачи при разработке газоконденсатных месторождений методом истощения.

Во всем мире сейчас наблюдается устойчивый рост промышленного применения технологий водогазового воздействия на пласт. К настоящему времени различные технологии водогазового воздействия были применены на множестве месторождений в мире. Значительного прироста конденсатоотдачи от применения ВГВ не удалось получить лишь в единичных случаях промышленного применения.

В данной работе показано, что эффективность извлечения конденсата зависит от достижения смешивающегося вытеснения. Поддержание давления выше точки росы позволяет извлечь большую часть газового конденсата из пласта. Углекислый газ является перспективным газом для увеличения конденсатоотдачи. Извлечь значительную долю конденсата можно даже после его выпадения в пласте.

Азот можно использовать в качестве альтернативы углеводородному газу в проектах с поддержанием давления выше давления точки росы.

Полученные результаты физического и математического моделирования, для оценки эффективности ВГВ на терригенные и карбонатные коллектора, подтверждают прирост извлечения конденсата при заводнении, при последующей циклической закачке чередующихся оторочек воды и газа, что обусловлено выравниванием фронта вытеснения конденсата водогазовой смесью.

ПРИЧИНЫ И АНАЛИЗ ОБВОДНЕННОСТИ ДАЯХАТЫНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (CAUSES AND ANALYSIS OF WATERED DAYAKHATIN CONDENSATE FIELD)

Маликова Н.А.

(научный руководитель: старший преподаватель Рябова Л.А.)

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

Обводненность продукции большинства разрабатываемых месторождений Узбекистана является серьезной и распространенной проблемой нефтяной и газовой промышленности. Основные нефтяные и газоконденсатные месторождения находятся на поздней стадии разработки, на которых осложнены процессы добычи углеводородов, в частности, из-за высокой обводнённости добываемой продукции.

Интересным с точки зрения обводненности является Даяхатынское газоконденсатное месторождение, открытое в 1966 году, с промышленной газоносности среднеюрских терригенных отложений (XVIII горизонт), который представляет собой двухкупольную складку, с северным куполом и южным куполом.

Выявление причин обводнения возможно путем анализа промысловых данных и увязки их с фильтрационно-емкостными характеристиками пород-коллекторов. Для нахождения причин увеличения добычи воды в столь краткий срок эксплуатации были рассмотрены результаты исследований скважин, которые были проведены после ввода скважин в эксплуатацию. Для анализа поступления воды в добывающие скважины была рассмотрена динамика изменения основных геолого-технологических показателей разработки - годовая добыча газа, снижение пластового давления, рабочее устьевое давление и действующий фонд скважин ГКМ Даяхатын с 2004 по 2014 годы.

Исходя из результатов проведенного анализа были сделаны выводы, что залежь XVIII горизонта характеризуется в основном, не плохими продуктивными свойствами, но эксплуатировалась при повышенных отборах из скважин, в условиях их недостаточности. Из-за этого обводнились все семь скважин (скв. 51,52,56,59,60,61) которые эксплуатировали этот горизонт, хотя при соблюдении проектных параметров технологического режима их работы, эти скважины могли бы работать без водопроявлений дольше.

**ПРИМЕНЕНИЕ ЛЕГКОСПЛАВНЫХ БУРИЛЬНЫХ ТРУБ ПРИ
СТРОИТЕЛЬСТВЕ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН НА
ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
(APPLICATION OF DRILL PIPE FROM ALUMINIUM IN
CONSTRUCTION DIRECTIONAL WELLS AT THE VANKOR FIELD)**

Мамаевский П.В., Корнеева О.А.

(научный руководитель: ассистент Букин П.Н.)

Самарский государственный технический университет

С каждым годом возрастает объем бурения с использованием легкосплавных бурильных труб.

При нахождении в буровом растворе ЛБТ в 2 раза легче стальной БК. Это позволяет снизить нагрузки на крюко-блок, канат и лебедку, при этом механическая часть (подшипники) имеет большую отработку на износ (10...25%) и увеличивается срок службы деталей талевого системы без ремонта. Одновременно снижается нагрузка на силовой верхний привод (СВП), при использовании ЛБТ срок службы которого увеличивается на 5...10% минимум. По сравнению с СБТ это продлевает эксплуатацию СВП на 3...4 месяца.

Применение легкосплавных бурильных труб способствует повышению эффективности бурения, приводит к значительной экономии по сравнению с существующей технологией за счет снижения эксплуатационных затрат на обслуживание и ремонт основного оборудования. Это происходит за счет снижения скорости износа механических деталей и узлов, что позволяет увеличить срок службы оборудования минимум на 5...10%.

Затраты на техническое обслуживание и ремонт основного оборудования составляют вторую по объему после затрат на внедрение новой технологии статью расходов при бурении скважин и достигает 20% от общего объема затрат, таким образом применение предлагаемой технологии позволяет добиться эффекта экономии до 5% общих затрат за счет повышения эффективности, надежности и срока службы основного оборудования.

**ПРИМЕНЕНИЕ ДВУХШАРОШЕЧНЫХ ДОЛОТ ПРИ
СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН НА ТЕРРИТОРИИ РЕСПУБЛИКИ
УЗБЕКИСТАН**
**(USE OF TWO-ROLLER BIT IN THE CONSTRUCTION OF WELLS IN
THE TERRITORY OF THE REPUBLIC OF UZBEKISTAN)**

Мансуров С.И.

(научный руководитель: ассистент Давлятова Н. Ф.)

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

Бурение разведочных скважин на углеводородные виды полезных ископаемых, а именно на нефть и газ, характеризуется как сложный технический объект, требующий достаточно больших материальных затрат по всему циклу сооружения. Вместе с тем объемы буровых работ, как в мире, так и в Узбекистане постоянно растут и требуют новых технико-технологических и инструментальных решений для снижения затрат на их проведение.

В последнее время особое внимание уделяется повышению показателей механической скорости бурения и самого качества строительства скважин за счет использования более эффективного породоразрушающего инструмента. Поэтому работы, посвященные подбору наиболее оптимального типа долота, способного обеспечить минимум себестоимости метра проходки в конкретных геологических условиях являются, сегодня особенно актуальными.

Двухшарошечные долота наиболее распространены при бурении скважин малых диаметров на глубину до 2000 м. Двухшарошечные долота обеспечивают лучшие показатели по сравнению с трехшарошечными на 10-15 % по проходке на долото и на 15-20 % по механической скорости, в условиях, когда невозможно создать большие осевые нагрузки. Они имеют более простую технологию изготовления по сравнению с трехшарошечными долотами и меньшую стоимость.

Высокая эффективность двухшарошечных долот была подтверждена в результате промысловых испытаний на месторождении «Кокдумалак» в Узбекистане.

Использование двухшарошечных долот типа ТСТ как показало проведенное исследование, позволяет кратно увеличить механическую и рейсовую скорость бурения, проходку на долото, которая в среднем составляет около 450 метров для двухшарошечных долот, против средней проходки на трехшарошечное долото 307 метров, снизить время строительства скважины на 14 суток. Таким образом, с экономической точки зрения согласно анализу имеющихся данных и произведенным расчетам наблюдается явная экономическая целесообразность применения двухшарошечных долот взамен трехшарошечным в геологических условиях Республики Узбекистан.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТРЕЩИНОВАТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ (FRACTURED RESERVOIRS MODELING)

Маргарян Л.Р.

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

Целью работы является рассмотрение возможных осложнений при моделировании трещиноватых коллекторов.

В работе было рассмотрено специфическое строение порового пространства коллекторов, его структура и классификация. Выделены характеристики трещиноватости и возможности их получения. Рассмотрены: реализация модели двойной пористости/проницаемости на примере Чегодайского месторождения; сложное строение коллекторов в породах фундамента Западно–Сибирского бассейна; основные вопросы, возникшие при моделировании трещиноватых коллекторов; методика и порядок выполнения работ.

Рассматриваются вопросы специфики моделирования месторождений природных углеводородов, находящихся в зонах сейсмической активности.

По результатам анализа публикаций о моделировании двойной пористости, проницаемости, трещиноватых коллекторов в целом, а, так же, о сейсмичности месторождений природных углеводородов были сделаны выводы:

- чтобы успешно моделировать геолого-физические свойства трещиноватых коллекторов необходимо применять передовые методы обработки и интерпретации данных сейсморазведки

- использование современных технологий каротажа и сейсморазведки, а также комплексной информации по параметрам трещин, полученных по керновому материалу, может значительно повысить качество моделирования трещиноватых коллекторов

- непрерывный мониторинг – единственно возможный метод, позволяющий своевременно фиксировать усиление сейсмической активности в районе разработки месторождений

**ЭКСПРЕСС-ОЦЕНКА ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ МЕЖДУ
ДОБЫВАЮЩИМИ И НАГНЕТАТЕЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ НА
ТУРНЕ-ФАМЕНСКОЙ ЗАЛЕЖИ ОЗЕРНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(EXPRESS ASSESSMENT OF INTERACTION BETWEEN
PRODUCTION AND INJECTION WELLS ON THE TURN-
FAMENNIAN OZERNOYE FIELD)**

Мартюшев Д.А.

(научный руководитель: профессор Мордвинов В.А.)

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

Озерное нефтяное месторождение, приуроченное к Соликамской депрессии, расположено на севере Пермского края. Оценивается эффективность реализованной системы заводнения, которая определяется как степень взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами. Степень взаимодействия между скважинами используются методы математической статистики, например, методы ранговой корреляции Спирмена и Кендалла, позволяющие определить силу и направление корреляционной связи между двумя признаками. В соответствии с данными методами, диагностирование влияния работы нагнетательной скважины на добывающую осуществляется на основе имеющегося промыслового материала о месячных объемах закачки воды и отбора жидкости по анализируемым скважинам. В этой связи актуальным представляется оценка достоверности их результатов с использованием общепринятых методов, таких как гидропрослушивание. Отмечено, достоверность статистических методов ранговой корреляции Спирмена и Кендалла при оценке степени взаимодействия между нагнетательными и добывающими скважинами подтверждена данными гидропрослушивания и максимальная степень взаимодействия отмечается между скважинами, расположенными в пределах одной и той же литолого-фациальной зоны, выделенной по И.С. Путилову.

**ОЦЕНКА ПЕРСПЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕРМИЧЕСКИХ
МЕТОДОВ ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ЗАЛЕЖЕЙ
БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ¹
(ESTIMATION OF PROSPECTS FOR USE OF THERMAL RECOVERY
METHODS FOR DEVELOPMENT OF THE BAZHENOV
FORMATION)**

Меретин А.С., Ерофеев А.А., Пачежерцев А.А.

Московский физико-технический институт (государственный университет)

Термическое воздействие является одним из перспективных способов разработки Баженовской свиты, поскольку традиционные методы зачастую неэффективны из-за сверхнизкой проницаемости породы. Важной задачей при этом является проведение корректной оценки технологии с учетом ключевых особенностей залежей баженовской свиты.

В данной работе предложен подход к моделированию циклической закачки воды в сверхкритическом состоянии при помощи гидродинамического симулятора с композиционной термо-химической опцией (расчет теплообмена, моделирование химических реакций крекинга нефти и пиролиза керогена, а также связанное с этим увеличение пористости) в связке с модулем, позволяющим учитывать изменение параметров пласта в процессе расчета

Основным результатом, представленным в работе, является оценка критериев эффективности термического воздействия на примере тестовой модели (продвижение теплового фронта, объем добытых жидких углеводородов и изменение фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта). При этом, влияние каждого из параметров модели на результат расчета оценивалось путем проведения параметрического анализа. Кроме того, в статье приводится оценка влияния на результаты расчетов изменения ФЕС пласта за счет термического воздействия и преобразования керогена. Анализ графиков накопленной добычи нефти, а также сравнение суммарных объемов добытой синтетической нефти (т.е. нефти, которая получена в результате реакции пиролиза) показал заметное различие в результатах проведенных расчетов. Данный факт позволяет сделать вывод о необходимости учета изменений начальных параметров пласта.

Новизной данной работы является проведение комплексных расчетов теплового воздействия на пласт Баженовской свиты с учетом последних данных о характерных значениях параметров пласта, а также основных процессов, происходящих в породе.

¹ Работа выполнена при финансовой поддержке государства в лице Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках работ по проекту №14.581.21.0008 от 03.10.2014 г (уникальный идентификатор RFMEFI58114X0008)

АНАЛИЗ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОЙ ЗАЛЕЖИ ПЛАСТА ЮВ1 ПОКАЧЕВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (ANALYSIS OF THE CURRENT STATE OF DEVELOPMENT OF OIL DEPOSIT FORMATION UV1 POKACHEVSKOYE FIELDS)

Миннеханова А.А.

(научный руководитель: старший преподаватель Вафин Р.Ф.)

Казанский (Приволжский) федеральный университет

Данная статья написана по материалам производственной преддипломной практики, которая проходила в территориально-производственном предприятии «Повхнефтегаз», ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь», в городе Когалым Ханты-Мансийского автономного округа. В статье рассмотрены особенности текущего состояния разработки нефтяной залежи пласта ЮВ1 васюганской свиты Покачевского месторождения, которое является многопластовым, многозалежным, сложного геологического строения. 115 нефтяных залежей месторождения располагаются в стратиграфическом диапазоне от тюменской до алымской свит, объединенных в 17 эксплуатационных объектов. Изучаемая залежь пласта ЮВ1 вытянута в северо-восточном направлении, в восточной части ограничена непроницаемыми породами, характеризуется сложным геологическим строением, макронеоднородная по показателям песчаности и расчлененности – состоит из двух гидродинамически связанных между собой пластов ЮВ₁¹ и ЮВ₁². Тип коллектора терригенный, поровый. Эффективная нефтенасыщенная толщина составляет в среднем 5,5 м и уменьшается от купольной части залежи к периферийным зонам. На площади выделяются участки с повышенными значениями проницаемости, вплоть до 0.4-0.5 мкм², а также и низкопроницаемые участки со значениями от 0.04 мкм² и менее. Залежь разрабатывается с 1980 года и на сегодняшний день находится на четвертой стадии. Основной особенностью разработки является большой фонд бездействующих скважин по причине высокой обводненности и низкого дебита по нефти. Это обстоятельство приводит к текущей потере в добыче нефти и ведёт к уменьшению конечной нефтеотдачи. Поэтому на залежи широко применяется гидравлический разрыв пласта (ГРП), однако выполненный автором анализ эффективности данного мероприятия показал, что его проведение связано с большими рисками и зачастую является неэффективным. В связи с чем автором рассмотрено бурение боковых горизонтальных стволов из уже пробуренных скважин и бурение новых горизонтальных скважин, с целью повышения нефтеотдачи в условиях высокой обводненности добываемой продукции. На основе подсчета остаточных запасов предлагается 6 перспективных блоков на которых предлагается бурение БГС в скважинах старого фонда.

**РАССМОТРЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ НОВЫХ
ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ В СИСТЕМЕ СБОРА
ЮЖНО-РУССКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(CONSIDERATION OF THE POSSIBILITY OF NEW THERMAL
INSULATION MATERIALS FOR GAS GATHERING SYSTEM OF THE
YUZHNO-RUSSKOE FIELD)**

Мирсаяпов Б.Н.

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

При эксплуатации большинства газовых месторождений, расположенных на севере Тюменской области, в скважинах и газосборной сети возможно образование гидратов. Одним из таких месторождений является Южно-Русское НГКМ. Работа скважин и системы сбора скважинной продукции в гидратном режиме требует подачи в систему «скважина»-«УКППГ» ингибитора гидратообразования. Это приводит к увеличению капитальных и текущих затрат на эксплуатацию.

При проектировании системы сбора скважинной продукции, специалисты при выборе изоляционного материала труб, зачастую отдают предпочтение распространённой и дешёвой минеральной вате. Однако, в настоящее время существует целый ряд материалов, обладающих значительно лучшими теплоизоляционными характеристиками и сроком службы.

В представленной работе была рассмотрена возможность установления безгидратного режима работы скважин, экономическая и техническая эффективность использования альтернативных теплоизоляционных материалов. Было установлено, что применение новых материалов в системе сбора скважинной продукции Южно-Русского НГКМ в ряде случаев исключает образование гидратов в шлейфах и коллекторах и позволяет увеличить срок службы изоляционного покрытия.

**РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ МОДЕРНИЗИРОВАННОГО МЕТОДА
ОПРЕДЕЛЕНИЯ ИНГИБИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ БУРОВЫХ
РАСТВОРОВ ПО ПОЛЗУЧЕСТИ ПРЕССОВАННОГО ШЛАМА
(REVISED TECHNIQUE OF SHALE PELLET CREEP FOR
EVALUATING INHIBITIVE PROPERTIES OF DRILLING FLUIDS:
DEVELOPMENT AND IMPLEMENTATION)**

Могильниченко М.А.

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

Бурение скважин в неустойчивых глинах и аргиллитах зачастую происходит с критическими осложнениями, приводящими к обрушению породы в скважину. Потеря деформационной устойчивости ствола скважины приводит к прихвату бурильных и обсадных колон, и как следствие – к последующей ликвидации скважины. Разупрочнение глин и аргиллитов обусловлено воздействием фильтрата бурового раствора на сложнапряженные объемы породы. Поэтому актуальной задачей остается подбор буровых растворов, проявляющих наиболее эффективные ингибирующие свойства.

В основу многих методов оценки ингибирующей способности буровых растворов положено косвенное определение изменения механических свойств глинистых пород при контакте с буровым раствором: исследования размокания, набухания, увлажнения. К прямым методам оценки относят прочностные испытания по различным схемам. В буровой практике, в силу относительной простоты, распространены методы определения прочности и ползучести по схеме одноосного сжатия.

Параметры приготовления прессованных цилиндрических «таблеток»: фракция ≤ 16 мкм; максимальная гигроскопическая влажность глинопорошков; $m \approx 5$ г.; $d = 20$ мм; уплотняющая нагрузка 3,0 т.

Предлагаемый в работе метод основан на исследовании поведения прессованного шлама под действием одноосного сжатия при постоянной нагрузке в среде фильтратов буровых растворов, в условиях термостатирования. Эксперименты проводили на модифицированном *устройстве осевого нагружения ГТ 2.0.9*. Осевую нагрузку устанавливали в пределах 2-5 % от предела прочности формованных «таблеток». Получали кривые ползучести (относительная деформация – время). С помощью них были проанализированы стадии набухания и разрушения образцов. Проведены опыты по оценке максимальной концентрации ингибиторов, после увеличения которой не происходит улучшение ингибирующих способностей буровых растворов.

В рамках работ по договорам с сервисными компаниями Baker Hughes и «ИСК «ПетроИнжиниринг» проведены испытания реальных буровых растворов и шламов месторождений Каменное и Р. Требса. Результаты легли в основу программ бурения в части номенклатуры химреагентов и рецептур.

**ИЗУЧЕНИЕ МЕХАНИЗМОВ УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПРИ
ИЗМЕНЕНИИ ГИДРОХИМИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАЗРАБОТКИ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ
(INVESTIGATION OF ENHANCED OIL RECOVERY OF
MECHANISMS WHEN CHANGE HYDROCHEMICAL BALANCE OF
OLFIELDS)**

Мосян М.М.

(научные руководители: д.т.н., профессор Кадет В.В.,
к.т.н., ассистент Чагиров П.С.)
РГУ Нефти и Газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Изучение и дальнейшее рациональное применение методов увеличения нефтеотдачи на последних стадиях разработки представляют большой интерес, в особенности для российских месторождений. Реализация низкоминерализованного заводнения (НМЗ), как для карбонатных, так и для терригенных коллекторов, показала свою эффективность в сочетании с низкими экономическими затратами.

Под низкоминерализованной понимается вода с меньшим содержанием NaCl, тогда как содержание CaSO₄ и MgSO₄ может быть больше. Солесодержание обычно составляет 1000-2000 мг на литр воды.

Физико-химические механизмы, происходящие в пласте, при применении данного метода мало изучены, что позволяет разработать технологию, направленную на увеличение нефтеотдачи при изменении гидрохимического режима разработки нефтяных пластов.

В работе представлен аналитический обзор работ, в которых изучались основные предполагаемые механизмы взаимодействия системы низкоминерализованная вода – пласт – нефть. Построена микромеханическая модель течения системы нефть – вода, в которой учтены механизмы взаимодействия флюидов с коллектором при нарушении гидрохимического баланса системы нефть – вода – порода.

Приведена модель миграции мелкодисперсных глинистых частиц в терригенных коллекторах при реализации данного метода. Представлены расчеты фильтрационных параметров, их зависимости от минерализации закачиваемой жидкости. Показано, что такой метод заводнения приводит к увеличению относительной фазовой проницаемости по нефти и уменьшению – по воде.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИЗУЧЕНИЕ
МИКРОСТРУКТУРНОЙ СМАЧИВАЕМОСТИ
(EXPERIMENTAL STUDY OF MICROSTRUCTURAL WETTABILITY)**

Моторова К.А.

(научный руководитель: Михайлов Н.Н.)

МГУ имени М.В. Ломоносова

Доклад посвящен экспериментальному изучению микроструктурной смачиваемости на примере лабораторных исследований кернa. Опыты показали, что в естественных условиях гидрофобность смешанных по смачиваемости кернов может быть связана как с большими, так и с малыми порами. Было введено новое понятие «микроструктурная смачиваемость», когда гидрофильные и гидрофобные участки смачивания приурочены к отдельным порам и капиллярам, которая характеризуется коэффициентом (степенью) гидрофобизации θ_n , как доля площади поверхности, занятая углеводородами и определяется методом изотермической сушки. Имея данные о структуре порового пространства породы можно выявлять зависимости степени гидрофобизации от размера пор и каналов определенного размера.

На образцах кернa Тэдинского, Ново-Уренгойского и Самотлорского месторождений был проведен анализ зависимости степени гидрофобизации от содержания пор определенного размера. Показано, что степень гидрофобизации связана с особенностями поровой структуры и коррелируется с диапазоном пор определенного размера.

Для разных месторождений степень природной гидрофобизации различна. Для оценки влияния типа глинистого минерала-алюмосиликата и его количество на степень гидрофобизации, образцы газоконденсатного месторождения Новый Уренгой (неоком) насыщали индивидуальными углеводородами различного строения и продуктами переработки нефти.

Адсорбция УВ зависит от их структуры. Из УВ с прямой углеродной цепью больше адсорбируются те, у кого длина углеродной цепи больше. Изомеризация соответствующего алкана приводит к уменьшению его доли в адсорбционном слое. Циклизация дополнительно снижает количество адсорбированных УВ.

Можно считать доказанным возможность существования микроструктурной смачиваемости. Очевидно, что она оказывает сильное влияние на капиллярное давление, относительные фазовые проницаемости, остаточную водо- и нефтенасыщенность и на данный момент не учитывается при моделировании и разработке месторождений.

**ИЗУЧЕНИЕ ПОГЛОЩЕНИЙ АЭРИРОВАННОЙ ЖИДКОСТИ СО
СТЕПЕННЫМ РЕОЛОГИЧЕСКИМ ЗАКОНОМ ПРИ БУРЕНИИ И
ЦЕМЕНТИРОВАНИИ
(STUDY OF THE ABSORPTION OF AERATED LIQUID WITH A
POWER-LAW RHEOLOGICAL LAW DURING DRILLING AND
CEMENTING)**

Мохнатова Е.Н., Кайфаджян А.А.

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

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

Приведена теория и расчет совместных ламинарных установившихся осесимметричных течений степенной аэрированной жидкости в круговой щели и в круговом канале. В модели круговой щели учтено, что она может быть заполнена пористой средой.

В работе построена модель расчета поглощения раствора от параметров бурения, таких как плотности раствора и газа, радиусы труб, давления на забое и против поглощающего пласта. В рамках этой модели определена связь между давлением и расходом, которая преобразована к безразмерному виду с использованием безразмерных параметров: давление P_1 , отношение толщины щели к радиусу скважины P_2 , толщина щели к радиусу контура пласта P_3 и отношение расхода аэрированной жидкости к части расхода поглощения.

Проведенные расчеты и построенные на их основе графики могут служить отправной точкой при прогнозной оценке количества поглощаемого раствора в пласт при бурении или при цементировании. Во второй части работы получена в неявном виде зависимость расхода поглощения аэрированного бурового раствора от расхода, подаваемого в скважину раствора, конструкции скважины и бурильной колонны, параметров пласта и реологических свойств раствора. Данная зависимость выведена на основе рассмотрения теории течения в трубах и кольцевых каналах степенной жидкости [1]. Для нахождения минимально допустимого поглощения создана программа с использованием компьютерного пакета MathCAD 14. Приведенные результаты позволяют прогнозировать прохождение поглощающих пластов без потери бурового раствора или, по крайней мере, минимальные потери.

Литература

1. Леонов Е.Г., Исаев В.И. Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. для вузов: В 2 частях. – 2-е изд., испр. и доп. – М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – Ч. 1: Гидроаэромеханика в бурении. – 413 с.

**ПРОГНОЗ СОЛЕОБРАЗОВАНИЯ В СКВАЖИНАХ
ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН
(FORECAST OF SALT FORMATION IN WELLS WITH ESP)**

Музипов Р.И.

(научный руководитель: профессор Мохов М.А.)

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

Солеобразование при разработке и эксплуатации залежей нефти – достаточно сложный и многофазный процесс и требует особого подхода. На практике почти 60% случаев выхода из строя центробежных насосов происходят по причине выпадения солей, либо же засорения механическими примесями, которые в большинстве случаев оказываются в итоге осадками солей, которые выпали в скважине, не закрепившись на поверхности нефтепромыслового оборудования, и потом вместе с потоком жидкости оказались внутри насоса.

Предотвращение солеотложения в скважинах, нефтепромысловом оборудовании и системах внутривнепромыслового сбора и подготовки нефти является основным направлением в борьбе с данным процессом, как негативным явлением.

Прогноз процесса солеобразования при добыче нефти является неотъемлемой частью по его предупреждению. Существует большое количество методов прогнозирования солеобразования, которые позволяют предсказывать возможное выпадение солей. Несмотря на это, все модели отличны друг от друга и используются в определенных условиях. Целью научной работы является поиск универсальной математической модели и изучение существующих на сегодня, с целью доработки.

В работе были рассмотрены методы Ю. В. Антипина, М. Д. Валеева; Оддо, Томсона, выявлены преимущества и недостатки данных моделей, а также предложены рекомендации по их применению в нефтепромысловой практике.

ВОЛНОВАЯ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЯ НА БАЗЕ МОРСКОЙ СТАЦИОНАРНОЙ ПЛАТФОРМЫ (WAVE POWER PLANT BASED ON FIXED OFFSHORE PLATFORM)

Надыров Р.И., Головачев А.О., Потачин Р.Е.
(научный руководитель: доцент Калашников П.К.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

В данной работе авторами рассматривается вопрос о дальнейшем применении морской стационарной платформы после исчерпания ресурсов морского месторождения. После анализа стандартных способов ликвидации таких платформ, авторами был сделан вывод что ликвидация морской платформы обойдется компании владельцу в значительную сумму, которая существенно превышает стоимость ее установки на морском дне.

Эти значительные средства могут быть сэкономлены при развитии морской инфраструктуры побережья, в частности, при переоборудовании таких платформ в центры производства зеленой электроэнергии на основе энергии морских волн.

Сутью переоборудования самой платформы является размещение на ней электрооборудования и небольшой исследовательской лаборатории, а также жилого блока для размещения персонала.

Переоборудование включает в себя несколько основных этапов:

Во-первых, необходимо демонтировать все нефтегазопромысловое оборудование (буровая вышка, резервуары, аппараты, трубопроводы и т.д.). В освободившиеся помещения устанавливается новое электрооборудование, основным элементом которого будут являться повышающие трансформаторы, всевозможные преобразователи и электрооборудование необходимое для их оптимального функционирования.

Вторым этапом будет система жизнеобеспечения, включающая жилой блок -небольшой научный кластер.

На третьем этапе планируется монтаж в акватории вокруг платформы энергетических установок. На данный момент в мире существует большое количество различных типов генераторов, работающих на энергии волн и имеется возможность использования нескольких типов энергетических установок.

Основным преимуществом данного проекта является создание полноценной «зеленой» электростанции со сроком окупаемости 8-12 лет и научно-исследовательского центра, позволяющего расширить знания человечества в области возобновляемых источников энергии.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПО ПОДБОРУ ОПТИМАЛЬНЫХ СОСТАВОВ
КИСЛОТНЫХ РАСТВОРОВ ДЛЯ ОБРАБОТКИ ПРИЗАБОЙНОЙ
ЗОНЫ КАРБОНАТНОГО КОЛЛЕКТОРА ПРОДУКТИВНЫХ
ГОРИЗОНТОВ УЗБЕКИСТАНА
(STUDY ON SELECTIVE OPTIMAL COMPOSITION OF ACID
FLUIDS FOR BOTTOM HOLE ZONES TREATMENT FOR
CARBONATE RESERVOIRS OF PRODUCTIVE HORIZONS OF
UZBEKISTAN**

Назаров А.Ф.

(научный руководитель: к.ф.-м.н., доцент Муминов А.С.)

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

Обработка призабойной зоны скважин карбонатных коллекторов соляно-кислотным воздействием является одним из эффективных методов интенсификации притока нефти и газа из пластов. Однако успешность данного технологического мероприятия проводимого в месторождениях Бухаро-Хивинского региона Узбекистана до сих пор не превышает 50-60%. Одной из причин низкой эффективности СКО исследователи данной проблемы связывают с повышенной скоростью реакции с карбонатной породой. В производственной практике с целью снижения скорости реакции с породой и увеличения проникающей способности, в рабочие растворы соляной кислоты добавляют замедлители скорости реакции.

Данная работа посвящена подбору кислотного состава с различными добавками, позволяющему снизить скорость реакции с карбонатной породой. С этой целью в лабораторных условиях была проведена серия экспериментов по определению эффективного состава соляно кислотного раствора для ОПЗ на образцах карбонатных пород ряда месторождений Бухаро-Хивинской нефтегазоносного региона. Испытуемые образцы представляли различные седиментационные зоны карбонатных отложений: рифовую, лагунную, депрессионную, открытая пористость которых варьирует от 5 до 18 %. Испытуемый состав 13% HCl включал различные добавки: пенообразующий ПАВ, сульфанол, а также конденсат. Наиболее оптимальным оказался состав 13% HCl + уксусная кислота+ сульфанол.

**ИССЛЕДОВАНИЕ НАДЕЖНОСТИ КОМПОНОВКИ ПРИ
КОНСТРУИРОВАНИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ПРИБОРОВ,
СПУСКАЕМЫХ НА БУРИЛЬНЫХ ТРУБАХ
(INVESTIGATION OF RELIABILITY IN ELEMENTS OF PIPE-
CONVOYED GEOPHYSICAL LOGGING TOOLS)**

Насери Ясин

(научный руководитель: профессор Кульчицкий В.В.)

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

В наклонно-направленных скважинах с целью геологического исследования скважин (ГИС) для преодоления противостоящих сил приборы спускаются на бурильных трубах. Из-за большого веса вышележащих бурильных труб при посадке и затяжки приборы испытывают высокие напряжения в отличие от условий спуска инструмента на кабеле.

Неверные конструктивные решения, не учитывающие использование геофизического прибора в составе колонны бурильных труб с применением бурового оборудования, испытывающего на порядок большие осевые нагрузки, крутящий момент, давления при радикально отличных от кабельных геофизических технологий режимов при спуско-подъемных операциях и промывках.

В данной работе рассматривается инцидент, связанный со сломом геофизического прибора, спущенного на бурильных трубах. В конструкции этого прибора не предусмотрена вероятность высоких напряжений.

В сломанном приборе место слома соединено с помощью пайки. Результаты исследования причины аварии показывают, что пайка не была качественной.

Для повышения надежности геофизического прибора предлагается применять резьбовое соединение вместо пайки. С помощью компьютерного моделирования распределение напряжения и впоследствии распределение срока службы металла изображается и эффекты изменения конструкции рассматривается.

**АДАПТАЦИЯ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ
ТЕМПЕРАТУРЫ ПО СТВОЛУ СКВАЖИН ДЛЯ
ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ГЛУБИНЫ НАЧАЛА ОРГАНИЧЕСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ
(METHODOLOGY OF HOLE TEMPERATURE DISTRIBUTION
CALCULATION ADAPTATION FOR PREDICTION OF ORGANIC
DEPOSITS FORMATION STARTING POINT)**

Никулин В.Ю.

(научный руководитель: профессор Зейгман Ю.В.)

ООО «БашНИПИнефть»

Для определения интервалов начала интенсивной парафинизации в нефтедобывающих скважинах необходимо с высокой точностью определять как характер изменения температуры насыщения нефти парафином, так и распределение температуры газожидкостных потоков в стволе скважины.

В работе было проведено исследование изменения температуры потока по стволу скважины при добыче жидкости из глубокозалегающих высокотемпературных пластов, содержащих высокопарафинистую нефть с газосодержанием до 200 м³/т. Результаты расчетов распределения температуры по стволу скважины по известным зависимостям в таких условиях характеризуются значительной погрешностью.

Анализируя опыт в области математического моделирования движения газожидкостного потока в работающей скважине и сравнивая различные методики расчета температуры в скважине с фактическими данными были определены границы их применимости в условиях месторождения имени Р. Требса. В скважинах, работающих при дебитах менее 100 м³/сут, температура на устье близка к рассчитываемой по методике Гиматудинова Ш.К. – расхождение в значениях составляет не более 2,5°. Между тем, у большинства скважин производительность находится в пределах 100...250 м³/сут, в этом диапазоне наиболее точной является методика Алвеса и др., с расхождением не более 2,9°.

Рассчитано изменение температуры насыщения нефти парафином по глубине скважин и спрогнозирована глубина начала отложения парафина для различных методик. Проанализированы значения отклонений глубин начала парафинизации, полученных расчетным путем и по фактическим измерениям. С учетом погрешности расчетов за глубину начала отложения твердых углеводородов принимается расчетная глубина, увеличенная на 100 м. Методика Гиматудинова Ш.К. дает достоверные результаты при дебитах менее 150 м³/сут, а методика Алвеса и др. – более 100 м³/сут.

Разработанные модели, алгоритмы и ограничения были реализованы в расчетном шаблоне для оптимизации параметров технологий борьбы с отложениями твердых углеводородов в добывающих скважинах.

БУРЕНИЕ НА ОБСАДНОЙ КОЛОННЕ (DRILLING WITH CASING)

Нифадов В.В., Карпунин И.А.

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

Бурение на обсадных трубах один из наиболее перспективных методов бурения скважины, в котором обеспечивается предотвращение осложнений за счёт одновременного бурения и обсаживания ствола скважины обсадными трубами, непосредственно в процессе бурения.

Основными причинами развития технологии является безопасность и сокращение расходов. В настоящее время этой проблемой занимаются несколько компаний. Одна из них Schlumberger, ее отличительной особенностью является то, что бурение производится на обсадных трубах, а КНБК спускается в скважину внутри обсадной колонны на тонких трубах, при этом возможно бурение как с ВЗД, так и с РУС, используя в процессе бурения системы MWD и LWD. Этот способ дает 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. Известны преимущества этого метода, в том числе уменьшение времени строительства скважины на 20-30%. Экономия времени возникает за счет отсутствия СПО и за счёт исключения затрат времени на подготовку ствола скважины, что несёт большую экономическую выгоду, и в тоже время эта технология позволяет бурить наклонно направленные и горизонтальные скважины. Однако существует и ряд ограничений, которые надо соблюдать при бурении данным методом. Главным является то, что работать по ней можно только используя верхний привод. Так же обязательно применение упорных колец и бандажей для обсадных труб.

В то же время очевидно, что изменится гидравлика процесса механического бурения скважины. С этой целью были проведены расчеты гидравлических потерь при бурении обсадными трубами и традиционным способом. После сравнения расчетов анализировались преимущества и недостатки, области применения, вероятности возникновения поглощений промысловой жидкости и возможность выноса шлама из скважины. На сегодняшний день применение этой технологии в России весьма ограничено, хотя ее потенциальные возможности очевидны.

**ИССЛЕДОВАНИЕ УДЕЛЬНОЙ ПОВЕРХНОСТИ УТЯЖЕЛИТЕЛЕЙ
БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ
(RESEARCH OF THE SPECIFIC SURFACE AREA OF WEIGHTING
COMPOUNDS OF BORING SOLUTIONS OF OIL AND GAS
PRODUCTION)**

Носенко А.А., Половнева С.И., Богидаев С.А.

(научный руководитель: к.т.н., чл.-корр. РМА, профессор РАЕ
Половнева С.И.)

Иркутский национальный исследовательский технический университет

При бурении нефтяных и газовых скважин для предупреждения ряда осложнений, необходимо повышать плотность буровых растворов путём добавления различных тяжелых материалов, называемых утяжелителями. Утяжелители буровых растворов — химически инертные малоабразивные тяжёлые минералы, используемые для увеличения плотности буровых растворов. Утяжелённые буровые растворы используются для предотвращения проникновения в ствол скважины газа, нефти, воды из пластов, сохранения целостности стенок скважины, сложенных слабосцементированными породами, уменьшения нагрузки на талевую систему.

Основным показателем качества любого утяжелителя является утяжеляющая способность, которая зависит от плотности, дисперсности, гидрофильности, химического и минералогического составов утяжелителя. Кроме утяжеляющей способности на технико-экономические показатели бурения значительно влияют также седиментационная устойчивость, абразивные свойства и удельная поверхность. Абразивная способность утяжелённых растворов в значительной степени зависит от удельной поверхности и концентрации утяжелителей, а также от их фракционного состава. Одним из главных факторов, определяющих эрозионную способность буровых растворов, является абразивная способность утяжелителей, которая зависит от твердости утяжелителей, примесей, формы частиц, характера дисперсной фазы.

Исследования удельной поверхности проводились на сертифицированной установке методом БЭТ с допускаемой относительной погрешностью измерения $\pm 6\%$. При четырех значениях относительного давления адсорбата (0,09; 0,06; 0,015; 0,020) полная удельная поверхность составила для барита $6.83 \pm 1.26 \text{ м}^2/\text{г}$, для магнетита $2.32 \pm 0.07 \text{ м}^2/\text{г}$.

**ПРЕДСТАВЛЕНИЕ ТЕНЗОРА КОЭФФИЦИЕНТОВ
ПРОНИЦАЕМОСТИ ДЛЯ АНИЗОТРОПНЫХ ТРЕЩИНОВАТЫХ
КОЛЛЕКТОРОВ
(REPRESENTATION OF PERMEABILITY COEFFICIENTS TENSOR
FOR ANISOTROPIC FRACTURED RESERVOIRS)**

Нуриев А.М.

(научный руководитель: профессор Дмитриев Н.М.)

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

Практика разработки месторождений нефти и газа показывает, что анизотропия фильтрационных свойств коллекторов оказывает существенное влияние на процесс извлечения углеводородов, в частности, значительные запасы нефти и газа сосредоточены в карбонатных коллекторах, которые отличаются трещиноватым строением. В данной работе рассматривается влияние анизотропии и давления на фильтрационно-емкостные свойства коллекторов и, как следствие, фильтрацию нефти и газа.

Непосредственной целью являлось обобщение зависимостей раскрытия трещин, проницаемости и фильтрационного сопротивления от давления при различных типах анизотропии трещиноватых коллекторов и использование этих соотношений в законах фильтрации, обобщенных на случай анизотропных пористых сред.

Были рассмотрены все возможные типы симметричных тензоров второго ранга, задающих анизотропные материальные свойства. Для каждого типа симметрии фильтрационных свойств получены соотношения для коэффициентов проницаемости и фильтрационного сопротивления с учетом влияния изменения давления, что позволяет выписать законы фильтрации для анизотропных трещиноватых коллекторов.

Данные результаты могут использоваться при выборе системы расстановки скважин, гидродинамическом моделировании реальных залежей углеводородного сырья, а также при проведении гидро- и газодинамических исследований скважин и интерпретации их результатов; что способствует совершенствованию существующих технологий добычи нефти и газа и методик прогнозирования показателей разработки.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ МКУ (POSITIVE RESULT OF THE RUSSIAN MKU)

Саранча А.В., Огай В.А., Подшивалов А.И.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Саранча А.В.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

На сегодняшний день наиболее крупные и уникальные сеноманские газовые залежи Западной Сибири находятся на завершающей стадии разработки, характеризуемой падением добычи газа и активным внедрением пластовой воды в скважины. Для поддержания режима работы сеноманских газовых скважин и продолжения рентабельной добычи низконапорного газа необходимо своевременно проводить эффективные геолого-технические мероприятия (ГТМ), либо внедрять инновационные решения в цепочку «пласт-скважина-газосборный коллектор-УКПГ-ДКС».

Наиболее перспективным решением является ввод в узловые точки системы сбора газа мобильных компрессорных установок (МКУ), которые обеспечат сжатие газа до необходимых значений давления входа в ДКС. МКУ автономна, базируется на общей стальной раме с внешними блочными устройствами, способна продлить эксплуатацию скважин до устьевого давления 0,1 МПа. Технология ввода МКУ в процесс добычи низконапорного имеет апробацию на месторождениях Западной Сибири, так, например, в марте 2015 года ООО «Газпром добыча Ноябрьск» подписало договор о приобретении семи установок, что позволит продлить эксплуатацию промысла до конца 2021 г. и доизвлечь 4,6 млрд. м³ газа. На Вынгапуровском газовом промысле эксплуатируются МКУ-450 производства Siemens Nederland N.V. Важно отметить, что отечественные машиностроительные предприятия обладают опытом изготовления МКУ. В связи с принятым высшим руководством России экономическим курсом импортозамещения предлагается внедрение отечественных МКУ ОАО «Казанькомпрессормаш», на кусту скважин Вынгапуровского месторождения. В работе предложена схема внедрения МКУ, продемонстрирован положительный экономический эффект от внедрения в сравнении с вариантом «без внедрения» и выведены зависимости энергоэффективности применения распределённого компримирования с вводом МКУ. Положительные экономические и энергетические показатели при внедрении МКУ, достигаются за счёт увеличения добычи газа и газового конденсата, снижения энергетической составляющей за счёт более эффективной загрузки ДКС. Выведенные зависимости энергоэффективности в зависимости от выбранного режима МКУ и общая величина компримирования газа $g_i = P_k/P_u$ на участке устье – выход с ДКС могут использоваться при вводе схем распределённого компримирования на промысле разных месторождений.

**ОБУСТРОЙСТВО НЕФТЯНОЙ ЧАСТИ ЮЖНО-КИРИНСКОГО
НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ШЕЛЬФА
ОСТРОВА САХАЛИН
(INFRASTRUCTURE DEVELOPMENT OF OIL PART OF THE
YUZHNO-KIRINSKOYE OIL AND GAS CONDENSATE FIELD OF
SACHALIN ISLAND SHELF)**

Опаровская К.А.

(научный руководитель: профессор Дзюбло А.Д.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Разработка месторождений на Сахалинском шельфе является одним из ключевых направлений освоения запасов в России на сегодняшний день. Работа посвящена одному из месторождений проекта «Сахалин 3» - Южно-Кириинскому нефтегазоконденсатному месторождению.

Месторождение располагается в 58 км от восточной береговой линии о. Сахалин. Глубина моря в районе месторождения: 110 - 320 м. Этот район также характеризуется экстремальными метеорологическими параметрами: температура воздуха до -44 С, высокая влажность, сильный ветер, туманы, тяжелые ледовые условия. Регион также характеризуется высокой сейсмичностью: до 9 баллов.

За время разведки на месторождении было пробурено 8 поисково-разведочных скважин. После бурения и изучения пород и флюида выяснилось, что месторождение представляет из себя два отдельных пласта дагинского горизонта сложного строения, разделённых непроницаемой глинистой частью. Верхний пласт включает в себя газовые и газоконденсатные залежи. Нижний – нефтяную оторочку в отдельных блоках.

Все вышеперечисленные характеристики говорят о том, что месторождение отличается большим количеством осложняющих факторов, что накладывает определённые проблемы при проектировании обустройства месторождения.

Работа сфокусирована на нефтяной части Южно-Кириинского НГКМ, рассмотрены проблемы, связанные с тяжелыми климато-географическими условиями и наличием двух продуктивных пластов с содержанием различных флюидов.

В связи с этим предлагается проводить отдельно разработку и обустройство газовой и нефтяной части, поделив работу на два отдельных проекта. В работе описываются перспективы обустройства нефтяной части месторождения и предлагается обустройство с помощью подводно-добычного комплекса, как инновационного способа для России, а также наиболее экологичного и минимизирующего экономические издержки.

**ВЛИЯНИЕ ЯВЛЕНИЯ АВТОРАЗРЫВА ПОРОД НА
ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОВЕДЕНИЯ ГТМ В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ
СКВАЖИНАХ
(AUTOFRACTURING PHENOMENON IMPACT ON WELL
OPERATIONS' EFFICIENCY IN INJECTORS)**

Остапчук Д.А.

(научный руководитель: доцент Синцов И.А.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

При разработке нефтяных месторождений с помощью механизмов поддержания пластового давления закачка воды в пласт зачастую происходит при давлении выше давления разрыва породы. В таких случаях в скважине образуются техногенные трещины авторызрыва, схожие по природе с трещинами гидроразрыва пласта. Однако механизм работы скважины с трещиной автоГРП в настоящее время изучен недостаточно для того, чтобы успешно регулировать работу скважины, в частности, с помощью проведения геолого-технических мероприятий.

Основанием к написанию данной работы стала попытка объяснить причины неэффективности проведения обработки призабойной зоны и выравнивания профиля приемистости на нескольких месторождениях Западной Сибири. На этих месторождениях стали частыми случаи, когда эти ГТМ приводили не к ожидаемому, а противоположному результату. Нами была выдвинута гипотеза о наличии причинно-следственной связи между наличием в нагнетательных скважинах трещин авторызрыва и проведением на них неэффективных ГТМ по изменению профиля приёмистости.

Для этого в своей работе мы выработали алгоритм выявления трещин авторызрыва в нагнетательных скважинах с помощью диагностических графиков Бурде. Далее, на основании выдвинутой гипотезы были проведены статистические исследования по сопоставлению проведенных неэффективных ГТМ (ОПЗ и ВПП) и наличия в нагнетательных скважинах трещин автоГРП.

И, наконец, нами дается объяснение тому, почему в скважинах с трещинами авторызрыва противоположный эффект от ГТМ вполне логичен. Причиной этому являются изменение соотношения забойного давления и давления разрыва породы до и после проведения ГТМ и вытекающие из этого последствия.

На основании полученных результатов нами делается однозначный вывод о необходимости учета возможности образования трещин автоГРП на нагнетательных скважинах Западной Сибири, а также даются рекомендации по оптимизации работы нагнетательных скважин с учетом этого фактора.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ВЫБОРА СКВАЖИН-КАНДИДАТОВ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ
(IMPROVING METHOD FOR SELECTION CANDIDATE WELLS FOR WATER SHUT OFF)**

Павельева О.Н.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Паршукова Л.А.)
Тюменский государственный нефтегазовый университет

Существующие методики выбора скважин-кандидатов для проведения в них водоизоляционных работ зачастую обуславливают недостаточно высокие показатели их успешности в промысловой практике.

В статье предлагается совершенствование подходов к выбору скважин-кандидатов для проведения ремонтно-изоляционных работ (РИР).

Проблемы, связанные с нарушением технологического режима работы скважин, приводят к увеличению бездействующего фонда нерентабельных скважин. Следовательно, качественное проведение РИР способствует возвращению скважин в добывающий фонд, и эти работы являются весьма актуальными.

В рамках данной работы представлен новый метод выбора потенциальных проблемных скважин, а также на базе усовершенствованной существующей методики [1] предложена унифицированная процедура выбора потенциальных проблемных скважин для проведения работ по ограничению водопритоков с целью снижения рисков при их проведении.

В работе показано, что выбор скважин-кандидатов - задача многоэтапная.

Литература

1. Усманов Т.С., Афанасьев И.С., Хатмуллин И.Ф., Мухамедшин Р.К, Муллагалин И.З. и др. Снижение рисков при проведении ремонтно-изоляционных работ // Нефтяное хозяйство – 2004. – № 8. – С. 86-89.
2. А.А. Daneshy. Selection and Execution Criteria for Water-Control Treatments. Paper SPE 98059. Presented at the 2006 SPE International Symposium and Exhibition on Formation Damage Control held in Lafayette, LA. 15-17 February, 2006.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ПАВ НА
АБРАЗИВНОСТЬ ГОРНЫХ ПОРОД
(INVESTIGATION OF VARIOUS SURFACTANTS INFLUENCE ON
ROCKS ABRASIVITY)**

Пантюхин А.А., Юдин А.А.

(научный руководитель: к.т.н., ассистент Леушева Е.Л.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

При строительстве скважины, процесс углубления напрямую связан со свойствами буримых горных пород, одним из основных является - абразивность. Как известно, абразивность – это свойство горных пород изнашивать контактирующие с ними части бурового оборудования, в том числе и элементы КНБК (компоновки низа бурильной колонны), что приводит к износу и, соответственно, выходу из строя.

Наиболее абразивными являются крупнокристаллические породы, состоящие из зерен твердых минералов, слабо связанных между собой, и образующие при бурении крупный остроугольный шлам. При бурении в трещиноватых и пористых породах резцы буровой коронки обкалывают острые края трещин и образующиеся при этом крупные угловатые частицы породы перетираются под торцом, вызывая интенсивный износ породоразрушающего инструмента. Кроме того, объем бурового шлама при бурении таких пород значительно увеличивается за счет частичного разрушения керна в зоне его входа в колонковую трубу, что также существенно повышает износ инструмента

В связи с этим, исследования, направленные на снижение влияния абразивного износа, являются актуальными. Поэтому в данной работе оценивается влияние различных веществ на абразивный износ, что позволит увеличить продолжительность работы бурового оборудования и элементов КНБК.

В статье представлены исследования влияния различных видов водных растворов ПАВ на абразивность горных пород. Экспериментальные исследования были проведены на приборе ПОАП-2.

Абразивность горной породы зависит от твердости породообразующих минералов, от характера сцепления зерен друг с другом, от крупности и формы зерен, от плотности породы и степени ее трещиноватости.

На основании полученных результатов можно сделать вывод, что наибольшее снижение коэффициента абразивности, в сравнении с сухим песком показывает раствор Катамина-АБ концентрацией 0,5 %.

Дальнейшие исследования направлены на разработку составов буровых растворов, с добавкой Катамина-АБ, для снижения абразивности горных пород и предотвращения изнашивать контактирующие с ними частей бурового оборудования, в том числе и элементов КНБК.

**ИЗУЧЕНИЕ СТРУКТУРЫ ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА
НЕФТЕМАТЕРИНСКИХ ПОРОД ПРИ ТЕРМИЧЕСКОМ
ВОЗДЕЙСТВИИ МЕТОДОМ КОМПЬЮТЕРНОЙ
МИКРОТОМОГРАФИИ²**
**(STUDY OF THE THERMAL EFFECT ON SOURCE ROCKS PORE
SPACE STRUCTURE BY COMPUTER MICROTOMOGRAPHY)**

Пачежерцев А.А., Ерофеев А.А., Меретин А.С.

Московский физико-технический институт (государственный университет)

Одной из перспективных технологий разработки баженовской свиты (БС) является термическое воздействие на породы с целью инициации процесса пиролиза органического вещества и образования синтетической нефти. Данный процесс сопровождается увеличением открытой (подвижной) пористости, образованием трещин в породе, а также кратным увеличением проницаемости.

Удобным и современным методом неразрушающего изучения порового пространства коллекторов нефти является компьютерная микротомография. Данный метод позволяет получить качественную и наглядную информацию о строении пустот нефтяных коллекторов.

В рамках данной работы проведено изучение порового пространства образцов породы БС с использованием компьютерного микротомографа SkyScan 1272 с разрешением 0,9 мкм/пикс. Образцы для исследования отобраны из интервалов с различным нефтегенерационным потенциалом и начальным содержанием органического вещества. Исследования проводились при различных температурных режимах, в которых варьировались следующие параметры: максимальная температура нагрева и продолжительность выдержки при максимальной температуре. Нагрев проводился в автоклаве при атмосферном давлении в инертной атмосфере азота.

Исследовалось изменение открытой и закрытой пористости, связности пор и их распределения по размерам. В результате показано изменение объема и структуры эффективного порового пространства в образцах в зависимости от исследуемых параметров. Полученные данные свидетельствуют о значительном влиянии процесса деструкции керогена на пористость коллекторов и будут использованы в дальнейшем при гидродинамическом моделировании процесса термического воздействия на нефтематеринские породы БС.

² Работа выполнена при финансовой поддержке государства в лице Министерства образования и науки Российской Федерации в рамках работ по проекту №14.581.21.0008 от 03.10.2014 г (уникальный идентификатор RFMEFI58114X0008)

**МОДЕЛИРОВАНИЕ ГРАВИТАЦИОННОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ
КОМПОНЕНТОВ И РАСЧЕТ ЗАБОЙНОЙ ТЕМПЕРАТУРЫ В
ПЛАСТЕ ПРИ РАЗРАБОТКЕ МУРМАНСКОГО ГАЗОВОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(MODELING THE GRAVITATIONAL DISTRIBUTION OF
COMPONENTS AND CALCULATION OF DOWNHOLE
TEMPERATURE IN THE RESERVOIR DURING THE
DEVELOPMENT OF THE MURMANSK GAS FIELD)**

Пелюшок Л.В.

(научный руководитель: доцент Коротаев Б.А.)

Мурманский государственный технический университет

Компоненты газовой смеси распределяются в объёме в соответствии с их весом. Легкие компоненты, как правило, занимают верхнюю часть пласта, тяжелые - нижнюю. При расчетах учтена взаимная диффузия молекул газа и произведен расчет энергии взаимодействия молекул.

График прогнозного распределения компонентов газа в пласте:

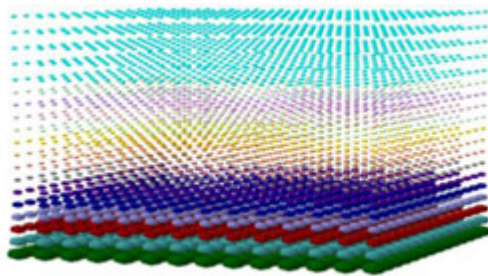
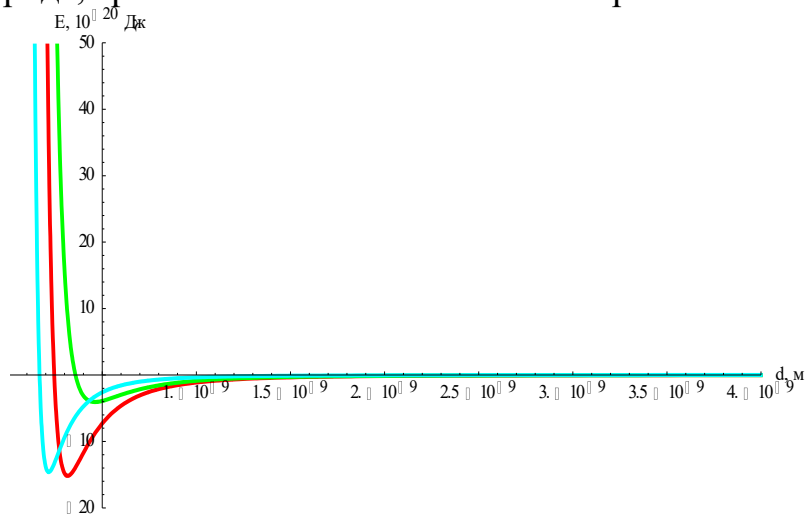


График потенциальной энергии взаимодействия двух молекул кислорода, аргона и азота в зависимости от расстояния:



Список литературы:

1. Б.М. Яворский, А.А. Пинский. Основы физики. Том 1. М., 1974 г., 496 стр. с илл.

2. М.П. Вулканович, И.И. Новиков. Термодинамика: Учеб. Пособие для вузов. М., «Машиностроение», 1972, 652 с.

ПРИМЕНЕНИЕ БИНАРНЫХ СМЕСЕЙ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ТЯЖЕЛОЙ НЕФТИ (THE USE OF BINARY MIXTURES IN HEAVY OIL FIELDS)

Петров Р.А.

(научный руководитель: профессор Гуськова И.А.)
Альметьевский государственный нефтяной институт

Добыча тяжелых нефтей может вестись различными способами. Самой распространенной и наиболее применяемой считается технология SAGD. Она позволяет стабильно добывать тяжелую нефть на протяжении нескольких лет на месторождениях Татарстана, Башкортостана, Удмуртии, Пермской области и т.д. Но для прогрева пласта паром требуется колоссальные затраты, как в экономическом, так и энергетическом плане.

В моей работе рассмотрен термогазохимический способ добычи посредством закачки в пласт бинарных смесей.

Бинарная смесь – это смесь, состоящая из двух компонентов. Часто основным действующим веществом считается селитра. Другой компонент – инициатор реакции. По сравнению с технологией парогравитационного дренирования закачка бинарных смесей имеет ряд преимуществ.

В ходе моего выступления буду рассмотрены следующие вопросы:

- Сравнительный анализ технологии SAGD и технологии закачки БС.
- Реализация ее на практике. Выявлены расходы на прогрев пласта, эффективность применения двух различных компонентов: пара и бинарной смеси. А также приведены их преимущество и недостатки.
- Бинарная смесь. Характерные свойства, состав.
- Условия перехода в сверхкритическое состояние нефтяного флюида. Соблюдение необходимых параметров для его перехода.
- Различные компоненты бинарных смесей, а также используемое оборудование при их закачке. Рассмотрены основные способы закачки.
- Оценка эффективности применения бинарных смесей на месторождения тяжелых нефтей.
- Вывод. Применение бинарных смесей в качестве основного способа добычи тяжелых нефтей.

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ РЕЗУЛЬТАТОВ ИСПЫТАНИЯ
ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН И АНАЛИЗ ПОЛУЧЕННЫХ
ДАННЫХ
(INTERPRETATION OF TEST RESULTS OF HORIZONTAL WELLS
AND ANALYSIS OF DATA)**

Петрушин Е.О., Чуйкин Е.П.

(научный руководитель: доцент Арутюнян А.С.)

Кубанский государственный технологический университет

Процесс интерпретации результатов по испытанию любого характера сводится к получению визуализированной модели изучаемого пространства, вид которой напрямую зависит от цели её составления. Модель может включать в себя как строение пласта, так и распределение пластового давления, характер и направление большинства процессов, происходящих в пластовом и поровом пространстве. Смоделированный образ в методах многоточечной статистики – трёхмерная концептуальная модель или трёхмерная текстура, задающая основные закономерности изменения свойств в пространстве. В случае разработки месторождения с привлечением горизонтальных скважин целесообразно предъявлять следующие требования:

- 1) трёхмерность;
- 2) стационарность (постоянство статистических характеристик модели во всём его объёме);
- 3) повторяемость (многократное повторение одних и тех же текстурных элементов);
- 4) неперIODичность (никакая часть модели не должна быть полной копией другой его части, текстурные элементы должны повторяться в различных комбинациях, отражая все возможные варианты);
- 5) относительная простота (обучающий образ не должен изобилловать сложными деталями, которые не могут быть воспроизведены в реализации);
- 6) масштаб и ориентация модели, определяемые в ячейках модели, должны быть заданы в соответствии с моделируемым полем;
- 7) статистические параметры (такие как средние значения, вариограммы, удельная расчленённость, приведённая на число ячеек, размеры тел) должны соответствовать данным по скважинам и целевым значениям.

Качество подобной модели и правильность настройки параметров алгоритма определяются проверкой тех же статистических параметров реализаций и визуальным сопоставлением их с полученной моделью. Трудность построения модели процессов в каждой конкретной ситуации является основным фактором, препятствующим активному внедрению методов многоточечной статистики в практику моделирования. Одним из решений является практическая реализация подобных моделей на месторождениях различных свойств, классифицированной по принадлежности к обстановке осадконакопления и статистическим параметрам распределения.

Огромное преимущество подобного моделирования заключается в отсутствии ограничений в средствах и алгоритмах.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ (ВГВ) НА ПРИМЕРЕ УНИВЕРСАЛЬНОЙ МОДЕЛИ ВЕРХНЕЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
(THE ANALYSIS WAG APPLICATION EFFICIENCY IN THE EXAMPLE UNIVERSAL MODEL OF THE UPPER JURASSIC SEDIMENTS)**

Полякова Н.С., Синцов И.А.,

(научный руководитель: к.т.н., доцент Синцов И.А.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

Водогазовое воздействие (ВГВ) является перспективным методом. повышения нефтеотдачи для месторождений Западной Сибири. Эксперименты по ВГВ на реальных месторождениях не всегда оказываются удачными, что связано с рядом причин, одной из которых является отсутствие учета насыщенности пластовой системы.

В работе рассмотрено два типа модели пластовой системы. Согласно первому давление насыщения меньше пластового, поэтому пластовая система является недонасыщенной растворенным газом, следовательно, пласт находится в таком состоянии, когда при закачке попутного нефтяного газа, он будет растворяться в нефти при заданных термобарических условиях. По второму варианту коллектор является насыщенным газом, при давлении насыщения равном пластовому – 26МПа. Все результаты расчета характеризуют центральный элемент

Для анализа выбрано соотношение ограничений по приемистости воды и газа – 400 м³/сут и 100 тыс.м³/сут, время закачки вытесняющих агентов - 90 и 30 дней. Соотношение закачки воды и газа подобрано на основе многовариантного моделирования, а также опыта проведения ВГВ в Западной Сибири.

Для большинства верхнеюрских отложений с низким значением давления насыщения ВГВ является эффективным методом увеличения нефтеотдачи. Прирост накопленной добычи составляет 5-9% по сравнению с обычным заводнением, поскольку ВГВ сочетает в себе как полезные свойства газа: увеличение коэффициента вытеснения, за счет растворения газа в нефти, так и полезные свойства воды: увеличение коэффициента охвата, и как следствие возможное увеличение коэффициента нефтеотдачи по сравнению с чистым заводнением, при этом применять ВГВ можно после заводнения, однако период заводнения не должен быть слишком большим.

Для насыщенных газом коллекторов применение водогазового воздействия может оказаться неэффективным за счет быстрых прорывов газа. Однако эффект от ВГВ наблюдается в течении 3-4 лет и прирост накопленной добычи может составлять от 1-8% в зависимости от того на какой год после заводнения вводить ВГВ.

**ОПЫТ БУРЕНИЯ МНОГОЗАБОЙНЫХ БОКОВЫХ СТВОЛОВ НА
ВАНКОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ, ОСОБЕННОСТИ
ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СОПРОВОЖДЕНИЯ БУРЕНИЯ МЗБС
(EXPERIENCE OF MULTILATERAL SIDETRACKING DRILLING ON
VANKORSKOE OILFIELD, MLS GEOLOGICAL DRILLING
SUPPORTING SPECIFITIES)**

Пономарев Е.В.

(научный руководитель: Нигматуллин Р.Р.)

АО «Ванкорнефть»

В работе описывается опыт бурения многозабойных боковых стволов на Ванкорском месторождении.

Описываются геологические сложности, такие как малая толщина продуктивной части пласта (около 2 метров), требующий оснащения компоновки прибором наддолотного гамма-каротажа, интервал нестабильных аргиллитов над целевым пластом (Нх 3-4), из-за чего возникают проблемы с определением плотности раствора. Показаны особенности геологического сопровождения бурения данного типа зарезок.

Описываются технологические сложности при бурении бокового ствола, при спуске компоновки на заканчивание, такие как уменьшение нагрузки на крюке при углублении ствола, сложность проводки из-за значительного отхода от основного ствола. Рассказывается о причинах уменьшения количества боковых стволов по сравнению с проектом. Описаны сложности при спуске компоновки на заканчивание (возможный недоход). Кратко описаны КНБК для бурения боковых стволов.

Показан расчёт прироста дебита за счёт боковых стволов по сравнению с обычной проводкой. Показано полуторократное увеличение дебита. Проведено сравнение фактического запускного дебита с плановым. Показан экономический эффект – окупаемость проекта менее, чем за год.

**АНАЛИЗ ПРИНЦИПОВ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ В
МЕЛКОВОДНЫХ УСЛОВИЯХ ШЕЛЬФА АРКТИКИ (НА ПРИМЕРЕ
СЕВЕРО-КАМЕННОМЫССКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ)
(ANALYSIS OF FIELD DEVELOPMENT PRINCIPLES IN SHALLOW
ARCTIC SHELF (ON THE EXAMPLE OF THE SEVERO-
KAMENNOMYSSKOE CONDENSATE FIELD))**

Потысьев Е.А.

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

Рост мирового потребления углеводородного сырья призывает к увеличению объемов добычи, чего в скором времени нельзя будет добиться без привлечения ресурсов континентального шельфа.

Шельф российских морей обладает колоссальными запасами газа и нефти и гарантирует энергетическую безопасность государства, поэтому освоению морских нефтегазовых месторождений уделяется особое внимание.

Целью данной работы является анализ принципов обустройства месторождений в мелководных условиях шельфа Арктики (на примере Северо-Каменномысского газоконденсатного месторождения).

Для достижения поставленной цели были решены следующие основные задачи:

- ознакомление с районом проведения работ;
- анализ природно-климатических условий Обской губы;
- выбран тип морского нефтегазового сооружения (МНГС);
- определен состав основных объектов обустройства.

В предполагаемый состав основных объектов обустройства Северо-Каменномысского газоконденсатного месторождения входят: морская ледостойкая стационарная платформа (МЛСП) гравитационно-свайного типа, подводная газотранспортная трубопроводная система, береговой технологический комплекс, специальный флот.

На начальном этапе обустройства транспорт газа с месторождения на берег может осуществляться в многофазном состоянии за счет пластовой энергии по подводной газотранспортной трубопроводной системе.

При снижении устьевого давления скважин до предельно допустимого значения, на МЛСП потребуется установка агрегатов компримирования газа.

Из-за наличия суровых ледовых условий в достаточно продолжительный период времени, а также мелководности Обской губы и прибрежных районов танкерный тип транспорта газа в работе не рассматривается.

**РЕКОНСТРУКЦИЯ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ ПЛАСТА ГАЗОВЫХ
СКВАЖИН
(RECONSTRUCTION BOTTOMHOLE FORMATION ZONE IN GAS
WELLS)**

Прокопчук Д.Э.

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

Подземные хранилища газа (ПХГ) позволяют регулировать сезонную неравномерность потребления газа, снижать пиковые нагрузки, поддерживать гибкость и надежность поставок газа. Одним из основных параметров ПХГ является максимальная суточная производительность. Чтобы ее увеличить, необходимо строить новые скважины, а это огромные затраты.

Альтернативным решением является реконструкция уже имеющихся скважин. Увеличение производительности скважин осуществляется за счет формирования конструкции забоя открытого типа с увеличенным диаметром открытого ствола в интервале расположения коллектора.

На основе гидродинамических исследований скважин до и после реконструкции можно проанализировать работу скважин и сделать вывод об экономической целесообразности реконструкции как способа увеличения производительности. В качестве примера рассматриваются Прибугское и Осиповичское ПХГ Республики Беларусь.

**РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА ЮВ0
БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ С ПРИМЕНЕНИЕМ ЗАБОЙНОГО
ПАРОГАЗОГЕНЕРАТОРА В НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ
НА ПРИМЕРЕ ЮЛТ ПРИОБСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(CALCULATION OF RESERVOIR DEVELOPMENT EFFICIENCY
BAZHENOV FORMATION WITH USING A DOWNHOLE STEAM-GAS
GENERATOR TO THE INJECTION WELLS ON THE EXAMPLE OF
THE SOUTH PRIOBSKOE FIELD)**

Прохоров А.А.

(научный руководитель: к.ф.-м.н., доцент Кравченко М.Н.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В 2014 году ПАО «Газпромнефть» приступила к активной фазе работы по проекту «Бажен». При исследовании пласта ЮВ0 Южно-Приобского месторождения компанией-оператором – ООО «Газпромнефть–Хантос» применялось строительство наклонно-направленных и горизонтальных скважин с последующим многостадийным гидроразрывом пласта, однако часто данных ГТМ недостаточно для получения коммерческого притока.

Данная работа посвящена теоретическому и численному исследованию теплового метода воздействия на пласты баженовской свиты посредством циркуляционной закачки пара, стимулирующего разогрев пласта. Изменение термобарических условий с резким повышением температуры вызывает процесс пиролиза керогена с последующим выделением жидких углеводородов. Численное моделирование дает возможность наблюдать за ходом данного процесса в пласте с течением времени и прогнозировать параметры добычи. В результате работы, были собраны и проанализированы промысловые данные, коллекторские и тепловые параметры пластов баженовской свиты Приобского региона, построена расчетная модель ячейки пласта, вскрытого горизонтальным стволом скважины, а также проведен численный расчет прогрева пласта до температур «нефтяного окна» с помощью пакета математического моделирования Comsol Multiphysics 4.4. Фильтрационная составляющая задачи задавалась исходя из модели двухфазной фильтрации воды и нефти с растворенным в ней газом.

ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ КАЧЕСТВА ОЧИСТКИ НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ И ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН ОТ ШЛАМА (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 (НИУ) 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 результатов расчета гидравлической программы, 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 отсутствие вращения бурильной 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.

**РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ ОБРАТНЫХ
ЭМУЛЬСИЙ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РАБОЧИХ ХАРАКТЕРИСТИК
ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ
(RECOMMENDATIONS OF USING INVERTED EMULSION FOR
SERVICE PROPERTIES OF ELECTRICAL SUBMERSIBLE PUMPS)**

Ракина А.Г., Рачкова Е.Е.

(научный руководитель: доцент Деньгаев А.В.)

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

В виду истощения месторождений углеводородов с легкодоступными запасами в настоящее время все чаще и чаще в разработку вводятся месторождения с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов – вязкими нефтями, битумами и пр. Это приводит к осложнению условий эксплуатации, что, в свою очередь, приводит к снижению эффективности работы насосно-компрессорного оборудования и повышению затрат на единицу продукции.

На сегодняшний день для подбора оборудования используют пересчет рабочих характеристик насосов, полученных на воде, на заданные промышленные условия. Для правильного и оптимального подбора комплектации погружного оборудования необходима информация о поведении насоса в осложненных условиях, таких как высокая вязкость добываемого флюида.

В данной работе предлагается рассмотрение использования обратных эмульсий в качестве рабочего агента для определения рабочих характеристик погружного электроцентробежного насоса. Данные рекомендации основаны на свойствах пластовой продукции, поступающей на прием насоса, а также наличия погрешности при пересчете рабочих характеристик, замеренных на воде, на реальные промышленные условия.

Основным преимуществом таких жидкостей является их схожее реологическое поведение, а кроме этого – безопасность при использовании в лабораторных условиях в сравнении с реальными жидкостями и легкодоступность.

В работе было рассмотрено поведение обратных эмульсий с различной степенью концентрации водной фазы при различных температурах, были экспериментально получены эмульсии с вязкостью от 10 до 1000 мПа*с, что обеспечивает большой диапазон для проведения дальнейших исследований.

НОВОЕ ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН (NEW EQUIPMENT FOR FIXING SIDE WELLBORE)

Розенцвет А.В., Кожевников Е.В.

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

На сегодняшний день строительство скважин и боковых стволов с наклонными и горизонтальными участками обеспечивает достижение высоких показателей разработки месторождений нефти и газа с наименьшими экономическими издержками. Важную роль играет качество изолирования пластов. Для этого используются различные способы крепления, самым распространенным из которых является цементирование. Цель цементирования обсадной колонны — получение прочного, концентрично расположенного в затрубном пространстве кольца цементного камня, надежно изолирующего вскрытые скважиной поглощающие, газо-, водо-, нефтепроявляющие горизонты.

Суть цементирования скважин заключается в закачке тампонажного материала в кольцевое пространство между стенками скважины и обсадной колонны. Качество цементирования зависит от многих факторов, таких как: свойства тампонажного и бурового растворов, наличие глинистой корки на стенках скважины и обсадной колонны, степень замещения бурового раствора и др. Высоким показателем качества цементирования является полное замещение в затрубном пространстве бурового раствора тампонажным. Регулирование реологических свойств промысловых жидкостей, с целью снижения вязкости и статического напряжения сдвига до минимально допустимых значений, позволяет повысить качество крепления скважины, однако даже при благоприятных условиях в скважине могут образовываться застойные зоны. Такие зоны возникают в следствие эксцентричного расположения обсадной колонны и характеризуются частичным или полным отсутствием тампонажного раствора. Степень центрации обсадной колонны оказывает значительное влияние на конечное качество цементирования скважины, особенно это проявляется в скважинах, профиль которых осложнен наличием наклонных и горизонтальных участков. Для центрирования колонн в скважине, а также для турбулизации восходящего потока жидкости используется специальная наружная оснастка – центраторы и турбулизаторы.

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
СМЕШИВАЮЩЕГОСЯ ВЫТЕСНЕНИЯ УГЛЕКИСЛЫМ ГАЗОМ В
УСЛОВИЯХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(EFFICIENCY ESTIMATION OF CARBON DIOXIDE MISCIBLE
DISPLACEMENT IN WESTERN SIBERIA)**

Романова М.Ю., Синцов И.А.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Синцов И.А.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

Рост доли трудноизвлекаемых запасов в России заставляет искать новые решения по разработке нефтяных месторождений. Ключом к поддержанию уровней добычи является применение методов увеличения нефтеотдачи, которые нашли широкое распространение в мире. Все больший интерес со стороны нефтяных компаний проявляется к газовым методам увеличения нефтеотдачи.

Использование углекислого газа для повышения нефтеотдачи пластов широко распространено в мировой практике. Данный способ закачки нашел массовое применение в США, Канаде, Турции, Бразилии, Китае и странах Европы, а также был опробован в 80-е годы на отечественных месторождениях (Радаевском, Сергеевском, Ольховском, Козловском). В то время как эффективность закачки углекислого газа доказана, в России данный метод не нашел своего применения. До сих пор в России не осуществлено ни одного полноценного проекта смешивающегося вытеснения с использованием углекислого газа.

В нашей работе рассмотрена возможность применения водогазового воздействия с достижением эффекта смешивающегося вытеснения для месторождений Западной Сибири. Рассмотрена эффективность внедрения третичных методов на различных стадиях разработки, что связано с тем, что большинство крупных месторождений находятся на третьей и четвертой стадиях разработки. Поскольку смешивающееся вытеснение направлено в первую очередь на вытеснение остаточной нефти, то рассмотрен случай закачки газа под водонефтяной контакт. Вытеснение нефти из обводненных залежей с закачкой газа как под, так и над водонефтяным контактом может повысить технологическую и экономическую эффективность проекта. Технологические расчеты смешивающегося вытеснения осуществлялись на примере одного из месторождений Западной Сибири в программном комплексе TempestMorec использованием опции «SOLVENT». Также были проведены предварительные экономические расчеты, которые показали, что внедрение водогазового воздействия с применением CO₂ может быть экономически эффективно при определенных условиях, даже с учетом низких цен на нефть на момент расчета.

БУРЕНИЕ С ДВОЙНЫМ ГРАДИЕНТОМ: БУДУЩЕЕ МОРСКОГО БУРЕНИЯ (DUAL-GRADIENT DRILLING: THE FUTURE OF OFFSHORE DRILLING)

Рохас Михеева М.А.

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

В последние годы одним из четырех проектов бурения с управляемым давлением, которые были введены для морского бурения – это технология бурения с двойным градиентом для использования в воде глубиной более 1500 метров.

Бурение с двойным градиентом использует флюид с плотностью морской воды вместо бурового раствора, который обычно протекает через стояк и использует густой буровой раствор на забое скважины для поддержания забойного давления. Это ставит флюид с плотностью морской воды рядом с морской водой, приводя высокоплотный буровой раствор к близости осадочных отложений.

Редко пользуются двумя жидкостями, для того чтобы поддержать забойное давление в глубоководных скважин, но это снижает влияние глубины моря и позволяет операторам достигать залежей на 12000 метров ниже морского дна. Бурение с двойным градиентом часто объясняется размещением буровой установки на морском дне и позволяет операторам пробурить сложно буримое. Поскольку мы продвигаемся глубже в воду и далее в скважину, количество сложно буримых скважин будет увеличиваться, поэтому бурение с двойным градиентом представляет будущее морского бурения и повышает ее безопасности. Также скважина имеет стояк со свободой действий, что делает аварийную остановку бурения более безопасной и менее опасной для окружающей среды. В настоящее время данная технология используется при бурении более чем 200 скважин (например, скважины, пробуренные в Мексиканском заливе в 2014). Максимальная глубина моря до настоящего времени близка к 1500 метрам. Также с помощью данной технологии скважины меньшей стоимости могут быть пробурены, более безопасно и с большей гибкостью завершения, чем традиционные методы бурения, которые используют одну жидкость. Тем не менее, бурение с двойным градиентом является своеобразной технологией для глубоководного бурения, которая требует значительного времени для получения более глубокого практического знания.

Ключевые слова: забойное давление, морское бурение, бурение с двойным градиентом, густой буровой раствор.

**РАЗРАБОТКА БАЗЫ ДАННЫХ ФИЗИКО-МЕХАНИЧЕСКИХ И
ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ПРОППАНТОВ
(DEVELOPMENT DATABASE PHYSICAL-MECHANICAL AND
FILTRATION PROPERTIES PROPANTS)**

Русских Е.В., Леонтьев Д.С.

(научный руководитель: аспирант Леонтьев Д.С.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

В настоящее время гидравлический разрыв пласта является одним из эффективных методов разработки продуктивных пластов с низкими фильтрационно-емкостными свойствами.

Качество жидкости-разрыва напрямую влияет на успешность ГРП. Также, учитываются физико-механические свойства применяемого расклинивающего материала. Современные материалы делятся на два типа – синтетические проппанты и кварцевые пески.

На проводимость трещин большое влияние оказывают такие физические характеристики, как: прочность, размер частиц, гранулометрический состав и плотность.

Выбор нужного размера зерен проппанта определяется целым комплексом факторов. Чем крупнее гранулы, тем большей проницаемостью обладает упаковка проппанта в трещине. Однако, использование проппанта крупной фракции сопряжено с дополнительными проблемами при его переносе вдоль трещины. Прочность проппанта снижается с увеличением размеров гранул. Кроме того, в слабосцементированных коллекторах предпочтительным оказывается использование проппанта более мелкой фракции, так как, за счет выноса из пласта мелкодисперсных частиц, упаковка крупнозернистого проппанта постепенно засоряется и ее проницаемость снижается.

В статье приведены результаты исследований сопротивлений различных марок проппантов на сдавливание, проводимость и проницаемость образцов. Были использованы следующие марки: BorProp, BorProp SSP, BorProp RC, BorProp light, ForeProp, ForeRCP, CarboProp, CarboBond, CarboLITE, SinterLite, Sinter Ball.

Также, авторами разработан программный продукт, являющийся базой данных физико-механических и фильтрационных свойств проппантов. Безусловно, в дальнейшем данные программы необходимо дополнять и обновлять, в связи с разработкой и внедрением в практику новых расклинивающих материалов.

**АНАЛИЗ КРИТЕРИЕВ ПРИМЕНИМОСТИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ МЕТОДОВ НЕФТЕОТДАЧИ В УСЛОВИЯХ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ
(SCREENING FOR CHEMICAL EOR IN THE CONDITIONS OF THE WESTERN SIBERIA FIELD)**

Савельев А.А., Антонова С.А.

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

В настоящее время большинство месторождений в традиционных нефтегазоносных провинциях России находится на поздней стадии разработки, которая характеризуется значительной долей трудноизвлекаемых остаточных запасов.

Тема повышения эффективности разработки зрелых месторождений привлекает все больший интерес в России и по всему миру во многом из-за того, что со временем появляются все новые технологии и подходы, применение которых позволит увеличить добычу и коэффициент извлечения нефти (КИН) на поздней стадии разработки.

Актуальной проблемой для большинства нефтяных компаний является подбор метода увеличения нефтеотдачи (МУН) по геолого-физическим параметрам в рамках которой решается задача оценки потенциала применения той или иной технологии на месторождении.

Для доработки месторождений в мире широко применяются физико-химические МУН, которые включают в себя полимерное заводнение, закачку ПАВ, щелочи, технологию ASP (ПАВ-щелочь-полимер) и другие комбинированные способы.

Месторождения Западно-Сибирской провинции характеризуются высоким темпом падения добычи и КИН ниже проектных значений, поэтому поиск эффективного метода повышения нефтеотдачи особенно актуален. Физико-химические методы требуют меньшего количества ресурсов для внедрения технологии, хорошо изучены, а схожесть характеристик месторождений позволит осуществить быстрый переход от промысловых испытаний к коммерческому применению.

В данной работе рассмотрены промысловый опыт применения современных физико-химических МУН на поздней стадии разработки в России и за рубежом. Приведены их критерии применимости и сдерживающие полномасштабное применение факторы.

На основе анализа критериев применимости физико-химических методов в условиях месторождения Западной Сибири была сделана оценка целесообразности применения нескольких современных физико-химических методов.

**ОЦЕНКА ЗАПАСОВ ГАЗА БАЛАНСОВЫМ МЕТОДОМ ПРИ
НАЛИЧИИ НЕТОЧНЫХ ЗАМЕРОВ
(ESTIMATION OF GAS RESERVES WITH INACCURATE MEASURE
RESULTS USING THE BALANCE METHOD)**

Саврей Д.Ю.

(научный руководитель: доцент Мотрюк Е.Н.)

Ухтинский государственный технический университет

В работе предлагается решение задачи оценки запасов газа по промысловым данным проводить на основе балансового метода с учетом динамики падения пластового давления и данных по суммарной добыче газа из месторождения, используя элементы нечетких множеств. Разработанный алгоритм позволяет учесть целый ряд неточно заданных параметров, в том числе процесс обводнения газового месторождения и данные по нечеткой оценке объемов вторгшейся воды.

$$V = \frac{Q_t}{1 - \frac{P_t}{P_n}},$$

где Q_t - суммарная добыча газа к текущему моменту времени t ;

P_n, P_t - приведенные средневзвешенные пластовые давления в начальный и текущий моменты времени.

Нечеткими величинами будем считать суммарную добычу газа \tilde{Q}_t с функцией принадлежности:

$$\mu(Q_t) = 1 - \frac{(Q_t - a)^2}{b^2}, a - b \leq Q_t \leq a + b$$

и пластовое давление \tilde{P}_t с функцией принадлежности:

$$\mu(P_t) = 1 - \frac{(P_t - c)^2}{d^2}, c - d \leq P_t \leq c + d,$$

где a, c - определяют точку максимума функций принадлежности, а b, d - характеризуют степень разброса параметра.

Для определения нечеткой величины запасов газа использовался прямой аналитический метод нахождения результатов алгебраических операций. В результате получили

$$\mu(V) = 1 - \frac{\left[a - V \left(1 - \frac{c}{P_n} \right) \right]^2}{\left[V \frac{d}{P_n} + b \right]^2}.$$

В качестве примера оценки запасов по неточным данным построена функция принадлежности $\mu(V)$ для запасов газа $a=2 \cdot 10^{11}$, $b=5 \cdot 10^9$, $c=126$, $d=3,8$, $P_n=138,5$. Максимум $\mu(V)$ достигается при $2,2 \cdot 10^{11}$.

Полученная функция принадлежности позволяет оценить запасы газа при данных начальных условиях.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ МАЛЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ (НА ОСНОВЕ АРДАЛИНСКОЙ ГРУППЫ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ)
(THE IMPROVING THE EFFICIENCY OF THE DEVELOPMENT OF
SMALL FIELDS (BASED ON ARDALINS GROUP OF FIELDS))**

Садирахимов У.Р.

(научный руководитель: профессор Дорфман М.Б.)

Северный (Арктический) федеральный университет имени М.В.
Ломоносова

В настоящее время приобретают особую актуальность проблемы повышения эффективности разработки месторождений – увеличение добычи, снижение её обводненности, повышение нефтеотдачи пластов, достижение экономической эффективности. На сегодняшний день во многих месторождениях Тимано-Печорской провинции возросла доля запасов в карбонатных породах.

Ардалинское месторождение расположено на территории Ненецкого автономного округа Архангельской области. По геологическому строению и характеру нефтеносности Ардалинская группа месторождений относится к категории сложных, по величине извлекаемых запасов - к средним, по степени изученности - к разведанным, предварительно оцененным и разрабатываемым. В Ардалинской группе месторождений нефтяная залежь приурочена к карбонатным коллекторам.

В Ардалинской группе месторождений находится большое количество малых по запасам нефти и газа месторождений и залежей, не введенных в разработку, которые являются значительным резервом повышения нефтедобычи. С вовлечением в разработку малых месторождений, появится возможность включения таких месторождений в единый объект разработки, что в свою очередь позволит повысить регулируемость добычи, снизить затраты на разработку и эксплуатацию, увеличить нефтеотдачу месторождения. Безусловно, что подходы к освоению и разработке малых месторождений должны отличаться от традиционных подходов.

Исходя из этого, можно выделить несколько уровней актуализации проблемы освоения малых месторождений:

-методологический – разработка и совершенствование методов проектирования разработки малых залежей, основанных на учете сложной архитектуры скважин;

-научно-методический – создание научно-обоснованных способов повышения эффективности разработки малых месторождений;

-практический – повышение качества проектных работ и эффективного контроля за разработкой.

**ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ПОДВОДНЫМ ЗАКАНЧИВАНИЕМ НА
ШЕЛЬФЕ ОХОТСКОГО МОРЯ
(FEATURES OF THE GAS CONDENSATE FIELD DEVELOPMENT
WITH SUBSEA COMPLETION ON THE SHELF OF THE SEA OF
OKHOTSK)**

Салеев Э.Р.

ООО «Газпром добыча шельф Южно – Сахалинск»

Развитие морской добычи является перспективным и стратегически важным направлением для нефтегазовой отрасли страны. Подводный вид обустройства шельфовых месторождений является наиболее перспективным для освоения шельфа России.

В 2013 году ПАО «Газпром» на Дальневосточном шельфе о.Сахалин ввело в эксплуатацию первое в России месторождение с использованием подводного добычного комплекса состоящего из оборудования для добычи и сбора газоконденсатной смеси из эксплуатационных скважин.

При обустройстве Киринского газоконденсатного месторождения, отечественным специалистам пришлось столкнуться с целым рядом инженерно – технических задач: транспортировка установка и подключение габаритного подводного оборудования с использованием подводных дистанционно управляемых аппаратов, проведение гидравлических испытаний морских трубопроводов, пуско-наладка системы управления подводным комплексом, выполнение морских операций в сжатый временной срок, ввиду неблагоприятных погодных условий.

Успешный ввод в эксплуатацию первого российского шельфового проекта с использованием подводного заканчивания является показателем высокого профессионализма всего персонала, принимавшего участие на всех этапах реализации проекта.

Приобретенный опыт решения задач при обустройстве Киринского газоконденсатного месторождения позволяет с уверенностью смотреть на дальнейшее развитие и освоение перспективных месторождений газоносных регионов шельфа России – Карского моря, Обско – Тазовской губы, Охотского моря.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ВЕРОЯТНОСТИ ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ НА СКВАЖИННОМ ОБОРУДОВАНИИ (METHODOLOGY FOR PROBABILITY CALCULATION OF SCALE BUILDUP ON DOWNHOLE EQUIPMENT)

Салихова А.Р.

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

Проблема солеотложения является осложняющим фактором, который проявляется на всех этапах процесса добычи нефти. Источником выделения солей являются пластовые и закачиваемые для ППД воды, добываемые совместно с нефтью, в которых, в результате изменения термобарических условий, содержание неорганических веществ оказывается выше предела насыщения.

Несмотря на различные причины солеотложения в зависимости от стадий разработки, его последствия одинаково негативно влияют на процесс нефтедобычи. Солеотложение на скважинном оборудовании: погружном электродвигателе, рабочих колесах УЭЦН, клапанах ШГН приводит к снижению наработки на отказ насосного оборудования, вызывая его преждевременный ремонт или замену.

Существует достаточно много способов борьбы с солеотложениями, которые делятся на два вида: химические и безреагентные методы.

Химические методы предотвращения отложений, основанные на применении химических реагентов-ингибиторов, в настоящее время являются наиболее известными, эффективными и технологичными способами предотвращения отложения неорганических солей. Используются различные виды ингибиторов, их эффективность зависит от конкретных скважинных условий.

Представленная методика позволяет оценить вероятность солеотложения в скважине и рассчитать количество ингибитора, необходимого для предотвращения солеотложения. Имея данные по компонентному составу воды (содержание Cl^- , SO_4^{2-} , HCO_3^- , Ca^{2+} , Ba^{2+} , Mg^{2+} , Na^+ , K^+ , Fe^{2+}), можно оценить вероятность выпадения карбоната кальция по глубине скважины при данных давлении и температуре. Зная из лабораторных исследований зависимость эффективности ингибитора от его концентрации, по рассчитанной вероятности выпадения соли возможно определить количество ингибитора, необходимого для того, чтобы соль не выпадала на глубине приема оборудования.

**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИРАЗЛОМНОЕ НА АРКТИЧЕСКОМ
ШЕЛЬФЕ РОССИИ
(EXISTING TECHNOLOGIES FOR THE DEVELOPMENT OF
PRIRAZLOMNOYE OIL FIELD LOCATED OFFSHORE IN THE
ARCTIC REGION)**

Салихова А.Р.

(научный руководитель: профессор Дзюбло А.Д.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Приразломное нефтяное месторождение является первым арктическим проектом в России. Оно расположено на шельфе Печорского моря, в 55 км к северу от материка. Месторождение открыто в 1989 году, введено в разработку в 2013 году.

Для разработки Приразломного месторождения создана МЛСП «Приразломная», которая обеспечивает бурение скважин, добычу нефти, а также ее хранение и отгрузку. С платформы планируется пробурить 40 наклонно-направленных скважин. На сегодняшний день на месторождении пробурено 5 скважин, накопленная добыча нефти превысила 1,1 млн. тонн.

Эти результаты достигнуты за счет применения различных современных технологий. Одна из которых – это использование клапанов PremiumPort, которое позволяет избежать преждевременных прорывов фронта нагнетаемой воды в добывающей скважине, повысить эффективность системы ППД и, соответственно, увеличить выработку пласта. Также на месторождении в добывающие скважины спущены УЭЦН, имеющие байпасную систему, что позволяет проводить исследования в скважине при спущенном ВСО.

При разработке месторождений арктического шельфа особое внимание уделяется безопасности и охране окружающей среды. Риски, связанные с разливами нефти и других вредных веществ, на МЛСП минимизируют с помощью целого комплекса мероприятий. Функционирование самой платформы основано на принципе нулевого сброса. Использованный буровой раствор, шлам и другие отходы закачиваются в специальную поглощающую скважину, а собранные дренажной системой и очищенные масло- и нефтесодержащая вода, загрязненные дождевая вода и снег — закачиваются обратно в пласт.

«Мокрый» способ хранения нефти обеспечивает дополнительную безопасность объекту, так как исключает попадание в емкости кислорода и образование взрывоопасной среды.

Применение передовых технологий позволяет вести освоение месторождения рационально и безопасно, что является особенно важным при добыче УВ на арктическом шельфе.

**АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ МЕТОД БОРЬБЫ С ПОГЛОЩЕНИЕМ
БУРОВОГО РАСТВОРА
(AN ALTERNATIVE METHOD OF COMBATING LOST
CIRCULATION)**

Салямов Ф.А.

(научный руководитель: доцент Берова И.Г.)

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

Уход бурового раствора в пласт, является одним из серьезных осложнений который, представляет собой нарушение циркуляции бурового раствора, ухудшение промывки скважины, увеличение расхода времени и увеличение расхода материалов и реагентов для приготовления новых объемов раствора.

Поглощение бурового раствора представляет собой уход бурового раствора в пласт, при этом общий объем бурового раствора уменьшается, что можно заметить по снижению уровня в приемных емкостях. Буровой раствор поглощается, когда гидростатическое давление столба промывочного раствора больше чем пластовое давление.

В крупных нефтегазовых компаниях, которые занимаются бурением нефтегазовых скважин существуют свои методы борьбы с поглощением бурового раствора такие методы как использование разных наполнителей в виде резиновой крошки, хромовой стружки, ореховой скорлупы, древесных опилок, целлофановых стружек, и т.д. Ведь как показывает практика и опыт борьбы с такими осложнениями, одним из самых эффективных способов ликвидации данной осложнения является закупоривание поглощающих каналов с помощью наполнителей.

Мы рассмотрим альтернативный способ устранения высокоинтенсивного ухода бурового раствора в пласт. Для устранения высокоинтенсивного ухода бурового раствора в пласт подходящие к большим кавернам и трещинам, было разработано особое перекрывающее устройство. Основой этого устройства является сетчатая оболочка. Устройство с сетчатой оболочкой спускается в зону катастрофического ухода бурового раствора в пласт и выпускается сетчатая оболочка и плотно прилегает в зону поглощения т.е. каверны и трещины после чего закачивается тампонажная смесь с разными наполнителями которые расширяется и прикрывает трещины и каверны. Сетчатая оболочка расширяется в размерах за счет закупоривание ее клеточек наполнителем. Использование сетчатой оболочкой может быть выгодно с экономической точки зрения, так как сокращается время борьбы с поглощением, использование химических реагентов, сокращается затраты и т.д.

**АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ
НАГРУЗКОЙ НА ДОЛОТО ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЦЕССА
БУРЕНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН
(AUTOMATED CONTROL SYSTEM WOB TO IMPLEMENT THE
PROCESS OF HORIZONTAL DRILLING)**

Самусев А.О.

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

В работе предлагаются алгоритмы и математические модели для определения нагрузки на забое и разработки автоматизированных систем при бурении наклонно направленных и горизонтальных скважин с использованием регуляторов подачи долота, входящих в состав оборудования спуско-подъемных комплексов современных буровых установок.

Как известно, в процессе бурения скважин со сложным профилем определение осевой нагрузки на забое при помощи индикатора веса на крюке становится неэффективным из-за существенного влияния сил трения, которые возникают между бурильной колонной и стенками скважин. При бурении условно вертикальных скважин силы трения незначительны, и в расчетах можно пренебречь данным фактором, в то время как при строительстве горизонтальных, наклонно направленных и многозабойных скважин влияние сил трения необходимо учитывать при любом способе бурения.

В качестве рабочего варианта рекомендована модель для определения нагрузки на долоте на основе использования в качестве параметра регулирования давления на выходе из бурового насоса. Также предлагается модель для определения нагрузки на долоте при помощи забойных телеметрических датчиков, которые устанавливаются в компоновке низа бурильной колонны и снабжены гидравлическим или электромагнитным каналом связи. Идентификация забойных параметров возможна косвенным способом измерением силы тока электродвигателя бурового насоса или крутящего момента гидравлического забойного двигателя.

СНИЖЕНИЕ ОБВОДНЕННОСТИ НА ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИНАХ ВАНКОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ (WATER CUT REDUCTION FOR VANKORSKOE OIL FIELD)

Сарксян А.В.

(научный руководитель: доцент Нухаев М.Т.)

Институт нефти и газа Сибирский федеральный университет

Работа посвящена анализу причин обводненности и методам по снижению обводненности на скважинах Ванкорского нефтегазоконденсатного месторождения. Пласт Як 3-7 является основным объектом разработки Ванкорского месторождения. В течение 2012-2015 годов было выявлено значительное превышение фактической обводненности объекта Як 3-7 над проектными значениями. Соответственно проблема ограничения роста обводненности указанного объекта является наиболее важной задачей оптимизации разработки месторождения в целом. Наличие обширной зоны ВНК (водоплавающая залежь), внутриконтурная система заводнения и горизонтальная геометрия добывающих скважин требуют специальных методов исследования причин обводнения скважин и контроля за распространением фронта заводнения.

В качестве методов ограничения водопритока в горизонтальные добывающие скважины рассматриваются:

- изоляция интервалов прорывов воды;
- закачка модификаторов фазовой проницаемости.

В представленной работе было предложено использовать компоновки заканчивания нагнетательных скважин с устройствами контроля потока для выравнивания профиля заводнения. Для подтверждения экономической составляющей было проведено гидродинамическое моделирование сектора Ванкорского месторождения в пакете “Eclipse” с опцией многосегментной скважины для моделирования систем заканчивания. Результаты моделирования показали значительную эффективность предложенной технологии по снижению обводненности на добывающих скважинах и увеличению коэффициента вытеснения в условиях Ванкорского месторождения.

ВЛИЯНИЕ МИНЕРАЛИЗАЦИИ ИСПОЛЬЗУЕМЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАСТВОРОВ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИН

(INFLUENCE OF THE MINERALIZATION OF THE USED TECHNOLOGICAL SOLUTIONS ON EFFICIENCY OF WELLS)

Светковская А.В.

(научный руководитель: профессор Хавкин А.Я.)

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

Большинство нефтяных запасов России относится к категории трудноизвлекаемых и содержится в глинистых коллекторах. Во время бурения и при проведении технологических операций коэффициент глинистости призабойной зоны возрастает, вследствие чего происходит падение дебита от нескольких десятков процентов до трех раз.

В данной работе проведены расчеты влияния минерализации технологической жидкости на дебит скважины для условий нефтяных месторождений Западной Сибири и Урало-Поволжья на основе уравнения капиллярной пропитки призабойной зоны и экспериментальных зависимостей влияния минерализации водной фазы на проницаемость и пористость. На основе расчетов показано, что в течение месяца полуметровая зона от ствола скважины, определяющая дебит, полностью пропитывается водной фазой технологического раствора. Продемонстрировано, что капиллярная пропитка призабойной зоны за время технологической операции в течение от 1 до 3 суток приводит к существенному падению дебита даже при минерализации воды близкой к пластовой и составляет 20-30%. При уменьшении минерализации влияние еще более значительно – дебит добывающей скважины падает в 2-3 раза.

Повторное освоение скважины после удаления раствора возможно только при использовании раствора высокой минерализации, в то время как использование низкоминерализованной жидкости при технологических операциях в течение 1-3 суток приводит к значительной кольтматации призабойной зоны скважины вследствие разбухания глин.

Использование глиностабилизаторов позволяет восстановить до 80% от начального дебита скважины. Экономическая прибыль от закачки глиностабилизаторов составляет 9,5 млн. руб. на одну обработку.

При простое скважины более года снижение проницаемости вследствие капиллярной пропитки составляет порядка 100 раз.

**PLASTIC MARK 10– МАТЕРИАЛ С УЛУЧШЕННЫМИ УПРУГИМИ
СВОЙСТВАМИ ЦЕМЕНТНОГО КАМНЯ
(PLASTIC MARK 10: MATERIAL WITH IMPROVED ELASTIC
PROPERTIES OF CEMENT STONE)**

Селезнев Д.С.

(научный руководитель: профессор Кульчицкий В.В., доцент Шуть К.Ф.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

На сегодняшний день большая часть месторождений Западной Сибири осваивается по методике вторичного вскрытия продуктивного пласта. Особенностью методики являются перфорация или прострелочно-взрывные работы (ПВР) и необходимая, максимально качественная, непроницаемая крепь скважины. Во время ПВР, создаются большие ударные нагрузки, от чего появляется в цементе трещины и нарушается герметичность заколонного пространства, что приводит к образованию перетоков, падению дебита и аварии на скважине. Чтобы этого избежать, необходимо использовать цемент, который будет способен выдерживать такие ударные нагрузки, материал с улучшенными упругими свойствами цементного камня.

Автором проведены исследования по данному вопросу и рассмотрен один из вариантов возможного улучшения качества крепи скважины по технологии Резина-цемент (Plastic Mark 10 или РМ-10).

Проведена серия из 20 экспериментов, где объектом эксперимента является композиционный материал резина-цемент. Исследованы его упругие и прочностные характеристики, рассмотрены различные варианты затворения цементного раствора, проведен полный факторный анализ, построены графики зависимостей основных параметров материала от различных факторов. Основной целью эксперимента является - определение таких основных параметров, при которых будет достигаться необходимые упругие и прочностные характеристики цементного камня для его эффективного применения в заданных условиях скважины.

Результаты эксперимента показали, что при использовании Plastic Mark 10 свойства цементного камня меняются, он становится более упругим и устойчивым к вибрациям и ударным нагрузкам. Вероятность образования трещины значительно уменьшается, показатели прочности цементного камня больше или соответствует показателям стандартных цементов. Результаты получены с использованием зарубежного оборудования и подтверждены на базе российского оборудования.

Plastic Mark 10 повышает качество цементного камня, делает его прочным и устойчивым к ударным нагрузкам, который, в сочетании с новыми технологиями интенсификации нефти, может повысить технологический уровень производства нефтяных компаний.

ГЕОРЫХЛЕНИЕ - ТЕХНОЛОГИЯ НОВЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ И НОВЫХ ГОРИЗОНТОВ (GEOFRACTURING – NEW OPPORTUNITIES AND NEW HORIZONS)

Селезнев Д.С.

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

Сегодня при разработке нефтяных и газовых месторождений мы все чаще сталкиваемся с трудноизвлекаемыми запасами углеводородов. Поэтому основная тенденция развития технологий направлена на то, чтобы оптимизировать и сделать более эффективной добычу нефтяных и газовых скважин, а также повысить нефтеотдачу пластов, применяя традиционные способы интенсификации нефти и тяжелых углеводородов. Но, зачастую, использование таких методов в тяжелых условиях становится многозатратным и мало эффективным.

Автором данной статьи изучен этот вопрос и предлагается новый способ решения этой проблемы: использование технологии основанной Сергеем Алексеевичем Христиановичем – метод направленной разгрузки пласта (НРП) или «Метод Георыхления».

Идея метода состоит в том, что в породе в прискважинной зоне можно искусственно создавать разветвленную систему трещин, которая будет играть роль новой системы фильтрационных каналов, с помощью оборудования на базе струйных насосов. Причем проницаемость этой новой системы фильтрационных каналов может превосходить естественную проницаемость в десятки и сотни раз. При реализации метода георыхления, используя упругую энергию массива горных пород и энергию пластовой жидкости, мы создаем в пласте поверх старых каналов новые трещины, по которым нефть и газ получают возможность притекать из пласта в скважину с дебитом, характеризующим потенциальные возможности эксплуатационного объекта. Это достигается путем управляемого длительного снижения давления на забое скважины в сочетании с последовательностью известных технологических операций.

В итоге, при использовании НРП значительно повышается изначальная проницаемость, при этом применяемые технико-технологические решения требуют штатного промышленного оборудования и техники, а также затраты на реализацию метода НРП ниже традиционных методов освоения и ремонта скважин. Он успешно применяется на целом ряде месторождений Российской Федерации: в Западной Сибири и Пермской области и имеет значительные перспективы при освоении и добычи трудноизвлекаемых углеводородов.

Георыхление – это новый способ интенсификации нефтяных и газовых скважин и повышения нефтеотдачи пластов для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами и для всех новых горизонтов.

**БУРЕНИЕ С РЕГУЛИРУЕМЫМ ДАВЛЕНИЕМ – РЕШЕНИЕ
НЕВЫПОЛНИМЫХ ЗАДАЧ
(MANAGED PRESSURE DRILLING – SOLVING IMPOSSIBLE
PROBLEMS)**

Серба В.В.

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

В наше время, когда добыча легкоизвлекаемых запасов углеводородов осталась в прошлом, к строительству новых скважин предъявляются все более высокие нормативные требования. При этом сложные горно-геологические условия могут привести к осложнениям и авариям, что приводит к значительному увеличению непроизводительного времени и, следовательно, стоимости скважины. Учитывая вышесказанное, бурение многих скважин признается нерентабельным или попросту невозможным при использовании традиционных технологий. Бурение с регулируемым давлением позволяет строить скважины там, где раньше это было невозможно. Этот метод бурения дает возможность осуществлять точный контроль давления на всем протяжении скважины во избежание притока пластовых флюидов на поверхность в процессе бурения.

Контроль и управление давлением в скважине становится возможным благодаря созданию закрытого контура циркуляции, а также наличию особой дроссельной системы. В сочетании с автоматизированной системой управления данный метод решает множество проблем, возникающих во время бурения, таких как проявления и поглощения, аномальные пластовые давления, снижение механической скорости проходки. Также можно уточнять значения градиентов пластового давления и давления гидроразрыва пласта без дополнительного оборудования и с гораздо меньшими затратами времени.

Бурение с регулируемым давлением применимо в сложных горно-геологических условиях, таких как истощенные коллектора, коллектора с малой разностью между пластовым давлением и давлением гидроразрыва, глубокие морские скважины. Метод позволяет значительно сократить непроизводительное время и этим снизить стоимость скважины, а также соблюсти жесткие экологические требования и при этом не нарушить требования промышленной безопасности.

**ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ МЕРОПРИЯТИЯ ПО
ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА
СКВАЖИН
(TECHNICAL AND TECHNOLOGICAL MEASURES TO IMPROVE
THE EFFICIENCY OF CONSTRUCTION OF WELLS)**

Сеферов А.К.

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

В процессе бурения месторождения были уточнены реперные горизонты и данные о пластовом давлении в проницаемых пластах. Необходимо отметить, что данные о пластовом давлении в продуктивном горизонте, несколько отличаются от проектных из-за продолжительной эксплуатации части залежи. Были проведены работы по построению геомеханической модели месторождения и оценена степень устойчивости стенок скважины при различных траекториях (отход от вертикали). Получены уточненные данные о горизонтах склонных к поглощению бурового раствора, а также получено понимание устойчивости ствола скважины при прохождении проблемной формации. Полученная информация позволяет вывести ряд технико-технологических мероприятий, направленных на повышение эффективности строительства скважины. С этой целью был произведен факторный анализ повышения эффективности строительства скважины за счет изменения проектно-технологических решений, а именно:

- Профиль/траектория скважины
- Изменение глубины спуска колонн
- Буровые растворы
- Техника и технология крепления скважин
- Применение RSS и изменение долотной программы
- Разработка Guidelines по прохождению проблемной формации
- Операционные улучшения

Результатами анализа служит обоснование для использования альтернативной конструкции скважины; применение бурового раствора типа Perflex в интервале 8 ½” с целью минимизации осложнений; в виду высокого крутящего момента при бурении скважин с большим отходом, использование невращающихся стабилизаторов; использование RSS с силовой секцией (ВЗД+RSS).

РАСЧЕТ ЗАПАСОВ ГАЗА ОБЪЕМНЫМ МЕТОДОМ ПО НЕТОЧНЫМ ПРОМЫСЛОВЫМ ДАННЫМ (CALCULATION OF GAS RESERVES BY VOLUMETRIC METHOD FROM INACCURATE FIELD DATA)

Сидоренко А.А.

(научный руководитель: доцент Мотрюк Е.Н.)

Ухтинский государственный технический университет

В работе предлагается использование теории нечетких множеств для оценки запасов газа в условиях неопределенности геолого-промысловой информации. При расчете запасов газа объемным методом используется уравнение:

$$\tilde{V} = \tilde{\alpha} * \tilde{m} * \tilde{h} * \tilde{S} * \frac{P_{\text{пл}} T_0}{P_0 T_{\text{пл}} Z} = \tilde{\alpha} * \tilde{m} * \tilde{h} * \tilde{S} * C$$

Выделим величины, которые заданы нечетко:

$\tilde{\alpha}$ - нечеткий коэффициент газонасыщенности, дол. ед;

\tilde{m} - нечеткий коэффициент пористости, дол. ед;

\tilde{h} - нечеткая мощность пласта, м;

\tilde{S} - нечеткая площадь газоносности, м²;

Z- коэффициент сжимаемости газа;

$P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, Па;

$T_{\text{пл}}$ - пластовая температура, К;

\tilde{V} - нечеткие запасы газа, приведенные к нормальным условиям при P_0 и T_0 , м³.

Каждый нечеткий параметр задается функцией принадлежности $\mu(\alpha), \mu(m), \mu(h), \mu(S)$.

Результирующую функцию принадлежности для запасов газа получаем из уравнения с учетом определения алгебраических операций:

$$\mu_0(V) = \max_U [\mu(\alpha) \wedge \mu(m) \wedge \mu(h) \wedge \mu(S)],$$

$$U = \{(\alpha, m, h, S) | \alpha * m * h * S * C = V\}$$

Для нахождения $\mu_0(V)$ используем обратный численный метод. В этом случае результирующая функция принадлежности рассчитывается путем последовательного применения бинарной алгебраической операции.

Полученная функция принадлежности $\mu_0(V)$ позволяет оценить запасы газа при данных начальных условиях.

Таким образом, применение теории нечетких множеств для оценивания технологических параметров при наличии в уравнениях неточно заданных величин дает возможность получить количественную характеристику неопределенности оцениваемых параметров.

**ПРОБЛЕМА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КОНЕЧНЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ
РАЗРАБОТКИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ,
СВЯЗАННАЯ С УВЕЛИЧЕНИЕМ ВЛАГОСОДЕРЖАНИЯ В
ПЛАСТОВОЙ СМЕСИ
(PROBLEM OF FINAL RESULTS PREDICTION OF THE
CONDENSATE FIELDS DEVELOPMENT, CONNECTED WITH
MOISTURE CONTENT IN FORMATION FLUID)**

Синица А.Н., Зиновьева Ю.Е.

(научный руководитель: Некрасов А.А.)

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

В работе проанализирована проблема проектирования разработки газоконденсатных месторождений при увеличении влагосодержания в пластовой смеси, за счет падения пластового давления, на примере Киринского газоконденсатного месторождения. Предлагается методика для оценки конечных показателей разработки газоконденсатных месторождений.

Целью работы является оценка влияния влагосодержания пластовой смеси на конечный коэффициент извлечения газового конденсата.

Для решения поставленной цели были проведены следующие мероприятия: рассчитывалось влагосодержание по известным начальным пластовым температурам и давлениям по одной из следующих методик (Лин Жу, Халеда, Слоуна, Бюкачека и др.). Далее, при помощи программных пакетов, прогнозировалось изменение свойств пластовой смеси с изменением давления. Была проведена линейная аппроксимация изменения полученных свойств при начальных и конечных условиях для определения свойств смеси в заданный момент времени. Увеличение влагосодержания негативно сказывается на извлечении газового конденсата, что необходимо учитывать при проектировании разработки.

Прогнозирование показателей разработки рассмотрено на примере Киринского газоконденсатного месторождения, отнесенного к Сахалинским шельфовым проектам. Работа проведена с использованием программных пакетов Eclipse, Petrel.

Анализ проделанной работы позволил выделить следующие аспекты:

- Увеличение влагосодержания при снижении пластового давления не позволяет достичь прогнозируемого коэффициента извлечения конденсата, и для его достижения предлагается пересмотреть проект разработки на увеличение производительности скважин или их числа;
- Увеличение влагосодержания газа способствует образованию гидратов на поздних стадиях разработки месторождений. Данную проблему следует учитывать при строительстве инфраструктуры шельфовых месторождений.

**ОЦЕНКА ПОТРЕБНОСТИ В ПРИВЛЕЧЕНИИ МОРСКИХ
БУРОВЫХ ПЛАТФОРМ ДЛЯ РАЗВЕДКИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА
РОССИЙСКОМ АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ
(ASSESSMENT OF THE NEED TO ATTRACT OFFSHORE DRILLING
PLATFORMS FOR THE EXPLORATION OF HYDROCARBONS IN
THE RUSSIAN ARCTIC OFFSHORE)**

Солодкин А.С.

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

В настоящее время в мировой практике наблюдается тенденция использования нефтегазовых ресурсов континентального шельфа в качестве основных источников увеличения добычи нефти и газа. Это подтверждается и промысловыми данными, показывающими, что доля углеводородов, добываемых на континентальном шельфе, составляет более четверти мирового объема добычи и продолжает возрастать. Российская Федерация обладает самым крупным в мире континентальным шельфом, нефтегазовый потенциал которого составляет почти треть суммарных ресурсов недр шельфа Мирового океана. Большая часть общих запасов нефти и газа на российском шельфе сосредоточена в арктических морях, что предопределяет актуальность и важность научно-технического прогресса в этой области для развития нефтяной и газовой промышленности России в целом.

В работе предлагается оценка потребности в привлечении морских буровых платформ для разведки залежей углеводородов на Российском континентальном арктическом шельфе. В рамках работы был проведен обзор имеющихся в настоящее время в распоряжении российских компаний морских буровых платформ, проанализированы объем работ по проведению разведочного бурения на наиболее перспективных участках арктического шельфа и необходимое время на их реализацию с учетом совокупности условий бурения в данном регионе, а также рассчитан приблизительный объем инвестиций, необходимый для выполнения поставленных задач с корректировкой по характеру привлечения морских буровых платформ (использование собственного флота, аренда у иностранных компаний, закладка новых буровых платформ).

В качестве заключения работы приводится наиболее рациональный вариант комплектации флота морских буровых платформ для разведки углеводородов на Российском арктическом шельфе.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СИСТЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ НА
АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЯХ ЗА СЧЕТ ОПТИМИЗАЦИИ
РАЗМЕЩЕНИЯ СКВАЖИН (НА ПРИМЕРЕ ПОТОЧНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ)
(IMPROVING SYSTEM EFFICIENCY OF WATERFLOODING BY
ACHIMOVSKIE DEPOZITS WITH OPTIMIZING WELLS
PLACEMENT (IN EXAMPLE POTOCHNOE FIELD))**

Стародубцев О.В.

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

В работе произведена оценка эффективности системы заводнения на объекте Ачимовская толща Поточного месторождения по четырем направлениям: оценка влияния нагнетательных скважин на добывающие, оценка обеспечения охвата по разрезу и площади, оценка доли «эффективной закачки» методом материального баланса, оценка обеспечения проектных темпов отбора при сложившейся системе заводнения. Особое внимание уделено определению наиболее эффективного расстояния между нагнетательными и добывающими скважинами по данным в разбуренных ячейках. Сделаны выводы по каждому направлению и определены наиболее перспективные пути оптимизации заводнения.

В качестве рабочей гипотезы было выбрано направление повышения $K_{охв}$ через увеличение плотности сетки на базе уже пробуренного фонда (трансформация системы) либо модификация сетки на еще неразбуренных участках.

Геологической основой послужила секторная модель тектонически экранированной зоны в районе скважины 118Р. На гидродинамическом симуляторе проведены сравнительные расчеты, показавшие лучшую эффективность у сеток с большей плотностью. Даны рекомендации о трансформации сетки на разбуренном участке в рамках ОПР.

**ВАРИАНТЫ ОБУСТРОЙСТВА МОРСКОЙ ЧАСТИ
МЕСТОРОЖДЕНИЯ ХАРАСАВЭЙ
(OPTIONS OF KHARASAVEY OFFSHORE FIELD ARRANGEMENT)**

Старостин М.В.

(научный руководитель: профессор Дзюбло А.Д.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В работе рассматриваются варианты обустройства морского продолжения месторождения Харасавэй, основанные на комплексном анализе природно-климатических условий и нефтегазоносности месторождения. Месторождение расположено на западном побережье полуострова Ямал и в транзитной зоне (глубина в среднем 7м) Карского моря. Представляет собой газоконденсатную залежь с запасами морской части более 350 млрд. м³ газа и 20 млн. т конденсата. В море пробурена одна разведочная скважина. Из-за сложных природно-климатических условий и специфического расположения, вопрос обустройства месторождения является актуальным.

В мировом опыте освоения нефтегазовых месторождений в условиях арктического мелководного шельфа существует ряд решений.

На шельфе Аляски в заливе Кука для освоения применяются ледостойкие платформы с укрепленными опорами. В море Бофорта для освоения месторождений применяются искусственные острова и бурение с большим отходом от вертикали.

На шельфе Канады в дельте реки Маккензи и в море Бофорта (канадский сектор) применяются искусственные ледовые и насыпные острова, ледостойкие платформы.

Наиболее близким аналогом Приамальского шельфа по природно-климатическим условиям является прибрежный шельф моря Бофорта.

При освоении шельфа моря Бофорта использовались следующие технические средства, которые могут быть применены в условиях Приамальского шельфа:

- намораживание временных ледовых островов для бурения разведочных скважин;

- бурение скважин с большим отходом от вертикали;

- сооружение насыпных островов с укрепленными откосами, которые могут соединяться с берегом насыпными эстакадами;

- газ, добываемый со скважин искусственных островов, может транспортироваться на берег по заглубленным в дно трубопроводам.

Решение о выборе конкретного варианта обустройства требует проведения технико-экономического обоснования.

**ВОЛНОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ И ИХ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ
РАЗРАБОТКЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ
ЗАПАСАМИ
(APPLICATION OF WAVE TECHNOLOGIES IN HARD-TO-
RECOVER OIL FIELDS DEVELOPMENT)**

Стахив В.И.

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

Текущий период разработки нефтяных, нефтегазовых и нефтеконденсатных месторождений характеризуется возрастанием доли трудноизвлекаемых запасов. Разработка объектов в таких условиях по известным технологиям малоэффективна. Метод ГРП также имеет серьезные ограничения, так как повышая дебит скважин, наличие трещин в значительной протяженности увеличивает неоднородность пласта и, следовательно, может снизить нефтеотдачу в целом.

Как показывают предпосылки и промысловый опыт, в этом случае серьезные перспективы имеет использование волновых методов.

В результате проведенного обзора установлено, что существует целый ряд волновых методов, эффективно используемых для воздействия на призабойную зону скважин и пласты.

Применение волнового воздействия для этих целей основано на уникальных способностях различных волн распространяться в пластах в слабой зависимости от их коллеторских свойств, не требуя наличия фильтрационных каналов и обеспечивая при этом множество полезных эффектов.

Представленная классификация методов волнового воздействия на ПЗС скважин и пласты с трудноизвлекаемыми запасами позволила упорядочить и систематизировать источники упругих колебаний и методы, а также обосновать повышение продуктивности скважин и увеличение нефтеотдачи пластов на основе эффектов, проявляющихся в различных зонах пласта и указанных в обзоре областей применения.

На кафедре РиЭНМ при непосредственном участии автора был разработан экспериментальный стенд и разработана методика проведения эксперимента по изучению влияния ультразвуковых волн на фильтрационные свойства пласта. Проведены исследования.

В процессе исследования получены положительные результаты применения ультразвука, а также проведена оценка эффективности применения данной технологии на практике.

**ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ
ЦИКЛИЧЕСКОГО ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ ДЛЯ
ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ ПРИСКЛОНОВОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(SUBSTANTIATION OF CYCLIC WATER-ALTERNATING-GAS
INJECTION FOR ENHANCED OIL RECOVERY AT PRISKLONOVOE
OIL FIELD)**

Степанова О.Н.

(научный руководитель: Метт Д.А.)

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

На сегодняшний день месторождения Западной Сибири, охваченные процессом заводнения, характеризуются большой неравномерностью выработки запасов. Данный эффект связан с неоднородностью коллекторов как по разрезу, так и по латерали (наличие дезъюнктивных дислокаций). Одним из методов, увеличивающих коэффициент охвата и позволяющих повысить конечный КИН, является циклическое водогазовое воздействие. Механизм работы данного метода основан на создании в пласте локальных разнонаправленных градиентов давления, позволяющих включить в разработку недренируемые ранее запасы нефти. Создание подобного эффекта возможно при использовании двух агентов с разной подвижностью - воды и газа. Использование подобного подхода позволяет значительно повысить коэффициент охвата по сравнению с традиционным заводнением.

При сравнении предлагаемого подхода с традиционным заводнением было показано, что применение газового агента в условиях несмешивающегося вытеснения позволяет создавать большие градиенты давления в межскважинном пространстве. В работе приведены результаты численного моделирования применения циклического водогазового воздействия на примере пласта БП12 Присклонового месторождения. Расчеты показали большую эффективность при применении циклического водогазового воздействия, чем при использовании традиционного заводнения.

КОМПЛЕКСНОЕ ОБУСТРОЙСТВО МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА СЕВЕРНОГО КАСПИЯ (COMPLEX DEVELOPMENT OIL AND GAS FIELDS IN NORTHERN CASPIAN)

Сугунушев С.С.

(научный руководитель: к.т.н. Бойко В.И.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Разработка месторождений на шельфе требует больших финансовых вложений, увеличиваются начальные затраты на обустройство и строительство специальных морских конструкций.

За последнее время не было открытий уникальных по запасам месторождений, но были найдены и изучены относительно небольшие скопления нефти и газа, разработка которых в отдельности друг от друга экономически не оправдана. Исходя из этого следует грамотно подходить к этому вопросу: то есть, осваивать близлежащие месторождения в комплексе.

В данной работе был проведен анализ обустройства месторождений Северного Каспия, оператором которых является ПАО «ЛУКОЙЛ». Были рассмотрены основные задачи комплексного обустройства:

- Сведения о районе строительства;
- Анализ природно-климатических условий Каспийского моря;
- Конструктивные варианты гидротехнических сооружений;
- Продолжительность и сроки навигационного периода;
- Экологические риски.

В настоящее время открыто 8 крупных многопластовых нефтегазоконденсатных месторождений: им. Ю. Корчагина, Хвалынское, 170-й км, Ракушечное, Западно-Ракушечное, им. Ю. Кувыкина (до 2012 г. – Сарматское), Центральное и им. В. Филановского, суммарные извлекаемые запасы которых превышают 1 млрд 870 млн т условного топлива.

Северный Каспий является одним из ключевых регионов роста добычи нефти и газа в ближайшей перспективе для российской нефтяной промышленности в целом.

**ПРОГНОЗ УРОВНЕЙ ДОБЫЧИ НА НАЧАЛЬНОЙ СТАДИИ
РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ
СРЕДНЕБОТУОБИНСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(THE FORECAST OF PRODUCTION LEVELS AT THE INITIAL
STAGE OF FIELD DEVELOPMENT ON THE EXAMPLE OF THE
SREDNEBOTUOBINSKOE OIL-GAS CONDENSATE FIELD)**

Сурков А.Ю.

ООО Тюменский нефтяной научный центр

На начальной стадии разработки месторождения важно учитывать всю имеющуюся информацию при принятии технологических и экономических решений.

Одним из инструментов для получения прогнозных профилей является гидродинамическая модель (ГДМ), характеризующая месторождение на основе текущей входной информации, которая, как правило, имеется в ограниченном количестве на начальной стадии разработки месторождения. Также, настройка ГДМ – процесс требующий затрат времени и соответствующей квалификации инженера, в том числе при поступлении новой информации в процессе разработки.

При необходимости быстрого и гибкого инструмента для расчетов, альтернативой гидродинамическим моделям могут быть аналитические алгоритмы, точность которых также зависит от качества входной информации.

Для оперативной оценки профилей добычи на Среднеботуобинском месторождении при корректировке или поступлении новой информации, параллельно ГДМ была создана аналитическая расчетная форма на базе Excel, учитывающая: темп и объемы бурения, стартовые дебиты скважин в зависимости от зон насыщения, характеристики вытеснения и темпы падения добычи (на основе различных вариантов секторных ГДМ), смену назначения фонда, ограничения инфраструктуры.

Таким образом, диапазон получаемых профилей позволяет оперативно и гибко учитывать возможные риски при принятии решений в процессе разработки месторождения.

**ИССЛЕДОВАНИЕ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА СИЛЫ
СОПРОТИВЛЕНИЯ НА ТРЕНИЕ В ПРОЦЕССЕ
ГЛУБОКОВОДНОГО ИНЖЕКЦИОННОГО СПУСКА
КОНДУКТОРА
(CALCULATIONS OF SIDE FRICTION RESISTANCE BETWEEN
FOUNDATION AND CONDUCTOR DURING JETTING PROCESS IN
DEEPWATER DRILLING)**

Сян Хуа, Сюй Юнцзянь, Ян Цзинь, Мэн Вэй
ООО «СИНОПЕК Интернешнл Компании РУС», РГУ нефти и газа (НИУ)
имени И.М. Губкина

Значение силы сопротивления на трение в процессе инъекционного спуска кондуктора влияет на время работы инъекционного спуска. Своевременное определение силы сопротивления на трение и регулирование параметров режима работы способствуют уменьшению времени работы инъекционного спуска. Было приведено теоретическое и экспериментальное исследование по силам сопротивления на трение в процессе инъекции, выявлена закономерность влияния временного эффекта силы сопротивления на трение на единичную поверхность в процессе инъекционного спуска, получена методика расчета силы сопротивления на трение в процессе инъекционного спуска кондуктора. После сравнения было получено хорошее совпадение расчетных значений силы сопротивления на трение в процессе инъекционного спуска кондуктора с действительными значениями. Данная методика может использоваться как теоретическая основа для руководства работ в процессе инъекционного спуска и для оптимизации параметров режима работы инъекционного спуска.

**ГИДРОИМПУЛЬСНОЕ БУРЕНИЕ И КОНТРОЛЬ ДАВЛЕНИЯ НА
ПРИМЕРЕ ЮРХАРОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(HYDROPULSE DRILLING AND PRESSURE CONTROL ON THE
EXAMPLE OF THE YURHAROVSKOE CONDENSATE DEPOSIT)**

Таджиев Э.Р.

(научный руководитель: к.ф.-м.н., доцент Муминов А.С.)

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

Скорость проходки при строительстве скважин играет немаловажную роль, в особенности при бурении глубоких скважин. С ростом глубины возрастают твердость пород, плотность бурового раствора и пластовые давления – все эти параметры стремительно снижают время бурения, в то время как большая длина буровых труб ограничивает количество доступной гидравлической энергии в долоте.

В данной работе представлена технология фирмы Tempres Technologies: гидроимпульсное бурение. Это экспериментальный способ бурения, позволяющий решить проблемы со скоростью бурения в глубоких скважинах, позволяя с легкостью разрушать твердые переслаивающиеся породы, тем самым снижая стоимость одного метра проходки.

Основой гидроимпульсного бурения заключается в прерывании потока промывочной жидкости перед долотом с помощью специальной секции, устанавливаемой перед инструментом. Для предотвращения возникновения гидроудара в буровой колонне при перекрытии потока производится выпуск жидкости в верхней части секции.

В данной работе приведены следующие теоретические исследования:

✓ Рассмотрены области применения конкретной технологии на примере газоконденсатного месторождения Юрхаровское, выделены преимущества и недостатки в сравнении со стандартными методами бурения;

✓ Рассчитаны экономические показатели от внедрения данного метода в Юрхаровском месторождении, а также предложена зависимость стоимости одного метра проходки при использовании этой технологии в зависимости от глубины скважины;

✓ На основе доступных экспериментальных данных и теоретических выкладок проведен анализ компонентов и условий, касающихся применения данной технологии. К ним относятся: тип промывочной жидкости и ее состав, особенности строения и тип пород, нагрузки на КНБК и буровую колонну, усталостное разрушение элементов крепления.

**ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА
ЗАКАЧКИ ВОДОИЗОЛИРУЮЩЕГО РАСТВОРА, С ЦЕЛЬЮ
ИЗУЧЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ
РЕШЕНИЯ ЗАДАЧИ ПРОДЛЕНИЯ БЕЗВОДНОГО ДЕБИТА, НА
ПРИМЕРЕ ПХГ, СОЗДАНЫХ В ВОДОНАСЫЩЕННЫХ ПЛАСТАХ
(HYDRODINAMIC SIMULATION OF WATER INJECTION OF
WATER-SHUTOFF AGENT AIMED TO STUDYING OF
EFFECTIVENESS OF ITS APPLICATION FOR SOLVING THE
PROBLEM OF EXTENSION OF WATER FREE PRODUCTION RATE
IN TERMS OF SUBSURFACE GAS RESERVOIR FORMED IN WATER
SATURATED BED)**

Татлок Т.С.

(научный руководитель: профессор Басниев К.С., доцент Хайдина М.П.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В работе рассматривается проблема обводнения эксплуатационных скважин при циклической эксплуатации подземного хранилища газа, созданного в водоносном пласте. Предлагается технология закачки специализированного водоизолирующего раствора на основе полимеров в подземное хранилище газа, с целью продления безводного дебита.

Целью работы является оценка эффективности применения специализированного раствора на полимерной основе, для решения задачи продления безводного дебита.

Для решения поставленной задачи были проведены следующие мероприятия: подбор подходящего водоизолирующего раствора, проведение лабораторных исследований для определения необходимых концентраций составных частей водоизолирующего раствора, определение реологических свойств водоизолирующего раствора, стендовые испытания водоизолирующего раствора. Далее, при помощи специализированных программных пакетов, было произведено гидродинамическое моделирование процесса закачки раствора и дальнейшей циклической эксплуатации подземного хранилища газа. Гидродинамическое моделирование процесса закачки полимера и циклической эксплуатации подземного хранилища газа было произведено с программных пакета Petrel Schlumberger. В результате чего была произведена оценка эффективности применения данной технологии, с целью снижения обводненности эксплуатационных скважин на ПХГ, созданных в водонасыщенных пластах.

**ТЕХНОЛОГИЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДОБЫЧИ
УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ПРОДУКТИВНЫХ ПЛАСТОВ
БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ
(ENHANCED OIL RECOVERY FROM PRODUCTIVE LAYERS OF
BAZHENOV FORMATION)**

Торба Д.И.

(научный руководитель: профессор Стрижнев К.В.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

В работе освещается необходимость разработки новой, наиболее продуктивной технологии добычи углеводородов из продуктивных пластов баженовской свиты. Баженовская свита является нефтематеринской породой, с её породами генетически связано больше половины общей массы ресурсов нефти Западной Сибири. С целью определения наиболее эффективной технологии добычи углеводородов из её продуктивных пластов, были проанализированы технологии добычи и увеличения нефтеотдачи, применяемые на баженовской свите, а также мировой опыт разработки других нетрадиционных месторождений углеводородов. В работе были изучены особенности генезиса и строения баженовской свиты.

Был сделан вывод, что технологии теплового воздействия будут являться наиболее продуктивными, так как позволят задействовать в разработке и нефть низкопроницаемых пород и нефть, которая может быть сгенерирована твердым органическим веществом нефтематеринских пород баженовской свиты – керогеном.

В первом приближении был произведен тепловой расчёт для пород баженовской свиты. Теплоёмкость породы была рассчитана с учётом зависимости теплоёмкости скелета, воды и нефти от температуры. Было определено необходимое количество энергии для внесения в пласт, достаточного чтобы нагреть 1 м³ породы до 450 °С – средней температуры конверсии керогена.

Проанализировав данные о тепловой эффективности различных технологий внутрипластового ретортинга, сделан вывод, что наиболее перспективными являются методы, основанные на конвекционном нагреве, так как они используют в качестве теплоносителя флюиды (воду, пар, газ) высокой энергоёмкости.

В заключении работы определён ряд лабораторных исследований необходимых для адаптации и внедрения исследуемой технологии, а именно: определение степени конверсии керогенового материала породы в жидкие углеводороды; оценка изменения фильтрационно-емкостных свойств, нефтематеринской породы в результате пиролиза; получение данных о компонентном составе сгенерированных углеводородов.

**ИССЛЕДОВАНИЕ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА
СТЕПЕНЬ ДИСПЕРСНОСТИ ГАЗОВОЙ ФАЗЫ ПРИМЕНИТЕЛЬНО
ДЛЯ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
(STUDY OF ULTRASONIC INFLUENCE ON THE DEGREE OF
DISPERSION GAS PHASE WITH REGARD TO WAG)**

Труфанов Н.И.

(научный руководитель: доцент Деньгаев А.В.)

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

В процессе разработки нефтяных пластов, посредством закачки газа, достигается высокий коэффициент вытеснения при низком коэффициенте охвата вытеснением. При реализации же технологии закачки воды, наоборот, коэффициент вытеснения невысок, но достигается высокое значение коэффициента охвата вытеснением. Водогазовое воздействие (ВГВ) позволяет объединить преимущества данных методов и устранить их недостатки.

Создание мелкодисперсной устойчивой системы является наиболее важной задачей при водогазовом воздействии. На данный момент для этого применяются бустерные и струйные аппараты, создающие мелкодисперсную структуру смеси, и ПАВ, препятствующих слиянию измельченных газовых пузырьков. В последствии подготовленная на поверхности гомогенная газожидкостная смесь транспортируется по системе трубопроводов к НКТ до забоя нагнетательной скважины. В процессе транспортировки происходит неминуемое объединение газовых пузырьков, что ведет к росту дисперсности и росту сопротивления при закачке данной смеси в пласт. Для оптимизации применения водогазового воздействия было предложено использовать проточный ультразвуковой диспергатор.

На кафедре РиЭНМ при непосредственном участии автора был разработан экспериментальный стенд и разработана методика проведения эксперимента по изучению влияния ультразвуковых волн на дисперсность газовой фазы в ГЖ потоке. Проведены исследования.

В процессе исследования получены зависимости дисперсности газовой фазы в газожидкостной смеси от расхода жидкости и газа при воздействии ультразвукового излучателя. Получена характеристика работы УЗ излучателя при различных условиях, а также проведена оценка эффективности применения данной технологии на практике.

**ПРИМЕНЕНИЕ ЦИРКУЛЯЦИОННОГО ПЕРЕВОДНИКА ПРИ
БУРЕНИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ И НАКЛОННО-НАПРАВЛЕННЫХ
СКВАЖИН (PBL)
(APPLICATION OF CIRCULATING SUB IN THE DRILLING OF
HORIZONTAL AND DIRECTIONAL WELLS (PBL))**

Тюлькин О.П.

(научный руководитель: профессор Агзамов Ф.А.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

- Основная цель: обоснование экономической эффективности применения универсального инструмента промывки для ликвидации поглощений.

- Основная задача: Сокращение затрат времени, связанных с ликвидацией поглощений при восстановлении скважин методом зарезки боковых стволов.

На сегодняшний день существует значительная проблема при бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин в ЗБС(Зарезка боковых стволов), связанная с отсутствием данной технологии в ряде российских компаний. Все примеры, доказательства и сравнения я буду брать на основе пройденной практике в российской нефтяной компании летом 2015 года.

PBL – это циркуляционный клапан, который позволяет переключать поток жидкости из внутреннего пространства бурильной колонны в затрубное, минуя все элементы КНБК, находящиеся в компоновке ниже PBL. Основные области применения инструмента:

- Борьба с поглощениями промывочной жидкости;
- Улучшенное качество очистки ствола скважины и облегчение выполнения СПО (спуско-подъемных операций) в процессе бурения;

Конструкция PBL позволяет осуществлять вышеуказанные операции, отсекая забойный двигатель (и всю КНБК) от потока промывочной жидкости.

Конструкция инструмента обеспечивает возможность закачки различных типов кольматанта в зону поглощения без спуско-подъемных операций, а также позволяет увеличивать объем промывочной

жидкости, прокачиваемой через КНБК. Все денежные затраты и непроизводительное время (НПВ) при дополнительных СПО в отсутствие PBL рассматриваются мной в презентации на основе актов НПВ.

Инструмент PBL может быть использован многократно за время одного рейса.

В заключении хочу подчеркнуть необходимость переводника PBL российским компаниям ввиду существенных экономических затрат и экономии времени.

**РАСЧЕТ ГАЗОТДАЮЩИХ ИНТЕРВАЛОВ И ПРОФИЛЯ
ПРИТОКА ГАЗА В ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИНАХ
БОВАНЕНКОВСКОГО НГКМ
(CALCULATION OF THE GAS-GIVING INTERVALS AND PROFILE
OF INFLOW OF HYDROCARBONS IN OPERATIONAL WELLS OF
THE BOVANENKOVSKOE OIL AND GASCONDENSATE FIELD)**

Усачев В.Д.

(научный руководитель: к.т.н. Перемышцев Ю.А.)

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Учет газоотдающих интервалов и установление истинного профиля притока газа являются ключевыми проблемами гидродинамических исследований при разработке месторождений природного газа ввиду чего оптимизация методов их детектирования и анализа не теряет своей актуальности и в настоящее время.

С этой целью в ООО «Газпром ВНИИГАЗ» был создан программный комплекс Перфорация, который предназначен для расчета газоотдающих интервалов и профиля притока газа в эксплуатационных, а также в неперфорированных скважинах.

Алгоритм программы позволяет рассчитать следующие параметры:

- Дебиты прослоев по всему вскрытому газоносному интервалу и суммарный дебит всех работающих прослоев;
- Фильтрационные коэффициенты «а» и «b» каждого пропластка и их средние значения, таким образом, определить среднюю прогнозную индикаторную характеристику всего продуктивного пласта;
- Проницаемость каждого пропластка и среднюю для разреза;
- Скорости движения газа в скважине по всему стволу скважины;
- Рабочие (т.е. отдающие газ в скважину) и не рабочие толщины пропластков.

Расчет скоростей газа в зоне перфорации скважины определялся по следующей формуле:

$$w = 0.5183 * (\sum_1^n q) * T_{пл} * Z / (P_{зб} * D^2)$$

В настоящей работе автором предложен математический аппарат для расчета газоотдающих интервалов в зоне перфорации, что в увязке со скоростями газа на забое и с гидрохимическим контролем позволял провести анализ скопления жидкости на забоях скважин и наметить мероприятия по ее удалению. Рассмотрены основные результаты опытной апробации предложенных расчетных алгоритмов на примере эксплуатационных скважин Бованенковского НГКМ.

По итогам проведенных исследований установлено, что для повышения эффективности работы скважин с большим содержанием жидкости на забое необходимо проводить работы по ее удалению с помощью колтюбинговой техники и закачки ПАВ.

**СТЕНДОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ КОНСТРУКЦИЙ
ДИСПЕРГИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ
ПЕРЕКАЧКИ ГЖС
(NEW DESIGNS OF DISPERSING DEVICES USED FOR GAS-LIQUID
MIXTURE PUMPING BENCH TESTS)**

Фазылов Д.А., Шабонас А.Р.

(научный руководитель: доцент Деньгаев А.В.)

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

Сегодня эксплуатация скважин установками погружных центробежных насосов (УЭЦН) является основным способом добычи нефти в России. За последние двадцать лет доля нефти, добытой на поверхность УЭЦН увеличилась более чем вдвое и составляет сегодня более 80%.

Популярность данного способа эксплуатации обусловлена политикой интенсификации добычи нефти, проводимой сегодня. Данный подход является причиной возникновения ряда осложняющих факторов, наиболее распространённым и ощутимым из которых является вредное влияние свободного газа.

Распространённым решением является использование газосепаратора, однако это не всегда рационально, особенно при невысоких значениях газосодержания на приёме. Намного разумнее использовать энергию пузырьков газа, поэтому разработка и внедрение эффективных диспергирующих устройств сегодня особенно актуальна, в связи со всеобщей политикой энергоэффективности.

Диспергатор ГДМТ5А является эффективным решением для борьбы с вредным влиянием свободного газа. Использование высокопроизводительных рабочих колёс с отверстиями позволяет некоторому количеству жидкости циркулировать для уменьшения вероятности образования газовой каверны в рабочей полости колеса. При этом, жидкость, проходящая через отверстия, смешивается с потоком в межлопаточных каналах рабочего колеса, что позволяет гомогенизировать ГЖС перед попаданием её на приём насоса.

В октябре 2015 были проведены сравнительные испытания двух конструкций ГДМТ5А. Для оценки эффективности устройств был использован серийный центробежный насос ЭЦН5А-400. Был создан экспериментальный стенд, разработана новая программа проведения испытаний на смесях различных дисперсностей, новая методика оценки дисперсности и эффективности процесса диспергирования с помощью оптических методов с использованием высокоскоростной камеры для макросъёмки потока ГЖС. Были разработаны рекомендации по доработке рабочих органов для внедрения их в серийное производство.

ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН (THERMOHYDRODYNAMIC RESEARCH OF GAS WELLS)

Файзуллин Н.Ф.

(научный руководитель: профессор Рамазанов А.Ш.)

Башкирский государственный университет

Технологический режим работы газовой скважины определяется термодинамическими условиями фильтрации газа в пласте и условиями движения газа в скважине при теплообмене с окружающими горными породами. Для прогнозирования технологических режимов эксплуатации газовых скважин необходимо исследовать гидродинамику и термодинамику сложной механической системы, состоящей из взаимосвязанных элементов: газа, пласта и потока газа по скважине, самой скважины и расположенной вокруг нее горной породы.

Для моделирования термогидродинамических процессов при плоскорадиальной фильтрации в горизонтальном пористом пласте решается следующая система уравнений неизотермической фильтрации газа, пористая среда считается неподвижной и жесткой, фазовые переходы отсутствуют.

$$\begin{cases} \frac{\partial(m\rho)}{\partial t} + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r\rho v) = 0 \\ \frac{\partial p}{\partial r} = \frac{\mu}{k} v + \beta \frac{\rho}{\sqrt{k}} v^2 \\ \frac{\partial}{\partial t}[m\rho h + (1-m)\rho_{sk}c_{sk}T] + \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r\rho h v) = \frac{1}{r} \frac{\partial}{\partial r}(r\lambda \frac{\partial T}{\partial r}) + \frac{\partial(m\rho)}{\partial t} \end{cases}$$

где

m – пористость, доли ед.,

v – скорость фильтрации, м/с,

ρ_{sk} – плотность скелета пористой среды, кг/м³,

c_{sk} – удельная (на ед. массы) теплоемкость скелета, Дж/(кг·К),

h – удельная (на ед. массы) энтальпия, Дж/кг,

T – температура, К,

β – дополнительная константа, описывающая пористую среду и определяемая экспериментально.

Здесь первое уравнение описывает баланс масс, второе уравнение является законом движения (Дарси-Форхгеймера), третье – уравнением баланса энергии. К ним добавляется уравнение состояния газа и другие замыкающие соотношения. Нелинейная система уравнений решается численно относительно $p(r,t)$, $T(r,t)$ и $v(r,t)$. В докладе обсуждаются алгоритм численного решения и результаты исследования модели.

КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ТЕРМИЧЕСКОГО И ХИМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ЗАЛЕЖИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

(COMPLEX TECHNOLOGY OF THERMAL AND CHEMICAL IMPACT ON HEAVY OIL DEPOSITS)

Фарманзаде А.Р.

(научный руководитель: доцент Мардашов Д.В.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

В работе представлена технология обработки неоднородных карбонатных коллекторов паром с применением реагента-растворителя, представляющего собой смесь жирных кислот и ароматических растворителей. На ротационном вискозиметре Anton Paar проведены реологические исследования высоковязкой нефти в диапазоне температур 5 – 55 °С, в зависимости от концентрации реагента (рис.1).

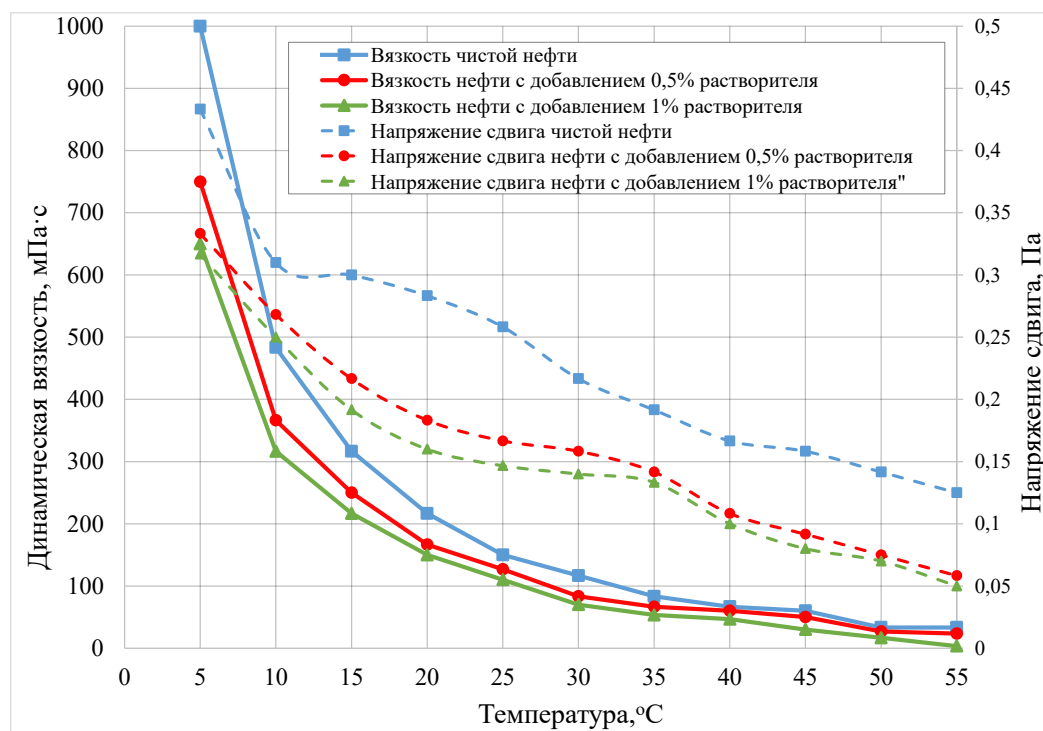


Рисунок 1 - Зависимости динамической вязкости и напряжения сдвига от температуры для образцов чистой нефти и с добавлением реагента-растворителя в концентрациях 0,5 и 1%

Применение представленного в работе реагента-растворителя в комплексе с пароциклической обработкой обеспечивает увеличение коэффициента вытеснения высоковязкой нефти из сложнопостроенных карбонатных коллекторов за счет временной изоляции высокопроницаемых участков, а также, улучшения реологических свойств нефти.

ПРИМЕНЕНИЕ РОБОТИЗИРОВАННЫХ БУРОВЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ БУРЕНИЯ НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ (THE APPLICATION OF ROBOTIC DRILLING RIGS FOR DRILLING IN THE ARCTIC SHELF)

Фархутдинов М.М.

(научный руководитель: доцент Деньгаев А.В.)

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

В последние годы на фоне истощения традиционных запасов, во всем мире увеличился интерес к труднодоступным месторождениям углеводородного сырья. Одними из наиболее ярких примеров являются месторождения арктического шельфа.

Исходя из подсчетов экспертов, на шельфе Арктики сосредоточено до 30% от всех запасов шельфовых месторождений нефти и газа в мире. Однако, для освоения арктического шельфа в промышленных масштабах необходимы передовые и революционные технологии. Сценарий традиционного освоения морских месторождений не применим в арктических условиях вследствие того, что часть поверхности океана почти весь год покрыта льдами, толщина которых достигает двух и более метров. Это несет угрозу повреждения морских буровых платформ.

С целью решения данной проблемы в Российской Федерации с 2013 года крупные исследовательские центры в тандеме с нефтегазовыми компаниями «Газпром» и «Роснефть» ведут разработку аванпроекта «Технологии подводного (подледного) освоения месторождений полезных ископаемых арктических морей». Данный проект предполагает освоение шельфа Арктики подводными роботизированными технологиями.

Норвегия, занимающая лидирующее положение в области применения и разработки подводных технологий на шельфовых месторождениях углеводородов, поддерживает и финансирует программу «Содействия развитию новых технологий и внедрению научно-технических разработок в практику — DEMO 2000». В рамках данной программы был разработан проект подводной полностью автоматизированной буровой установки «Seabed Rig» компании «Robotic Drilling Systems».



В данной работе предлагается роботизация буровых установок и модель роботизированной буровой установки, построенной на базе широко известных буровых установок компании «Уралмаш Нефтегазовое Оборудование Холдинг» и роботов компании «FANUC».

КОМПЬЮТЕРНОЕ ПРЕДСТАВЛЕНИЕ О ГЛУШЕНИИ СКВАЖИН (COMPUTER REPRESENTATION OF THE WELL KILLING)

Фатыхов Р.А.

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

Во время строительства скважин буровая бригада часто сталкивается с притоком пластового флюида в кольцевое пространство на забой скважины в виде пачки газа, жидкости или газожидкостной смеси, что может привести к материальным потерям, разрушению оборудования, загрязнению окружающей среды и водоносных пластов [1,2]. Причиной этому является рассогласованность пластового и забойного давлений. При обнаружении притока газонефтеводопроявлений (ГНВП) буровая бригада должна в соответствии с правилами безопасности в нефтегазовой промышленности вовремя удалить пачку прибывшего флюида предусмотренным заранее технологическим методом.

Для эффективного осуществления работ по ликвидации ГНВП существует ряд методов глушения скважин. Выбор метода зависит от прочностных характеристик горной породы, технического состояния используемого оборудования, наличия утяжеленного бурового раствора.

В работе разработана компьютерная программа с использованием языка программирования Borland Delphi 7, в которой расчеты представлены графически и в виде таблицы давлений, значения которой нужно выдерживать на стояке при совершении соответствующего числа ходов насосов при ликвидации ГНВП методом ожидания и утяжеления[1]. Наглядно продемонстрирован процесс удаления пачки флюида в виде анимированного изображения, кадры которой в каждый момент времени соответствуют расчетным давлениям.

Программу можно использовать при глушении скважины при ГНВП во время строительства скважины. Разработанная программа также может быть полезной лекторам, в учебных программах которых содержится раздел «Предупреждение и ликвидация газонефтепроявлений».

Литература:

1. Исаев В.И., Марков О.А.-Управление скважиной. Предупреждение и ликвидация газонефтеводопроявлений. Учебное пособие. Издание 2-е, исправленное и дополненное. –М.:ФАЗИС, 2007. 146с.
2. Леонов Е.Г., Исаев В.И. –Осложнения и аварии при бурении нефтяных и газовых скважин: Учеб. Для вузов: В 2 частях.-2-е изд., испр. и доп.-М.: ООО «Недра-Бизнесцентр», 2006. – Ч.1: Гидроаэромеханика в бурении.-413 с.

ТЕХНОЛОГИЯ ВЫНОСА ВЫБУРЕННОЙ ПОРОДЫ ПУТЕМ СОЗДАНИЯ ТУРБУЛЕНТНОГО РЕЖИМА С ПОМОЩЬЮ ОСЦИЛЛЯТОРА-ТУРБУЛИЗАТОРА (TECHNOLOGY DELIVERS CUTTINGS BY CREATING A TURBULENT MODE BY USING OSCILLATOR TURBULATORS)

Фахрутдинов Ш.Х.

(научный руководитель: профессор Хузина Л.Б.)
Альметьевский государственный нефтяной институт

Татарстан занимает ведущую позицию в Российской Федерации по ресурсам природных битумов. Эффективное освоение битумных месторождений внесет существенный вклад в обеспечение энергетической безопасности не только республики, но и страны, необходимы экономически выгодные технологические решения их разработки. Важное значение приобретает снижение капитальных затрат при освоении месторождений битумов наклонно-направленными (ННС).

Из-за значительного трения бурильной колонны о стенки ствола и образования шламовых подушек механическая скорость бурения снижается. Сконструированный осциллятор-турбулизатор приводит к осцилляции низкочастотных колебаний промывочной жидкости, достигающих забоя скважины, способствующих созданию динамической нагрузки на долото.



Рис. 1. Осциллятор-турбулизатор

Компоновка низа бурильной колонны включает бурильные трубы, долото, осциллятор-турбулизатор, ВЗД и телесистему. Осциллятор-турбулизатор устанавливается между долотом и винтовым забойным двигателем (ВЗД). Осциллятор-турбулизатор создает малоамплитудные продольные колебания, доводящие нагрузку на долото и соответственно разрушающие горную породу, винтовые пазы на его корпусе способствуют выносу шлама в затрубное пространство. Испытания проводили без осциллятора и с осциллятором при различных расходах промывочной жидкости Q : 7, 9, 12, 18, 20 л/с при длине маятника 125 мм.

Сравнительный анализ опытно-промысловых испытаний осциллятора-турбулизатора на скважине №6053 Шереметьевского месторождения показал увеличение проходки на одно долбление и механической скорости на 43%.

**ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ХАРАКТЕРИСТИК
ГАЗОСТРУЙНЫХ АППАРАТОВ ДЛЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА ИЗ
СКВАЖИН С ОСЛОЖНЕННЫМИ УСЛОВИЯМИ
ЭКСПЛУАТАЦИИ
(EXPERIMENTAL STUDIES OF GAS JET EJECTORS FOR THE OIL
AND GAS PRODUCTION IN ABNORMAL OPERATING
CONDITIONS)**

Федоров А.Э.

(научный руководитель: к.т.н. Вербицкий В.С.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

На сегодняшний день приходится сталкиваться с комплексом проблем при эксплуатации скважин, как нефтяных, так и газовых месторождений. Одной из основных проблем эксплуатации скважин, в частности малодебитного фонда, нефтяных месторождений является низкий межремонтный период (МРП), вызванный рядом факторов. Данная проблема наиболее актуальна в условиях слабо развитой инфраструктуры месторождения (удаленность скважин, отсутствие дорог, ограничения по электропотреблению). Еще несколько лет назад газлифтный способ эксплуатации считался безнадежно устаревшим и неэффективным в связи с существованием ряда стандартных проблем, одной из которых является повышенное устьевое давление скважин. А наиболее актуальной проблемой при эксплуатации газовых месторождений является проблема освоения обводненных газовых скважин и вывода их на режим.

Одним из способов решения представленных проблем в данной работе предлагается применение газоструйной технологии освоения и эксплуатации нефтяных и газовых скважин с помощью, как устьевых, так и погружных газоструйных аппаратов (ГА).

В связи с отсутствием надежной методики расчета и конструирования ГА для случая эжектирования газа, газожидкостной смеси и жидкости газом высокого давления в настоящее время ГА практически не применяются при эксплуатации скважин, хотя возможности для этого довольно большие. Целью данной работы является экспериментальное исследование характеристик работы ГА для добычи нефти и газа из скважин с осложненными условиями эксплуатации.

В лаборатории РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина проведены стендовые испытания ГА с целью определения критических режимов работы, зависимостей оптимальных безразмерных геометрических параметров ГА и степени повышения давления от коэффициента инжекции. В работе представлены и проанализированы результаты экспериментов в виде характеристик работы ГА, а также зависимостей, позволяющих выявить влияние различных параметров на работу ГА.

**ФИЗИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ВЫТЕСНЕНИЯ
ВЯЗКИХ НЕФТЕЙ НА ДЛИННЫХ НАСЫПНЫХ МОДЕЛЯХ.
СОЗДАНИЕ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЙ УСТАНОВКИ
(HIGH VISCOSITY OIL DISPLACEMENT PROCESS PHYSICAL
SIMULATION ON LONG SAND PACKED TUBES. EXPERIMENTAL
FILTRATION PLANT CREATING)**

Федоров А.Э.

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

На сегодняшний день для проведения физического моделирования процессов вытеснения нефти различными агентами используют как реальный керн из скважин, так и насыпные модели. Насыпные модели пласта в основном используются при проведении сравнительных экспериментов, позволяющих оптимизировать состав реагента.

Проведение исследований по вытеснению нефти различными рабочими агентами проводят на кернах, длиной в среднем 20-1500 мм. Несмотря на то, что сегодня проведение экспериментов на кернах и моделях размером намного меньше, чем реальный пласт, является стандартом, данные виды исследований не отражают характеристики всего пласта. Для получения достоверных данных при физическом моделировании процессов вытеснения существуют условия подобия модели реальному пласту (гидродинамическое, геометрическое, физико-химическое подобие и т.д.). Физические модели не учитывают морфологию пласта в полной мере, что заставляет прибегать к использованию приближенных корреляций, которые являются источником неточностей и ошибок в последующем использовании данных исследований.

Для того чтобы проверить влияние геометрического подобия на результат проведения фильтрационных экспериментов, в лаборатории РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина была создана уникальная экспериментальная фильтрационная установка для физического моделирования процессов вытеснения длиной 20 м, а если быть точнее 20 секций по 1 м каждая с установленными датчиками Т и Р после каждой секции.

Соответственно целью данных исследований является проведение сравнительных фильтрационных экспериментов по вытеснению вязкой (20 мПа*с) нефти различными агентами (вода, ПАА (5 мПа*с), ПАА (10 мПа*с)) на моделях различной длины.

В данной работе представлены результаты экспериментов по вытеснению нефти водой на моделях различной длины, позволяющих оценить влияние масштабного фактора на коэффициент вытеснения нефти.

**ПОВЫШЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ УЛЬТРАЗВУКОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
(INCREASING OF GAS WELL PRODUCTION RATE BY
ULTRASONIC FORCING)**

Федоров И.А.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Васильев Ю.Н.)

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

В данной работе рассмотрена проблема ликвидации конденсатных и газогидратных пробок в призабойной зоне пласта, возникающих в процессе разработки газовых и газоконденсатных месторождений. Для борьбы с данными образованиями и повышения продуктивности скважин предложен новый метод, основанный на использовании фокусированного акустического воздействия.

Физические эффекты от акустического воздействия на флюидонасыщенную пористую среду были исследованы с использованием теоретических моделей, подтвержденных экспериментальными данными. Увеличение дебита газа скважин объясняется двумя основными эффектами: 1) акустический нагрев призабойной зоны пласта и 2) увеличение относительной фазовой проницаемости жидкости.

Результаты проведенных в работе исследований показывают высокую эффективность применения акустического воздействия для повышения производительности газовых скважин. Однако для полного изучения всех аспектов предлагаемой технологии необходимо проведение серии промысловых испытаний. Приведенная предварительная оценка затрат на применение акустического воздействия говорит о перспективности его применения на промыслах.

**АНАЛИТИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВЛИЯНИЯ АНИЗОТРОПИИ ПЛАСТА
НА ДЕБИТ СКВАЖИН ПРИ ПЯТИТОЧЕЧНОЙ СХЕМЕ
РАССТАНОВКИ
(ANALYTICAL CALCULATION OF THE ANISOTROPY EFFECT OF
THE FORMATION ON THE WELL PRODUCTION AT FIVE-POINT
SCHEME OF ARRANGEMENT)**

Филатов А.С., Амерханов Р.М.

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

В работе рассматриваются вопросы расположения площадной пятиточечной системы расстановки скважин при разработке нефтенасыщенного пласта с анизотропией фильтрационно-емкостных свойств. На основании аналитических расчетов обосновывается взаиморасположение сетки скважин и главных осей тензора проницаемости.

Существенная доля месторождений углеводородов может быть приурочена к песчаникам, которые, в свою очередь, могут проявлять анизотропию фильтрационно-емкостных свойств. При этом анизотропия фильтрационно-емкостных свойств наблюдается не только в плоскости перпендикулярной напластованию, но и в плоскости напластования, а это означает, что необходимо либо учитывать анизотропию фильтрационных свойств, либо обосновывать отказ от учета анизотропии.

При обосновании отказа от учета или учете анизотропии на ряду с гидродинамическим моделированием возможно использовать аналитические методы расчета дебита скважин на основании обобщенного закона Дарси и определения направленной проницаемости.

Существующий набор модельных задач подземной гидромеханики предполагает фильтрацию в изотропных пластах, однако, используя в уравнениях эффективную проницаемость вместо абсолютной возможно обобщить модельные задачи на случай анизотропных сред. Для проведения подобных расчетов необходимо знание значений проницаемости определенных вдоль кристаллографических осей керна, в случае невозможности установления направления кристаллографических осей, и при большом количестве определений проницаемости на керне возможно в качестве главных значений взять максимальное и минимальное значение проницаемости.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССА ИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ
ИЗ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ С ПОМОЩЬЮ СВЕРХКРИТИЧЕСКОЙ
ФЛЮИДНОЙ ЭКСТРАКЦИИ
(THE INVESTIGATION OF HYDROCARBONS RECOVERY PROCESS
FROM POROUS MEDIA BY SUPERCRITICAL FLUID EXTRACTION)**

Филенко Д.Г.

(научные руководители: д.т.н., профессор Дадашев М.Н.,
д.т.н. Григорьев Е.Б.)

РГУ нефти и газа (НИУ) 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. Кроме того, 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 процессы извлечения и вытеснения трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья из различных твердых пористых сред (насыпных моделей нефтяных пластов, кернов, углей, сланцев и др.) в широком диапазоне параметров состояния различных вытесняющих агентов, включая и критическую область.

Проведены эксперименты по вытеснению углеводородов из модели пласта в интервале температур 40–80 °С и давлений 10–14 МПа, а также из горючих сланцев и угля. Разработана математическая модель процесса сверхкритической экстракции углеводородов. Полученные результаты свидетельствуют о высокой эффективности экстракции углеводородного сырья сверхкритическим диоксидом углерода.

**ИННОВАЦИОННЫЙ МНОГОФУНКЦИОНАЛЬНЫЙ РЕАГЕНТ
«ИМР» ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ
(THE INNOVATION MULTIFUNCTIONAL REAGENT «IMR» FOR
ENHANCED OIL RECOVERY)**

Филенко Д.Г., Дедечко В.А.
(научный руководитель: Харланов С.А.)
АО «РИТЭК»

При реализации заводнения наличие зон с различной проницаемостью приводит к кратковременному положительному эффекту заводнения. Прорыв пластовых и закачиваемых вод по отдельным высокопроницаемым пластам и пропласткам ведет к опережающему обводнению добываемой продукции. В этих условиях ограничение движения вод в высокопроницаемой части коллектора становится необходимым фактором улучшения метода заводнения.

В этой связи, целью работы являлась разработка интеллектуального состава для повышения нефтеотдачи пластов, который обладает низкой первоначальной вязкостью и замедленным гелеобразованием и позволяет увеличить нефтеотдачу в низкопроницаемом неоднородном терригенном коллекторе в широком диапазоне пластовых температур.

За основу в разработке нового многофункционального реагента «ИМР» были взяты составы на основе хлорида алюминия и карбамида, на основе комплекса проведенных исследований определен оптимальный состав реагента. С целью замедления гелеобразования в состав дополнительно включают водорастворимую соль уксусной кислоты, например, ацетат натрия. В результате реакции между хлоридом или полиоксихлоридом алюминия и ацетатом натрия происходит образование ацетата и/или ацетохлорида алюминия. Продукты реакции хорошо растворимы в холодной воде, гидролизуются во времени, увеличивают гидролиз при нагреве. В зависимости от соотношения солей гидролиз возможно значительно замедлить, вплоть до нескольких суток, что необходимо для удаленного доступа реагента в пласт, а получаемый гель обладает улучшенными структурно-механическими характеристиками; добавление в состав карбамида позволяет регулировать процесс гелеобразования и придавать ему селективные свойства; добавление в состав мелкодисперсного полиакриламида позволяет использовать состав не только в низкопроницаемых коллекторах, но и в пластах со средней и высокой проницаемостью.

Применение разработанного состава позволит увеличить зону воздействия нагнетаемой водой и, как следствие, повысить эффективность работ по повышению нефтеотдачи пластов путем установки фильтрационных экранов в удаленной части пласта за счет длительного гелеобразования.

РАЗРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО РАСТВОРИТЕЛЯ ДЛЯ УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (DEVELOPMENT OF HYDROCARBON SOLVENTS TO REMOVE ASPHALTENE-RESIN-PARAFFIN DEPOSITS)

Хайбуллина К.Ш., Сандыга М.С.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Рогачев М.К.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

На сегодняшний день большинство нефтяных месторождений находятся на поздней стадии разработки, которая сопровождается осложнениями, возникающими при эксплуатации нефтедобывающих скважин. Образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) на поверхности нефтепромыслового оборудования, а также в призабойной зоне пласта (ПЗП) происходит при понижении температуры и давления.

Наибольшей эффективностью среди способов удаления АСПО обладают химические методы удаления, с применением углеводородных растворителей и составов на их основе. Применение химического метода удаления АСПО с использованием углеводородных растворителей при правильном подборе может обеспечить: улучшение притока нефти из ПЗП при фильтрации в ней растворителей, ускорение растворения и диспергирования АСПО, увеличение межремонтного периода скважин и трубопроводов.

В ходе работы проводились исследования по определению группового состава АСПО. В основу методики определения состава АСПО положен метод анализа остаточных нефтепродуктов по Маркуссону. В результате исследования группового состава скважинных отложений было выявлено, что образцы характеризуются незначительным содержанием асфальтенов, смол и высоким содержанием парафинов. Таким образом, установлен тип отложений - парафинистый.

Исследования по оценке моющей, растворяющей и диспергирующей способностей разработанного состава растворителя проводились по «Методике определения эффективности реагентов для удаления АСПО» (метод «корзинок»), предложенной ОАО «НИИнефтепромхим».

В результате полученных экспериментов был разработан химический состав для удаления АСПО, обладающий повышенными значениями моющей и диспергирующей способностей по отношению к АСПО. Данный растворитель можно применять для промывок отложений в внутрискважинном оборудовании. Не рекомендуется применять для обработки ПЗП из-за возможного закольматирования порового пространства пласта диспергированными частицами АСПО.

ОСОБЕННОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЯЮЩИХСЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН (FEATURES OF OPERATION OF WATERING GAS WELLS)

Хакназаров С.А.

(научный руководитель доцент Красновидов Е.Ю.)

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

Потоки газа в большинстве газовых скважин содержат воду или газовый конденсат. Когда давление в скважине и дебит снижаются, в насосно-компрессорных трубах или в прискважинной зоне пласта начинает накапливаться жидкость. Скопление жидкости в газовой скважине происходит при неспособности добываемого газа выносить ее из ствола, что приводит к снижению добычи и сокращению срока службы скважины.

В Узбекистане много газовых и газоконденсатных месторождений. Особенно хотелось бы отметить, как и в других странах СНГ, в Узбекистане тоже есть проблемы эксплуатации обводняющихся газовых скважин. В качестве примера приводится месторождение Шахпахты. Анализ текущего состояния эксплуатационных скважин на месторождении Шахпахты показывает, что в результате его длительной разработки с падением пластовых давлений значительно ниже гидростатических, а также из-за интенсивного притока из пласта вместе с газом пластовой воды, в ряде случаев наблюдается её скопление на забое в таких объёмах, что газ не в состоянии полностью вынести эту воду на поверхность. В результате происходит самозадавливание скважины. Для предотвращения этого явления приходится в процессе эксплуатации таких скважин корректировать технологический режим их работы, вплоть до смены имеющихся лифтовых труб на трубы меньшего диаметра для увеличения выносной скорости потока газа. Однако, эти мероприятия ведут к уменьшению объёма добычи газа, а также снижению коэффициента газоотдачи продуктивных пластов.

В условиях Шахпахтинских скважин больший эффект можно получить используя реакцию металлического натрия с пластовой водой, которая сопровождается более обильным выделением водорода, обладающего гораздо большей транспортирующей способностью, нежели метан или азот. Естественно, что данный метод будет более эффективным и в присутствии пенообразующих композиций. Помимо натрия можно использовать, особенно на скважинах, эксплуатирующих нижний этаж газоносности месторождения Шахпахты с более высокой температурой, различные солевые композиции, производящие такие газы, как азот и уголекислоту.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СТРУКТУРЫ БАЛАНСА КАЛЕНДАРНОГО ВРЕМЕНИ (DETERMINATION OF THE STRUCTURE OF BALANCE OF CALENDAR TIME)

Хакназаров С.А.

(научный руководитель: ассистент преподавателя Давлятова Н.Ф.)
Филиал РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина в г. Ташкенте

Для сравнительной оценки эффективности деятельности различных буровых компаний выполняют, как правило, диагностику организации производственных и вспомогательных процессов. В ходе диагностики оценивается организационно-технический уровень подготовительных и вышкомонтажных работ, бурения, крепления и освоения скважин, для чего на основе нормативных и фактических данных подробно исследуется баланс рабочего времени буровой бригады.

В настоящее время в странах СНГ не существует утвержденных норм и правил по учету календарного времени и нет четкого определения организации его структуры. Различные компании по-разному определяют перечень операций, входящих в производительное и непроизводительное время, в результате чего сравнивать технико-экономические показатели буровых компаний становится практически невозможно.

На наш взгляд, необходимо систематизировать и упорядочить структуру календарного времени, а именно пояснить перечень операций, включаемых в производительное и непроизводительное время, причем критерием отнесения конкретной технологической операции к непроизводительному времени должна быть ошибка или халатность исполнителя работ.

Необходимо утвердить структуру календарного времени соответствующим образом и ввести ее в качестве обязательной для всех буровых компаний, работающих на территории СНГ. Произведя обзор литературы по данному вопросу, а также изучив практику строительства скважин в ряде буровых компаний мы предлагаем следующую структуру календарного времени.

К производительному времени бурения следует отнести затраты времени на: механическое бурение; спуско-подъемные операции и наращивание бурильной колонны; крепление скважины; подготовительно-вспомогательные работы; плановые ремонтные работы и плановое обслуживание бурового оборудования; ликвидацию осложнений, произошедших по геологическим причинам.

К непроизводительному: ликвидацию аварий; борьбу с осложнениями, вызванными некомпетентностью буровой бригады; внеплановый ремонт оборудования, вызванный халатным отношением к обслуживанию и неправильной его эксплуатацией; простои по вине исполнителя работ.

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ РАБОТЫ ДВУХ КОМПОНОВОК
УЭЦН В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО СОДЕРЖАНИЯ ГАЗА НА
ОСНОВЕ ПРОМЫСЛОВЫХ И СТЕНДОВЫХ ИСПЫТАНИЙ
(COMPARATIVE ANALYSIS OF THE WORK OF TWO ESP
CONFIGURATIONS UNDER CONDITIONS OF HIGH GAS CONTENT
BASED ON FIELD AND STAND TESTS)**

Халиков Р.С.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Игревский Л. В.)

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

В данной работе рассматриваются результаты промысловых и стендовых испытаний двух компоновок погружных электрических центробежных насосных установок (УЭЦН). Интерес представляют условия, в которых оборудование успешно отработало по программе опытно-промысловых исследований на одном из месторождений России. Тестовая скважина эксплуатировалась со средним дебитом жидкости 28 м³/сут, при этом дебит газа составлял 34 000 - 38 000 м³/сут. Высокие значения объемной доли газа снижают перепад давления, развиваемый насосом, что приводит к снижению потенциала добычи нефти, нестабильной работе и преждевременным отказам оборудования. Информация о техническом пределе (максимальном режиме; области применения) является критически важной для рациональной эксплуатации.

Проводились испытания оборудования двух крупнейших международных компаний нефтяного машиностроения. В компоновку входили газосепаратор, предвключенный мультифазный и центробежный насосы. Исследования позволили получить важную информацию о возможности и эффективности эксплуатации осложненного свободным газом фонда скважин, используя способ добычи: УЭЦН. Испытания на стендах совместно с современными методами инженерных расчётов позволили наиболее полно взглянуть на процессы, происходящие в реальной скважине. Для исследований использовалась установка кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина. Для выполнения данной работы был модернизирован стенд и методика проведения испытания, воссозданы условия, приближенные к скважинным.

По результатам тестирования установок были разработаны номограммы областей применения насосных секций с различными типами предвключенных устройств (УЭЦН; УЭЦН + предвключенный мультифазный насос; УЭЦН + предвключенный мультифазный насос + газосепаратор).

Также в работе использовалась расчётная модель, позволяющая оценить технологические параметры работы оборудования в реальной скважине численно – аналитическими методами.

**О РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С БОЛЬШИМ КОЛИЧЕСТВОМ ТЕКТОНИЧЕСКИХ НАРУШЕНИЙ И СЛОИСТОЙ НЕОДНОРОДНОСТЬЮ ПЛАСТА
(ABOUT GAS CONDENSATE FIELD DEVELOPMENT WITH A LOT OF TECTONIC DISTURBANCES AND LAYERED HETEROGENEOUS RESERVOIRS)**

Халилов А.А.

(научный руководитель: Dr.-Ing. Некрасов А.А., доцент Хайдина М.П.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В работе были рассмотрены варианты стратегий разработки продуктивных пластов, приуроченных к терригенным отложениям в условиях тектонических нарушений и фильтрационной неоднородности всего разреза на примере газоконденсатного месторождения Помур.

Целью работы является оценка характера влияния разломов, трещин, неоднородности и ряд других специфических особенностей пласта на фильтрационные процессы и основные показатели разработки месторождения.

Одним из методов решения поставленной цели может быть геолого-гидродинамическое моделирование. Для этого строится модель разрабатываемого месторождения, на которой рассматриваются различные варианты стратегии разработки при обязательном условии повышения газоконденсатоотдачи.

Газоконденсатное месторождение Помур является крупным и сложным объектом. Оно находится на начальной стадии разработки.

Гидрогеологическая структура месторождения характеризуется:

- резкой изменчивостью литологического состава;
- фильтрационной неоднородностью продуктивной толщи;
- тектоническими нарушениями;
- невысоким уровнем пластового давления;
- низкой скоростью движения пластовых вод;
- слабой гидродинамической связью залежи с законтурными водами.

Анализ исходных данных о геологическом строении и результатах эксплуатации месторождения за 9 лет позволил сделать выводы:

- Выявление и интерпретация тектонических нарушений пород коллекторов определяют схему размещения скважин, определение уровней линий контакта;
- Фильтрационно-емкостные свойства коллектора позволяют использовать разнообразные по траектории проводки ствола и конструкции скважины с продолжительным безводным периодом эксплуатации.

**ФОРМИРОВАНИЕ РЕЙТИНГА БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ
НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ БАШКОРТОСТАНА
(EXPERIENCE OF FORMING THE SIDETRACKS DRILLING
RATING FOR OIL FIELDS OF BASHKORTOSTAN)**

Харисов М.Н., Хисамиев Т.Р., Грищенко В.А.

(научный руководитель: Вагизов А.М.)

ООО «БашНИПИнефть»

В работе предложена комбинированная математическая модель анализа геолого-физических характеристик (ГФХ) месторождения, основанная, в отличие от существующих, на методах нечеткой логики и ретроспективного анализа, и позволяющая повысить эффективность построения комплексных карт целесообразности бурения. Разработанная модель формирует частные критерии для выбора участков бурения боковых стволов на основе трапецеидальных функций принадлежности.

Авторами предложен алгоритм формирования рейтинга бурения боковых стволов, реализуемый с помощью разработанной комбинированной математической модели и содержащий блоки анализа ГФХ месторождения, анализа текущего состояния разработки и фонда скважин.

С целью практического применения предложенного алгоритма на его основе разработан модуль аналитической обработки данных, позволяющий повысить эффективность процесса формирования рейтинга бурения боковых стволов за счет увеличения количества параллельно выполняемых работ.

В 2015 году разработанный модуль использован при формировании рейтинга бурения боковых стволов на месторождениях ПАО АНК «Башнефть» на период 2016-2019 гг. В результате его применения специалистами ООО «БашНИПИнефть» предложено 104 кандидата на проведение зарезки бокового ствола. Среднее арифметическое значение темпа падения дебита нефти в течение первых двух месяцев эксплуатации пробуренных боковых стволов составило 17%, значение данного показателя за предыдущий год – 41%. Медиана модуля относительного отклонения расчетного значения запускного дебита нефти в результате проведения принятых ГТМ от фактического составило 8.7%, значение данного показателя за предыдущий год – 17.5%. Основными причинами отклонения за 2015 год является несовпадение значений фактического пластового давления и фактической обводненности с планируемыми.

Авторами сделан вывод, что увеличение эффективности предложенного алгоритма возможно за счет повышения качества входных данных и учета имеющихся неопределенностей. Таким образом, дальнейшим этапом работы в данном направлении является реализация вероятностного подхода и возможности управления рисками.

**РАЗВИТИЕ ТЕПЛОВЫХ МЕТОДОВ РАЗРАБОТКИ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ ТАТАРСТАНА
(DEVELOPMENT OF METHODS FOR THERMAL FIELD
DEVELOPMENT OF HIGH OIL TATARSTAN)**

Хафизов Р.И.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Низаев Р.Х.)

Альметьевский государственный нефтяной институт

В настоящее время истощение запасов традиционной нефти каменноугольных и девонских отложений и увеличение доли запасов высоковязких нефтей Республики Татарстан делает все более актуальной проблему рационального вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья, к которым относятся например - природные битумы (ПБ), запасы которых в пермских отложениях Республики Татарстан по разным оценкам составляют от 1,5 до 7 млрд. тонн. Поэтому в последние годы все большее внимание уделяется проблемам использования различных технологий для разработки трудноизвлекаемых запасов нефти в условиях истощенных объектов, высоковязких нефтей и природных битумов.

Запасы нефти относят к трудноизвлекаемым, если для их разработки необходимо привлекать повышенные финансовые, трудовые и материальные ресурсы, использовать нетрадиционные технологии, специальное несерийное оборудование и специальные реагенты и материалы.

Малоподвижность высоковязких нефтей и природных битумов подобных нефтей и битумов, обусловленная их высокой вязкостью, поэтому применяются технологии, способствующие снижению вязкости нефти и природного битума в пластовых условиях с целью обеспечения её притока к стволам добывающих скважин. К числу таких технологий относится закачка в пласты теплоносителя, внутрипластовое горение и другие. Для наиболее успешного применения той или иной технологии необходимо предварительное её теоретическое апробирование. Использование геолого-гидродинамического моделирования позволяет решить поставленную задачу, затратив наименьшее количество средств и времени. Построение гидродинамических моделей разработки месторождений высоковязких нефтей и природных битумов позволяют решать практические задачи проектирования по прогнозированию и управлению разработкой при различных режимах эксплуатации нефтяных объектов.

Практика применения технологии внутрипластового горения и паротеплового воздействия показала на месторождениях Татарстана ее недостаточную эффективность. Поэтому основной задачей работы является устранение основных недостатков данных технологий и совершенствование разработки трудноизвлекаемых запасов.

**МЕТОДИКА РАСЧЕТА СТОИМОСТИ И ОЦЕНКИ ТЕХНИКО-
ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ РЕМОНТА ДОЛОТА
PDC**

**(METHODS OF COST CALCULATION AND ESTIMATING
TECHNICAL AND ECONOMIC FEASIBILITY OF REPAIR PDC BITS)**

Хисамов Д.Ф., Липатников А.А.

(научный руководитель: профессор Леонов Е.Г.)

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

В процессе отработки долота PDC происходит его постепенное изнашивание. Решение о дальнейшем использовании инструмента обычно принимается на основе промежуточного контроля визуального состояния между рейсами. Одним из эффективных средств повышения технико-экономических показателей строительства скважин является ремонт долот PDC, поэтому при отработке и оценке степени износа долота PDC нужно учитывать возможность его ремонта. Для этого необходимо, чтобы описания визуального износа долота между рейсами обеспечивали возможность хотя бы грубой оценки стоимости ремонта по каждому промежуточному состоянию.

В данной работе рассмотрен подход к расчету стоимости ремонта долот PDC, представлены оценки поэлементных затрат на ремонт, выполнен тестовый расчет стоимости ремонта долота на числовом примере, а также приведен общий алгоритм оценки технико-экономической целесообразности ремонта долота PDC.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПРИМЕНЕНИЮ ПРОФИЛЬНЫХ ТРУБ НА СКВАЖИНАХ ПХГ АРБУЗОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

(RECOMMENDATIONS FOR USE OF SHAPED PIPES IN WELLS UGS AT THE FIELD ARBUZOV IN THE REPUBLIC OF TATARSTAN)

Хоанг Д.К.

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

На сегодняшний день, 20-30 % от календарного времени строительства скважины в данном регионе затрачивают на ликвидацию осложнений, среди которых основная часть приходится на:

- 1) сохранение естественного состояния родников при забурировании скважины с помощью применения профильных труб большего диаметра;
- 2) вскрытие продуктивной части разреза скважины, оборудованной профильными трубами позволяет значительно снизить плотность раствора;
- 3) изоляция зон поглощений.

Разработаны технологические рекомендации для изоляции зон поглощения, заключающиеся в том, что в скважине проводят испытания и строят индикаторные диаграммы в координатах Q и ΔP . Анализ режима фильтрации жидкости при поглощении позволяет установить особенность раскрытия каналов, определяющих проницаемость горной породы и оценить поглощающую способность исследуемого интервала. Уточнена методика определения наиболее эффективного способа борьбы с поглощением в зависимости от результатов испытаний. Полная изоляция осуществляют с помощью профильной трубы или обсадной колонны. Предлагаю использовать профильный перекрыватель новой конструкции, который в процессе применения производит изоляцию пласта, но не уменьшает диаметр скважины.

В итоге мы применили данный перекрыватель на Арбузовском месторождении в Республике Татарстан и получили хороший результат с меньшими затратами.

**ОЦЕНКА СМАЗЫВАЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ДОБАВОК К
БУРОВЫМ РАСТВОРАМ ДЛЯ БУРЕНИЯ НАКЛОННО
НАПРАВЛЕННЫХ СКВАЖИН
(ASSESSMENT CAPACITY LUBRICANT FOR DRILL FLUID FOR
DRILLING CONTROLLED DIRECTIONAL WELL)**

Хоменко В.С., Кулемин М.С.

(научные руководители: Блинов П.А., Нуцкова М.В.)

Национальный минерально-сырьевой университет "Горный"

Бурение наклонно направленных, в том числе с горизонтальным окончанием, скважин является одним из направлений в области повышения нефтеотдачи пласта за счет увеличения зоны дренирования. Успех бурения скважин в значительной степени зависит от состава и свойств буровых растворов, которые должны обеспечивать безопасность и безаварийность ведения работ. При бурении наклонно направленных скважин повышенная аварийность часто связана с высокими коэффициентами трения на границах «металл – металл» и «металл – горная порода». Улучшение смазывающих свойств бурового раствора способствует снижению гидравлических сопротивлений, снижению вероятности дифференциальных прихватов, а также повышению ресурса работы бурильных труб и их соединений.

На сегодняшний день на рынке представлено значительное количество смазывающих реагентов, но в тоже время поиск и исследование реагентов, ранее не применявшихся в качестве смазывающих, может быть актуальным. Например, такие добавки как С-3 и смола СДО (древесная омыленная) являются пластификаторами для тампонажных растворов, при этом они проявляют и хорошие смазывающие свойства.

В работе проведено исследование смазочных добавок к буровым растворам. Исследование проводилось на приборах УСП-1М и EP/Lubricity Tester Model 212. Были проведены замеры коэффициента трения на границе «металл-металл» для реагентов КК, С-3, СДО. Сравнение производилось на воде и глинистом растворе с добавками реагентов от 0,5 до 3%. Полученные результаты показали снижение коэффициента для глинистого раствора до 75% при добавке реагента в диапазоне 1,5-3,0%.

Рассматриваемые реагенты могут быть успешно применены в качестве смазывающих, однако необходимо более детальное изучение в составе растворов, а также их исследование в промышленных условиях. Результаты данной работы могут найти применение в сфере бурения нефтяных и газовых скважин.

**ОБОСНОВАНИЕ ОБЛАСТИ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ
ТЕХНОЛОГИИ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА НА
ДЕПРЕССИИ: СОПОСТАВЛЕНИЕ ДЕПРЕССИОННОГО И
РЕПРЕССИОННОГО ЗАКАНЧИВАНИЙ СКВАЖИНЫ
(DESCRIPTION OF THE EFFECTIVE USE OF UNDERBALANCED
COMPLETION TECHNOLOGY: COMPARISON BETWEEN
UNDERBALANCED AND OVERBALANCED COMPLETION)**

Храбров В. А.

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

В России многие недропользователи озадачены целью повышения добычи на нефтяных и газовых месторождениях. Не секрет, что когда бурение ведется по традиционной технологии (с репрессией на продуктивный пласт), это сопряжено с частыми осложнениями: поглощением бурового раствора, прихватами бурильного инструмента. Но самое главное — ухудшаются первоначальные коллекторские свойства продуктивного пласта и, как следствие, существенно снижается его дебит. Бурение на депрессии позволяет избежать подобных осложнений.

Целью настоящей работы является обоснование области эффективного применения технологии вскрытия продуктивных пластов с использованием технологии бурения на депрессии. Для анализа использовался пример Западно-Хоседаюского месторождения (“РН-Бурения”, республика Коми).

В лаборатории кафедры бурения нефтяных и газовых скважин был подобран оптимальный состав буровой промывочной жидкости, соответствующий правилам безопасности и отвечающий заявленным требованиям. На основании геомеханической модели рассчитана предельно допустимая депрессия на пласт, обеспечивающая устойчивость стенок скважины. В работе произведен расчёт режима циркуляции и эквивалентной плотности при промывке ствола скважины с учётом состава циркулирующего агента, диапазона скоростей циркуляции для эффективной очистки ствола и режима работы забойного гидравлического двигателя.

Сегодня перед нами стоит задача не только в том, чтобы сохранить естественную проницаемость призабойной зоны пласта, но и улучшить продуктивную характеристику скважины уже на стадии ее заканчивания.

**АНАЛИЗ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН В РЕЖИМЕ
ПЕРИОДИЧЕСКОГО КРАТКОВРЕМЕННОГО ВКЛЮЧЕНИЯ И
РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ
УСТАНОВКИ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНОГО НАСОСА
(ANALYSIS OF SHORT-TERM WELL OPERATION AND
RECOMMENDATIONS FOR ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMP
OPTIMIZATION)**

Цивелев К.В.

(научный руководитель: доцент Чернова О.С.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Применяется немало механизированных способов добычи для эксплуатации малодебитного фонда скважин, но наиболее распространенным в Западной Сибири является эксплуатация малодебитных скважин установками электроцентробежных насосов (УЭЦН). Причем используется как непрерывная эксплуатация с помощью УЭЦН малой производительности, так и эксплуатация в режиме периодического кратковременного включения, когда номинальная производительность УЭЦН в 3-5 раз больше потенциального дебита скважины при целевом забойном давлении.

Целью данной работы является анализ технологической и экономической эффективности применения режима периодического кратковременного включения (ПКВ), а также разработка рекомендаций по времени цикла работы скважины и подбору погружного оборудования на примере одного из месторождений Западной Сибири.

В процессе исследования проводились анализ малодебитного фонда скважин, способы его эксплуатации, расчет времени цикла работы скважин в режиме периодического кратковременного включения по двум методикам, анализ экономической эффективности.

Применяемые расчеты дают возможность выбрать наиболее подходящий цикл работы УЭЦН в данном режиме. Также полученные результаты работы позволяют оценить параметры работы скважины, при которых целесообразен переход на режим ПКВ.

**ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ГАЗОСЛАНЦЕВЫЕ
ТОЛЩИ БАССЕЙНА СЫЧУАНЬ НА ЮГЕ КИТАЯ И ИХ
АНАЛОГИИ С СЕВЕРОАМЕРИКАНСКИМИ ПЛЕЯМИ
(THE PROSPECTIVE FORMATIONS FOR SHALE GAS
DEVELOPMENT IN SICHUAN BASIN OF SOUTHERN CHINA AND
THE ANALOGY WITH THE NORTH AMERICAN SHALE PLAYS)**

Циу Пин

(научный руководитель: профессор Якушев В.С.)

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Китай находится в начальной стадии освоения ресурсов сланцевого газа, пытаясь справиться с увеличением спроса на газ. Бассейном Сычуань является наиболее перспективный и активно разрабатываемый в настоящее время регион для разработки сланцевого газа в Китае. Наиболее перспективными толщами для коммерческой разработки ресурсов сланцевого газа в бассейне Сычуань являются формация нижнего силура Лунмаси и формация нижнего кембрия Цюнчжусы. В этих двух формациях содержатся толстые, термически зрелые морские сланцы, богатые органическими веществами. Обобщенные данные в этом исследовании указывают на то, что эти сланцы хрупкие и твердые с низким содержанием глины, следовательно, потенциально пригодны для гидравлической стимуляции. Однако, значительные структурные сложности и отсутствие передовых технологий гидравлического стимулирования пласта препятствуют развитию сланцевой добычи в Китае. По результатам аналогий между толщами Лунмаси, Цюнчжусы и североамериканскими формациями, активно разрабатываемый в настоящее время американский плей Вудфорд выбран как наиболее близкий аналог целевым толщам Лунмаси и Цюнчжусы. При выборе аналога сравнены геохимические, геофизические, геомеханические и минералогические свойства и параметры. На основе данного исследования можно сделать вывод о том, что для разработки газосланцевых толщ Лунмаси и Цюнчжусы нужно изучать опыт разработки Вудфорд. Наиболее успешные технологии ГРП, используемые при разработке плей Вудфорд, возможны испытывать при условиях Лунмаси и Цюнчжусы. Опыт разработки плей Барнетт также можно изучать при промышленно-опытной эксплуатации и разработки формации Цюнчжусы.

**КАЖУЩАЯСЯ ПРОНИЦАЕМОСТЬ ГАЗОСЛАНЦЕВОЙ МАТРИЦЫ
С УЧЕТОМ ЭФФЕКТОВ АДСОРБЦИИ, ДИФФУЗИИ И
ПРОСКАЛЬЗЫВАНИЯ ГАЗА
(THE APPARENT PERMEABILITY OF SHALE MATRIX
CONSIDERING THE EFFECTS OF ADSORPTION, DIFFUSION AND
GAS SLIPPAGE)**

Циу Пин

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

Проницаемость газоносных сланцев является контролирующим фактором при добыче сланцевого газа. Методы оценки запасов, моделирования газового потока и интенсификации добычи из сланцевых коллекторов требуют точной информации о проницаемости. Закон Дарси, основанный на интерпретации лабораторных исследований керна, больше не дает точных оценок проницаемости сланцев из-за мультимасштабных размеров пор: от нескольких нанометров до сотен микрометров, охватывающих различные режимы течения газа. Кроме того, в этих нанопорах бесперебойно происходят процессы адсорбции, десорбции и диффузии газа. Когда средняя длина свободного пробега молекул газа соизмерима с размерами пор также возникает феномен проскальзывания газа.

Многомасштабная наноразмерная поровая структура и процессы адсорбции, диффузии и проскальзывания газа существенно влияют на проницаемость сланцевых пород. Поскольку проницаемость сланцевых коллекторов отличается от таковой в традиционных коллекторах, появилась концепция кажущейся проницаемости. Кажущаяся проницаемость является суммой индивидуальных проницаемостей пор различных масштабов.

В данной работе была разработана усовершенствованная модель кажущейся проницаемости сланцевой матрицы, в частности, с учетом эффектов адсорбции, диффузии и проскальзывания газа в пределах многомасштабного порового пространства. Результаты расчета по созданной модели кажущейся проницаемости хорошо совпадают с лабораторными результатами и указывают на то, что эффект адсорбции газа на поверхности органических веществ незначительно уменьшает проницаемость матрицы; эффект проскальзывания газа повышает проницаемость; процесс диффузии сильно увеличивает проницаемость матрицы. Чем меньше радиус пор и каналов, тем сильнее их влияния.

ВЫБОР ИНЖЕНЕРНОЙ МОДЕЛИ ОБУСТРОЙСТВА ПРИ ОСВОЕНИИ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ (SELECTION OF THE ENGINEERING MODEL IN THE DEVELOPMENT OF OIL AND GAS FIELDS OFFSHORE)

Чжэн Чжоу

(научный руководитель: доцент Богатырева Е.В.)

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

Выбор инженерной модели обустройства на морских нефтегазовых месторождениях, является важным не только для исследования осуществимости проекта, а так же влияет на выбор типов морских инженерных сооружений, их проектирование и строительство конструкции. Инженерная модель для освоения морских нефтегазовых месторождений (МНГМ), в основном, включается в себя: модель на суше, модель на море и их комбинация. Относительно большая глубина моря и удаленность месторождения от берега — это два основных фактора, которые определяют необходимость наличия платформы, на которой будет размещено технологическое и вспомогательное оборудование, обеспечивающее эксплуатацию месторождения.

Во время выбора приемлемой инженерной модели обустройства морского нефтегазового месторождения, необходимо учитывать технические и экономические факторы. К техническим факторам относятся: глубина воды, расстояние от берега, наличие инфраструктуры, условия окружающей среды и т.д. Учет влияния вышеуказанных факторов постепенно ограничивает выбор. Таким образом, мы, прежде всего, выбираем несколько вариантов по технической осуществимости. Следующий этап - проводим оценку затрат с помощью программного продукта QUESTOR, широко используемого в мировой практике проектирования освоения месторождений УВ на шельфе.

В своей работе автор с использованием вышеуказанной метода рассматривает пример «морское газовое месторождение Дунфань 13-2» и выбирает приемлемую инженерную модель для освоения данного морского нефтегазового месторождения.

Таким образом, можно отметить, что метод используется для скоростной оценки и исследования осуществимости новых морских проектов, увеличения научного уровня выбора инженерной модели и экономическую эффективность проекта освоения морского нефтегазового месторождения

**ИНТЕРПРЕТАЦИЯ ТЕРМОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ
ИССЛЕДОВАНИЙ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН В УСЛОВИЯХ
ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ
(INTERPRETATION OF THERMO GAS WELL TESTING UNDER
CONDITIONS OF HYDRATE FORMATION)**

Чэнлон Ли, Алифировец В.А.,
(научный руководитель: доцент Васильева З.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Газовые и газоконденсатные месторождения Восточной Сибири в отличие от месторождений сеноманского комплекса Западной Сибири представляют собой сложно построенные объекты с аномальными термодинамическими характеристиками, способствующих образованию газогидратов.

Возможность образования гидратов в процессе исследования скважин на различных режимах может привести к разрушению призабойной зоны. Ингибиторы гидратообразования снижают температуру гидратообразования и снижают ограничения, вызванные депрессией по пути движения газа в стволе скважины и расходом газа. Однако, обработка ингибиторами призабойной зоны не так эффективна.

В работе предложена методика интерпретации результатов термогидродинамических исследований скважин в условиях гидратообразования, позволяющая определить коэффициент Джоуля-Томсона в пластовых условиях и избежать разрушения призабойной зоны.

Для проведения исследований скважин на нескольких режимах в «безгидратном» режиме предлагается до проведения стандартных процедур на фазовой диаграмме построить кривую фазового равновесия пласта, нанести замеры забойных температур и давлений, по которым строится зависимость забойного давления от забойной температуры $P_c(T_c)$. По первому режиму определяются коэффициенты Джоуля-Томсона при снижении и повышении давления, а далее по фазовой диаграмме прогнозируются последующие режимы.

При циклическом образовании и разрушении гидрата, напряжения в породе, которые при этом возникают, способствуют разрушению пласта-коллектора, вследствие чего можно получить недостоверные данные о пласте-коллекторе.

Вероятность образования гидратов при исследовании скважин возрастает на каждом последующем режиме и наиболее вероятна при восстановлении давления, так как восстановление давления происходит более быстрыми темпами, чем восстановление температуры. Иногда уже при повторном запуске возможно отсутствие притока газа. Предотвратить образования гидрата можно ограничив число испытаний или не полностью восстанавливая давление или ограничив дебит газа при каждом испытании.

**СТЕНДОВЫЕ ИСПЫТАНИЯ ЭЛЕКТРОЦЕНТРОБЕЖНЫХ
НАСОСНЫХ СИСТЕМ В УСЛОВИЯХ ПОВЫШЕННОГО
ГАЗОСОДЕРЖАНИЯ
(BENCH TESTING OF ELECTRIC SUBMERSIBLE PUMPING
SYSTEMS IN CONDITIONS OF HIGH GAS CONTENT)**

Шабонас А.Р., Фазылов Д.А.

(научный руководитель: к.т.н, доцент Деньгаев А.В.)

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

В механизированной добыче нефти высокое газосодержание в газожидкостной смеси на приеме электроцентробежного насоса является одним из основных осложнений. Учитывая нынешние масштабы использования ЭЦН в добыче нефти, вопрос нивелирования и снижения вредного влияния свободного газа является актуальным.

Для работы в скважинах с высоким газосодержанием на приеме насоса, необходимо дополнительное оборудование, снижающее количество газа, попадающего в насос. К такому оборудованию относятся газосепараторы, газодиспергаторы и мультифазные насосы.

Данная работа направлена на определение допустимых входных газосодержаний и эффективности использования полнокомплектных установок «центробежный насос ВНН5-79 + мультифазная секция МФОН5-200 + газосепаратор ГСН5» компаний ЗАО «Новомет-Пермь» и «центробежный насос ЭЦНД5А-60 + мультифазная секция МФБ5А + сдвоенный газосепаратор 2ГСВБ5А» компании ОАО «Борец».

Для оценки возможностей глубинно-насосного оборудования в условиях повышенного содержания свободного газа на приеме насоса использовался испытательный стенд кафедры разработки и эксплуатации нефтяных месторождений РГУ нефти и газа им. И. М. Губкина.

Во время тестирования насосного оборудования на ГЖС были зафиксированы максимальные значения КПД и определены допустимые значения входного газосодержания для предвключенных модулей, определено количество кавитирующих ступеней, разработана номограмма по определению границ использования типов компоновок насосной системы.

Проведено сравнение работы глубинонасосного оборудования ЗАО «Новомет» и ОАО «Борец» при перекачке газожидкостных смесей. Компоновки оборудования обеих компаний показали возможность работы насосных систем при входных газосодержаниях, превышающих 90%.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАСТВОРЕНИЯ АСПО
ПОСЛЕ ТЕРМИЧЕСКОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ
(RESEARCH ON THE EFFECTIVENESS DISSOLUTION OF THE
PARAFFIN AFTER THERMAL EFFECTS)**

Шайдуллин Л.К.

(научный руководитель: старший 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.

**МЕТОДИКА ОПТИМИЗАЦИИ ДИЗАЙНА ТРЕЩИН ДЛЯ
НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРОВ
(METHOD OF OPTIMIZATION OF FRACTURE DESIGN FOR
RESERVOIRS WITH LOW PERMEABILITY)**

Шайхлисламова Э.Р.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Молчанова А. Г.)

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

В настоящее время нефтедобыча в Российской Федерации характеризуется ухудшением структуры запасов нефтяных месторождений, вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым, слабодренируемым, неоднородным и расчлененным коллекторам. В этих условиях особую роль играет управление дебитом добывающих и приемистостью нагнетательных скважин. Эту задачу решают с использованием гидромеханических методов. Самым эффективным является гидроразрыв пласта (ГРП).

Зарубежные эксперты полагают, что значение ГРП в мировой добыче углеводородов в будущем будет неуклонно возрастать. При этом все больше будет усложняться технология и техника данного метода. Несмотря на большой объем выполненных исследований по ГРП в проектировании гидроразрыва много нерешенных научно-технических задач: определение формы трещины, ее размеров, симметрии относительно скважины, азимута, проводимости. Кроме того, современные возможности измерения в пласте свойств породы и поля напряжений, которые определяют направление распространения и геометрию трещин гидроразрыва, пока ограничены. Однако по этим проблемам ведутся многочисленные исследования, в которых инженерная интуиция все более вытесняется математическим моделированием с применением ЭВМ.

В работе предложена методика, направленная на повышение эффективности гидравлического разрыва пласта, включающая в себя нахождение оптимального размера обработки продуктивного горизонта (тоннажа) в зависимости от максимальной величины прироста продуктивности.

Разработанная методика расширяет границы применения технологии ГРП и позволяет улучшить инструкции по ее проведению и программные продукты, несмотря на ограничение практическими проблемами.

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ
СЕТЧАТЫХ ПРОТИВОПЕСОЧНЫХ ЗАБОЙНЫХ ФИЛЬТРОВ НА
ПРИМЕРЕ ЛАБОРАТОРНОЙ МОДЕЛИ ГАЗОВОЙ СКВАЖИНЫ
(DEVELOPMENT OF METHODOLOGY AND EVALUATION OF
EFFICIENCY OF MESH BOTTOM-HOLE SAND CONTROL SCREENS
AS AN EXAMPLE OF A LABORATORY MODEL OF GAS WELL)**

Шамков А.В., Сатаева А.Ф.

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

Важной научно-технической проблемой разработки месторождений является одновременное обеспечение высоких уровней и темпов добычи углеводородного сырья при наиболее полном извлечении его из недр с высокими технико-экономическими показателями работы газодобывающих предприятий.

Одной из основных причин, не позволяющих решить эту проблему, является песок, выносимый вместе с продукцией скважины из рыхлых пластов. Проблема еще более обостряется для месторождений, которые эксплуатируются на завершающей стадии разработки.

Появление песка на забое газовых скважин обусловлено различными причинами, связанными в основном с механическими свойствами продуктивного пласта. Следовательно, основными задачами, решаемыми при эксплуатации газовых скважин с выносом песка на забой, является: с одной стороны, предотвращение образования песчаных пробок за счет ограничения дебита скважин; с другой стороны, выбор такого дебита скважины, при котором обеспечивался бы вынос частиц песка, проникающих на забой, на поверхность, к устью скважины. Наконец, если снижение дебита скважины для предотвращения образования песчаных пробок окажется намного меньше потенциального дебита скважины, то необходимо решать вопрос о применении скважинных фильтров для защиты призабойной зоны скважины от попадания песка и образования песчаных пробок с сохранением высокого дебита скважины.

В данной работе проведен анализ эффективности применения песчаных фильтров на забое скважин для максимального снижения выноса песка в газовую скважину и укрепления призабойной зоны скважины.

В процессе исследований проведены эксперименты на стенде кафедры «Разработка и эксплуатация нефтяных месторождений» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, позволяющие дать рекомендации по подбору песчаных фильтров для газовых скважин. Использование полученных результатов поможет избежать некоторых проблем, осложняющих эксплуатацию газовых скважин, обеспечить длительную и эффективную работоспособность газовых скважин, увеличить конечный коэффициент извлечения газа из залежей.

АНАЛИЗ МЕТОДИК РАСЧЕТА МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКОВ (ANALYSIS OF MULTIPHASE FLOW PREDICTION TECHNIQUES)

Шестерень А.О., Вержбицкий В.В.

(научный руководитель: доцент Васильев В.А.)

Северо-Кавказский федеральный университет, Институт нефти и газа

В статье проведен сравнительный анализ методик прогнозирования многофазных потоков. Данные методики расчётов направлены на оптимизацию фонтанных, газлифтных и механизированных способов эксплуатации скважин.

Приведены результаты анализа наиболее популярных методик, включенных в программный продукт Aspen HYSYS. Для расчетов были использованы следующие методики: Aziz, Govier & Fogarasi; Beggs & Brill; Duns & Ros; HTFS, Liquid Slip; Orkiszewski; Tulsa99; Baxendell & Thomas; Gregory, Aziz, Mandhane; Hagedorn & Brown; HTFS, Homogeneous Flow; Poettman & Carpenter; Tacite Hydrodynamic Module. Приведенные методики вошли в программу Pipesim. За базовую принята методика Грозненского нефтяного института (ГНИ), апробированный по большому числу экспериментальных данных лабораторных исследований ВНИИГаза и ГНИ и промысловых исследований на месторождениях Грознефти, Казахстаннефти, Туркменнефти, Нижневолжскнефти, Куйбышевнефти. В статье проводится сопоставление методик расчета по коэффициенту гидравлических сопротивлений, а также результаты расчета относительной скорости газа при тех же расходных параметрах. Расчеты выполнены для нефтяных скважин при значениях объемного расходного газосодержания $\beta < 0,8$, для газовых и газоконденсатных скважин при $\beta > 0,85$.

Изучение особенностей многофазных течений представляет собой активно развивающуюся область исследований. Совокупность влияния разнообразных факторов на движение газожидкостных смесей затрудняет получение расчетных уравнений на основе теоретического анализа. В исходные дифференциальные уравнения входят сложные функции: касательные напряжения, истинные скорости фаз, которые определяются только экспериментальным путем.

Анализ выполнен путём численного сравнения по коэффициенту гидравлических сопротивлений и относительной скорости газожидкостного потока, а также – графических построений по гидравлической характеристике, по КПД, по кривой распределения давления и по температуре в стволе скважины.

Следует отметить, что ни в одной из методик Pipesim и Hysys не рассматривался вопрос оптимизации газожидкостного потока.

**РАЗРАБОТКА И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ
ОСОБЕННОСТЕЙ РАБОТЫ БУРОВОГО ИНСТРУМЕНТА ДЛЯ
ПОИСКОВОГО ОПОРНОГО БУРЕНИЯ
(DEVELOPMENT AND EXPERIMENTAL RESEARCHES OF
FEATURES OF WORK OF BORING INSTRUMENT FOR SEARCHING
SUPPORTING DRILLING)**

Шишкина Е.О., Петенёв П.Г.

(научный руководитель: профессор Нескоромных В.В.)

Сибирский федеральный университет

В настоящее время большие площади нефтеперспективных земель остаются малоизученными, и остается актуальным вопрос о поиске наиболее рациональных методов изучения недр и поиска углеводородных месторождений, но в тоже время проводимых за короткое время и требуемых меньших финансовых затрат. Одним из путей решения этой проблемы является применение опыта сооружения геологоразведочных скважин со съемным керноприемником, позволяющего получать более достоверную информацию при отборе образцов горных пород в процессе бурения скважин. Большое внимание уделяется буровым коронкам, так как особыми условиями бурения глубоких скважин в сложных горно-геологических условиях является применение относительно вязких и плотных буровых растворов.

В СФУ в содружестве с ТулНИИГП разработана новая алмазная коронка, защищенная заявкой на полезную модель (патент №148333). Данную модель можно рассматривать, как перспективный буровой инструмент удовлетворяющий требованиям бурения глубоких опорных скважин. Для изучения особенностей механизма работы опытной коронки было проведено экспериментальное бурение на буровом стенде стандартной – КНТ и опытной – КИТ коронками, выполненное в соответствии с планом полного факторного эксперимента типа $N=2k$. После обработки данных получены эмпирические модели, отражающие основные аспекты процесса бурения долерита стандартной коронкой КНТ и опытной – КИТ.

Сравнение полученных моделей показало, что в целом характер работы алмазной коронки после удаления секторов не изменился: механическая скорость бурения увеличилась, повысилось углубление за один оборот коронки на забое, энергоемкость изменилась незначительно. Результаты испытаний показали высокую работоспособность опытной коронки и позволяют выполнить дополнительные усовершенствования конструкции новой коронки.

**ТЕОРЕТИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ДИССОЦИИИ ГИДРАТОВ И
ДОБЫЧИ ИЗ НИХ ГАЗА
(THEORETICAL BASIS FOR THE DISSOCIATION OF HYDRATES
AND GAS PRODUCTION)**

Шостак Н.А.

(научный руководитель: профессор Запорожец Е.П.)

Кубанский государственный технологический университет

Теоретические основы диссоциации гидратов и добычи из них газа включают модель процесса их разложения и основанную на ней технологию добычи газа. Учитывается, что разложение природных гидратов происходит при подводе к ним тепла, уменьшении давления и воздействии на них антигидратных реагентов (спиртов, гликолей, растворов солей).

С уменьшением давления ниже равновесного поверхностный слой гидрата разрушается с выделением газа и воды. При этом поверхность под этим слоем охлаждается. Охлаждение происходит за счет плавления кристаллизованной воды, испарения адсорбированного газа и воды с последующим их расширением от давления гидратообразования до давления окружающей среды. На поверхности разлагающегося гидрата за счет холода может образовываться пленка льда (эффект самоконсервации гидрата) или пленка нового гидрата (эффект консервации гидрата).

Если на поверхности разлагающегося гидрата при изменившихся термобарических условиях происходит образование ледяной или гидратной пленки, то он находится в метастабильном состоянии, которое характеризуется внутренним равновесием разлагающегося гидрата к пленке. Без подвода тепла гидрат в этом состоянии может существовать годами.

Технологии добычи газа из природных гидратов отличаются от добычи традиционных запасов природного газа. Выбор технологии зависит от конкретных геолого-физических условий их залегания. Техническая суть технологий разработки основана на изменении термобарических условий существования гидратов следующими методами: депрессионными, термическими, химическими и комбинированными.

Запатентованная комбинированная технология добычи из гидратов газа (Патент РФ № 2528806) включает создание в зоне их залегания неравновесных термобарических условий, при которых они разлагаются. Такие условия создаются уменьшением в этой зоне давления и/или повышением температуры. Подвод тепла осуществляется подачей извне теплоносителя или от локального источника нагрева, размещаемого в скважине. Снижение давления производится тем, что вне зоны залегания гидратов формируют область пониженного давления. Из зоны разлагающихся гидратов удаляют газ и пластовую жидкость.

Исследование выполнено при финансовой поддержке РФФИ в рамках научного проекта №16-38-60108

ЛОВИЛЬНЫЕ РАБОТЫ ПРИ БУРЕНИИ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ СКВАЖИН (FISHING OPERATIONS DURING DRILLING OIL AND GAS WELLS)

Щираков А.О.

ООО «Газпром флот»

В докладе рассматриваются причины проведения ловильных работ и использование специального инструмента и оборудования для предупреждения и ликвидации инцидентов и аварий, возникающих при бурении нефтяных и газовых скважин, приведена классификация аварий.

Под понятием инцидент следует понимать отказ или повреждение технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте.

Авария – разрушение сооружений и (или) технических устройств, применяемых на опасном производственном объекте, неконтролируемый взрыв и (или) выброс опасных веществ.

Согласно статистике, приведенной «Short JA: Prevention, fishing and casing repair. Tulsa: PennWell Publishing», 95% аварий происходят вследствие нарушения исполнителями работ требований технологии бурения и 3-5 % – от применения бракованных заводских изделий, для ликвидации которых ведутся дополнительные работы.

Решение о проведении или отказе выполнения ловильных работ должно приниматься с учетом необходимости сохранить целостность ствола скважины и извлечения дорогостоящего оборудования. Выбор стратегии ловильных работ диктуется типом оставленного инструмента и условиями в скважине.

Для извлечения труб, деталей подземного оборудования были разработаны многочисленные ловильные инструменты и методики. К ним относятся наружные и внутренние труболочки, колокола, метчики и прочие инструменты.

Известно, что каждый выбранный вариант ловильных работ влечет определенные финансовые затраты, риски и последствия. Поэтому, в целях безаварийного бурения нефтяных и газовых скважин, необходимо соблюдать меры по предупреждению аварий и осложнений в процессе их строительства, а именно: выполнять требования проекта на строительство скважины, действующих инструкций и руководящих документов при строительстве скважин; следить за состоянием оборудования, инструментов и колонн; правильно эксплуатировать долота, ГЗД (гидравлический забойный двигатель) и другое техническое оборудование; проводить обучение и инструктаж персонала буровой установки, непосредственно эксплуатирующих технику, оборудование и инструменты в различных технологических процессах.

**ПРОБЛЕМА ЭКСПЛУАТАЦИИ УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ
ПРИ РАЗРАБОТКЕ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ
УРЕНГОЙСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ
(PROBLEMS OF WELL HEAD EQUIPMENT OPERATION DURING
ACHIMOV DEPOSITS DEVELOPMENT OF URENGOY OIL, GAS AND
CONDENSATE FIELD)**

Юсупов А.Д.

ООО «Газпром добыча Уренгой»

В настоящее время проблема коррозии нефтегазодобывающего оборудования стоит очень остро. Это связано с наличием высокоагрессивных компонентов в рабочих средах и другими особенностями работы оборудования. В Обществе «Газпром добыча Уренгой», как и в других добывающих предприятиях, существуют проблемы повышенного износа оборудования в результате воздействия коррозии. И для обеспечения надежной эксплуатации оборудования необходимо предпринимать различные меры борьбы с коррозией.

В августе 2014 года была выявлена разгерметизация фланцевого соединения на фонтанной ёлке газоконденсатной скважины № 2114. В ходе осмотра внутренней поверхности элементов фонтанной арматуры было выявлено механическое разрушение уплотнительного кольца и мест посадки уплотнительных колец на крестовине и запорной арматуре. Также было обнаружено нарушение целостности проходного сечения адаптера, коренной, надкоренной, буферной и струнных задвижках, крестовине и угловом штуцере. Такие же повреждения были обнаружены и на других скважинах.

Для определения возможных причин разгерметизации и повлекшего ее износа элементов фонтанной арматуры был разработан комплекс мер, включающий в себя различные мероприятия, описанные в статье. На основании результатов проведенных исследований причиной разрушения металла фонтанной арматуры и трубопроводов стала углекислотная коррозия, вызванная высоким содержанием углекислого газа в добываемом продукте.

Для борьбы с процессом коррозии при данных условиях существуют три пути решения проблемы: 1) применение ингибиторов; 2) нанесение защитных покрытий; 3) замена материала фонтанной арматуры и трубопроводов обвязки скважин на коррозионностойкие материалы.

В данной работе приведены положительные и отрицательные аспекты каждого пути решения проблемы и обоснование нанесения защитного покрытия на внутреннюю поверхность оборудования, контактирующую с рабочей средой.

Министерство образования и науки Российской Федерации
федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего образования

«Российский государственный университет нефти и газа
(национальный исследовательский университет)
имени И.М. Губкина»



18-20 апреля 2016 г.

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

**Секция 3. Проектирование,
сооружение и эксплуатация систем
трубопроводного транспорта**

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРИСПОСОБЛЕНИЯ ДЛЯ ВЫПУСКА ГВС (MODERNIZATION OF DEVICES FOR DHW PRODUCTION)

Аграфенин Д.А., Лещенко А.А., Муслимов Г.Н.

(научный руководитель: доцент Гашенко А.А.)

Самарский государственный технический университет

В работе были рассмотрены существующие в данное время способ и приспособление для выпуска из нефтепроводов газо-воздушных смесей, изучены требования к эксплуатации данных агрегатов.

Во всех случаях, независимо от принятой схемы откачки нефти/нефтепродукта, в опоржняемый МТ должен быть организован выпуск воздуха. Выпуск воздуха на вантузах, если не производится демонтаж колодца, необходимо осуществлять через приспособление.

До начала остановки МТ на вантуз подачи/выпуска ГВС необходимо установить данное приспособление.

Однако в ходе изучения существующего приспособления для выпуска ГВС был выявлен ряд его недостатков, а именно: большая масса на установленную задвижку, сложность эксплуатации при выпуске ГВС, большое количество соединений, сложность перевозки и монтажа.

В связи с этим предложена модернизированная модель устройства. Порядок работы модернизированного устройства не отличается от работы существующего приспособления, однако позволяет персоналу находиться на расстоянии до 10 метров от вантузного колодца. Модель лишена существующих недоработок в конструкции и надежнее в эксплуатации и транспортировке.

**ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЭМУЛЬСАЦИИ
НЕФТЕЙ НА ОСНОВЕ «КАПЕЛЬНОЙ ПРОБЫ»
(DIAGNOSIS OF EFFICIENCY OIL DEMULSIFICATION BASED ON
THE «SPOT TEST»)**

Адыгезалова М.Б., Нурмамедова Р.Г., Халилов Р.З.

(научный руководитель: профессор Исмайылов Г.Г.)

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

Добыча нефти неизбежно сопровождается образованием водонефтяных эмульсий, разделение которых составляет главную задачу промысловой подготовки нефти.

Общепринятой составной частью аналитического обеспечения технологического процесса деэмульсации (обезвоживания) нефти является лабораторное исследование по подбору деэмульгатора, действие которых заключается в адсорбционном вытеснении прочных бронирующих оболочек естественных стабилизаторов с поверхности капель воды и замене их легкоподвижными непрочными монослоями поверхностно-активных веществ, которые не препятствуют слиянию капель и определению его эффективной дозы. Технологический метод деэмульсации ведется таким образом, чтобы обеспечить получение максимального количества обезвоженной нефти с наименьшим содержанием остаточной воды и при минимальной расходе деэмульгатора. Все это должно быть достигнуто в условиях экономичного расходования топлива и пара, сохранности аппаратуры и оборудования установки.

В качестве объекта исследования нами была выбрана высоковязкая, реологически сложная нефть с исходным содержанием воды 60%, которая дозировалась различными расходами реагента. Обрабатываемая нефть во всех опытах осуществлялась 4-х часовым отстоем. Остаточное содержание воды в нефти определялось методом «капельной пробы».

Исследования проводились следующим образом: из испытуемых проб нефтей с различными остаточными содержаниями воды с помощью специальной лабораторной пипеткой брали каплю нефти и наносили на подготовленную фильтровальную бумагу. Капельная проба выдерживалась при данной температуре до прекращения растекания нефти, которое длилось до 20-30 мин.

Проведенные нами лабораторные исследования показали, что «капельная проба» достаточно информативна и ее с успехом можно использовать также для оценки остаточного содержания воды после деэмульсации при различных расходах реагента.

В настоящее время практически единственным методом такого лабораторного исследования является метод «тест в бутылке», сущность которого заключается в визуальном наблюдении за расслаиванием эмульсии и водоотделением в стеклянных сосудах.

**ПОДВОДНЫЕ ПЕРЕКАЧИВАЮЩИЕ КОМПЛЕКСЫ ДЛЯ
ТРАНСПОРТИРОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ НА АРКТИЧЕСКОМ
ШЕЛЬФЕ
(PUMPED UNDERWATER SYSTEMS TRANSPORT OF
HYDROCARBONSON THE ARCTIC SHELF)**

Аксенов Р.С.

(научный руководитель: ассистент Васильев Б.Ю.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Наиболее перспективные месторождения углеводородов (нефти, газа, конденсата) находятся на континентальном шельфе арктических морей. Природно-климатические условия и сложная ледовая обстановка ограничивают доступ традиционных технических средств к шельфовым месторождениям в течении года. Для круглогодичной эксплуатации месторождений углеводородов арктических морей требуются специальные плавучие технические средства (платформы, танкеры и газозовы) ледового класса.

В настоящее время, для сбора углеводородов на морском дне используют подводные комплексы сбора и подготовки углеводородов, основным элементом которых являются манифольды. Следующий этап, сбор углеводородов, с примесями воды и песка, которые затем под действием пластового давления, поступают либо в магистральный подводный трубопровод, либо на добывающую платформу или транспортное судно, где производятся дополнительные технологические процессы и осуществляется дальнейшая транспортировка.

В экстремальных природно-климатических условиях арктических морей использование обычных транспортных судов крайне опасно или просто невозможно, а строительство и эксплуатация специальных транспортных судов ледового класса требует больших финансовых и временных затрат. В этих условиях целесообразно использование подводных перекачивающих комплексов на основе регулируемых электроприводов для подводной транспортировки углеводородов.

Использование подводных перекачивающих комплексов позволит обеспечить:

- технологическую эффективность, за счет транспортировки углеводородов без использования плавучих технических средств;
- экономическую эффективность, за счет снижения затрат на производство и эксплуатации нефтегазового флота ледового класса;
- экологическую эффективность, за счет и минимизирует влияние на хрупкую экосистему морей Северного Ледовитого океана;
- ресурсо- и энергосбережение, за счет экономии топливно-энергетических ресурсов плавучих технических средств.

**МЕТОДЫ ДИСТАНЦИОННОГО ОБНАРУЖЕНИЯ МЕСТ
НЕСАНКЦИОНИРОВАННОГО ОТБОРА ДАВЛЕНИЯ
(REMOTE DETECTION METHODS OF UNAUTHORIZED PLACES OF
PRESSURE REDUCTION)**

Аксёнова А.О., Тиханов В.С.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Тянь В.К.)
Самарский государственный технический университет

Согласно РД-13.320.00-КТН-223-09 параметрическая система обнаружения утечек – это система обнаружения утечек, функционирующая на основе использования поступающих в систему диспетчерского контроля и управления (СДКУ) технологических данных о параметрах работы нефтепровода и применения математической модели нефтепровода для принятия решения о наличии утечки.

В нашей научной работе изучены статические и динамические методы обнаружения утечек, на основании которых мы предлагаем для повышения эффективности СОУ без установки нового оборудования на линейной части МНП и МНПП использовать усовершенствованный метод гидравлической локации, а также вводить в эксплуатацию беспилотные летательные аппараты для обнаружения мест несанкционированных врезок и утечек.

Предлагается проект по улучшению системы обнаружения утечек благодаря разрабатываемому методу зональной локации (учтены расхождения мест утечки по методу гидравлической локации из-за погрешностей датчиков давления и расходомеров), представлены идеи по внедрению беспилотников с установленными тепловизорами, а также решение проблемы обработки полученного изображения с БЛА и расчёты экономических затрат на их внедрение.

**КОМПЛЕКСНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ С УЧЕТОМ ВЛИЯНИЯ
ФАКТОРОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ
(COMPREHENSIVE SAFETY OF GAS TRUNKLINE IN VIEW OF THE
OPERATING FACTORS INFLUENCE)**

Алекперова С.Т.

(научный руководитель: профессор Ревазов А.М.)

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

Протяженность разветвленной системы магистральных газопроводов (МГ) на территории Российской Федерации, составляет более 174 тыс. км. При этом значительное число проектов строительства и реконструкции МГ осуществляется в стесненных условиях, характеризующихся:

- прохождением трассы МГ по территории городов и населенных пунктов;

- наличием ненормативных сближений с городами и населенными пунктами, а также объектами гражданского и промышленного назначения;

- несоблюдением требуемых расстояний при параллельной прокладке МГ в одном техническом коридоре с существующими коммуникациями и действующими газопроводами.

В соответствии с предлагаемым подходом, рассмотрение вопросов безопасной эксплуатации систем МГ, проектируемых в указанных условиях, осуществляется в ракурсе основных причин возникновения аварий и провоцирующих их факторов эксплуатации. При этом, на этапах подготовки предпроектных и проектных решений должны быть предусмотрены дополнительные мероприятия, направленные на обеспечение безаварийной эксплуатации МГ.

В этом плане накопленный опыт внедрения дополнительных (компенсирующих) мероприятий, успешно применяемый в рамках разработки Специальных технических условий (далее — СТУ), способствует решению поставленной задачи. Следует отметить, что требования СТУ распространяются на этапы проектирования и строительства/реконструкции объектов. Таким образом, данные требования формируют «фундамент» будущей безопасной эксплуатации объекта.

В основе предлагаемого подхода к обеспечению безопасной эксплуатации МГ: интеллектуальная система планирования мероприятий основанная на анализе достаточности проектных решений с учетом стадии жизненного цикла инвестиционного проекта и имеющихся факторов эксплуатации МГ.

**О ВОЗМОЖНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕПЛОВЫХ НАСОСОВ В
ТРУБОПРОВОДНОМ ТРАНСПОРТЕ ВЫСОКОВЯЗКИХ И
ВЫСОКОЗАСТЫВАЮЩИХ НЕФТЕЙ
(THE POSSIBILITY OF USING HEAT PUMPS IN PIPELINE
TRANSPORTATION OF HIGH-VISCOSITY AND HIGH-PARAFFIN
CRUDE OIL)**

Александров Я.О.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Челинцев С.Н.)

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

По данным Международного энергетического агентства (IEA) извлекаемые запасы нетрадиционных нефтей в мире оцениваются в 440 млрд. т., что приблизительно равно доказанным и возможным запасам традиционных нефтей (треть из которых уже добыта). В связи с этим количество ежегодно добываемой тяжелой и высоковязкой нефти постоянно растет. Районы добычи углеводородов все чаще удаляются от районов потребления, смещаясь в сторону более северных регионов. Это приводит к возникновению трудностей в технологическом процессе перекачки нефти. В настоящий момент в трубопроводном транспорте высоковязких и высокопарафинистых нефтей применяются следующие технологии:

- перекачка высоковязкой нефти совместно с жидкостями меньшей вязкости (маловязкие нефти, углеводородные разбавители, вода и т.д.);
- реологическая подготовка нефти (ввод депрессорных присадок в целях снижения температуры застывания, разрушение парафинистых структур, продавливанием через диафрагму и т.д.);
- точечный подогрев нефти с помощью печей подогрева или теплообменных пунктов;
- путевой подогрев с помощью «трубопроводов-спутников» (например, паропроводов);
- путевой электроподогрев.

Тепловые насосы позволяют обеспечить возможность и безопасность транспорта нефти без больших энергетических затрат, значительного усложнения технологии перекачки или ухудшения экологических показателей, средняя температура нефти на участке нефтепровода при этом существенно ниже, чем при применении мощных теплообменных пунктов или печей подогрева, что благоприятно скажется эффективности и безопасности технологического процесса.

В работе на примере реального нефтепровода рассматривается возможность применения тепловых насосов для точечного подогрева нефти в местах трассы нефтепровода, где происходит падение температуры нефти до температуры, опасно близкой к температуре застывания. Проведены необходимые термодинамические и гидравлические расчеты.

**АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ КОМПЛЕКСНОГО
ОПРОБОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА
ОБЪЕКТЕ КОМПРЕССОРНАЯ СТАНЦИЯ «КАЗАЧЬЯ»
(THE ANALYSIS OF THE POSSIBILITY OF CARRYING OUT
COMPLEX APPROBATION OF PROCESSING EQUIPMENT ON
OBJECT COMPRESSOR STATION "KAZACHYA")**

Анисов Н.С.

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

В данной работе автор рассматривает актуальную проблему, которая возникла при реализации проекта строительства компрессорной станции (КС) «Казачья», связанную с тем, что сроки ввода КС в эксплуатацию подошли, а подводная часть газопровода «Южный поток», так и не построена, в связи с изменившейся политической ситуацией. Поэтому необходимо определить, возможно ли проведение комплексного опробования технологических объектов и при каких рабочих параметрах комплексное опробование можно считать проведенным.

Актуальность рассматриваемой проблемы не вызывает сомнения, поскольку впервые возникла подобная ситуация при строительстве магистрального газопровода, когда КС вводится в эксплуатацию, а линейная часть еще не построена.

Основной особенностью и новизной проведения комплексного опробования КС «Казачья», по сравнению со стандартами проведения комплексного опробования на КС, является отсутствие технологической возможности работы в «магистраль», поэтому предлагается работа по станционному кольцу. Данная технология испытания порождает две основные проблемы – это увеличение давления и температуры, которые необходимо учитывать при моделировании комплексного опробования «на кольцо».

В данной работе проводится анализ возможности проведения комплексного опробования и выбор наиболее рационального варианта проведения комплексного опробования основных технологических объектов (газоперекачивающих агрегатов и установки подготовки газа к транспорту) КС «Казачья». Приводится описание технологического процесса проведения пусконаладочных работ (ПНР), а также производятся расчеты объема газа необходимого для проведения всего комплекса ПНР: газ на стравливание, газ на собственные нужды.

Практической ценностью данной работы является то, что данные выводы возможно использовать для написания новых СТО ПАО «Газпром» для новейших газопроводов высокого давления с выходом на морской трубопроводный транспорт.

**АНАЛИЗ И ОЦЕНКА КРИТЕРИЯ ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ
ХАРАКТЕРА ТЕЧЕНИЯ ГАЗОЖИДКОСТНЫХ ПОТОКОВ В
ТРУБОПРОВОДАХ
(ANALYSIS AND ESTIMATION OF THE CRITERION FOR
DETERMINING THE NATURE OF GAS-LIQUID FLOW IN
PIPELINES)**

Архипова Н. А.

(научный руководитель: к.т.н. Ротов А.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Современный этап развития нефтегазовой отрасли характеризуется повсеместным внедрением специальных однотрубных систем транспорта, позволяющих перекачать углеводородную смесь в двух- и многофазном состоянии на значительные расстояния. Однако методы расчета таких систем отличаются значительной сложностью, а многофазный поток требует тщательного контроля и управления.

Различают несколько режимов течения двухфазной смеси, которые условно можно разделить на режимы *выноса* (дисперсный, режимы с непрерывной газовой фазой – кольцевой, расслоенный, волновой) и *накопления* (прерывистые режимы с чередованием газа и жидкости – пробковый, пузырьковый). Режимы накопления опасны при транспорте двухфазного потока, так как жидкость может «закупорить» трубу и приостановить подачу сырья.

Данные режимы характеризуются набором параметров: скорость течения газа, скорость течения жидкости, давление и др. Значения параметров сильно отличаются друг от друга при нисходящем и восходящем течениях, которые в свою очередь зависят от угла наклона участка трубопровода. Угол наклона влияет на возможность перехода одного режима течения в другой (вероятно опасный), поэтому проблема выбора и оценки критерия перехода режимов актуальна.

За последние годы было создано множество гидродинамических моделей (OLGA, TASCITE, TUFFP и др.), описывающих поведение многофазного потока в трубопроводе. В работе рассмотрены ключевые особенности моделей и проведен их анализ. Выяснилось, что многие модели не описывают зависимость установившегося режима от угла наклона трубы. В данной работе предпринята попытка определить критерий перехода одного режима течения в другой, зависящий не только от скоростей и давления, а также от угла наклона трубопровода. Для выявления зависимостей и расчета критерия использовался программный продукт PIPESIM. Полученные результаты позволяют увеличить точность методик расчета течения гидродинамических потоков в промышленных трубопроводах.

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ МОДЕРНИЗИРОВАННОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ УЭЦН (DEVELOPMENT AND RESEARCH OF THE UPGRADED ESP PUMP)

Асеев В. И.

(научный руководитель: д.т.н. Сазонов Ю. А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И. М. Губкина

Одним из основных осложняющих факторов при эксплуатации скважин является высокое содержание свободного газа в откачиваемой продукции на приеме погружного электроприводного центробежного насоса. Данный факт приводит к ухудшению параметров работы установки. Поэтому исследования проводились в области модернизации насосной установки с целью улучшения ее характеристик при перекачивании газожидкостной смеси.

Объектом модернизации стал входной модуль для УЭЦН, который необходим для удаления газа из добываемого флюида и создания квазигомогенного потока.

Для создания входного модуля, обеспечивающего оптимальную работу насоса при высоком содержании газа в добываемом флюиде, необходима конструкция, позволяющая:

1. Удалить газовую фазу в затрубное пространство,
2. Создать квазигомогенный поток жидкости,

Для достижения поставленной цели необходимо объединить эти три процесса в одном устройстве. Именно поэтому было решено использовать схему лабиринтно-винтового насоса с ротором, состоящим из центробежных колес открытого типа.

В результате данной работы была создана новая конструкция входного модуля с винтовыми каналами для статора и колесами открытого типа для ротора, тангенсальным отводом газовой фазы в затрубное пространство.

Такой насос-диспергатор, содержащий корпус, входной и выходной каналы, обойму с выполненными в ней канавками в виде многозаходной винтовой нарезки, ротор, состоящий из колес открытого типа, последовательно одна за другой установленных на приводном валу, запатентован (патент №158 649).

Проведено компьютерное моделирование процессов лабиринтно-винтового насоса. Изучены особенности течения жидкости в каналах ротора и статора.

**ТЕОРИЯ И РАСЧЕТ ДВИЖЕНИЯ ПОТОЧНЫХ УСТРОЙСТВ В
НЕФТЕПРОВОДАХ
(THEORY AND CALCULATION OF THE PIG MOTION IN OIL
PIPELINES)**

Ахметзянов Д. М.

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

Использование СОД (средств очистки и диагностики, *англ. pig*) находит широкое применение в трубопроводном транспорте нефти и газа. Несмотря на то, что применение СОД является штатной операцией, в практическом приложении до сих пор нет специальной методики расчета движения поточных устройств, поэтому проблемы слежения за местонахождением внутритрубных снарядов, контроля скорости их движения, а также надежной привязки данных измерения, зафиксированных приборами, к координатам сечений трубопровода остаются актуальными по настоящее время. Существующие методы представляют собой в ряде случаев чрезвычайно упрощенные расчеты, зачастую имеющие большие погрешности и приводящие к искажению получаемой информации.

Автор доклада разработал компьютерную программу для расчета движения СОД внутри трубопровода с произвольным профилем, с варьируемыми коэффициентами трения СОД о трубопровод, а также с учетом перетекания несущей жидкости через движущееся устройство. В основу разработки положена теория, развитая проф. М.В. Лурье. Эта теория учитывает основные показатели нефтепровода и поточного устройства, а также позволяет определить необходимые данные, характеризующие движение СОД внутри трубопровода.

Автор выполнил расчеты по одной из упрощенных моделей этой теории, основанной на допущении о том, что влияние движения внутритрубного снаряда на параметры течения несущей жидкости в трубопроводе пренебрежимо мало, однако само это течение и профиль трубопровода оказывают определяющее влияние на движение СОД.

В докладе кратко излагается используемая теория, описывается устройство вычислительной программы и обсуждаются результаты расчетов, позволяющие проиллюстрировать характерные особенности движения СОД.

**СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ БЕРЕГОУКРЕПЛЕНИЯ
НЕФТЕТРАНСПОРТНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ ЗАПАДНОЙ
ЧАСТИ АРКТИЧЕСКОГО ШЕЛЬФА РОССИИ
(ANALYSIS OF NEW TECHNOLOGIES TO STRENGTHEN SHORE
OIL TRANSPORT INFRASTRUCTURE OF THE WESTERN PART OF
THE ARCTIC SHELF OF RUSSIA)**

Бадратдинов М.В.

(научный руководитель: профессор Губайдуллин М.Г.)

Северный (Арктический) федеральный университет
имени М.В. Ломоносова

Для поставки грузов морским путем с целью обслуживания шельфовых проектов Арктики необходимо обеспечить круглогодичное и надежное место швартовки судов, а также применение соответствующих мероприятий по берегоукреплению и созданию устойчивых к агрессивному воздействию дорожных покрытий.

В работе предлагаются технологии возведения ледяного причала и строительства гидротехнической дамбы, обеспечивающих круглогодичное использование в ледовых условиях арктических морей. Предполагаемый район применения юго-восточная часть Баренцева моря.

Возведение ледяного причала основано на послойном промораживании морской воды в возведенных на поверхности льда емкостях на высоту, превышающую двухкратную толщину естественного промерзания льда. Дальнейшее укрепление льда осуществляется за счет бурения во льду несквозных скважин, заполнение пресной водой и промораживания естественным холодом, это позволяет обеспечить эксплуатацию ледяных причалов в условиях штормов, подвижек смерзшихся ледяных полей. Способ строительства гидротехнической защитной дамбы решает сразу две задачи – берегоукрепление и создание устойчивого к морским нагрузкам дорожного покрытия, ввиду использования искусственного щебня (полученного из термоокисленного грунта), армированием стальными сетками и упрочнением стержневой арматурой с приваренными анкерными пластинами, специальными водоприемными коллекторами и водостоками, что позволяет обеспечивать беспрепятственный пропуск морской воды, льда, надежность и долговременную безопасность гидротехнического сооружения.

Предлагаемые технологии позволяет рационально применять имеющиеся ресурсы и материалы, а также обеспечивать промышленную и экологическую безопасности на всех этапах строительства и эксплуатации в прибрежно-шельфовой зоне юго-восточной части Баренцева моря.

МЕТОДИКА РАСЧЕТА ОПТИМАЛЬНОГО РЕЖИМА ПЕРЕКАЧКИ (CALCULATION METHOD OF OPTIMUM MODE PUMPING)

Бархатов А.Ф.

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

Расход электроэнергии зависит от технологического режима работы магистрального нефтепровода (МН) (далее – режима). Параметры режима (производительность, давление) определяются комбинацией включенных насосов и уставками систем автоматического регулирования (САР) давления на каждой нефтеперекачивающей станции (НПС), реологическими свойствами нефти и эффективным диаметром участков МН. Известные методы оптимизации режимов для фиксированной производительности позволяют уменьшить затраты потребляемой НПС электроэнергии от 1,5 до 3 %.

Выполненный анализ ранее выполненных работ показал, что в них при выборе оптимального режима не учитывались технологические ограничения по линейной части (ЛЧ) нефтепровода:

- не превышение допустимых рабочих давлений секций труб ЛЧ;
- обеспечение течения жидкости полным сечением (без самотечных участков).

Кроме того, в ранее выполненных работах определялись не все управляющие воздействия для последующей реализации режима. В частности, определялись только требуемые комбинации включения МНА и не определялись уставки САР.

Автором была разработана методика расчета оптимальных режимов перекачки лишенная вышеуказанных недостатков.

Учитывая, что задача проверки ограничений по ЛЧ предусматривает большой объем вычислений (количество точек профиля может достигать 40 000 штук на 100 км трассы МН), поэтому автором было предложено выполнять проверку ограничений по ЛЧ до процедуры расчета оптимального режима (единожды).

В то же время для оптимизации вычислительных процедур в работе предложено перед расчетом оптимального режима для каждой НПС технологического участка строить зависимости минимальной мощности станции и количества насосов в работе от напора НПС.

С учетом изложенного, расчет оптимального режима перекачки необходимо выполнять в следующей последовательности:

- проверка технологических ограничений по ЛЧ;
- построение зависимости минимальной мощности станции и количества насосов в работе от напора НПС;
- определение оптимального режима и управляющих воздействий для его реализации (уставки САР, комбинации МНА).

**МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК СИСТЕМЫ
ПЕРЕПУСКА
(METHOD FOR DETERMINING CHARACTERISTICS SYSTEM OF
BYPASS)**

Бархатов А.Ф.

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

В современных условиях одной из приоритетных задач магистрального трубопроводного транспорта нефти является снижение издержек на электроэнергию. Большая часть (около 98%) электроэнергии расходуется на привод магистральных насосных агрегатов (МНА). Мощность МНА зависит от множества факторов, в том числе и от КПД МНА, который в свою очередь зависит от способа регулирования давления.

В настоящее время на большинстве нефтеперекачивающих станций (НПС) применяется способ дросселирования. Распространение данного способа получил по причине его относительной дешевизны (по сравнению с частотным регулированием с помощью преобразователя частоты (ПЧ) / гидравлической муфты (ГМ)) и простоты реализации.

Вторым по распространенности является способ частотного регулирования с помощью ПЧ/ГМ. Несмотря на большое количество преимуществ, частотное регулирование применяется на нескольких нефтепроводах по причине относительной дороговизны ЧРП и значительного снижения КПД ГМ при регулировании.

Также известен способ перепуска (рециркуляции). В настоящее время перепуск на НПС не применяется. Принцип данного способа заключается в следующем – часть от общего потока нефти за счет изменения степени открытия затворов, и разницы давления выхода и входа магистральной насосной станции (МНС), перепускается с выхода на вход МНС. В результате увеличения подачи насосов их рабочая точка перемещается вправо по напорной характеристике и тем самым снижается давление на выходе НПС.

Проведенный анализ ранее выполненных работ показал, что в них не определены основные технологические характеристики системы перепуска, а также не было выполнено технико-экономическое сравнение способов регулирования давления.

В настоящей работе автором были определены основные характеристики системы перепуска: DN и PN затворов системы перепуска; параметры перепускной линии (длина, диаметр, толщина стенки) и т.д. Кроме того, на основании фактических режимов работы НПС было выполнено сравнение способов дросселирования и перепуска. В работе показано, что с экономической точки зрения способ перепуска является наиболее экономически целесообразным.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ (MATHEMATICAL SIMULATION OF EMERGENCY SITUATIONS AT GAS-MAIN PIPELINES)

Бездетко А.Г.

ООО «Газпром трансгаз Москва»

На современном уровне развития математической физики, численных методов механики сплошных сред и компьютерной техники задача создания адекватных универсальных математических моделей аварийных ситуаций, учитывающих все поражающие факторы аварий на магистральных газопроводах, является практически неразрешимой. К тому же, далеко не все организации, создающие, эксплуатирующие и контролируемые трубопроводные системы энергетических объектов, располагают мощными компьютерами, на которых можно решать, например, задачи полномасштабного моделирования пожаров с применением современных программно-математических комплексов высокого уровня. Все вышесказанное приводит к упрощениям в математических моделях аварий.

Практически важной задачей является построение и численный анализ математических моделей, которые детально описывают аварии на магистральных газопроводах, транспортирующие гомогенные газовые смеси.

Результатами математического моделирования аварийных ситуаций являются научно-обоснованные прогнозы размеров и динамики изменения во времени зон поражения от различных вредных факторов аварии, сценарии возможных или уже случившихся аварий, необходимые для предупреждения реальной аварийной ситуации, прогнозы возникновения и развития пожарной опасности или опасности взрыва на объекте транспорта газа, прилегающему к месту гипотетического разрушения магистрального газопровода, рекомендации по повышению пожарной и промышленной безопасности энергетических объектов.

В данном докладе делается попытка внедрения современных вычислительных технологий в эксплуатацию магистральных газопроводов, для повышения безопасности и эффективности функционирования промышленных газопроводных систем.

Проводится сравнительный анализ инженерных методов (плоская постановка задачи) и методов численного моделирования (трехмерная постановка задачи) при построении аварии на магистральном газопроводе, в соответствии с научной концепцией численного моделирования сложных трубопроводных систем, и доказывається значимость и эффективность последнего метода.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ И ТЕХНИЧЕСКИХ СРЕДСТВ
ЗАЩИТЫ ПРОМЫСЛОВЫХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ ВНУТРЕННЕЙ
КОРРОЗИИ
(IMPROVING THE WORKING METHODS AND TECHNICAL MEANS
OF PROTECTION FIELD PIPELINES FROM INTERNAL
CORROSION)**

Блябляс А.Н.

(научный руководитель: Шайхулов А.М.)

ОАО «Удмуртнефть»

Ежегодно в России фиксируется порядка 100 тысяч отказов промышленных трубопроводов, из которых 90 % так или иначе связаны с коррозионным износом.

Предлагается модернизация стандартной схемы протекторной электрохимической защиты за счет размещения анодного электрода не в грунте, а непосредственно внутри трубопровода, используя в качестве электролита транспортируемую жидкость, чтобы в результате окислительно - восстановительной реакции из-за разности потенциалов, восстановление металла проходило на внутренней стенке трубы. Кроме стандартной электрохимической защиты, при распаде анодного электрода, возможно образование оксида железа Fe_3O_4 , который должен покрывать тонкой пленкой внутреннюю стенку трубы, закупоривая существующие поры, дефекты, микротрещины и препятствовать контакту с агрессивной средой.

Для проверки работоспособности теории, был сконструирован и собран протекторный антикоррозионный модуль. Опытным путем подобран сплав для отливки анодного протекторного электрода.

Для проверки работоспособности антикоррозионного модуля был собран стенд, представляющий собой замкнутый трубопроводный контур. В качестве образца была выбрана труба диаметром 100 мм, толщиной 5 мм и длиной 2500 мм, материал трубы – Ст20. Продолжительность опыта составила 720 часов в агрессивной среде с регулярным контролем скорости коррозии контрольного участка прибором «Монитор-2».

Относительная скорость коррозии трубопровода без защиты на установившемся режиме составила 0,73мм/год. Относительная скорость коррозии трубопровода с антикоррозионным модулем составила 0,45 мм/год.

Благодаря антикоррозионному модулю коррозия снизилась на 61,5 %
Участок трубопровода, защищенный антикоррозионным модулем не склонен к образованию АСПО и солеотложений.

Разработанная конструкция позволят увеличить межремонтный период промышленных трубопроводов на 30...60 %.

**СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ ГАЗА НА УРЕНГОЙСКОМ
ГАЗОКОНДЕНСАТНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ
(НА ПРИМЕРЕ УКПГ-15)
(GAS TREATMENT SYSTEM IN THE URENGOY GAS CONDENSATE
FIELD (AT THE GPP-15 EXAMPLE))**

Бобкова К.Ю., Сиротин Д.Г.

(научный руководитель: доцент Савенок О.В.)

Кубанский государственный технологический университет

Добыча газа осуществляется через эксплуатационные скважины, которые группируются в кусты из 2-5 скважин. Регулирование отбора газа по скважинам осуществляется на основе утверждённых «Технологических режимов работы газовых скважин», которые разрабатываются и ежеквартально корректируются геологической службой УГПУ. Сбор природного газа от кустов осуществляется по лучевой схеме с помощью системы кустовых газосборных шлейфов-коллекторов.

При транспортировке газа по шлейфам-коллекторам (от кустов до УКПГ) происходит его охлаждение за счёт теплообмена с окружающей средой (в зимнее время), а также за счёт незначительного дросселирования, связанного с потерями давления на трение.

Так как природный газ находится в условиях полного насыщения влагой (относительная влажность 100 %), то при снижении температуры возможно гидратообразование. Для предотвращения гидратообразования (особенно в зимнее время) и ликвидации образовавшихся кристаллогидратов (гидратных пробок) предусмотрена централизованная подача в шлейфы-коллекторы ингибитора гидратообразования – метанола.

Природный газ от кустов газовых скважин транспортируется на установку комплексной подготовки газа (УКПГ).

С помощью оборудования в здании переключающей арматуры (ЗПА) возможно отключение куста от УКПГ, переключение куста на факел через перепускной коллектор. Подготовка природного газа к транспорту осуществляется на установке комплексной подготовки газа абсорбционным методом с применением в качестве абсорбента – диэтиленгликоля (ДЭГ), в качестве ингибитора гидратообразования применяется метанол.

УКПГ-15 входит в комплекс действующих установок осушки газа сеноманской залежи Уренгойского ГКМ. Проектная производительность установки составляет 15 млрд. м³/год. Подготовка газа к транспорту заключается в отделении из него газового конденсата, пластовой воды с растворённым в ней метанолом и механических примесей с последующей осушкой его диэтиленгликолем. Установка осушки состоит из 6 однотипных технологических ниток, оснащённых многофункциональными аппаратами серии ГП-502-00.000 номинальной производительностью 10 млн. м³ газа в сутки.

КОМПЬЮТЕРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ИНСПЕКЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА ПОДВОДНЫМ РОБОТОМ (COMPUTER SIMULATION OF MAIN PIPELINE'S INSPECTION WITH UNDERWATER ROBOTS)

Борисов А.Н.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Сиек Ю.Л.)

Институт проблем транспорта имени Н.С. Соломенко РАН

Подводная инспекция нефте- и газотрубопроводов позволяет в реальном времени получать объективную информацию о состоянии сооружений, не отходя от пульта оператора. В целях повышения эффективности мониторинга предлагается использовать автономные необитаемые подводные аппараты (АНПА).

АНПА представляет собой автоматический самоходный носитель исследовательской аппаратуры, способный погружаться в заданной акватории и выполнять необходимые работы. Преимуществами использования таких технических решений являются малое количество обслуживающего персонала, возможность работать при любых погодных условиях, высокая мобильность.

С использованием АНПА могут решаться следующие задачи: идентификация объектов, гидролокационное обследование предполагаемого места прокладки трубопровода, текущий мониторинг состояния подводных сооружений. Для достижения этих целей аппарат должен быть оборудован надежными средствами идентификации протяженного объекта. К таким средствам обычно относят оптические, электромагнитные и акустические бортовые сенсоры. Кроме того, система управления такого аппарата должна с успехом справляться с возникающими трудностями.

Однако проектирование алгоритмов управления – это весьма долгий и трудоемкий процесс. Целесообразным является использование имитационных программных комплексов для тестирования и отладки алгоритмов управления. Такая практика значительно сокращает финансовые и временные затраты по сравнению с натурными экспериментами.

В статье рассматривается моделирование системы управления исследовательского АНПА в среде SubSim.

**ПРОВЕДЕНИЕ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ
ТЕХНОЛОГИИ НАНЕСЕНИЯ СОСТАВА
АНТИКОРРОЗИЙНОГО ПОКРЫТИЯ «УРЕСТЭК» ДЛЯ
ИЗОЛЯЦИИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОПРОВОДОВ В ТРАССОВЫХ
УСЛОВИЯХ
(CONDUCTING PILOT TESTS TECHNOLOGY APPLICATION ANTI-
CORROSION COATING «URESTEK» FOR INSULATION OBJECTS
GAS PIPELINES IN THE FIELD)**

Бронников А.А.
ООО «Газпром трансгаз Москва»

Программа разработана в соответствии с распоряжением Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» и на основании положительных результатов лабораторных испытаний, проведенных ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

На базе ООО «Газпром трансгаз Москва», по согласованию с ООО «Газпром ВНИИГАЗ» и ЗАО «Газпром СтройТЭК Салават», организовано проведение опытно-промышленных испытаний технологии нанесения состава антикоррозионного покрытия «Урестэк» для труб, соединительных деталей и крановых узлов магистральных газопроводов в трассовых условиях.

Данная методика определяет методы контроля и контролируемые признаки оценки проведения опытно-промышленных испытаний антикоррозионного покрытия «Урестэк» (ТУ 2458-023-89632342-2014), и соответствия свойств материала требованиям СТО Газпром 9.1-018-2012 «Защита от коррозии. Наружные защитные покрытия на основе термореактивных материалов для соединительных деталей, запорной арматуры и монтажных узлов трубопроводов с температурой эксплуатации от минус 20 °С до плюс 100 °С. Технические требования».

Целью проведения испытания являются:

1. Отработка технологии нанесения состава антикоррозионного покрытия «Урестэк» для изоляции труб, соединительных деталей и крановых узлов магистральных газопроводов в трассовых условиях.
2. Оценка технологии нанесения и качества изоляции составом антикоррозионного покрытия «Урестэк» в трассовых условиях.
3. Оценка состояния антикоррозионного покрытия «Урестэк» в процессе эксплуатации участка магистрального газопровода с нанесенным покрытием.

Испытания антикоррозионного покрытия проводились на выходном шлейфе КС «Белоусовская» ООО «Газпром трансгаз Москва» с диаметром трубопровода 1220 мм. и длиной изолируемого участка 1 м.

**АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГПА-Ц-16Л
(ANALYSIS OF THE EFFICIENCY OF GAS-PUMPING UNIT
«ГПА-Ц-16Л»)**

Будин В.И.

(научный руководитель: Фомин А.В.)

ПАО «Газпром» ООО «Газпром трансгаз Москва»
Орловское ЛПУМГ КС «Долгое»

Основным оборудованием линейной компрессорной станции является газоперекачивающий агрегат (ГПА). Приводом для вращения центробежного нагнетателя в ГПА обычно является газотурбинный двигатель (ГТД). Основными затратами на транспорт газа является топливный газ сгораемый в ГТД для получения необходимой мощности на выходном валу двигателя.

На линейно-производственных управлениях ООО «Газпром Трансгаз Москва» устанавливаются газоперекачивающие агрегаты нового поколения с высокими значениями КПД и низкоэмиссионными камерами сгорания.

На КС «Долгое» эксплуатируется ГПА с авиационным конверсированным двигателем АЛ-31СТН. Номинальная мощность на выходном валу данного двигателя составляет 16 МВт, а эффективный коэффициент полезного действия 36 %. По сравнению с аналогичными ГПА, эксплуатируемыми на данной КС мощностью 16 МВт и двигателями НК-16СТ его внедрение позволило снизить потребление топливного газа, что способствовало улучшению экологической обстановки, снижению выбросов вредных веществ в атмосферу (NO_x, CO_x и CH₄), что соответствует лучшим мировым достижениям в области транспорта газа. Для повышения надежности и увеличения наработки на отказ двигатель постоянно дорабатывается. Так в 2015 году ГПА был переделан под двигатель 15 серии.

В докладе проанализирована эффективность работы ГПА-Ц-16Л с двигателем АЛ-31СТН, а также рассмотрены мероприятия, способствующие повышению надежности работы ГПА.

**ПРИМЕНЕНИЕ СПЕЦИАЛЬНЫХ ТИПОВ ПОКРЫТИЙ ОБЪЕКТОВ
ТРАНСПОРТА И ХРАНЕНИЯ СПГ
(USE OF SPECIAL TYPES OF COATINGS OF OBJECTS OF
TRANSPORT AND STORAGE OF LNG)**

Булгаков А.С., Пивнова М.А.

(научные руководители: Босюк О.С., Пивнов В.П.)

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

Ежегодно увеличивается доля производства и потребления сжиженного природного газа (СПГ). СПГ транспортируется и хранится в специальных криоцистернах. Важной задачей при транспорте и хранении СПГ является сохранение его количественно-качественных показателей. При этом важно не допускать или свести к минимуму нагрев криоцистерн за счет солнечной радиации.

Добываясь достаточного отражения солнечной радиации с поверхности криоцистерн можно значительно снизить энергозатраты на поддержание изотермического режима хранения СПГ.

Наиболее простыми и дешевыми способами уменьшения влияния солнечной радиации являются окраска резервуаров и сооружение защитных экранов.

В работе представляется способ защиты криоцистерн от влияния солнечной радиации на основе отражающей пленки. Были проведены экспериментальные исследования на моделях, имитирующих криоцистерны. Модели 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 жидкости, за счет уменьшения температуры в резервуаре - до 50%.

На основании экспериментальных данных была разработана математическая модель расчета снижения нагрева криоцистерн, определен способ крепления пленки к станкам объектов транспорта и хранения СПГ.

Результаты экспериментального, математического и технико-экономического исследований различных покрытий криоцистерн показали высокую эффективность применения специальной пленки.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ И ТЕХНОЛОГИИ
ИЗГОТОВЛЕНИЯ УТОРНОГО УЗЛА
СТАЛЬНОГО ВЕРТИКАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА
(IMPROVEMENT OF A DESIGN AND TECHNOLOGY OF UTOorny
KNOT OF THE STEEL VERTICAL TANK)**

Валеев Н.Н., Романчук А.С., Вержбицкий К.Д.
(научный руководитель: к.т.н. Файрушин А.М.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Как подтверждают многочисленные исследования, одним из наиболее нагруженных участков резервуара вследствие его низкой деформационной способности является уторный узел. Дефекты, которые образуются в нем, существенно снижают надежность и остаточный ресурс резервуара, в связи с этим большое значение имеет качество изготовления данного узла.

При анализе деформаций уторных узлов, выявлен задиры наружной части окрайки, обусловленный наличием высокого уровня остаточных сварочных напряжений. В настоящих нормативных документах величина деформации (задиры) окрайки не регламентируются. При этом мы понимаем, что площадь давления стенки и крыши резервуара на отмопку уменьшается, в результате чего отмопка резервуара не выдерживает сосредоточенной нагрузки и разрушается. Также, как показали исследования, сварочные напряжения в уторном узле снижают геометрическую стабильность конструкции резервуара, повышая отклонение стенки резервуара от вертикальности.

Основной задачей является повышение эксплуатационной надежности резервуаров за счет изменения конструкции и технологии изготовления уторного узла. В данной работе мы предлагаем использовать конструкцию с обратным выгибом окрайки.

Причем нами предлагается два варианта исполнения обратного выгиба. При первом варианте величина обратного выгиба окрайки такова, что при выполнении приварки к ней стенки резервуара окрайка принимает плоскую форму. За счет этого устраняется возможность образования, и сила давления стенки и крыши на отмопку равномерно распределяется по площади окрайки.

При втором варианте предусматривается сохранения незначительного обратного выгиба. При этом в сварном шве уторного узла в процессе его нагружения будут возникать внутренние сжимающие напряжения, которые могут изменять предел выносливости в несколько раз повышая его значение даже в присутствии такого концентратора как конструктивный несправ.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗАВАРИЙНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ СТРЕСС – КОРРОЗИОННОЙ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ (INCREASING RELIABILITY AND TROUBLY-FREE OPERATION OF THE MAIN GAS PIPELINES IN THE CONDITIONS OF STRESS – CORROSION DAMAGE)

Вилявин А.П.

(научный руководитель: преподаватель Савеня С.Н)

НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти» ОАО «Газпром»

В работе рассматриваются проблемы надежной и безаварийной 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.

Проведенный авторами анализ и экспериментальные исследования позволили выявить определенные зависимости между склонностью трубных сталей к разрушениям КРН и такими показателями как величина напряженно-деформированного состояния, агрессивность грунта и состояние защитных покрытий.

Основная идея авторов состоит в применении обобщающих коэффициентов, характеризующих суммарное воздействие основных негативных факторов (напряженно-деформированного состояния, коррозионной агрессивности грунта и состояния изоляционного покрытия), для выделения отдельных участков газопровода, наиболее подверженных стресс-коррозии.

Изложенные в работе доводы, факты и обоснования на основе практических исследований авторов позволяют констатировать следующее:

- Проблема стресс-коррозии на действующих трубопроводах относится, прежде всего, к числу проблем почвенной коррозии и должна решаться с учетом закономерностей протекания электролитических и электрохимических процессов в грунтах околотрубного пространства;
- Наиболее эффективным "средством" снижения стресс-коррозионной повреждаемости магистральных газопроводов является исключение или уменьшение влияния факторов, провоцирующих данный вид разрушения.

ИЗУЧЕНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ТОРМОЖЕНИЯ ПРОЦЕССА КРН ТРУБНОЙ СТАЛИ ОРГАНИЧЕСКИМИ ИНГИБИТОРАМИ (STUDY THE POSSIBILITY OF BRAKING OF STRESS CORROSION CRACKING ON PIPELINE STEELS WITH ORGANIC INHIBITORS)

Во Тхань Тьен

(научный руководитель: д.т.н., профессор Мурадов А.В.)

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

Коррозионное растрескивание стали под приложенным механическим напряжением является одной из основных причин аварийности магистральных газопроводов высокого давления. Коррозионные трещины в большинстве случаев наблюдаются на внешней поверхности трубы в зонах отслоения изоляционного покрытия газопровода. В этих зонах происходит контакт металла трубы с окружающей коррозионной средой - грунтовым электролитом. Трещины возникают и медленно растут вплоть до критического уменьшения толщины стенки трубы, приводящего к быстрому аварийному разрыву. Ранее установлено, что основным механизмом докритического роста трещин является активное растворение металла в вершине трещины. Представляется перспективным направлением борьбы с КРН замедление процесса роста трещин при помощи ингибиторов активного растворения стали.

В работе изучали скорость роста трещин в трубной стали X70 при постоянной нагрузке в коррозионной среде методом измерения электросопротивления образцов и изменение механических свойств трубной стали в коррозионной среде методом растяжения образцов с постоянной скоростью. Средой для испытаний служили растворы, имитирующие слабокислый и нейтральный грунтовой электролит – цитратный буфер и боратный буфер с добавлением синтетического подплёночного электролита NS-4. В качестве добавок использовали ингибиторы коррозии: катамин АБ и ряд ингибиторов серии ИФХАН на основе алкилкарбоксилата натрия, фосформолибденовой кислоты и ациклического амина, жирных кислот талового масла в концентрации 1 г/л. Установлено существенное (в 5-6 раз) замедление скорости роста трещин в трубной стали в присутствии ингибиторов. Также в среде, содержащей ингибиторы, возрастают показатели пластичности стали до 30%, что свидетельствует о затруднении начальных стадий трещинообразования. Определены ингибирующие составы, обладающие лучшими защитными свойствами. Влияние ингибиторов на скорость роста трещин в стали находится в хорошем соответствии с их влиянием на электрохимические свойства стали. В присутствии ингибиторов снижается ток активного растворения и подавляется проникновение водорода в сталь.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЭМУЛЬГИРОВАНИЯ
ВОДОНЕФТЯНОЙ ЭМУЛЬСИИ ПРИ РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИИ
ДЕЭМУЛЬГАТОРА И УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО
ГАЗА
(IMPROVING THE EFFICIENCY OF DEMULSIBILITY WITH
RESOURCE SAVING DEMULSIFIER AND ASSOCIATED GAS
UTILIZATION)**

Газизова Л.Р., Клековкин К.В.

(научный руководитель: доцент Дмитриева Т.В.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Нефтяная промышленность играет одну из важнейших ролей в экономике России. Однако из-за географического расположения основные районы добычи удалены от потребителя на большие расстояния. Поэтому важную роль в нефтяной отрасли играет трубопроводный транспорт.

Эффективность трубопроводного транспорта зависит от многих параметров, главный из которых качество транспортируемой нефти. При наличии в нефти большого содержания воды или газа эффективность трубопроводного транспорта падает, возникают частые поломки из-за коррозии. Поэтому нефть на промысле обезвоживают и дегазируют.

В данной работе рассмотрен процесс повышения эффективности подготовки нефти к транспорту, а именно, ее обезвоживание с использованием деэмульгатора и утилизации попутного нефтяного газа.

После первичного обезвоживания и первичной дегазации нефть идет на вторую степень обезвоживания, после чего нефть движется далее на установку подготовки нефти. Смысл заключается в том, что часть обезвоженной нефти идет на цикл, замыкающийся перед второй степенью отчистки от воды. Отведенная нефть нагревается в печи, где используется попутный нефтяной газ. Далее в подогретую нефть подается деэмульгатор, после чего эта нефть попадает снова в “Аппарат обезвоживания нефти”.

Таким образом происходит повышение эффективности деэмульгирования нефти и утилизация попутного нефтяного газа, а также идет экономия деэмульгатора.

Так же в данной работе представлен анализ эффективности отечественных и импортных присадок, актуальный в период импортозамещения зарубежной продукции.

**ТОЧЕЧНЫЕ ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИЕ ДАТЧИКИ В
СУРОВЫХ УСЛОВИЯХ
(POINT FIBER - OPTICAL SENSORS
IN EXTREME CONDITIONS)**

Ганеева Л.К., Ганеева Л.К.

(научный руководитель: аспирант Шестаков Р.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

Не секрет, что трубопроводы являются ключевыми компонентами цепочки нефтяной и газовой промышленности. Поэтому в настоящее время обеспечение мониторинга их состояния является основной задачей, стоящей перед отраслью. Особо остро этот вопрос стоит в экстремальных условиях. В таких условиях применяются стандартные электронные датчики (ЭД), однако они восприимчивы к электромагнитным излучениям (шумы и помехи в измерительном сигнале), не применимы в условиях высоких напряжений без специальной защиты, и большинство материалов электроники накладывают ограничение на температурный диапазон работы до +200 °С и радиационный диапазон до нескольких кГр.

Наиболее полным и перспективным техническим решением для экстремальных условий эксплуатации является использование оптических принципов измерений, на которых основаны волоконно-оптические датчики (ВОД). Использование кварцевого стекла в качестве материала для ВОД и измерительных линий связи является эффективным решением. Оптические датчики показали уникальные свойства и характеристики по чувствительности к разным физическим параметрам, устойчивости к тяжелым и суровым средам и способности самокалибровки, что сформировало для них современный рынок использования и делает их наиболее подходящим кандидатом для перспективных применений в экстремальных условиях.

УСТРОЙСТВО ДЛЯ ОЧИСТКИ ВНУТРЕННЕЙ ПОВЕРХНОСТИ ТРУБОПРОВОДА ОТ НЕФТЕШЛАМОВ (DEVICE FOR CLEANING INTERNAL SURFACE OF PIPELINE FROM SLUDGE)

Герасим К.А., Писаренко Е.К.
(научный руководитель: доцент Кучеренко М.В.)
Омский государственный технический университет

В настоящий момент актуальной задачей является повышение эффективности очистки внутренней поверхности трубопровода от различных отложений образующихся при транспортировке по трубопроводам нефти и продуктов ее переработки.

Предлагаемое очистное устройство (рис.1) состоит из поршня на котором расположены манжеты, выполненные из чередующихся материалов, например, пенополиуретана и листовой маслобензостойкой резины, и имеют съемную конструкцию, для замены манжет в случае их повреждения после очередного пропуска устройства, щеточного блока, для механической очистки внутренней полости трубопровода от плотных парафиновых и асфальтосмолистых отложений, и диск с соплами, выполненный в виде цилиндра и с расположенными по диаметру отверстиями в виде сопел, расположенных таким образом, что транспортируемый продукт, попадая в сопла проходит через них и на оси устройства образуется вращающий момент, что приводит к вращению очистного устройства.

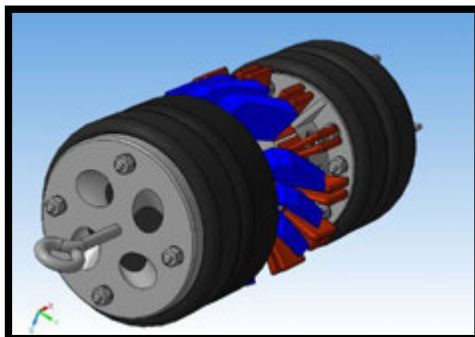


Рис.1 Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода от нефтешламов

Таким образом, конструкция очистного устройства позволяет совершать в потоке транспортируемой жидкости не только поступательное, но и вращательное движение, что механически очищает внутреннюю поверхность трубопровода щеточным блоком и производит размыв отложений струями перекачиваемого продукта, выходящими из сопел. Кроме того, повышается эффективность очистки трубопровода от отложений, и как следствие, уменьшение количества пропусков очистных устройств.

**МОНИТОРИНГ АВАРИЙНЫХ ВЫБРОСОВ И РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА
ОБЪЕКТАХ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА
(MONITORING OF EMERGENCY RELEASE AND OIL SPILL ON PIPELINE
TRANSPORTATION OBJECTS)**

Гильмияров Е.А., Земенкова М.Ю.

(научный руководитель: доцент Земенкова М.Ю.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

Согласно Федеральному закону «О промышленной политике в Российской Федерации» (31.12.2014) развитие нефтегазовой отрасли России ориентировано на формирование высокотехнологичной, конкурентоспособной промышленности и обеспечение безопасности государства. Как показывает анализ публикаций и действующей нормативно-правовой документации, основной ориентир для нефтегазового комплекса сегодня – технологическая независимость, надежность и безопасность.

В ТюмГНГУ ведется разработка системы мониторинга надежности и безопасности объектов трубопроводного транспорта. Одним из составляющих системы является модуль прогнозирования утечек и выбросов. Область применения экспертных расчетов объемов утечек и выбросов углеводородов на объектах трубопроводного транспорта весьма широка. Из типовых задач, решаемых экспертами различного уровня, необходимо отметить следующие: оценку и прогнозирование показателей надежности и безопасности; оценку вероятности возникновения аварий различных типов; оценку возможных сроков ликвидации последствий аварии; определение места возникновения аварии, разливов и утечек, оценку степени опасности выброса с учетом его объёма, токсичности и физико-химических свойств; прогнозирование последствий аварии; составление перечня возможных событий при распространении утечки и выброса и т.д.

Несмотря на снижение статистики аварийности, последствия аварий и инцидентов на трубопроводах продолжают обострять экологические проблемы. При анализе аварийных ситуаций или прогнозировании риска целесообразно использовать системный подход, рассматривая каждую ситуацию как сложную систему, где многие входящие в нее факторы (продолжительность ремонтно-восстановительного периода, природные и метеорологические условия, характер повреждения, режим перекачки, объем выбросов и др.) являются взаимозависимыми. Дальнейшее совершенствование методик расчета объемов аварийных утечек проводится с внедрением методов математического моделирования с применением ЭВМ. Также особое внимание уделяется изучению происходящих в трубопроводе явлений, влияющих на процесс истечения. К ним можно отнести стабилизацию давления в трубопроводе после остановки насосов и распространение волн гидравлического удара при перекрытии линейных задвижек.

**ОЦЕНКА ВЗАИМНОГО ВЛИЯНИЯ РАБОЧИХ ПАРАМЕТРОВ
ЭЛЕМЕНТОВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ ПУТЕМ
ЧИСЛЕННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ИХ СОВМЕСТНОЙ РАБОТЫ
(ASSESSMENT OF MUTUAL INFLUENCE OF OPERATING
PARAMETERS OF COMPONENTS GAS TRANSPORTATION
SYSTEM BY NUMERICAL SIMULATION OF THEIR
COLLABORATION)**

Гилязиев М.Г.

ООО «Газпром трансгаз Казань»

На сегодняшний день при решении задач эффективной эксплуатации газотранспортной системы (ГТС), исследуемую систему принято рассматривать поэлементно. Т.е. рассматривается работа отдельно взятых элементов ГТС (таких как: газотурбинная установка (ГТУ), центробежный нагнетатель (ЦБН) и линейный участок магистрального газопровода (ЛЧ МГ)) без учета их взаимного влияния.

Цель данной работы – оценка взаимного влияния рабочих параметров элементов ГТС для решения задач повышения эффективности работы газотранспортной системы.

Одним из наиболее приемлемых инструментов для оценки взаимного влияния рабочих параметров элементов ГТС является математическая модель участка ГТС, описывающей совместную работу компрессорного цеха (КЦ) и линейной части магистрального газопровода.

Методика термодинамического расчета совместной работы ГТУ, ЦБН и ЛЧ МГ основана на решении системы нелинейных уравнений.

Система нелинейных уравнений составлена на основе:

1. Уравнений сохранения массы рабочего тела;
2. Уравнений сохранения энергии рабочего тела;
3. Уравнений, описывающих теплофизические свойства рабочего тела;
4. Уравнений, описывающих газодинамические характеристики узлов ГТУ и ЦБН.

Для решения поставленной задачи моделировалась работа участка ГТС, состоящего из двух, последовательно расположенных на одном МГ, компрессорных цехов и одного участка ЛЧ МГ, соединяющий данные КЦ (в свою очередь, КЦ состоит из трех одновременно работающих ГТУ и ЦБН).

В результате численного моделирования получена аналитическая зависимость влияния изменения гидравлического сопротивления магистрального газопровода (имеет место быть при засорении внутренней полости МГ) на рабочие параметры ГТУ и ЦБН компрессорного цеха (потребляемая мощность ЦБН, расход топливного газа на ГТУ и т.д.).

**ФОРМИРОВАНИЕ КОМПЛЕКТОВ МАШИН ДЛЯ РЕМОНТА
МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ
(FORMING SETS OF MACHINES FOR REPAIR OF TRUNK OIL AND
GAZ PIPELINES)**

Гладков И.В.

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

В рамках исследования рассмотрено комплектование строительными ресурсами отдельных технологических процессов капитального ремонта магистральных трубопроводов в условиях полной определенности. При этом учитывалось, что процесс состоит из r операций, которые могут быть выполнены различными типами и типоразмерами машин. Известны затраты или время на выполнение каждой операции каждой машиной. Для определения комплекта машин, который обеспечит минимальные затраты (время) на весь технологический процесс, было предложено использовать метод динамического программирования. В качестве целевой функции использовано уравнение Беллмана.

Алгоритм оптимизации состоит из двух этапов: на первом этапе следует производить расчет критерия оптимизации, начиная его с расчета машин, выполняющих последнюю операцию, постепенно переходя к началу процесса и используя рекуррентное уравнение Беллмана, определяя минимальное время на выполнение процесса; на втором этапе, выполняющемся в обратной последовательности, на каждом шаге определяется машина, время работы которой вошло в суммарный минимум критерия оптимизации.

При формировании комплекта машин на перспективу для капитального ремонта магистральных трубопроводов часто возникают ситуации, когда известны общий объем и номенклатура ремонтных работ, но неизвестно пропорциональное соотношение между объемами работ различных видов. Постановка задачи имеет следующий вид: пусть известны машины, которые могут быть использованы для выполнения возможных видов работ по ремонту в перспективе и известна матрица затрат $\{y_{ij}\}$ на выполнение i -го вида работ j -й машиной; требуется определить оптимальные вероятности использования каждой машины, чтобы затраты на выполнение всех видов работ были минимальны и не превышали заданного уровня затрат y^* : $y_{i1} \cdot p_1 + y_{i2} \cdot p_2 + \dots + y_{ij} \cdot p_j + \dots + y_{im} \cdot p_m \leq y^*$, $i = 1, 2, \dots, n$, где p_j - вероятность использования j -й машины. При этом сумма вероятностей использования всех машин будет равна единице: $\sum_{j=1, m} p_j = 1$.

Поиск оптимального решения заключается в направленном переходе от одного допустимого базисного решения к другому в направлении максимизации целевой функции.

**РЕЗЕРВУАР ПОВЫШЕННОЙ НАДЁЖНОСТИ С
ДИНАМИЧЕСКИМ ВЗАИМОДЕЙСТВИЕМ КОНСТРУКТИВНЫХ
ЭЛЕМЕНТОВ**

**(THE IMPROVED STRENGHT TANK WITH DINAMIC
INTERACTION OF THE BASIC STRUCTURAL ELEMENTS)**

Голдаевич М.Е., Егоров А.Ю., Чемоданова И.И.

(научный руководитель: доцент Землеруб Л.Е.)

Самарский государственный технический университет

В работе представлен проект резервуара объемом 100000 м³ со стенкой каннелюрного типа РВС-К и двухпоясным вантовым покрытием. Каннелюрная панель представляет собой вертикальный участок стенки, состоящий из стальных листов, обращенных выпуклостью внутрь резервуара. Места стыка панелей называются ребрами стенки РВС-К, с их внутренней стороны по всей высоте стенки приварена накладка, ширина которой составляет 0,1 длины листа стенки, образующая с ребром стенки трехгранную балку, повышающую жесткость конструкции.

По всему нижнему контуру стенка соединена с плоским дном сплошным сварным швом, а в местах стыка панелей по верхнему контуру стенки прикреплено висячее вантовое покрытие комбинированного типа с внутренним опорным барабаном.

Для снижения потерь продукта от испарения предлагается использовать понтон, состоящий из отдельных секций из листового алюминия, заполненных алюминиевыми сотами, собираемых между собой на болтах.

Техническим результатом разработки является: гарантированное увеличение прочности и устойчивости резервуара, подтвержденное в расчетах пакета ANSYS; возможность эксплуатации в сейсмоопасных районах; снижение металлоемкости резервуара; увеличение эксплуатационной надежности резервуара; снижение сметной стоимости сооружения по сравнению с РВС.

**ИНЖЕНЕРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА РАЙОНА
СТРОИТЕЛЬСТВА ВОЛГОГРАДСКОГО ПОДЗЕМНОГО
ХРАНИЛИЩА ГАЗА И ОЦЕНКА УСТОЙЧИВОСТИ ПОДЗЕМНЫХ
ВЫРАБОТОК ГИРЛЯНДНОГО ТИПА
(ENGINEERING GEOLOGICAL CHARACTERISTICS OF THE
VOLGOGRAD UNDERGROUND GAS STORAGE CONSTRUCTION
SITE AND STABILITY OF DAISY-CHAIN UNDERGROUND
STORAGES)**

Гришко Е.В.

(научный руководитель: профессор Калинин Э.В.)

МГУ имени М.В. Ломоносова

Подземные хранилища газообразных и жидких углеводородов играют большую роль при обеспечении устойчивого и надежного функционирования топливно-энергетического комплекса государства.

Каменная соль как среда для подземных хранилищ выбрана в связи с тем, что она уже при небольших действующих напряжениях проявляет реологические свойства, т. е. существует возможность самозалечивания трещин, таким образом исключается возможность миграции хранимого продукта. С другой стороны, проявление реологических свойств каменной солью приводит к образованию областей запредельного деформирования в окрестности кровли выработки и, как следствие, ее обрушению, а также к заплыванию выработки (конвергенции), что в свою очередь вызывает оседание земной поверхности.

Объектом исследования данной работы стала территория Россошинской площади в районе г. Волгограда в связи с планированием создания подземного хранилища природного газа в отложениях кунгурского яруса методом растворения каменной соли. В работе производился расчет устойчивости подземной выработки гирляндного типа на основе предварительно изученного геологического строения соляных структур района, а также литологических и структурно-текстурных особенностей и свойств слагающих их горных пород. Дана подробная инженерно-геологическая характеристика района. Большое внимание уделялось изучению реологических параметров каменной соли в экспериментах на ползучесть при сложном напряженно-деформированном состоянии. Расчет устойчивости проводился в программном комплексе Simulia Abaqus по методике, разработанной в ООО "Газпром геотехнологии" (задача решалась методом конечных элементов). В результате расчетов определялись все компоненты тензоров напряжений и деформаций в узлах всех конечных элементов. Полученные значения сопоставлялись с предельно допустимыми величинами, задаваемыми принятыми критериями устойчивости и, в итоге, было дано заключение, что выработка будет устойчива в течение всего расчетного периода.

АНАЛИЗ ВЛИЯНИЯ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ НА ТРЕНИЕ В ТРУБОПРОВОДАХ: ПРИМЕНЕНИЕ ФУНКЦИИ ЛАМБЕРТА И ПЕРСПЕКТИВЫ МОДЕЛЕЙ ТУРБУЛЕНТНОСТИ (INFLUENCE OF ANTI-TURBULENT ADDITIVE ON FRICTION FACTOR IN PIPELINES: THE APPLICATION OF LAMBERT FUNCTON AND PROSPECT OF TURBULENCE MODELS)

Дедеев П.О.

(научный руководитель: д.ф.-м.н., профессор Харламов С.Н.)

Национальный исследовательский Томский политехнический университет

Известно, что при помощи молекул полимеров (далее – присадки) можно добиться значительного снижения турбулентного трения в трубопроводных системах. В связи с этим противотурбулентные присадки нашли широкое применение в транспорте воды, жидких углеводородов, в бурении и в пожарном деле. Тем не менее, полное понимание физики процесса ламинаризации потока до сих пор не достигнуто, и промышленность сталкивается с отсутствием метода аналитического расчета оптимальной концентрации присадки.

Вышеупомянутое диктует необходимость вывода аналитических зависимостей, либо получение качественных эмпирических или полуэмпирических уравнений. Последние обычно получают путём стендовых испытаний присадки на основе уравнения, описывающего взаимосвязь трения и концентрации противотурбулентной присадки от критерия Рейнольдса. Сложность заключается в том, что уравнение задано в неявном виде. В настоящей работе предлагается использовать достижения теории турбулентного трения и задействовать известную функцию Ламберта для преобразования уравнения в явный вид. Ввиду вышеперечисленного целью работы является проверка работоспособности явно выраженного уравнения, связывающего коэффициент трения с параметрами потока, а также оценка возможности использования известных моделей турбулентности.

Произведены расчеты неявных и явных уравнений для различных чисел Рейнольдса и концентраций присадки. Основой послужили экспериментальные данные, опубликованные в журналах Chinese Journal of Engineering, Journal of Non-Newtonian Fluid Mechanics, Journal of Fluids Engineering. Показано, что явное уравнение сходится с неявным с погрешностью менее 3%.

Также предпринимается попытка выбора моделей турбулентности для расчета локальных характеристик потока. Анализ производился на базе экспериментальных данных, полученных с помощью бесконтактного метода лазерной Доплеровской анемометрии. Даны рекомендации по выбору расчетной модели, а также сформулированы выводы о необходимости учета температурного градиента и многофазности среды.

**ПРОЕКТИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ МАЛОТОННАЖНОГО
ПРОИЗВОДСТВА РАСПРЕДЕЛЕНИЯ И ХРАНЕНИЯ СПГ
(DESIGN OF SYSTEM OF LOW-TONNAGE PRODUCTION OF
DISTRIBUTION AND STORAGE OF LNG)**

Дедешко Е.В., Непша А.С.

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

Проекты малотоннажного производства и применения сжиженного природного газа (СПГ) получают все большее распространение в мире. Малотоннажное производство СПГ в Российской Федерации находится на начальном этапе развития, вследствие чего наблюдается отставание от мировых лидеров в области малотоннажного производства СПГ. Транспортировка природного газа в виде СПГ - это новая для РФ концепция, требующая тщательного внимания. Поэтому актуальной задачей, имеющей важное практическое значение при производстве СПГ, является разработка и совершенствование технических и технологических решений. В соответствии с этим, должны быть решены следующие задачи:

- создание системы малотоннажного производства СПГ, способной конкурировать с другими видами производства на основе высоких экономических и технологических показателей;
- внедрение эффективного практического применения и распределения данного производства на территории РФ;
- разработка принципиально новых и усовершенствование уже имеющихся установок сжижения газа для малотоннажного производства;
- анализ методик хранения и распределения, а также принятие обоснованного решения о возможности их применения в данном производстве;
- оценка и разработка безопасных методов малотоннажного производства СПГ;
- разработка программно-вычислительного комплекса и автоматизация всех процессов производственной системы.

**СИСТЕМА ДИАГНОСТИКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ
ТРУБОПРОВОДА
(A SYSTEM OF DIAGNOSING THE TECHNICAL CONDITION OF
THE PIPELINE)**

Дементьев А.С.

(научный руководитель: профессор Проскуряков Р.М.)
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Современные системы диагностики не всегда удовлетворяют требованиям работников нефтяной отрасли. В данный момент практически невозможно оценить полное техническое состояние стенок трубопровода без колоссальных затрат на работу диагностической системы. В связи с этим ведется работа по разработке системы диагностики технического состояния трубопровода на основе пульсирующего магнитного поля.

Исходный сигнал, посылаемый по стенкам трубопровода в местах неисправностей стенок трубы (трещин, каверн, отверстий и др.) испытывает отражение, преломление, интерференцию создавая экстратоки, которые искажает прямоугольную форму модуляции магнитного поля. Мощность выходного сигнала получается значительно меньше мощности сигнала-эталона

В работе описана схема предлагаемой системы. Диагностический комплекс позволяет оценивать продолжительные участки нефтепровода без вмешательства в работу объекта. Большая сеть трубопроводов может контролироваться отдельными участками, подключенными к пульту диспетчера по очереди.

**ГАЗИФИКАЦИЯ СПГ НАСЕЛЕННЫХ ПУНКТОВ РЕГИОНОВ
РОССИИ, УДАЛЕННЫХ ОТ МАГИСТРАЛЬНЫХ
ТРУБОПРОВОДОВ
(LNG GASIFICATION OF SETTLEMENTS IN RUSSIAN REGIONS
SITUATED FAR FROM THE TRUNK PIPELINES)**

Долганюк Я.Ю.

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

В настоящее время мировой рынок торговли СПГ стал наиболее развивающимся рынком углеводородов. Однако реальность такова, что в Российской Федерации средний уровень газификации составляет около 60%. И если в городах эта цифра находится на уровне 70%, то в сельской местности составляет всего 53% (по данным 2014 года).

Традиционный способ газификации (трубопроводный транспорт) становится в ряде случаев неприемлемым из-за высоких капитальных затрат, невозможности прокладки газопровода из-за наличия естественных преград. Проблема устойчивости обеспечения газом дополняется проблемой его доставки. Энергетические источники территориально значительно удалены от потребителей энергии. Именно поэтому наиболее перспективным способом обеспечения потребителей СПГ является его сжижение вблизи месторождений и транспортировка в жидком виде.

Цикл производства и потребления СПГ состоит из нескольких главных стадий. Это отбор газа из сетей низкого или высокого давления, подача его на установку или завод для частичного или полного сжижения, хранение полученного продукта в криогенном резервуаре, транспортировка к месту потребления, хранение в расходном резервуаре на объекте, регазификация в атмосферных испарителях, подготовка и подача «расконсервированного» природного газа к теплоэнергетическому оборудованию.

Как топливо, СПГ имеет целый ряд положительных качеств. Для применения в топливно-энергетическом комплексе и коммунальном хозяйстве важно, что он обладает высокой теплотой сгорания, обеспечивает полное сгорание топлива. Продукт успешно применяется и в транспортной сфере, так как обладает высокой энергоемкостью и большим октановым числом, позволяет организовать компактное хранение топлива, способствует сокращению использования дефицитных нефтяных топлив. Также СПГ позволяет решать экологические проблемы, существенно снижая вред, наносимый окружающей среде.

**КОМПЬЮТЕРНАЯ РЕАЛИЗАЦИЯ ИТЕРАЦИОННОГО
АЛГОРИТМА РАСЧЕТА СТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ
НЕФТЕПРОВОДА С ПРОМЕЖУТОЧНЫМИ
НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИМИ СТАНЦИЯМИ
(COMPUTER REALIZATION OF AN ALGORITHM OF STATIONARY
MODE FOR THE PIPELINES WITH INTERMEDIATE PUMP
STATIONS)**

Долов А.Р.

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

В настоящее время в практической реализации расчета стационарных режимов работы нефтепровода с промежуточными перекачивающими станциями (НПС) не существует единого подхода. Алгоритмы, на которых базируются компьютерные программы, для расчета гидравлических связанных трубопроводных систем, как правило неизвестны, а их работа в ситуациях, более сложных, чем стандартные, часто обнаруживает ошибки или показывает, что программа производит расчет только по отдельным перегонам между НПС. Автор данной работы на основе алгоритма, предложенного М.В. Лурье и А.С. Дидковской, разработал компьютерную программу для расчета стационарных режимов работы магистральных нефтепроводов, позволяющую осуществлять многовариантные численные расчеты нефтепроводов с произвольным числом промежуточных НПС.

Использованный итерационный алгоритм можно считать универсальным, поскольку он учитывает наиболее существенные особенности действующих и проектируемых нефтепроводов, такие как профиль, протяженность, диаметр (или диаметры) отдельных сегментов, любое число промежуточных НПС с заданным числом насосов, и заданными расходно-напорными характеристиками, соединенными последовательно или параллельно, а также основные свойства транспортируемой жидкости - плотность и вязкость. Алгоритм позволяет определить положение и протяженность самотечных участков, если таковые образуются при транспортировке нефти.

Расчеты, осуществленные автором доклада с помощью данного алгоритма, показали, что алгоритм устойчив, не дает сбоев в работе и обладает хорошим быстродействием. При этом алгоритм одинаково пригоден для больших и малых трубопроводов, удобен для решения практических задач проектирования и эксплуатации в диалоговом режиме.

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ВЕРОЯТНОГО УЩЕРБА ПРИ АВАРИЯХ И НЕИСПРАВНОСТЯХ СБОРНО-РАЗБОРНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ
(DEVELOPMENT OF METHODS FOR ASSESSMENT LIKELIHOOD OF DAMAGE IN CASE OF ACCIDENTS AND MALFUNCTIONS BUILT-IN SECTION PIPELINES)**

Донских Д.В.

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

Вступление в силу ряда федеральных законов в области трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов потребовало пересмотра большинства существующих руководящих документов. Федеральный закон № 184-ФЗ «О техническом регулировании» потребовал ужесточить требования к объектам повышенной опасности в области нефтяной и газовой промышленности. Эти повышенные требования в полной мере должны быть реализованы в руководящих документах, касающихся проектирования, строительства, эксплуатации и свертывания (демонтажа, утилизации) магистральных трубопроводов, в том числе трубопроводов сборно-разборных.

Цель работы: разработать методику оценки вероятного ущерба при авариях и неисправностях сборно-разборных трубопроводов. Внести методику в предложения проекта документа «Руководство по эксплуатации трубопроводов сборно-разборных». Для этого решались следующие задачи: проведен анализ аварии и неисправностей, произошедших при эксплуатации трубопроводов и анализ требований к экологической безопасности при эксплуатации СРТ; оценен ущерб окружающей природной среде от загрязнения земель, водных объектов, атмосферы.

При выполнении данной работы получены следующие результаты:

1. Разработаны на основе нормативно-технической документации общие требования к экологической безопасности полевых магистральных трубопроводов;

3. Методика может быть использована для оценки вероятного ущерба не только при авариях и неисправностях СРТ, но и при залповых проливах нефтепродуктов на других объектах Службы горючего.

4. Командиры трубопроводных частей, начальники складов и баз горючего могут использовать разработанную Методику для квалифицированного подхода к решению разногласий по компенсации ущерба от проливов горючего при взаимодействии с федеральными, местными административными органами, представителями природоохранных и других ведомств.

5. Методика внесена в предложения проекта документа «Руководство по эксплуатации трубопроводов сборно-разборных».

РЕКОНСТРУКЦИИ ОТВОДА ГАЗОПРОВОДА (RECONSTRUCTION OF DRAINAGE PIPELINE)

Дуоду Д.А.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Федоренко В.В)
Северо-Кавказский федеральный университет, Институт нефти и газа

Традиционно реконструкция газопровода осуществляют тремя методами: на бровке траншеи; с подъемом и укладкой трубопровода на лежки в траншее; с прокладкой новой нитки параллельно действующему трубопроводу. Однако эти методы не распространяются на ремонт газопроводов из не стальных труб, по которым транспортируют газ, содержащий агрессивные компоненты, а также на газопроводы, находящиеся в специфических условиях эксплуатации (болото, вечная мерзлота), где ремонтные работы проводят по специальной технологии.

Реконструкция распределительной системы газоснабжения включает перераспределение расчетных величин потребления газа между потребителями одного газораспределительного пункта (ГРП) посредством газопроводов с параллельными нитками, лупингами и вставками, которые относятся к потребителям с повышенным или новым расчетным расходом газа. Для отвода газа к потребителю с уменьшенным расчетным расходом дополнительно подключают новый газопровод, который прокладывают, причем диаметр нового газопровода определяют, исходя из перепада давления между точкой отвода от наружной распределительной сети и точкой присоединения к потребителю при расчетном расходе газа, равном сэкономленному в точке отвода.

Новый газопровод прокладывают через участки отводов с диаметрами, которые определяются по перепадам давлений между точками отводов. При этом расходы равны суммам экономии расчетных расходов газа во всех последовательных точках отводов, к которым присоединяют новый газопровод и участке старого газопровода до точки нового отвода или отвода с увеличенным расчетным расходом газа прокладывают лупинг. Параметры лупинга обеспечивают постоянство старого гидравлического режима наружной распределительной сети.

Реконструкция распределительной системы газоснабжения старых или новых зданий в пределах района питания одного ГРП предусматривает перераспределение расчетных потребностей в газоснабжении путем перевода модернизируемых старых зданий на централизованное горячее водоснабжение и переоборудование кухонь с газовых на электрические плиты в соответствии с рекомендацией СНБ 1.04.02-02 п.22). Это позволяет перераспределить часть расчетного потребления газа для газоснабжения надстраиваемых и новых зданий с сохранением существующей газораспределительной системы без ее дорогостоящей замены.

**ИЗМЕРИТЕЛЬНОЕ УСТРОЙСТВО ДЛЯ КОНТРОЛЯ
СОДЕРЖАНИЯ ВОДЫ В НЕФТЕВОДЯНОЙ СМЕСИ
(DEVICE FOR CONTROLLING THE WATER CONTENT IN THE OIL-
WATER MIXTURE)**

Евстегнеев Н.О., Горбунов А.О.

(научный руководитель: профессор Антипов Б.Н.)

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

Внедрение в Российской Федерации требований ГОСТР8.615-2005, устанавливающего характеристики извлекаемых из недр нефти и нефтяного газа, в том числе точность измерения расхода жидкости, объема свободного нефтяного газа и обводненности, потребовало разработки и внедрения нового оборудования по замеру данных характеристик.

Целью данной работы является разработка измерительного устройства для непрерывного определения влагосодержания нефтеводяной смеси транспортируемой по трубопроводу. Принцип работы устройства основан на анализе изменения температуры протекающей через устройство смеси нефти и воды до и после обработки волнами СВЧ. С целью повышения точности измерения, перед обработкой волнами СВЧ из смеси образуется водно-нефтяная эмульсия посредством воздействия ультразвуком.

Ожидаемым результатом исследования является получение патента на полезную модель с дальнейшим подтверждением эффективности предлагаемого измерительного устройства на создаваемой экспериментальной установке.

Учитывая, что Российская Федерация является одним из мировых лидеров по добыче углеводородного сырья, при правильной организации работы с потенциальными разработчиками измерительной аппаратуры и компаниями, осуществляющими добычу нефти, можно ожидать успешного внедрения данного устройства в отрасль с высокой рентабельностью в течение длительного времени.

ОСОБЕННОСТИ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ НА ВЕЧНОМОРЗЛЫХ ГРУНТАХ (ASPECTS OF PIPELINE LAYING ON PERMAFROST)

Еперов В.А.

(научный руководитель: Закирова Э.А.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Строительство и эксплуатация трубопроводов в области распространения вечномёрзлых грунтов представляют сложную проблему. Это объясняется тем, что при тепловом взаимодействии трубопроводов с вечномёрзлыми грунтами, под влиянием изменения природных условий существенно изменяются температура, состав, строение и свойства грунтов.

Это сопряжено с такими опасными явлениями, как морозобойное растрескивание, осадка трубопроводов, всплытие при подземной прокладке, выпучивание свай и опор трубопроводов при надземном прокладке, образование бугров пучения, приводящие к авариям и потере несущей способности трубопроводных систем.

В настоящее время согласно I принципу строительства объектов магистрального транспорта на вечномёрзлых грунтах [1] в качестве основания используется грунт в мерзлом состоянии, для этого применяют сезоннодействующие охлаждающие устройства (СОУ). Несмотря на то, что эти системы эффективны и широко применяются при строительстве, однако, даже при их использовании происходит образование искусственно наведенных бугров пучения за счет подтягивания влаги к зоне промерзания.

Существующие методики расчета СОУ не учитывают эффект возможного пучения грунта. Чтобы избежать выпирания термоопор трубопровода в пучинистых грунтах, необходимо свести к минимуму возможность возникновения миграционных процессов влаги в грунте [2].

Актуальным представляется сведение к минимуму эффекта пучения грунта при его промораживании с помощью СОУ.

Библиографический список

1 СП 25.13330.2012 Основания и фундаменты на вечномёрзлых грунтах. Актуализированная редакция СНиП 2.02.04–88.

2 Применение термостабилизирующих устройств при строительстве и эксплуатации сооружений магистрального транспорта на вечномёрзлых грунтах [Текст] / В. А. Еперов, Э. А. Закирова // Актуальные проблемы науки и техники-2015: материалы VIII Междунар. науч.-практ. конф. молодых ученых в 3 т. / УГНТУ. - Уфа, 2015. - Т. 1. - С. 156-158.

**ПРОГНОЗ ПРОЦЕССА ОСЕДАНИЯ ЗЕМНОЙ ПОВЕРХНОСТИ ПРИ
ПРОЕКТИРОВАНИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА В
ЮЖНОЙ ЯКУТИИ
(THE FORECAST OF PROCESS LAND SUBSIDENCE AT
DESIGNING OF THE MAIN GAS PIPELINE IN SOUTH YAKUTIA)**

Ермолаева А.В.

(научный руководитель: профессор Строкова Л.А.)

ООО «Газпром трансгаз Томск»

Перспективы развития российской газовой отрасли связаны с разработкой нефтегазоносных территорий, находящихся в сложных природно-климатических условиях. Существующие на сегодняшний день нормативные документы по проектированию магистральных трубопроводов в достаточной степени обеспечивают безопасность эксплуатации объектов системы газоснабжения. Однако, в природно-техногенных системах, как правило, отмечается активизация процессов под влиянием техногенной нагрузки, которые в ненарушенных условиях не фиксировались. В работе рассмотрены процессы карста и термокарста, способствующие возникновению механических напряжений в металле трубопровода, приводящих к снижению эксплуатационной надежности трубопровода на участке «Чаянда-Ленск» строящегося магистрального газопровода «Сила Сибири».

Автором предложено оценивать опасность по интегральному критерию предрасположенности участков трассы к развитию карстового и термокарстового процессов.

В качестве критериев, при построении схемы инженерно-геологического районирования по степени карстовой опасности были использованы следующие: наличие на участке карстующихся пород достаточной мощности; агрессивность подземных вод (произведен расчет индекса неравновесности); наличие поверхностных форм карста; наличие разуплотненных зон, выделяемых по результатам геофизических исследований; наличие/отсутствие водоупора, перекрывающего растворимые породы.

При оценке риска термокарста отмечена опасность участков с льдогрунтами, пластовыми и полигонально-жильными подземными льдами. Для определения опасных участков предлагается следующий алгоритм: анализ геолого-литологических колонок для определения участков трассы с наличием льдов и льдогрунтов, анализ космоснимков, для выявления участков с деградирующей растительностью.

Таким образом, по совокупности критериев предварительно были выделены участки, наиболее вероятные в провалообразованию. Для построения схемы районирования использовалось программное обеспечение Mapinfo Professional.

**РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ РАСЧЕТА ЭФФЕКТИВНОСТИ
ПРИРОДООХРАННЫХ МЕРОПРИЯТИЙ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ
НЕФТЕПРОВОДОВ
(DEVELOPMENT OF THE METHOD OF CALCULATING THE
EFFICIENCY OF ENVIRONMENTAL MEASURES OPERATING
PIPELINES)**

Ефремов А.М.

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

Укрепление экологической безопасности страны требует значительных затрат на проведение мероприятий по охране природы. Проблемы оценки экономической и социальной эффективности инвестиций в природоохранную сферу еще недостаточно разработаны. Поэтому приходится пользоваться временной типовой методикой определения эффективности затрат на мероприятия по охране окружающей среды, разработанной на основе типовой методики определения экономической эффективности капитальных вложений, с учетом особенностей методов измерения эффективности инвестиций природоохранных мероприятий. В самом общем виде эти особенности могут быть сформулированы следующим образом: эффективность затрат на охрану окружающей среды выражается в виде предотвращенных потерь и затрат, возникающих в результате загрязнения окружающей среды; эффект от природоохранных мероприятий имеет четко выраженный региональный характер; социальный эффект не всегда поддается стоимостной оценке, то есть не может быть измерен.

Все это во многом предопределяется эффективностью работы системы мониторинга, которая должна определять возможные отказы техногенных объектов для их предотвращения, предупреждения и ликвидации ремонтно-строительными работами. Поэтому систему мониторинга необходимо проектировать заранее и совершенствовать по мере практического использования.

Работа посвящена проблеме создания методического подхода к расчету эффективности инвестиций в природоохранную сферу. Описаны особенности оценки природоохранных мероприятий: эффективность затрат на охрану окружающей среды выражается в виде предотвращенных потерь и затрат, возникающих в результате загрязнения окружающей среды; эффект от природоохранных мероприятий имеет четко выраженный региональный характер; социальный эффект не всегда поддается стоимостной оценке, то есть не может быть измерен.

ОБОСНОВАНИЕ ПРИМЕНЕНИЯ ГАЗОТУРБИННОГО ПРИВОДА НАСОСОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ (JUSTIFICATION OF USING GAS TURBINE DRIVE FOR OIL PIPELINES PUMP)

Закирзаков А.Г., Петряков В.А.

(научный руководитель: Земенков Ю.Д.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

Основной долей энергии для внутреннего потребления в трубопроводном транспорте нефти является электроэнергия. ГОСТ на нефтеперекачивающие агрегаты, разработанный еще в СССР, предусматривал исключительно электропривод магистральных насосов, что было обусловлено прогрессивной политикой огромной страны в области развития единой системы электроснабжения. Российская нормативно-техническая документация нефтетранспортных компаний, также не оставляет выбора инженеру-проектировщику относительно привода магистральных агрегатов.

Энергозатраты на транспорт нефти могут быть значительно снижены за счет выбора оптимального вида привода насосных станций как при сооружении, так и при реконструкции уже существующих нефтепроводных магистралей, поскольку электропривод магистрального насоса является безальтернативным уже на стадии составления нормативно-технической документации.

Авторами была составлена математическая модель системы «газогенератор-силовая турбина-насос-нефтепровод» в составе газотурбинного насосного комплекса (ГНК).

Модель позволит выполнить исследование режимов совместной работы нефтепровода, насоса, силовой турбины и газогенератора, осуществить рациональный подбор типоразмеров оборудования и определить взаимосвязанные конструктивные параметры установки и трубопровода. Такая модель будет основой решения всевозможных технологических задач проектирования и эксплуатации объекта с целью оптимизации его работы. В зависимости от поставленного вопроса ход решения и программа его реализации будут видоизменяться, а граничные условия должны отражать специфику задачи и свести к минимуму число возможных решений.

**ПРОЕКТ МОДУЛЬНОГО ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНОГО ПУНКТА
ПОДЗЕМНОГО ИСПОЛНЕНИЯ
(PROJECT OF THE MODULAR UNDERGROUND GAS
DISTRIBUTION POINT)**

Зубов А.А., Бологан П.С.

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

В настоящее время газификация регионов Российской Федерации, реконструкция действующих систем газораспределения и газопотребления, являются одними из ключевых направлений развития ПАО «Газпром».

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). Согласно действующей нормативно-технической документации ГРП располагают наземно.

При размещении ГРП внутри жилых кварталов возникают сложности, связанные с необходимостью учитывать допустимые расстояния до зданий и сооружений, автомобильных дорог, воздушных линий электропередачи, а также необходимостью минимизировать шум от работы технологического оборудования.

При газификации населенных пунктов, отдельных районов и домов представляют интерес подземные модульные установки регулирования давления газа. В настоящее время ГРП подземного исполнения широко применяются за рубежом.

В работе приводится многофакторный анализ проектов ГРП различного исполнения на основе отечественного и зарубежного опыта. По результатам анализа разрабатывается эскизный проект модульной ГРП подземного исполнения. 3D модель ГРП подземного исполнения создана в программном комплексе SolidWork.

В работе выполняется расчет основных систем и элементов, необходимых для надежной работы ГРП. На основе выше изложенного разрабатываются рекомендации по проектированию, сооружению и эксплуатации подземных ГРП для строительства и реконструкции систем газораспределения в РФ.

Расчеты, приведенные в работе, показывают преимущества использования ГРП в подземном исполнении в части эксплуатационных характеристик, экономических показателей, компактности и экологичности.

ЭЛЕКТРОМАГНИТНОЕ УПРАВЛЕНИЕ ДАВЛЕНИЕМ В ТРУБОПРОВОДЕ (ELECTROMAGNETIC CONTROL PRESSURE IN THE PIPELINE)

Иванов Р.Н., Секачев А.Ф., Щербань К.В.

(научный руководитель: профессор Слободян С.М.)

Омский государственный технический университет

В настоящее время остро стоит проблема транспортировки высокой вязкости нефтепродуктов. Рассмотрим применение принципа управления электромагнитным полем работой весьма распространённого узла обратного клапана запорного органа для создания управляемого в реальном времени волнового движения вязкой среды в трубопроводе. Исследуем одиночный электромагнит, который притягивает плавающий в потоке вязкой среды ферромагнитный шар–клапан – тип подвешенного ротора.

Кратко принцип действия. При протекании тока через катушку индуктивности «модулятора потока», вокруг него создается магнитное поле. Это магнитное поле усиливается приданием определённых свойств конструкции модулятора. Например, подбором и помещением сердечника из ферромагнитного материала, в состав катушки.

Когда ток протекает по обмотке электромагнита, он создает магнитное поле, линии которого пронизывают сердечник из ферромагнитного материала. Под действием этого поля, в сердечнике, мельчайшие области, которые обладают миниатюрными магнитными полями, называемые доменами, принимают упорядоченное положение. В результате, их магнитные поля складываются, и образуется одно сильное магнитное поле, способное притянуть «плавающий» в потоке шар. Причем, чем больше ток, тем сильнее магнитное поле, образуемое электромагнитным модулятором. После достижения магнитного насыщения при росте тока, магнитное поле будет увеличиваться, но незначительно. Степень намагничивания сердечника, определяемая величиной проходящего через него магнитного потока, о которой судят по максимальной, притягивающей шар, силе электромагнитного модулятора, зависит от величины тока, протекающего в катушке, числа витков и температуры катушки, формы, размеров шара, химического состава, скорости движения и температуры вязкого потока. Катушка модулятора без сердечника также будет обладать магнитными свойствами – притягивать ферромагнитный «плавающий» шар модулятора, но сила притяжения при том же токе, проходящем через нее, существенно меньше, чем у катушки с сердечником.

Выявлено, что на движение вязкой среды в процессе её течения в запорном органе существенное влияние оказывают параметры режима работы «модулятора», свойств проходного канала и свойств самой среды.

**О ПРИМЕНЕНИИ ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЫ ОТ ВНУТРЕННЕЙ
КОРРОЗИИ ПОДВОДНОГО НЕФТЕПРОВОДА НА
ВАРАНДЕЙСКОМ ТЕРМИНАЛЕ
(ON THE APPLICATION OF INHIBITOR PROTECTION FROM
CORROSION FOR UNDERSEA OIL PIPELINE TO THE VARANDEY
TERMINAL)**

Игнатъев А.М., Панасенко А. Ю.

(научный руководитель: доцент Бурков Д.В.)

Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова

Одной из главных причин прорыва нефтепровода является внутренняя коррозия трубы. Она возникает в результате химического воздействия перекачиваемой нефти на стенки трубы. Эффективным методом профилактики аварий нефтепроводов является применение ингибиторной защиты.

В 2013 году на подводном нефтепроводе Варандейского терминала была проведена работа по диагностическому обследованию трубопровода профилемером, комбинированным ультразвуковым и магнитным дефектоскопом. Результаты показали, что на нефтепроводе существуют потери металла, вызванные коррозией. В целях снижения возможных негативных рисков, связанных с дальнейшей эксплуатацией трубопровода, и обеспечения промышленной и экологической безопасности объекта необходимо и целесообразно разработать дополнительные мероприятия, направленные на снижение скорости роста коррозионных дефектов и увеличение ресурса эксплуатации трубопровода.

На данной стадии эксплуатации нефтепровода технологически рационально использовать ингибиторную защиту, которую можно реализовать, не останавливая трубопровод. Для достижения высокой эффективности ингибиторной защиты необходимыми условиями являются правильность выбора ингибитора и точное соблюдение технологии ингибирования.

Основным преимуществом рассматриваемой технологии явилась возможность введения ее в эксплуатацию без остановки трубопровода, что делает технически возможным ее применение на эксплуатируемых и строящихся объектах в районах Крайнего Севера в качестве профилактики коррозионного износа.

В работе показаны преимущества внедрения технологии ингибиторной защиты от внутренней коррозии на объекте Варандейский терминал. Обоснован выбор наиболее эффективного реагента и представлен расчет стоимости его использования за один календарный год. Также описан механизм определения эффективности применения ингибиторной защиты, являющийся одной из составляющих программы мониторинга трубопровода.

**ТРУБОПРОВОДНЫЙ ТРАНСПОРТ ПАРАФИНИСТЫХ НЕФТЕЙ
НА ПРИМЕРЕ НЕФТЕПРОВОДА ОТ АРДАЛИНСКОГО ПУНКТА
СБОРА ДО ХАРЬЯГИНСКОГО ТРУБОПРОВОДНОГО
ТЕРМИНАЛА
(PIPELINE TRANSPORT OF PARAFFIN OIL IN THE CASE OF
PIPELINE FROM ARDALIN GATHERING STATION TO KHARIAGA
PIPELINE TERMINAL)**

Ипатова М.Г.

(научный руководитель: профессор Губайдуллин М.Г.)

Северный (Арктический) федеральный университет им. М.В. Ломоносова

Разработка технических методов и средств, позволяющих предотвращать, и удалять парафиновые отложения, является актуальной задачей, учитывая, что повышенное или высокое содержание парафина характерно для 30 % добываемых в мире нефтей, в том числе и для северной нефти. Так, например, в нефти Ардалинского месторождения парафина содержится 12,7 %, Ошкотынского – 9,8 %, Дюсушевского – 8,5 %, Восточно-Колвинского - 8,8 %, Тэдинского – 8,2%. [Губайдуллин М.Г. Оценка и прогнозирование экологического состояния геологической среды при освоении севера Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции: моногр./М.Г. Губайдуллин, А.В. Калашников, Н.А. Макарский. – Архангельск: Арханг. гос. техн. ун-т, 2008. – 270 с.]

Парафинистая нефть с этих месторождений транспортируется по межпромысловому нефтепроводу от Ардалинского центрального пункта сбора до Харьягинского трубопроводного терминала, находящемуся на территории Ненецкого автономного округа (НАО). Его проектная производительность равна 10600, а фактическая 2000 тонн в сутки. На этом нефтепроводе используется механический метод борьбы с парафиновыми отложениями, а именно пуск очищающих устройств (дисковых скребков). Очистку выполняют по мере необходимости, исходя из данных и опыта эксплуатации, в среднем 2 раза в месяц. Добыча нефти с течением времени ведется уже не так эффективно, так как запасы месторождений истощаются, количество транспортируемой нефти уменьшается. Увеличится количество выпадающего парафина, количество запусков скребка, а значит необходим другой способ борьбы с парафиновыми отложениями.

В работе рассмотрено применение альтернативных способов предотвращения парафиноотложений: тепловые (промывка горячим теплоносителем, электропрогрев); физические (основаны на физических воздействиях на транспортируемый продукт); химические (закачка растворителей и ингибиторов, применением моющих препаратов). Кроме этого приведены и другие малоизученные альтернативные способы, например, термообработка нефтей.

КРИТЕРИИ ВЫБОРА ИЗОЛЯЦИОННОГО МАТЕРИАЛА ПОДВОДНОГО ТРУБОПРОВОДА ДЛЯ ТРАНСПОРТИРОВКИ СПГ (SELECTION CRITERIA OF INSULATION FOR SUBSEA PIPELINE OF LNG TRANSFER)

Исангужина А.Я.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Иванцова С.Г.)

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

Для производства, хранения и отгрузки СПГ созданы крупные заводы, в большинстве случаев размещаемые в прибрежных морских или океанских зонах. Для приема СПГ и регазификации сооружаются терминалы, которые подразделяются на оффшорные (вдали от берега) и оншорные (береговые). Особенностью оффшорных терминалов является то, что корабль не подходит к берегу, и разгрузка СПГ происходит прямо в море. По трубопроводу, находящемуся под водой и землей, СПГ поступает в приемные хранилища, расположенные на берегу.

Естественно, процесс осуществляется при низких температурах (примерно – 120°С); следовательно, сталь для труб выбирается для этих условий, а сама труба во избежание интенсивных потерь «холода» должна иметь эффективную тепловую изоляцию. Трубопровод можно не изолировать при условии, что его длина крайне мала, длительность работы невелика и скорость проходящей по нему жидкости высокая. Во всех других случаях трубопроводы для работы с криогенными продуктами должны быть изолированы для обеспечения относительно малого теплопритока из окружающей среды. Неизбежный теплоприток и нагрев жидкости компенсируются промежуточными станциями охлаждения.

В работе произведен анализ рынка изолирующих материалов трубопроводов для перекачки СПГ.

Приведена классификация материалов изоляции, соответствующих характеристикам перекачиваемого продукта, перечислены критерии выбора варианта теплоизоляции трубопровода с целью поддержания температуры транспортировки СПГ и рассмотрены перспективы повышения их эффективности.

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ СТРУКТУРНЫХ ИЗМЕНЕНИЙ В ГАЗОВЫХ ПОТОКАХ НА ОСНОВЕ ФРАКТАЛЬНОГО АНАЛИЗА (DIAGNOSING OF STRUCTURAL CHANGES IN GAS FLOW ON THE BASIS OF FRACTAL ANALYSIS)

Исмаилов Р.А., Сейфуллаев Г.Х.

(научный руководитель: профессор Исмаилов Г.Г.)

Азербайджанский государственный университет нефти и промышленности

Анализ существующих в настоящее время систем сбора и транспорта газоконденсатных смесей показывает, что повышение их эффективности требует необходимого учета реофизической природы и сложности внутренней структуры транспортируемых флюидов при выборе режимных параметров и расчетных схем трубопроводов. Высокие скорости в газопроводах могут обеспечить так называемый сухой режим эксплуатации, т.е. вынос жидкостных включений с газом, если трубопровод имеет относительно ровный профиль. Тем самым исключается возможность образования в нем так называемых застойных зон. В тех случаях, когда глубина обработки газа не обеспечивает его транспортирование в однофазном состоянии, мы имеем дело с конденсирующим газом. Наличие вертикальных спускных и подъемных участков осложняет их гидравлическую характеристику, горизонтальные и подъемные участки газопроводов часто заливаются конденсатом и водой. В результате повышается давление в трубопроводе.

Ввиду дальности пунктов сбора от места добычи, вышеуказанные проблемы возникают по ходу движения продукции, не доходя до них. Одним из путей решения этой проблемы является выбор оптимального режима перекачки, исключающего начало образования жидкой фазы по всей длине трубопровода до пункта сбора и подготовки продукции. Эта задача сводится к выбору оптимального диаметра трубопровода.

В направлении изыскания путей решения упомянутых выше проблем нами в первую очередь была исследована динамика поведения временных рядов для основных термодинамических параметров на основе материала, собранного при эксплуатации различных промысловых газопроводов. Результаты анализа показали, что кривые динамики поведения этих параметров носят ярко выраженный фрактальный характер.

Установление фрактальных свойств для кривых изменения по времени расходных характеристик промысловых трубопроводов позволяет нам идентифицировать структурные режимы течения по изменению фрактальной меры. Это в свою очередь предоставляет нам достаточно простой, но эффективный математический аппарат для диагностирования движения многофазных потоков в промысловых трубопроводах.

**ВНЕДРЕНИЕ ИННОВАЦИЙ В СФЕРЕ ТРАНСПОРТИРОВКИ
НЕФТЕПРОДУКТОВ В РАЙОНЫ ТРУДНОДОСТУПНЫХ И СУРОВЫХ
КЛИМАТИЧЕСКИХ ЗОН ДЛЯ ТРАДИЦИОННОГО ТРАНСПОРТА
(INTRODUCTION OF INNOVATIONS IN THE SPHERE OF TRANSPORTATION
OF OIL PRODUCTS TO DIFFICULT TO ACCESS REGIONS AND SEVERE
CLIMATIC CONDITIONS FOR TRADITIONAL TRANSPORT)**

Казаков Л.Л.

(научный руководитель: д.э.н., профессор Щербанин Ю.А.)

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

Перспективы развития нефтегазодобывающего комплекса связаны с разработкой месторождений, расположенных на континентальном шельфе. По оценкам специалистов, здесь содержится 14% запасов нефти от всероссийского и 29% природного газа. Из этого следует вывод, что вовлечение ресурсов в освоение месторождений будет одним из главных источников формирования федерального бюджета.

Транспортировка углеводородов является одной из важнейших частей нефтегазовой цепочки. В настоящее время весьма актуальной проблемой является транспортировка нефтепродуктов к труднодоступным и суровым климатическим зонам для обслуживания техники, и жизнедеятельности месторождений. Целью работы является рассмотрение вопроса о внедрении мобильных накопителей с минимальными затратами для транспорта и высоким коэффициентам полезного действия для осуществления заправки техники на шельфовых месторождениях.

В рамках проекта планируется внедрение вкладышей в цистерны из сверхпрочного, эластичного материала легко извлекаемого и мобильного для транспортировки.

Актуальность технологии «вкладыша» в первую очередь будет заключаться в том, что внутри каждой цистерны будет находиться дополнительный вкладыш, за счет которого можно будет перевозить углеводороды разных типов. Данная технология позволит доставлять до НПЗ сырую нефть в цистернах, а обратно чтобы не идти порожняком, а посредством вкладыша осуществлять транспортировку нефтепродуктов в обратном направлении. «Вкладыш» повлияет на уменьшение затрат на транспортировку, и дальнейшая возможность развернуть мобильную АЗС с инновационными накопителями в суровых климатических условиях и труднодоступных местах, что повлечёт за собой увеличение эффективности отдачи с экономической точки зрения.

В первую очередь, проект рассчитан на труднодоступные и суровые климатические зоны, однако стоит отметить, что использование данной технологии будет доступно и использовано любыми компаниями вне зависимости от их нахождения.

Разработкой данной технологии занимается огромное количество сервисных компаний. Однако никаких серьезных прорывов пока не обнаружено, в то время как арктические проекты начали развиваться довольно быстрыми темпами.

Разработчик данной технологии - Группа Компаний Нефтетанк, которая в свою очередь является ведущим производителем и поставщиком мягких резервуаров.

**РАЗРАБОТКА ПИЛОТНОГО ПРОЕКТА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ
ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ И ЦЕЛОСТНОСТЬЮ
ПЛОЩАДНЫХ ОБЪЕКТОВ НА БАЗЕ
ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ СУРГУТ»
(DEVELOPMENT PILOT PROJECT MANAGEMENT SYSTEM
TECHNICAL CONDITION AND INTEGRITY
OF THE OBJECTS ON THE BASIS
ООО "GAZPROM TRANSGAZ SURGUT»)**

Каменский А.И.

ООО «Газпром трансгаз Сургут»

В докладе рассказывается о работах по созданию пилотного проекта Системы управления техническим состоянием и целостностью (СУТСиЦ) площадных объектов на базе ООО «Газпром трансгаз Сургут».

На сегодняшний момент на базе ООО «Газпром трансгаз Сургут» реализована СУТСиЦ линейной части (СУТСиЦ МГ), распространение системы на площадные объекты является следующим этапом работы, которая позволит получить эффективный инструмент по планированию и оптимизации затрат на капитальный ремонт и техническое обслуживание всей имеющийся газотранспортной системы.

Для реализации пилотного проекта СУТСиЦ площадных объектов ООО «Газпром ВНИИГАЗ» была разработана концепция и методико-регламентная документация для компрессорных станций, подземных хранилища газа, газораспределительных станции и так далее.

Задача СУТСиЦ площадных объектов это долгосрочное планирование капитальных ремонтов и технического обслуживания оборудования площадных объектов на основе актуальной информации о техническом состоянии, надежности и рисках эксплуатации данного оборудования.

В рамках работ по внедрению пилотного проекта СУТСиЦ площадных объектов специалисты ООО «Газпром трансгаз Сургут» принимают активное участие в апробации и доработке концепции и методика-регламентной документации, разработанной специалистами ООО «Газпром ВНИИГАЗ».

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОБХОДИМЫХ ДЛЯ ТРАНСПОРТА
ФИЗИЧЕСКИХ СВОЙСТВ НЕФТИ И ЕЕ СМЕСЕЙ
(DETRMINATION OF OIL AND COMPOUND PHYSICAL
PROPERTIES REQUIRED FOR TRANSPORTATION)**

Каримова Г.И.

(научный руководитель: доцент Байкова Л.Р.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Роль трубопроводного транспорта в системе нефтегазовой отрасли промышленности чрезмерно высока. Он является основным и одним из дешевых видов транспорта нефти от мест добычи на нефтеперерабатывающие заводы и экспорт. Но рассредоточенное расположение нефтяных месторождений и высокая металлоемкость сооружения магистральных трубопроводов не позволяют перекачивать весьма разнообразные по своему составу и свойствам нефти с различных месторождений по отдельным трубопроводам. Поэтому на практике по сети магистральных нефтепроводов активно ведется транспорт смеси нефтей, что делает актуальной и принципиально важной задачу определения наиболее основных физических свойств смеси нефтей, таких как вязкость и плотность.

Данная работа посвящена обзору и анализу существующих методик определения вязкости и плотности смеси нефти и нефтепродуктов, выполнению оценки точности этих методик и определению границ их практической применимости. А также получению уравнения регрессии, которое позволит определить вязкость смеси двух товарных нефтей.

В результате получены следующие выводы: существующие методики определения вязкости смеси нефтей не являются универсальными, а значит проблема определения вязкости смеси нефтей, в отличие от плотности, остается нерешенной; вязкость смеси нефтей – это многофакторная функция, зависящая от факторов формы, размера и много другого. Наиболее привлекательной, с точки зрения универсального применения и адекватности, на наш взгляд, является методика, построенная на основе множественной регрессии.

Практическая ценность данной работы заключается в том, что полученные результаты и формулы могут быть применены в выполнении различных оценочных, технологических и проектировочных расчетов, и др. Также полученные результаты могут способствовать выработке путей борьбы за сохранение качества товарной нефти.

МЕТОДЫ ОЧИСТКИ КУПОЛЬНЫХ КРЫШ РЕЗЕРВУАРОВ ОТ СНЕЖНОГО ПОКРОВА (CLEANING METHODS FOR SNOW COVER OF OIL TANK DOME ROOFS)

Кислицин Н.С., Локтев В.В.

(научный руководитель: старший преподаватель Терегулов М.Р.)
Самарский государственный технический университет

Устойчивое скопление снегового покрова, возникающее на поверхности стальных и алюминиевых купольных крыш, в связи с рядом произошедших аварий и инцидентов, заслуживает особого внимания и может привести к образованию неравномерной нагрузки в локальных зонах конструкции, обрушению конструкции крыши, разрушению алюминиевого понтона, внеплановому ремонту резервуара, повреждению карт настила и площадок обслуживания оборудования на кровле.

В данной работе предлагается проводить очистку существующих алюминиевых купольных крыш электроимпульсным способом, то есть на очищаемой ото льда поверхности создаются упругие деформации посредством периодических импульсов, создаваемых электромагнитным полем катушки. Данная технология получила название электроимпульсной противообледенительной системы (ЭИПОС). Применительно к алюминиевой крыше резервуара ЭИПОС может разрушать «ледяной прослойку» на границе настил-снеговой покров, уменьшая сцепление снегового покрова с поверхностью крыши и обеспечивая сход снега. Возможное оснащение конструкции алюминиевой кровли РВСПА-50000 электроимпульсными преобразователями предлагается выполнить на 30% поверхности настила с подветренной стороны резервуара.

Для борьбы со снеговой нагрузкой стальных купольных крыш резервуаров предлагается шнековая снегоуборочная установка. В центре крыши резервуара на патрубке устанавливается механизм приведения в действие снегоуборочного аппарата, состоящий из кронштейна, электродвигателя и подведенного к нему силового кабеля во взрывозащищенном исполнении, вала, муфты, конического редуктора. Крутящий момент передается на снегоуборочный шнек звенокарданного исполнения. Наружная поверхность винтового шнека покрыта высокоплотными резиновыми накладками, исключая искрообразование. Курсовая устойчивость снегоуборщика достигается за счет его движения по рельсам, установленным на центральном патрубке крыши резервуара и вспомогательной конструкции, установленной по периметру и на расстоянии от края площадки обслуживания радарного уровнемера. На конце винтового карданного шнека устанавливается крыльчатка с червячным мультипликатором для сброса снега за кольцевую площадку обслуживания.

**УСОВЕРШЕНСТВОВАННЫЙ АППАРАТНО-ПРОГРАММНЫЙ
КОМПЛЕКС СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ТРУБОПРОВОДА И
ОКРУЖАЮЩЕГО ГРУНТА НА ОПОЛЗНЕВЫХ УЧАСТКАХ
(IMPROVED HARDWARE AND SOFTWARE COMPLEX OF
PIPELINE AND SURROUNDING SOIL MONITORING SYSTEM ON
LANDSLIDE AREAS)**

Кислун А.А., Дмитриев Н.А., Гераськина Т.В.
(научный руководитель: д.т.н. Гераськин В.Г.)
ООО «Газпром трансгаз Краснодар»

Газотранспортная система (ГТС) ООО «Газпром трансгаз Краснодар» уникальна по своему строению и расположению и снабжает голубым топливом потребителей Краснодарского края, Ростовской области и Республики Адыгея. При этом большая часть магистральных газопроводов (МГ) пролегает в труднодоступной местности, неустойчивых горных массивах, склонных к оползнеобразованию. Поэтому работы по диагностическому обследованию существующих, ремонтируемых, а также строящихся объектов ГТС в непрерывном режиме приобретают первостепенное значение.

Для решения этой задачи был разработан и изготовлен усовершенствованный Аппаратно-программный комплекс системы мониторинга трубопровода и окружающего грунта на оползневых участках.

Комплекс включает в себя:

- автоматическую станцию слежения (АСС2);
- систему распознавания сейсмических сигналов;
- систему предупреждения пожаров;
- систему дистанционного видеонаблюдения;
- систему контроля напряженно-деформированного (НДС)

состояния МГ.

Внедрение данной системы позволит в реальном времени осуществлять контроль за состоянием подземной, воздушной части МГ, а также за прилегающей территорией для обеспечения безаварийной и бесперебойной подачи газа потребителям.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ПОДВОДНЫХ ПЕРЕХОДОВ НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ (ANALYSIS OF MODERN METHODS OF CAPITAL REPAIRS OF UNDERWATER CROSSINGS OF OIL AND GAS PIPELINES)

Ковалева Т.Н., Коптенок М.С

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

В настоящее время в России насчитывается приблизительно 2500 переходов (однониточных), проложенных под водой. Их возраст, в зависимости от срока строительства, колеблется в пределах от одного года до пятидесяти. Специалисты заявляют, что 6% подводных переходов старше 40 лет, чуть более 40% — от 10 до 20 лет и 30% имеют возраст меньше 10%. Большая часть этих технических устройств пролегают на глубине свыше 5 метров.

Аварии на подводных переходах обычно происходят по следующим причинам: низкое качество выполнения проектных и строительных работ; недостаточный уровень мониторинга в период эксплуатации объекта; неквалифицированная диагностика подводного газопровода и низкое качества капитального ремонта трубопровода.

Авторами рассмотрены современные методы восстановления и ремонта изоляции магистральных нефтегазопроводов под водой и на переходах "земля-воздух" с применением антикоррозийной системы защиты; устройство трехступенчатой системы, блокирующей доступ кислорода и воды к металлу, обеспечивающей эффективную и долгосрочную защиту от коррозии; ремонт дефектов подводных трубопроводов методом установки стальных гидромуфт; ремонт дефектов подводных трубопроводов методом гипербарической сварки в среде защитных газов с использованием специализированного кессона»; комплексный способ ремонта подводного трубопровода; монтаж шпунтовых конструкций; точечная отсыпка инертных материалов для устранения провисающих участков и оголений подводных переходов магистральных трубопроводов; восстановление положения магистральных трубопроводов на проектные отметки методом заглубления (подсадки); ремонт оголений участков подводных переходов магистральных трубопроводов с использованием противоэрозийных грунтозаполняемых контейнеров марки КП; капитальный ремонт подводных переходов магистральных трубопроводов с заменой участка трубопровода; восстановление балластировки магистральных трубопроводов пригрузкой ранее несбалансированных участков; берего- и дно- укрепление; расчистка русел рек от донных отложений.

Применение современных методов при капитальном ремонте подводных переходов нефтегазопроводов обеспечит надежный транспорт нефти и газа до потребителей, а также сохранение окружающей природной среды и недопущение ее загрязнения.

**ВОПРОСЫ РЕКУЛЬТИВАЦИИ ЗЕМЕЛЬ ПОЛОСЫ ОТВОДА
НЕФТЕГАЗОПРОВОДОВ
(THE QUESTIONS OF RECLAMATION LANDS IN ZONE LOCATION
OF THE OIL AND GAS PIPELINES)**

Ковалева Т.Н., Шейдер Е.М.
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В работе рассмотрено место проектов рекультивации в составе исходно-разрешительной и проектной документации для строительства и причины невыполнения застройщиками обязанностей по рекультивации земель под объектами трубопроводного транспорта нефти и газа. Предложена схема производства рекультивационных работ с учетом интересов собственников земельных участков. По результатам проведенной работы сделаны выводы:

1. Требуется актуализация законодательства о рекультивации земель на государственном уровне как наиболее важной задаче по сохранению почвенного покрова. Приказ Минприроды РФ от 22 декабря 1995 года № 525 не выполняется.

2. Экологическая экспертиза проектов рекультивации в настоящее время не проводится в связи отсутствием такой процедуры в ст. 11 и 12 Федерального закона от 23.11.1995 N 174-ФЗ "Об экологической экспертизе" и административного регламента у Росреестра на проведение государственной экспертизы землеустроительной документации. В то же время в связи с большим количеством правонарушений со стороны застройщиков по соблюдению требований природоохранного законодательства, требуется введение обязательной государственной экспертизы проектов рекультивации.

3. Административная ответственность за нарушение требований рекультивации ничтожна по сравнению со стоимостью работ на составлении проекта рекультивации и его осуществлению. Многие застройщики экономят, предпочитая заплатить административный штраф в связи с этим требуется повышение штрафов за нарушение требований по рекультивации.

4. Оценка качества проведенных рекультивационных работ действующим законодательством по существу отдана на договоренность между правообладателем земель и их застройщиком. Даже при наличии письменного соглашения сторон с собственником и утвержденного им проекта рекультивации, содержание самого проекта может быть оспорено в судебном порядке. Отсутствие положительного заключения государственных экологической и землеустроительной экспертиз проекта рекультивации будет положительным аргументом в защите прав собственника земли.

5. Необходимо утверждать проекты рекультивации с правообладателем земельного участка, на котором будет производиться строительство. Для удостоверения факта производства рекультивационных работ необходимо оформлять акт приема-сдачи рекультивационных работ между застройщиками и собственником земель.

**ПРАКТИКА ВНЕДРЕНИЯ И ЭКСПЛУАТАЦИИ
АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ И
УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ
ТРАНСПОРТИРОВКИ ГАЗА В МОСКВЕ
(THE PRACTICE OF IMPLEMENTATION AND EXPLOITATION OF
THE AUTOMATED CONTROL AND ADMINISTRATION SYSTEMS
TECHNOLOGICAL PROCESSES OF THE GAS TRANSPORTATION
IN MOSCOW CITY CONTROL)**

Кожиченков В.С.

(научный руководитель: Мурзаханов Г.Х.)

ОАО «МОСГАЗ»

С 2009 года в ОАО «МОСГАЗ» реализуются системные мероприятия по комплексной автоматизации функций оперативно-диспетчерского управления и управления производственными и технологическими процессами, которые направлены на повышение уровня контроля и управления, а также качества обслуживания городской газораспределительной сети и сооружений на ней.

Сегодня в ОАО «МОСГАЗ» разработаны и используются 11 взаимосвязанных программных продуктов, позволяющих эффективно решать как оперативные, так и эксплуатационные задачи.

Использование в своей деятельности автоматизированных систем позволило ОАО «МОСГАЗ» повысить уровень контроля и управления, а также качества обслуживания газораспределительной сети города Москвы и сооружений на ней. В частности, благодаря автоматизации технологического процесса и удаленному контролю за режимами работы на ГРП не ведется круглосуточное дежурство, а его обслуживание осуществляется в режиме планового посещения. В результате, снижаются эксплуатационные затраты, сокращается количество выездов спецбригад и появляется возможность оптимизации функций персонала с замещением низкоквалифицированного труда.

Внедрение автоматизированных систем требует детального пересмотра производственных процессов и обучение персонала знаниям и навыкам работы с программными продуктами, что на практике занимает больше времени, чем их разработка. В ОАО «МОСГАЗ» создан Учебно-тренировочный полигон, в учебных классах которого имеются индивидуальные имитационные стенды с макетами всех типов автоматизированных систем. На них моделируются различные типовые и нетиповые ситуации, а также нарушения и аварии, отрабатываются практические вопросы использования средств автоматизации.

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КОСМИЧЕСКИХ СНИМКОВ ПРИ
ЭКСПЛУАТАЦИИ ТРАНССАХАЛИНСКОЙ ТРУБОПРОВОДНОЙ
СИСТЕМЫ
(USAGE OF SATELLITE IMAGERY FOR TRANSSAKHALIN
PIPELINE SYSTEM OPERATION)**

Конфектов М.Н.

(ГИС Аналитик, Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.)

Одним из приоритетных аспектов работы «Сахалин Энерджи» является обеспечение безопасной эксплуатации объектов и инфраструктуры компании с наименьшим влиянием на окружающую среду. Для транспортировки нефти и газа, добытых в рамках проекта «Сахалин-2», используется транссахалинская трубопроводная система, протяженность которой составляет более 800 км. Она протянулась от точки выхода морских трубопроводов с Пильтун-Астохского месторождения на севере о. Сахалин, через объединенный береговой технологический комплекс на юг острова. На всём своем протяжении трубопровод пересекает множество участков со сложной геологией и гидрологией.

Ежегодно, для обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводной системы компании, необходимо проводить множество мероприятий, связанных с различными видами мониторинга полосы отвода трубопровода (такие как мониторинг положения пересечений трубопровода с разломами, реками; выявление опасных эрозионных процессов близ полосы отвода и т.д.). Каждое подобное мероприятие весьма трудозатратно и связано с серьезными рисками обеспечения безопасности. В данной работе предложены методы автоматизированного геоинформационного мониторинга полосы отвода с использованием высокодетальной космической съемки. В частности, описывается применение мультиспектральных снимков для мониторинга зарастания полосы отвода, предлагается использование высокодетальных стереопар космических снимков для построения точных трехмерных моделей рельефа с целью дальнейшего выявления и мониторинга развития опасных эрозионных процессов близ полосы отвода трубопроводной системы. Предложенные методы позволяют повысить эффективность и скорость принятия решений; минимизировать риски, связанные с обеспечением безопасности персонала и объектов компании; позволяют оптимизировать расходы на обеспечение мониторинга трубопроводной системы.

**АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ ПРИ НЕРАЗРУШАЮЩЕМ
КОНТРОЛЕ КАЧЕСТВА СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ И
ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
МОБИЛЬНЫХ ЛАБОРАТОРИЙ В УСЛОВИЯХ МЕГАПОЛИСА
(AUTOMATION OF THE PROCESSES DURING NON-DESTRUCTIVE
QUALITY CONTROL OF WELDED JUNCTIONS AND INSULATION
COATINGS WITH USING MOBILE LABORATORIES IN IN CASE OF
METROPOLITAN CITY)**

Красеньков А.П., Шаповалов С.Н.
(научный руководитель: Платов Д.В.)
ОАО «МОСГАЗ»

Проблема производительности труда (оперативности контроля качества сварных соединений) в условиях перекладки и строительства коммуникаций (в частности газопроводов) в условиях мегаполиса весьма значительна, т.к. в итоге без «продукта» на некоторое количество времени остается конечный потребитель. Объемы перекладки и строительства газопроводов весьма значительны в г. Москве (свыше 100 км в год), а вероятность некачественного соединения труб (как металлических, так и полимерных) может привести к чрезвычайным ситуациям и техногенным авариям. Таким образом, неразрушающий контроль сварных соединений и изоляционных материалов является одним из важнейших этапов в перекладке и строительстве газопроводов в таком мегаполисе, как Москва.

Передвижные лаборатории контроля полностью автономные автомобили, оснащенные дизельными генераторами, средствами связи, оргтехникой, холодным и горячим водоснабжением, комплектами для неразрушающего контроля (визуально-измерительного, ультразвукового, рентгеновского и др.), комплектами мониторинга и анализа.

Основным методом контроля качества сварных соединений является рентгеновский контроль. Передвижные лаборатории позволяют обрабатывать результаты рентгеновского контроля, как с применением цифровой радиографии, так и с применением классической (пленочной) радиографии. Результат рентгеновского контроля выдается на объекте строительства. Наиболее востребованы данные лаборатории при:

- осуществлении «врезочных» и аварийно-восстановительных работ со снижением давления на газопроводах,
- при осуществлении безтраншейной прокладки газопровода под дорогами и другими препятствиями,
- осуществлении других видов работ на газопроводах, где главным критерием является скорость строительства и скорость подачи газа потребителям.

**ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ ИНФРАЗВУКОВОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ
ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ООО
«ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ТОМСК»
(IMPLEMENTATION OF INFRASONIC SURVEY OF GAS PIPELINE
LINEAR LLC "GAZPROM TRANSGAZ TOMSK")**

Кремис А.С.

ООО «Газпром трансгаз Томск»

В настоящее время в ООО «Газпром трансгаз Томск» организована система внутритрубного диагностирования линейной части (далее – ЛЧ) магистральных газопроводов (далее – МГ). Однако, существует необходимость постоянного проведения оценки технического состояния в режиме реального времени. Такой подход позволит оперативно диагностировать развитие дефектов по телу трубы и, как следствие, избежать в дальнейшем возникновения аварийных ситуаций. Кроме этого, система оценки должна соответствовать требованиям нормативно-технической документации по периодичности проведения внутритрубной диагностики. В ООО «Газпром трансгаз Томск» проведение диагностики газопроводов-отводов на их большей протяженности затруднено в связи с климатическими и ландшафтными особенностями местности.

Одной из систем, позволяющих выполнять оценку технического состояния в режиме реального времени, является инфразвуковая система мониторинга трубопроводов (далее – ИСМТ).

В ИСМТ используется метод регистрации инфразвуковых колебаний, которые распространяются внутри трубопровода на расстояния до нескольких сотен километров. По принципу построения ИСМТ относится к классу «распределенных систем». В отличие от других систем мониторинга, ИСМТ регистрирует инфразвуковой сигнал, распространяющийся по трубопроводу на гораздо большее расстояние от места его зарождения, чем акустические волны. Благодаря низкому затуханию полезного сигнала, регистрирующие элементы ИСМТ – инфразвуковые антенны могут быть установлены на расстоянии 30 км друг от друга и более, что соответствует требуемому расстоянию по установке запорной арматуры на линейной части МГ.

При помощи ИСМТ может быть решен целый спектр задач: обнаружение утечек, контроль прохождения внутритрубных устройств, регистрация механических повреждений и охрана оборудования ЛЧ МГ (технологически связанного с телом трубопровода).

При помощи данной системы может быть реализована возможность диагностирования участков МГ и газопроводов-отводов, на которых выполнение внутритрубной дефектоскопии невозможно. Дополнительно внедрение ИСМТ позволит организовать систему контроля прохождения внутритрубных снарядов с высокой точностью и сократить эксплуатационные затраты за счет исключения работ по обнаружению утечек (лазерное обследования ЛЧ).

**ЭФФЕКТИВНОЕ УПРАВЛЕНИЕ НИЗКОДАВНЫМИ
РЕЖИМАМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ
СИСТЕМЫ
(EFFICIENT MANAGEMENT OF LOW-PRESSURE GAS
TRANSMISSION SYSTEM MODES)**

Кусаков А.А.

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

В настоящее время ряд технологических участков магистральных газопроводов работают в режиме недозагрузки. Снижение подачи газа по газопроводам приводит к падению степени повышения давления на линейных КС, что предопределяет работу газокompрессорного оборудования в нерасчетных режимах. Такие режимы работы магистральных газопроводов были названы низконапорными.

При работе магистральных газопроводов в низконапорных режимах возникает ряд задач, решение которых направлено на снижение энергетических затрат при магистральном транспорте природного газа. К таким задачам следует отнести задачу оптимизации температуры и давления природного газа на выходе КС, задачу определения возможности и целесообразности отключения компрессорных цехов и КС в целом, задачу оптимизации систем компримирования КС и рационального распределения загрузки ГПА и т.д.

В работе предлагается модель технологического участка МГ, позволяющая оценить и провести оптимизацию эксплуатационных характеристик КС, включенных в рассматриваемый технологический участок, а также определить оптимальные режимы энерготехнологического оборудования, которым оснащены КС

Одна из задач, которая должна решаться разрабатываемым ПК, состоит в обосновании энергетической и экономической целесообразности использования, с целью снижения энергетических затрат при магистральном транспорте природного газа, при работе технологического участка байпасирования части компрессорных цехов и КС в целом. При этом программным комплексом будет осуществляться сопоставление и выбор наиболее оптимальной вариации данного метода энергосбережения.

Исходными данными для работы программного комплекса являются: блоки геометрических и эксплуатационных характеристик рассматриваемого технологического участка МГ, расход технологического газа, термобарические характеристики природного газа на границах технологического участка, температура грунта, технические и энерготехнологические характеристики основного оборудования компрессорных станций и т.д. В результате расчета программный комплекс определяет энергетически обоснованные эксплуатационные характеристики КС и оптимальные режимы работы энерготехнологического оборудования компрессорных станций.

**ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ
ПОДОГРЕВА ВЫСОКОВЯЗКИХ И БЫСТРОЗАСТЫВАЮЩИХ
НЕФТЕЙ И НЕФТЕПРОДУКТОВ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ ПО
МАГИСТРАЛЬНЫМ ТРУБОПРОВОДАМ
(PROSPECTS FOR THE DEVELOPMENT OF MODERN HEATING
SYSTEMS OF VISCOUS AND RAPIDLY SOLIDIFYING OIL AND
PETROLEUM PRODUCTS DURING TRANSPORTATION THROUGH
PIPELINES)**

Кучеренко М.В., Денисова В.Д., Дик Д. С.
Омский государственный технический университет

В настоящий момент все большее внимание уделяется транспортировке высоковязких и быстрозастывающих нефтей и нефтепродуктов. Это обуславливается увеличением доли такого углеводородного сырья на нефтяном рынке.

При резком увеличении объемов перекачки высоковязких и быстрозастывающих продуктов традиционные способы подогрева теряют свою актуальность и эффективность.

Для повышения эффективности транспортировки таких продуктов предлагается разработать комплексную систему снижения вязкости перекачиваемого продукта, путем объединения насосной станции и блока подогрева транспортируемого продукта.

Для увеличения эффективности работы технологического оборудования предлагается дополнить данную систему блоком ввода депрессорных присадок, обеспечивающих оптимальные для перекачки свойства продукта.

Данная система позволит осуществлять перекачку различного по своим свойствам углеводородного сырья в большом спектре температур на дальние расстояния. Кроме того, исследование совместной работы насосного оборудования, системы подогрева и ввода присадок позволит выстроить карту оптимальных режимов перекачки различного рода высоковязких и быстрозастывающих нефтей и нефтепродуктов.

Для реализации данного проекта необходимо проведение гидравлического и теплового моделирования работы как отдельных компонентов, так и системы целиком.

Реализация данного проекта позволит получить следующий предполагаемый результат:

- снижение энергозатрат на транспортировку;
- снижение стоимости перекачки за счет уменьшения количества промежуточных станций подогрева;
- увеличение максимального расстояния транспортировки высоковязких и быстрозастывающих нефтей.

АДДИТИВНОСТЬ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ СМЕСЕЙ РАЗНОРОДНЫХ НЕФТЕЙ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ ПРОВИНЦИИ (ADDITIVITY OF RHEOLOGICAL PROPERTIES OF MIXTURES OF DIVERSE OILS OF THE TIMAN-PECHORA PROVINCE)

Кырнышева П. А.

(научный руководитель: д.ф.-м.н., профессор Некучаев В. О.)

Ухтинский государственный технический университет

При транспортировке нефти по магистральным нефтепроводам нередко приходится иметь дело с различными нефтяными смесями, содержащими в себе различные концентрации разнородных по физико-химическим свойствам и параметрам качества нефтей, поэтому остро встает вопрос о проблемах, связанных с совместной перекачкой разнородных нефтей.

Знание плотности и вязкости смеси нефтей, транспортируемых по магистральным нефтепроводам, необходимо для:

- теплогидравлических расчетов режимов перекачки этих смесей по трубопроводам;

- прогнозирования режимов работы пунктов смешения нефтей, поступающих из разных месторождений.

В настоящее время не существует надежных универсальных формул для определения вязкости, предельных напряжений сдвига смесей разнородных нефтей через значения этих величин для каждой компоненты смеси в отдельности. Как показывает опыт, часто значения параметров для смеси не подчиняются правилам аддитивности, поэтому экспериментальные исследования отклонений от этих правил для смеси высоковязких и высокопарафинистых нефтей являются актуальными.

В задачи данной работы входит:

1) Экспериментальное изучение плотности, кривых течения и вязкости смесей высокопарафинистой нефти, транспортируемой по магистральному нефтепроводу «Уса-Ухта», и тяжелой Ярегской нефти для различных концентраций тяжелой нефти и температур.

2) Сравнение полученных экспериментальных данных с результатами расчетов по общепринятым правилам аддитивности для плотности и вязкости смесей нефтей.

В реологической лаборатории УГТУ были проведены исследования реологических характеристик смесей аномальных нефтей для различных значений процентного содержания тяжелой нефти в смеси (0...100 %). Измерения плотности проводились двумя методами: с помощью вибрационного плотномера ВИП-2МР и пикнометрическим методом. Измерение реологических параметров смесей нефтей – на современном ротационном вискозиметре фирмы НААКЕ (Германия) VT 550.

РАСЧЁТ РЕЖИМОВ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА В СИСТЕМЕ MATHCAD (QUOTATION BEHAVIOR OF MAIN GAS PIPELINE ON THE MATHCAD)

Лаврова А.А.

(научный руководитель: профессор Рындин В.В.)

Павлодарский государственный университет имени С.М. Торайгырова

Компрессорная станция является одним из важнейших звеньев магистрального газопровода. Расчёт режимов её работы осуществляется за счёт работы газотурбинных агрегатов.

В данной работе представлено вычисление приведённых характеристик ГПА-Ц-6,3 с помощью программы MathCad. На практике определение приведённых параметров сводится к нанесению на график прямых, от значений которых зависят приведённые параметры, такие как приведённый расход, приведённая относительная частота, приведённая мощность компрессора. Даже малые погрешности могут существенно повлиять на результат вычислений. Этим обусловлена актуальность введения программы MathCad.

В данной работе графическим методом было найдено некоторое значение мощности, при этом относительная погрешность составляет 1,3 %. Учитывая, что и аналитический метод содержит значения, получаемые графически, то данная точность расчёта подтверждает правильность математической модели. Данная математическая модель позволяет исследовать различные режимы работы газопровода с данным компрессором.

В программе MathCad построение линии режимов и её нанесение на диаграмму характеристик не требуется. Аналитическое выражение линии режимов получается после задания кривых КПД компрессора и степени повышения давления в компрессоре при приведённой относительной частоте вращения ротора, равной единице. Таким способом погрешности не имеют места быть, так как все вычисления сделаны с помощью математической модели.

**МОДЕЛЬ СЦЕНАРИЕВ РАЗВИТИЯ АВАРИЙНЫХ СОБЫТИЙ НА
КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ МАГИСТРАЛЬНЫХ
ГАЗОПРОВОДОВ
(MODEL OF EMERGENCY SCENARIOS AT COMPRESSOR STATION
GAS PIPELINE)**

Леонович И.А.

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

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

Анализируя требования нормативных документов в области промышленной безопасности, а также статистику аварий и отказов на площадочных объектах магистральных газопроводов, были выделены основные критерии аварий на компрессорной станции — *разрушение или отказ технологического оборудования с утечкой природного газа с последующим возгоранием или взрывом (или без)*. Указанный критерий позволяет сосредоточиться на анализе наиболее опасных для КС аварийных ситуаций, исключив из анализа незначительные отказы вспомогательного оборудования и элементов, которые не оказывают влияние на работоспособность КС и на объемы транспортируемого газа. Кроме того, в построенной модели не рассматриваются благоприятные сценарии развития аварийных ситуаций.

В результате проведенных исследований, в том числе анализа утечек природного газа при эксплуатации объектов КС, была построена схема развития аварийной ситуации на КС МГ, основываясь на выделенных критериях, были разработаны сценарии развития аварийной ситуации на КС. Сценарий с одной стороны характеризует вероятность развития аварийной ситуации именно по указанному пути, с другой стороны характеризует масштаб последствий такой аварийной ситуации.

Каждый из разработанных сценариев, в целях дальнейшего численного анализа, был охарактеризован шестью определенными качественными оценками, каждая из таких оценок качественно описывает последствия аварии по различным направлениям, а их совокупность позволяет оценить последствия аварии наиболее полно и во всех возможных нюансах.

Для дальнейшего применения разработанных сценариев была численно оценена вероятность их реализации и масштаб их последствий. Такая оценка базируется с одной стороны на статистической информации, с другой стороны на экспертном анализе. Такой подход позволит наиболее полно и точно построить «рисковую» модель компрессорной станции.

**ОРГАНИЗАЦИОННАЯ СИСТЕМА СТРОИТЕЛЬНОГО
ПРЕДПРИЯТИЯ ПРИ РЕМОНТЕ ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ
МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ
(ORGANIZATIONAL SYSTEM CONSTRUCTION COMPANIES IN
REPAIR LINEAR PART OF MAIN OIL PIPELINES)**

Лисин И.Ю.

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

Методы управления строительным производством требуют обработки значительных объемов информации и выработки сложных оптимизационных решений. Как обработка информации, так и выработка управляющих решений невозможны без активного участия человека. Поэтому главным звеном в системах управления строительным производством являются отделы и службы строительных предприятий.

Для построения работоспособных систем управления необходимо определение научно обоснованного уровня загрузки отделов и служб, электронно-вычислительная техника, а также четкое их взаимодействие. Уровень загрузки отделов и служб определяется численностью исполнителей, реализующих конкретную функцию управления. Эффективное взаимодействие как исполнителей, так и отделов или служб во многом зависит от организационной структуры органов управления. Автоматизация наиболее простых и трудоемких управленческих процессов способствует повышению уровня производительности труда и уменьшению количества исполнителей.

Организационная система строительного предприятия и численность аппарата управления оказывают большое влияние на эффективность функционирования любых активных систем управления. В связи с резким возрастанием требований к эффективности управления в последние годы пристальное внимание уделяется научному обоснованию нормативов численности и структуры аппарата управления.

Анализ исследований показывает, что формирование структуры аппарата управления и определение численности управленческого персонала основываются на предварительно выявленных функциях управления. В свою очередь методика определения функций управления базируется на научных основах управления производством. Однако специфика реализации функций управления освещена еще недостаточно.

Работа посвящена проблеме создания методического подхода к расчету эффективного взаимодействия как исполнителей, так и отделов или служб строительных предприятий. Это зависит от организационной структуры органов управления. Показано, что повышение надежности управления способствует уменьшению количества исполнителей.

**СОХРАНЕНИЕ НЕОБХОДИМОГО УРОВНЯ ПРОПУСКНОЙ
СПОСОБНОСТИ ПРИ ИЗМЕНЕНИИ КОНФИГУРАЦИИ
ДЕЙСТВУЮЩЕГО КОНДЕНСАТОПРОВОДА
(MAINTAIN THE PRESENT LEVEL OF FLOW CAPACITY TO
RECONFIGURE ACTIVE CONDENSATE PIPELINE)**

Лобач И.А.

ООО «НОВАТЭК-ЮРХАРОВНЕФТЕГАЗ»

Промысловые конденсатопроводы предназначены для перекачки деэтанализованного конденсата из районов добычи в район переработки.

Одним из объектов конденсатопроводов являются камеры запуска-приема очистных устройств. Данные объекты предназначены для запуска и дальнейшего приема очистных устройств, во время проведения очистных мероприятий на трубопроводе, а также запуска и дальнейшего приема специальных высокоточных приборов (профилемер, дефектоскоп) во время проведения внутритрубной диагностики.

В связи со своим функциональным назначением (очистка и диагностика трубопровода), рассматриваемые камеры размещают в начале и в конце трубопровода.

В работе описываются различные варианты проведения огневых работ на действующем промышленном конденсатопроводе, целью которых является максимально возможное сохранение параметров перекачки изменённой конфигурации конденсатопровода. Был проведён анализ сложившейся проблемы и рассмотрены следующие варианты:

1. Проведение безогневой врезки по технологии T.D. Williamson;
2. Проведение реконструкции путем перепуска углеводородного сырья через факельные линии;
3. Проведение реконструкции путем перепуска углеводородного сырья через обводную линию.

Рассмотренные варианты были тщательно проработаны как с теоретической, так и с практической точек зрения.

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИК РАСЧЕТА ПОТЕРЬ НЕФТИ
И НЕФТЕПРОДУКТОВ В РЕЗЕРВУАРАХ ТИПА РВС И РВСП ОТ
«БОЛЬШИХ ДЫХАНИЙ»
(IMPROVING OF METHODOLOGIES FOR ESTIMATING THE
WORKING EVAPORATIVE LOSSES OF HYDROCARBONS FROM
FIXED ROOF TANKS AND FLOATING ROOF TANKS)**

Лоповок С.С.

(научные руководители: к.т.н., профессор Дяченко И.Ф.,
д.т.н., профессор Максименко А.Ф.)
РГУ нефти и газа (НИУ) 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.

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. На основе обобщенных опытных данных выведено новое критериальное уравнение массоотдачи, действующее в определенном диапазоне критериев подобия. Кроме того, предложена методика расчета потерь нефти и нефтепродуктов в резервуарах типа РВСП от «больших дыханий», включающая в себя дополнительную поправку, учитывающую испарение нефти или нефтепродукта со внутренней поверхности стенок резервуара. Таким образом, предложена новая, усовершенствованная методика расчета потерь в резервуарах типа РВС и РВСП от «больших дыханий».

В данной работе были произведены расчеты потерь нефти и нефтепродуктов от испарения из вертикальных стальных резервуаров по различным методикам. Сделан вывод об их точности. Рассчитан экономический эффект вследствие применения усовершенствованной методики.

МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ В ПРОЕКТИРОВАНИИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ РЕЗЕРВУАРОВ (MATHEMATICAL MODELS IN DESIGNING AND OPERATION OF TANKS)

Лукин С.А., Жданов Е.А.

(научный руководитель: доцент Землеруб Л.Е.)

Самарский государственный технический университет

В своей работе мы представляем учебное пособие «Математические модели в проектировании и эксплуатации резервуаров», предназначенное для студентов всех форм обучения нефтетехнологических специальностей. Под термином математическая модель понимается система уравнений, в рамках которой можно изучать класс тех или иных явлений, получая ответ о параметрах протекающих процессов.

В пособии собраны не только модели, применяющиеся при проектировании и эксплуатации резервуаров, но и содержится вывод этих уравнений, чтобы студенты смогли проследить всю цепочку рассуждений, результатом которых и являются формулы, используемые для расчетов.

Цель представляемого учебного пособия повысить уровень подготовки будущих работников нефтегазовой отрасли.

Особенность проделанной нами работы заключается в том, что информация для пособия была собрана и обработана самими студентами, которые на себе испытали трудности освоения новых дисциплин и поиска информации, разрозненной по многочисленным пособиям и нормативным документам.

Было проанализировано большое количество учебников и учебных пособий, выпущенных за 60 лет, выбранная информация проверена и актуализирована, а в списке литературы представлена только действующая нормативно-техническая документация.

Пособие содержит 110 страниц и включает следующие разделы:

- расчёт оптимальных размеров резервуара;
- расчёт стенки на прочность и устойчивость по безмоментной теории;
- расчет перемещений и напряжений по моментной теории;
- расчет стационарных крыш резервуаров;
- расчет понтонов и плавающих крыш;
- расчёта остаточного ресурса стенки резервуара.

Библиографический список:

1. Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти, нефтепродуктов и газа, Лурье М.В.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ОПТИМАЛЬНЫХ РЕЖИМОВ РАБОТЫ
МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА С ПРИМЕНЕНИЕМ
ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ «MATHCAD»
(RESEARCH OF THE MAIN OIL PIPELINES' OPTIMUM
OPERATING MODES BY USING INTEGRATED SYSTEM
«MATHCAD»)**

Мажимова Д. Ж.

(научный руководитель: профессор Рындин В. В.)

Павлодарский государственный университет имени С. Торайгырова

Снижение энергетических затрат технологического оборудования всех станций, входящих в состав участка магистрального нефтепровода, является основной целью при расчёте технологических режимов перекачки нефти. Так как основные затраты при транспортировке нефти приходится на энергопотребление технологическим оборудованием НПС на всём протяжении участка магистрального нефтепровода.

В данной работе представлен автоматизированный расчет режимов работы нефтепровода в программе «MATHCAD» с использованием данных, полученных в результате гидравлического расчета системы трубопроводов. Цель работы - снижение энергопотребления и повышение эффективности работы участка МН за счёт разработки автоматизированной системы, определяющей оптимальные режимы работы участка магистрального нефтепровода. Данная программа была разработана на кафедре «Механика и нефтегазовое дело» Павлодарского государственного университета имени С. Торайгырова, а также внедрена в учебный процесс.

Получена программа расчёта магистрального нефтепровода в системе Mathcad позволяет производить прочностной расчёт трубопровода; определять число станций и расположение их на трасе; строить графики напорных характеристик насосов, станций и трубопровода; линий падения напора вдоль трубопровода; определять положение лупинга и его длину; проводить исследование работоспособности нефтепровода при различном сочетании числа насосов на станциях; определять границы рациональных режимов, обеспечивающих минимальные затраты электроэнергии на перекачку нефти.

Проверка и отладка произведенного большого объема вычислений являются ценностью данной программы. Графическое представление результатов расчета дает наглядное представление о режиме работы нефтепровода.

**ПРОЧНОСТНОЙ РАСЧЕТ УЧАСТКА ГАЗОПРОВОДА,
ПОПАДАЮЩЕГО В ЗОНУ СТРОИТЕЛЬСТВА ЛИНИИ
МЕТРОПОЛИТЕНА
(STRENGTH CALCULATION OF THE GAS PIPE LINE THAT IS
LOCATED IN THE CONSTRUCTION AREA OF UNDEGROUND LINE)**

Макшин А.В., Барсуков А.А., Семенов А.С.
(научный руководитель: Мурзаханов Г.Х.)
ОАО «МОСГАЗ»

В данной работе рассмотрен участок газопровода, попадающего в зону строительства метрополитена. Газопровод условно разделен на две части: вертикальную и горизонтальную. Весь газопровод находится в металлическом футляре. Пространство между трубопроводом и футляром заполняется битумной смолой. Вертикальный участок располагается в котловане, засыпка котлована грунтом не производится, в нижней части опирается на железобетонную подпорную конструкцию. В процессе монтажа устанавливаются опорные элементы закрепления трубы к стенкам котлована, представляющим из себя пакеты из буросекущих свай. Далее газопровод имеет горизонтально-подземную прокладку.

Требовалось произвести расчет на прочность под действием внутреннего давления, воздействия грунта и собственного веса и определить максимальные значения напряжений в наиболее опасных зонах, таких как гиб вертикального участка, в месте опирания на железобетонную подпорную конструкцию и в элементах закрепления.

По результатам расчета были получены максимальные значения напряжений в трубе и крепежных поясах. Также были получены значения максимальных перемещений элементов конструкции. Определен коэффициент запаса прочности, который показал, что статическая прочность конструкции обеспечена.

ОШИБКИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В ЗОНАХ ПУЧИНИСТЫХ И МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ (MAIN PIPELINES DESIGN MISTAKES IN THE HEAVING SOILS AND PERMAFROST)

Марков Е.В., Пульников С.А.

(научный руководитель: доцент Пульников С.А.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

В работе рассматриваются ошибки в принятии проектных решений, приводящие к авариям на магистральных трубопроводах в зонах пучинистых и многолетнемерзлых грунтов. Актуальность работы подтверждается зафиксированными случаями аварий на магистральных конденсатопроводах.

Первый случай аварии произошел на линейной части конденсатопровода Ду500, проложенного в условиях многолетнемерзлых грунтов. В ходе расследования причин аварии было выдвинуто предположение о воздействии сил криогенного пучения грунтового основания на линейную часть конденсатопровода. Выдвинутое предположение было подтверждено результатами математического моделирования теплопереноса и напряженно-деформированного состояния трубопровода в районе аварии. Основной причиной, вызвавшей пучение грунтов, стало отклонение фактического режима эксплуатации от проектного.

Второй случай аварии произошел на байпасной линии кранового узла конденсатопровода Ду400. В ходе расследования причин аварии были выявлены вертикальные деформации байпасной линии, предположительно связанные с криогенным пучением грунта. Математическое моделирование теплопереноса и напряженно-деформированного состояния обвязки кранового узла подтвердило выдвинутые предположения. Основной причиной, вызвавшей пучение, стало сооружение неотапливаемого укрытия над крановым узлом, приведшее к неблагоприятному изменению температурного режима основания.

По результатам проведенных исследований можно дать несколько рекомендаций по снижению аварийности на линейной части магистральных трубопроводов:

1. Заказчик в техническом задании на проектирование должен указываться долгосрочный прогноз давления, температуры и производительности трубопровода. Именно эти параметры оказывают наибольшее влияние на устойчивость трубопроводов в зонах пучинистых и многолетнемерзлых грунтов.

2. Любое проектное техническое решение, изменяющее естественный температурный режим грунтов, должно подтверждаться тепловым и прочностным расчетом с учетом возможного развития пучений и просадок.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ИЗОЛЯЦИЯ (HYDRODYNAMIC ISOLATION)

Мартынов Д.О.

(научный руководитель: доцент к.т.н. Пахлян И.А.)

Армавирский механико-технологический институт (филиал)
ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»

Обеспечение надежной и безопасной работы газопроводов и предотвращение их разрушения по причине коррозии достигается за счет реализации комплекса противокоррозионных мероприятий, важнейшим из которых является защита от коррозионно-активной среды при помощи гидроизоляционных покрытий.

Гидродинамический метод наделен массой преимуществ:

1. Очищение труб происходит быстро и качественно.
2. Гарантируется сохранность труб.
3. Срок службы трубопровода продлевается, так как воздействие водной струей осуществляется очень бережно.
4. Можно использовать этот метод при внутренней разводке любой сложности.
5. Метод является экологически чистым, так как отсутствуют вредное химическое воздействие на трубопровод и окружающую среду, а также нет выбросов грязи и пыли при работе установки.
6. Такой метод позволяет проводить очистку труб при минусовых температурах – при замерзании труб и образовании в них ледяных пробок.

Стоит отметить, что если используется гидродинамическое оборудование для прочистки труб, то стоимость работ по восстановлению проходимости труб является более дешевым мероприятием по сравнению с их заменой.

Особенности работы гидродинамических машин:

- Гидродинамические машины различной мощности обеспечивают нагнетание водной струи под давлением в 150 атмосфер.
- В зависимости от конкретных условий на сопло агрегата одевается одна из форсунок – роторная, пробивная и др.
- Под действием реактивной силы осуществляется продвижение сопла внутрь трубы, при этом корпус пробивает засор, а струи воды, направленные противоположно движению сопла, смывают все загрязнения со стенок труб.
- Подача воды и маневренность сопла осуществляется при помощи гибкого шланга.

**УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ КОНСТРУКЦИИ ФУТЕРОВОЧНОЙ
ПОЛИМЕРНОЙ РЕЙКИ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ИЗОЛЯЦИОННОГО
ПОКРЫТИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА
(THE IMPROVEMENT OF POLYMER LINING LATH
CONFIGURATION FOR THE PROTECTION OF INTERSTATE
PIPELINE WRAPPING)**

Марцевой П.М.

(научный руководитель: д.т.н. Ревазов А.М.)
ОАО “ПОДВОДТРУБОПРОВОДСТРОЙ”

На сегодняшний день для защиты наружной поверхности трубопровода при установке различного рода пригрузов (утяжелителей), а также для защиты от механических повреждений изоляционного покрытия трубопроводов в процессе протаскивания трубопровода через футляр подземного, подводного переходов в сложной местности применяется полимерный профиль. Конструкция представляет собой совокупность параллельно уложенных полимерных реек, скрепленных между собой металлическими тросами, уложенных и поставляемых на объект строительства в рулон. В ходе протаскивания дюкера (напорный участок трубопровода, прокладываемый под руслом реки) возникают затруднения обусловленные следующим:

1) Впереди установленный по ходу протаскивания рулон имеет на своей границе такую же толщину, как и толщина основной рейки, что создает неизбежность для поперечной деформации при соприкосновении установленной рейки с поверхностью грунта, как следствие – угрозу изоляционного покрытия.

2) Замки, создающие натяжение связующих тросов не всегда выдерживают напряжение в процессе протаскивания, в следствии чего трос ослабляется и рейки отделяются от трубопровода в хаотичном порядке.

3) Вследствие неудобства монтажа рулона футеровочного профиля данного вида требуется большое количество рабочей силы.

В работе предложены рациональные решения к вышеперечисленным задачам, с неизменной себестоимостью конструкции и с сокращением затрат на строительные-монтажные работы.

ВОПРОСЫ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ (THE QUESTIONS CORROSION MONITORING OF OFFSHORE PIPELINES)

Марянин Д.В.

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

Морские трубопроводы в настоящее время приобрели важнейшее значение в освоении континентальных шельфов России и развитии добычи углеводородов на них. Строительство крупных газовых трубопроводов «Северный поток», «Голубой поток» является чрезвычайно важным для обеспечения внешней торговли энергоресурсами и поэтому газопроводы требуют постоянного контроля их коррозионного состояния.

В силу того, что подводные морские магистральные трубопроводы построены в последний непродолжительный период, другие их участки (расширение) и новые трубопроводы только ещё проектируются, коррозионный мониторинг для них находится в начальной стадии развития. Сегодня ещё не сформулированы безальтернативные приёмы проведения коррозионного мониторинга морских трубопроводов и отсутствуют в полной мере технические средства для его реализации.

Под коррозионным мониторингом морских трубопроводов подразумевается система наблюдений и прогнозирования коррозионного состояния объекта с целью получения своевременной информации о возможных коррозионных отказах.

Целью проведенной научно-исследовательской работы является анализ и комплексная оценка коррозионного состояния морских трубопроводов, формирование методических рекомендаций по проведению коррозионного мониторинга морских трубопроводов.

Необходимость проведения НИР заключается в необходимости прогнозирования и предупреждения внеплановых остановок морских трубопроводов, как взрывоопасных объектов, выход из строя которых по причине аварии с утечкой большого количества углеводородов может повлечь за собой катастрофические последствия.

В результате проведенной НИР можно сделать вывод о том, что в настоящее время коррозионный мониторинг морских трубопроводов это динамично развивающаяся система современных методов и технических средств, позволяющая: предупреждать об опасности возникновения коррозионных процессов; выявлять коррозионные процессы на ранней стадии; контролировать протекание коррозионных процессов; контролировать эффективность ПКЗ; прогнозировать развитие коррозионных процессов и принимать на основе прогноза требуемые технические и управляющие решения.

**ПРОБЛЕМА ИСПОЛЬЗОВАНИЕ КАПИЛЛЯРНО-ПОРИСТЫХ
СТРУКТУР ПРИ ПОДОГРЕВЕ НЕФТЕЙ И НЕФТЕПРОДУКТОВ
(THE PROBLEM OF USE A CAPILLARY - POROUS STRUCTURE
WHEN HEATED OIL AND PETROLEUM PRODUCTS)**

Медкова Э. Ю., Сазанова Т.А.

(научный руководитель: доцент Кучеренко М.В.)
Омский государственный технический университет

Применение капиллярно-пористых порошковых материалов особенно перспективно благодаря развитой поверхности порового пространства, хорошему сочетанию теплофизических и гидравлических свойств, возможности их регулирования в широких пределах и низкой стоимости.

Проблема эффективной передачи тепловой энергии и обеспечения тепловых режимов различных систем и оборудования является также актуальной проблемой современной техники.

В данной работе рассмотрена возможность использования изделий порошковой металлургии для подогрева высоковязких и быстрозастывающих нефтей и нефтепродуктов.

Для работы таких систем и устройств необходимо соблюдать принцип регулярности пористой структуры для соблюдения нормативов свойств капиллярно-пористого материала.

Причиной отклонения структуры капиллярно-пористого порошкового материала от регулярной является возникновение дополнительных пустот в объеме материала, которое вызывается следующими факторами:

- влиянием стенок формы для спекания или пресс-формы;
- полидисперсностью частиц порошка;
- отличием формы частиц от сферической;
- арочными эффектами при формировании заготовок;
- использованным порообразователем

Решение проблемы изготовления капиллярно-пористой структуры с заданными свойствами теплопроводности, электропроводности и регулярности позволит увеличить КПД установки подогрева нефти и нефтепродуктов.

О МЕТОДОЛОГИЧЕСКИХ ОСНОВАХ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА (ON THE METHODOLOGY OF AUTOMATION OF MAIN PIPELINE DESIGNING)

Мельников Г.С., Титов Г.К.

(научный руководитель: к.г.-м.н., доцент Шевырёв С.Л.)

Дальневосточный федеральный университет, Инженерная школа

Строительство магистральных нефтепроводов предваряется анализом физико-географических условий и геологического строения местности. Для его осуществления необходимо проведение подготовительных изыскательских работ – топогеодезической съемки и разбивки профиля, выявление сейсмоопасных зон, анализа свойств и состава грунтов, по которым пройдет трасса. Эти работы подразумевают привлечение большого количества специалистов, оборудования, а, следовательно, затратны. В условиях рискованного менеджмента нефтегазовой отрасли наиболее актуально снижение издержек на изыскательские и проектные работы, повышения уровня автоматизации производства.

Предложен метод анализа физико-географических условий местности посредством обработки космических снимков, включающих информацию об исследуемом участке территории. Обработка серии снимков является основой для автоматизации процессов проектирования, обосновании выбора маршрута трассы и снижает последующие риски. Обработанные космические снимки могут являться основой для работы разрабатываемой автоматизированной программы прокладки маршрута, работающей на основе клеточного автомата.

В ходе работы выявлен ряд достоинств и недостатков данного метода.

Достоинства метода клеточных автоматов: детерминированность, иллюстративность и повторяемость.

В качестве недостатков хотелось бы указать невозможность разрешения автоматом, использующим простые правила, недостаточно формализованных ситуаций выбора маршрута. Некоторые морфологически сложные препятствия трудно определяются клеточными автоматами и не приводят к оптимальному решению.

Рассмотрев применимость клеточных автоматов в прокладке маршрутов нефтегазовой инфраструктуры, можно утверждать, что их применение является перспективным в развитии методологии автоматизации проектирования. Их внедрение в практическое применение целесообразно для развития отечественной нефтегазовой отрасли.

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЕПАРАЦИИ
ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ
(INCREASE OF EFFICIENCY OF SEPARATION OF WATER-OIL
EMULSIONS)**

Минатдинов А.А., Абушаев Р.Ю.

(научный руководитель: к.п.н., доцент Багдасарова Ю.А.)

Самарский государственный технический университет

В работе предлагается усовершенствовать конструкцию гидроциклона. Эффективность сепарации может быть значительно повышена наложением на поле центробежных сил вращающегося электромагнитного поля путем установки на корпусе гидроциклона системы катушек, подключенных к источнику переменного тока. Каскадная установка нескольких электромагнитных систем, каждая из которых создает вращающееся магнитное поле и имеет ферромагнитные роторы, способствует уменьшению магнитных и тепловых потерь и организации в зоне разделения эмульсии тонкослойного ламинарного потока. При этом каждая последующая система в каскаде обладает большей частотой вращения магнитного поля, что многократно увеличивает фактор разделения. Эвакуация дисперсионной среды (воды) из зоны разделения эмульсии осуществляется посредством тангенциального расположения в нижней части статора последнего каскада отводных каналов, а дисперсной фазы (нефти) - винтовыми канавками на роторах. Вихревые токи, возникающие в магнитопроводах статоров и роторов, нейтрализуются их набором из шихтованных пластин. Меньшая скорость перемещения непроводящей компоненты потока увеличивает время ее нахождения в поле центробежных сил, а термическое воздействие вихревых токов способствует разрушению глобул эмульсии и снижению ее вязкости. Интегральное и одномоментное действие названных факторов интенсифицирует процесс разделения и повышает качество сепарирующей способности гидроциклона

**АНАЛИЗ АВАРИЙНОСТИ И БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ
ОТЕЧЕСТВЕННЫХ И ЗАРУБЕЖНЫХ СИСТЕМ
ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА
(ACCIDENT AND SAFE OPERATION ANALYSIS OF DOMESTIC
AND FOREIGN PIPELINE TRANSPORTATION SYSTEMS)**

Мошева А.М.

(научный руководитель: д.т.н., доцент Хижняк Г.П.)

Пермский национальный исследовательский политехнический
университет

В работе произведен сравнительный анализ аварийности на отечественных и зарубежных системах трубопроводного транспорта (на примере России, Канады, США и стран ЕС). Для данной цели были использованы основные государственные порталы по обработке статистических данных об авариях на объектах нефтяной и газовой промышленности.

Основными этапами анализа была обработка данных об интенсивности аварий на объектах, их локализации и причинах их возникновения.

Для этого была рассмотрена динамика изменения количества аварийных ситуаций по годам, типы аварийных ситуаций и степень их опасности, статистика распределения аварий в зависимости от длины трубопровода, а также был произведен анализ основных причин возникновения аварийных ситуаций (внешняя и внутренняя коррозия, внешние воздействия, ошибки персонала, дефекты труб и т.д.) и распределение количества аварий в зависимости от типа перекачиваемого сырья.

Был проведен анализ отечественных федеральных и региональных программ по увеличению обеспечения и контроля надежности трубопроводных систем на всех этапах эксплуатации.

Таким образом, на основании проделанной работы можно сделать вывод о динамике снижения аварийных ситуаций на объектах нефтяной и газовой промышленности, что является следствием внедрения в производство систем мониторинга работы трубопроводных систем с целью повышения их непрерывной и безотказной работы.

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК ПУТЕМ
НАДСТРОЙКИ ПАРОГАЗОВОГО ЦИКЛА В СОВРЕМЕННЫХ
УСЛОВИЯХ
(GAS TURBINE UPGRADE VIA COMBINED CYCLE IN MODERN
CONDITIONS)**

Муфтахов Р.М.

(научный руководитель: профессор Купцов С.М.)

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

На сегодняшний день применение парогазового цикла является одним из наиболее перспективных направлений модернизации и повышения коэффициента полезного действия газотурбинных установок. Несмотря на это, на данный момент реализовано лишь несколько проектов, большинство из которых остаются на стадии опытных образцов. Вместе с тем, современные технико-экономические условия являются оптимальными для применения данной технологии.

Одним из определяющих условий эффективности парогазового цикла является температура рабочего тела перед турбиной ГТУ. Лишь недавно данный параметр достиг значений свыше 1000 °С, что дает возможность говорить об экономической целесообразности применения данных установок. Вместе с тем, в настоящее время вопрос стабильной, дешевой и высокоэффективной выработки энергии стоит остро как никогда. Так, в республике Крым наблюдаются серьезные проблемы с обеспечением энергии, в частности электрической, потребителям полуострова. В данных условиях парогазовый цикл может оказаться решением вопроса энергетической безопасности полуострова.

В настоящей работе предлагается алгоритм расчета парогазового цикла, выполненный в среде MathCAD. Данная программа позволяет высчитать все основные параметры рабочих тел в различных точках цикла, коэффициенты полезного действия как газотурбинной и паросиловой установки, так и совмещенной парогазовой. Кроме того, выстраиваются графики процессов и высчитывается оптимальное количество отдаваемой теплоты уходящих газов. На основании данной программы проводится комплексный теоретический анализ возможности надстройки парогазового цикла на пять моделей газотурбинных установок. Кроме того, рассмотрены различные варианты соотношения выработки тепловой и электрической энергии для оптимального режима работы установки.

Таким образом, парогазовый цикл является перспективным направлением модернизации газотурбинных установок и может служить одним из залогов энергетической безопасности страны.

**О ТРЁХ МЕХАНИЗМАХ РАЗРУШЕНИЯ ТРУБОПРОВОДОВ
ПЕРЕМЕННЫМ ТОКОМ
(ABOUT THREE MECHANISMS OF PIPELINES DESTRUCTUION
WITH ALTERNATING CURRENT)**

Мюльбаер А.А.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Целебровский Ю.В.)
Новосибирский государственный технический университет

На надежность и долговечность магистральных трубопроводов влияют множество внешних факторов, одним из которых является наведенное напряжение, возникающее между металлом трубопровода и землей при электромагнитном влиянии воздушной линии электропередачи переменного тока [1]. Существующие теории не дают точных значений скорости разрушения и других параметров, важных для эксплуатационного контроля и предотвращения повреждений трубопровода.

С целью раскрытия механизма разрушения металла трубопроводов переменным током и прогнозирования скорости разрушения была проведена серия лабораторных и полевых экспериментов. В результате было установлено, что переменный ток приводит к разрушению металла только изолированных трубопроводов. Это обусловлено тем, что плотность тока, стекающего с неизолированного трубопровода, много меньше плотности тока, стекающего через дефекты изоляционного покрытия.

Опасность развития каверны в металле при дефекте изоляционного покрытия возникает при наведенных напряжениях 5 В и более. При меньших напряжениях идет обыкновенная грунтовая коррозия, которая обычно тормозится катодной защитой. Увеличение наведенного напряжения более 5 В приводит к тому, что на процесс грунтовой коррозии накладываются деструктивные процессы, вызванные протеканием переменного тока через границу «металл – электролит». Эти процессы приводят к более интенсивному разрушению металла. Так, например, при наведенном напряжении 10 В скорость разрушения в 3-5 раз выше чем при грунтовой коррозии.

Увеличение наведенного напряжения до 80 В и выше меняет электролитический характер протекания тока на электроискровой. При горении микродуги металл в дефекте изоляционного покрытия расплавляется. Оторванные атомы металла удаляются с поверхности электродинамическими или гравитационными силами. В этом случае скорость роста каверны в месте нарушения изоляционного покрытия составляет несколько миллиметров в год.

Литература

1. AC corrosion on metallic pipelines due to interference from AC power lines. Joint Working Group C4.2.02: CIGRE, April 2006. – 110 p.

**ВЛИЯНИЕ УПРУГИХ ДЕФОРМАЦИЙ ЗАСЫПКИ НА
УСТОЙЧИВОСТЬ ТРУБОПРОВОДА
(EFFECT OF ELASTIC DEFORMATIONS FILLING PIPE FOR
STABILITY)**

Нгуен Фунг Хынг, Нгуен Ван Хоай

(научный руководитель: д.т.н., профессор Бородавкин П.П)

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

Целью работы является разработка инженерной методики исследования влияния упругих деформаций засыпки на устойчивость трубопровода. То есть при проектировании уделяется должное внимание расчету возможных влияния на устойчивость трубопровода, происходящих в грунтовой засыпке при поперечных перемещениях трубопровода до возникновения в ней состояния предельного равновесия.

В итоге построена математическая модель напряженно-деформированного состояния (НДС) подземного участка морского трубопровода, с учетом реакции грунта на перемещение трубы в продольном направлении и воздействия на них давления перекачиваемого продукта и температурных напряжений. Получены решения дифференциального уравнения продольно-поперечного изгиба; вывод формул для нахождения основных характеристик НДС и критических усилий при потере устойчивости кривых вставок. Приведен пример расчета участка трубопровода.

**РАЗРАБОТКА УСТАНОВКИ ОЧИСТКИ ОБОРУДОВАНИЯ
БЛОКОВ РЕГЕНЕРАЦИИ ГЛИКОЛЯ
(DEVELOPMENT OF INSTALLATION OF CLEANING OF THE
EQUIPMENT GLYCOL REGENERATION BLOCKS)**

Никитенков Д.А., Ткаченко В.А.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Омельянюк. М.В.)

Армавирский механико-технологический институт (филиал)
ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»

В процессе эксплуатации оборудования газовых месторождений и подземных хранилищ газа имеет место проблема образования отложений органических и неорганических веществ в блоках регенерации гликоля. Образованию осадков подвержены термосифоны, теплообменники, аппараты воздушного охлаждения (АВО), емкости, трубопроводы и пр.

При эксплуатации водоводяного, водомасляного или иного теплообменного аппарата с покрытыми отложениями внутренними или наружными поверхностями данный теплообменник не обеспечивает номинальной теплопередачи, в результате повышается температура агента на выходе из охладителя. Наличие осадков ускоряет процесс коррозии оборудования с образованием сквозных свищей. В целом наличие отложений на поверхностях теплообменного оборудования приводит к нарушению нормальной циркуляции агента (ДЭГа) в системе охлаждения, понижает эффективность, надежность и безопасность его эксплуатации.

Значительно снизить затраты на ремонт и повысить надежность и безопасность эксплуатации можно путем своевременной качественной очистки внутренних и наружных поверхностей систем теплообмена от солевых, коррозионных и технологических отложений.

Для решения проблемы очистки поверхностей нагрева элементов блоков регенерации гликоля были проведены аналитические, экспериментальные и опытно-промышленные исследования, в результате которых разработаны: технология гидродинамической и гидродинамической кавитационной очистки от различных комплексных отложений, генераторы кавитации (гидродинамические кавитаторы) и гидродинамические насадки. В экспериментальных натуральных условиях определены их оптимальные конструктивные параметры. Разработан и изготовлен опытный образец универсальной мобильной установки очистки теплообменного оборудования блоков регенерации гликоля.

Опытно-промышленные исследования эффективности разработанной технологии и разработанного опытного образца установки очистки были успешно проведены в Краснодарском и Куцеевском УПХГ ООО «Газпром ПХГ».

СНИЖЕНИЕ НАГРУЗКИ НА СТЕНКУ РЕЗЕРВУАРА В ЗОНЕ ПРИЕМО-РАЗДАТОЧНЫХ ПАТРУБКОВ (LOAD REDUCTION ON THE TANK WALL IN THE ZONE OF NOZZLES)

Николаев И.К, Пирогова Н.С, Серафонтова А.А.

(научные руководители: доцент Землеруб Л.Е,
старший преподаватель Терегулов М.Р.)

Самарский государственный технический университет

Одним из наиболее нагруженных элементов в конструкции резервуара является зона врезки в стенку резервуара приемо-раздаточных патрубков. Данная работа посвящена вопросу снижения нагрузки на стенку резервуара в зоне приемо-раздаточных патрубков (ПРП) с целью продления срока эксплуатации резервуара. Описывается система компенсации нагрузок на резервуар и предлагается ее модификация совместно с изменением количества и размеров патрубков.

Наше исследование включает в себя способ компенсации нагрузки на стенку резервуара с помощью замены одного патрубка с большим диаметром условного прохода на три патрубка с меньшим диаметром, а также установки линзовых компенсаторов вместо гнутого Г-образного (П-образного) компенсатора, оставив на этом участке два сильфонных компенсатора с одной пружинной подвеской.

По результатам исследования были получены напряженно-деформированные состояния резервуара с помощью численных методов расчета, которые показали, что предложенная нами система модификации позволяет продлить остаточный резервуара РВС-20000 на 10 лет.

Таким образом, предлагаемая модификация конструкции ПРП и СКНР позволит продлить срок службы резервуара и трубопроводной обвязки приемо-раздаточного узла, а также сделать эксплуатацию резервуара более безопасной.

Библиографический список:

1. Резервуары для нефти и нефтепродуктов: том 1. Конструкция и оборудование: учебник для вузов / Ф.М. Мустафин, Р.А. Жданов, М.Г. Каравайченко и др. - СПб.: Недра, 2010. - 480с.

**МОДЕЛИРОВАНИЕ РАСТЕКАНИЯ ЖИДКОСТИ ПРИ
КВАЗИМГНОВЕННОМ РАЗРУШЕНИИ РЕЗЕРВУАРА
(CFD MODELING OF NEARLY INSTANTANEOUS
DESTRUCTION TANK)**

Носов В.С.

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

Резервуары и резервуарные парки являются важными сооружениями технологических установок добычи, переработки, хранения и транспортировки нефти и нефтепродуктов, а также объектов теплоэнергетики. Наиболее негативные последствия при аварии в отношении разрушений и поражения персонала имели место при квазимгновеном разрушении РВС.

Под квазимгновеном разрушением резервуара следует понимать внезапный (в течение секунд или долей секунд) распад резервуара на приблизительно равные по размеру части. Образующийся при этом поток в виде волны прорыва характеризуется мощностью, большой скоростью течения и значительной разрушающей способностью.

При такой пожароопасной ситуации часть хранимой в резервуаре жидкости может перелиться через обвалование и возникает необходимость в проектировании специальных ограждающих конструкций.

В данной работе рассмотрены проблемы моделирования растекания жидкости при квазимгновеном разрушении резервуара и её воздействие на ограждающую стену с волноотражающем козырьком. Проанализированы имеющиеся на данный момент методики моделирования течения жидкости со свободной поверхностью.

Представлены результаты моделирования растекания жидкости при разрушении VOF методом при разных граничных условиях. На основе результатов был сделан вывод о необходимости применения специальных ограждающих конструкций и нагрузки, которые они должны выдерживать.

**СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДИК РАСЧЕТА ЗАЩИТНОГО
ФУТЛЯРА НА ПРОЧНОСТЬ НА ПЕРЕХОДАЧ ЧЕРЕЗ
АВТОДОРОГИ
(COMPARATIVE ANALYSIS OF METHODS FOR CALCULATING
THE STRENGTH OF THE STEEL CASE ON ROAD CROSSING)**

Носов В.С.

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

Для защиты трубопровода от нагрузок, создаваемых проезжающим автотранспортом, применяются защитные футляры (кожухи) из стальных труб. Обязательность их применения регламентируется множеством различной документации. При этом во многих нормативных документах толщина стенки футляра не регламентируется, а методики её определения не приводятся.

При проектировании промышленных трубопроводов для объектов обустройства Западно-Салымского месторождения возникла необходимость в обосновании принятых проектом толщин стенок футляров расчетом. Для этого были рассмотрены методики, приведенные в следующей литературе:

- 1) Быков Л.И., Мустафин Ф.М., Рафиков С.К., Нечваль А.М., Лаврентьев А.Е. Типовые расчеты при сооружении и ремонте газонефтепроводов: Недра, 2006;
- 2) Moser A.P., Folkman S. Buried pipe design;
- 3) Watkins R.K., Anderson L.R. Structural mechanics of buried pipes;
- 4) и др.

Так же в ходе работы, для сравнения, было проведено компьютерное моделирование в программном комплексе GTS NX.

В докладе приводятся результаты расчетов толщины стенки по разным методикам и делаются выводы по области их применения.

**КОНЦЕПЦИЯ КУЛЬТУРЫ БЕЗОПАСНОСТИ В СИСТЕМЕ
ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА ГАЗА НА ПРИМЕРЕ
ФИЛИАЛА ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ МОСКВА»
«ДОНСКОЕ ЛПУМГ»
(THE CONCEPTION OF SAFETY CULTURE IN THE PIPELINE GAS
TRANSPORT ON THE EXAMPLE OF BRANCH ООО "GAZPROM
TRANSGAZ MOSCOW" "DONSKOE LPUMG")**

Овчинников А.Н.
ООО «Газпром трансгаз Москва»

На сегодняшний день в системе Газпрома охрана труда переходит в стадию оценки рисков и прогнозирования событий вместо, казалось бы, простой, но имеющей в современном мире существенные недостатки, системы тотального контроля соблюдения требований охраны труда. И следующим этапом совершенствования охраны труда в системе Газпрома должно стать развитие и укрепление культуры безопасности.

Вопросы повышения уровня охраны труда и развития культуры безопасности рассмотрены на примере филиала ООО «Газпром трансгаз Москва» «Донское ЛПУМГ».

Разработан ряд мероприятий, направленных на развитие и становление культуры безопасности в филиале:

- насыщение информацией о правильном образе поведения, безопасных методах работы;

- создание атмосферы систематического внимания к вопросам безопасности, атмосферы открытости персонала (в которой персонал не боялся бы открыто заявлять об ошибках, которые он совершил, и поощрялся за сообщение об условиях, которые могут привести к снижению безопасности);

- формирование «крючков» (искусственных препятствий) на пути неисполнения требований охраны труда, которые подразделяются на «видимые» и «организационные»;

- формирование личной ответственности и преданности культуре безопасности всех лиц, занимающихся любой деятельностью, которая влияет на безопасность.

- воспитание направленного на безопасность мышления, которое формирует внутреннюю нетерпимость нарушений охраны труда, исключает равнодушие и предусматривает стремление к самосовершенствованию в вопросах безопасности.

Представлены проблемные вопросы практической реализации данных мероприятий, выполнен анализ условий труда и развития культуры безопасности в филиале. Предложены пути дальнейшего развития данного направления.

ОЧИСТКА ПЛАВАЮЩИХ КРЫШ РЕЗЕРВУАРОВ ОТ СНЕГА (THE CLEANING OF FLOATING TANKS ROOFS FROM SNOW)

Олейников Д.А.

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

При эксплуатации резервуаров с плавающей крышей (РВС-ПК) возникают проблемы, такие как необходимость уборки снега с крыши. В периоды снегопадов и метелей наблюдается неравномерное распределение снежного наста по поверхности плавающей крыши резервуара, что приводит к неравномерному распределению нагрузки на крышу, в соответствии с чем возможно нарушение конструкции резервуара, а именно искривление направляющих, обуславливающее нарушение условий эксплуатации резервуара с плавающей крышей.

В настоящее время очистка плавающих крыш резервуаров от снега производится ручным способом. Так как рабочими приходится трудиться непосредственно на крыше резервуара, зачастую при отрицательных температурах, то такие условия нельзя считать оптимальными и всегда есть опасность получения ими травмы, приводящей к утрате работоспособности. Кроме того, процесс очистки весьма трудоемок и требует продолжительного времени.

Одним из очевидных способов решения указанных проблем является механизация процесса удаления снега с поверхности плавающих крыш резервуаров.

Целью данной работы является поиск приемлемых способов механизации процесса очистки кровли. Один из предлагаемых методов заключается в использовании воздуходувных установок (вентиляторов), которые будут создавать поток воздуха, оказывающий динамическое воздействие на снежный покров плавающей крыши.

Рассматриваются центральный и радиальный варианты размещения воздуходувных установок на резервуаре. Задача данной работы заключается в выборе необходимого оборудования и схемы размещения конструкции, анализе режимов работы оборудования для различных метеоусловий, определении экономической целесообразности предлагаемых схем подключения, подборе необходимой мощности воздуходувных установок и в расчете оптимальных режимов их работы.

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМ КОМПРИМИРОВАНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ (OPTIMIZATION OF COMPRESSION SYSTEMS OF NATURAL GAS AT COMPRESSOR STATIONS)

Павлов Р. А.

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

В настоящее время одной из важнейших и актуальных задач, решаемых газотранспортными предприятиями ПАО «Газпром» является снижение энергетических затрат при магистральном транспорте природного газа.

Системы компримирования КС должны обеспечивать требуемую подачу природного газа по технологическому участку МГ и степень повышения давления на станции. Газоперекачивающие агрегаты, из которых формируются системы компримирования КС, являются основными потребителями энергетических ресурсов при магистральном транспорте природного газа. Выбор оптимальной системы компримирования и рациональное распределение нагрузки между работающими ГПА позволяет снизить количество топливного газа, расходуемого в газоперекачивающих агрегатах, и соответственно энергетические затраты на сжатие газа.

Подача природного газа по технологическим участкам МГ в течение года существенно изменяется. Как показал анализ режимов работы ряда технологических участков МГ, соотношение максимального к минимальному расходу природного газа может достигать $\alpha = 1,3$. Изменение подачи природного газа в ряде случаев требует изменения состава системы компримирования.

Целью данной работы является создание алгоритма и разработка программы, позволяющей выбрать оптимальную систему компримирования и рациональное распределение нагрузки между работающими ГПА для компрессорных станций с любым возможным оснащением газокomppressorным оборудованием при изменении коммерческого расхода природного газа через станцию.

Разработанный алгоритм оптимизации систем компримирования КС учитывает оснащение компрессорных цехов, техническое состояние газокomppressorного оборудования и прогноз на изменение подачи и степени повышения давления природного газа на КС. Программа будет написана на языке Delphi, C++. Программа может рассчитывать как одноцеховые, так и многоцеховые КС, оснащенные разнотипными газоперекачивающими агрегатами с газотурбинным приводом.

ПРИМЕНЕНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ МОТОРНЫХ ТОПЛИВ (THE USE OF ALTERNATIVE MOTOR FUELS)

Пальников Е.Ю.

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

Снижение транспортных расходов является актуальной задачей для всех предприятий. Замещение традиционных жидких нефтяных топлив газовыми топливами позволит сэкономить бюджетные средства для их перераспределения. Кроме экономической выгоды, использование газомоторных топлив повышает экологическую безопасность.

Особенностью СУГ является его хранение и транспортировка в жидком виде, а использование непосредственно на автотранспорте осуществляется в газообразном состоянии. При нормальных условиях СУГ находится в газообразном состоянии, а при незначительном повышении давления без изменения температуры окружающей среды превращается в жидкость.

В работе предлагается современный подход к решению задачи перевода техники предприятия на использование сжиженного углеводородного газа (СУГ), который заключается в переоборудовании двигателя автомобиля и установке дополнительного оборудования, позволяющего оптимизировать процесс эксплуатации нового топлива.

Для изучения эксплуатационных характеристик СУГ и сравнения их с характеристиками жидких нефтяных топлив проводятся эксперименты с использованием типовых моделей автомобильного транспорта, результаты которых сопоставляются с существующими статистическими данными.

Технико-экономическое моделирование показателей (ЧДД, ИД, срок окупаемости) инвестиционной привлекательности проекта использования СУГ в качестве моторного топлива на отдельно взятых предприятиях показывает, что такой проект является экономически выгодным.

**ФУНКЦИОНАЛЬНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ
АВТОЗАПРАВОЧНЫХ КОМПЛЕКСОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
МЕТОДОЛОГИИ IDEF0
(FUNCTIONAL MODELING OF FILLING STATIONS' ACTIVITY
WITH THE USE OF IDEF0)**

Панков Д. И.

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

Известно, что современные предприятия нефтепродуктообеспечения розничной реализации нефтепродуктов (автозаправочные станции – АЗС) являются высокотехнологичными инновационными продуктами и представляют собой эволюцию технологий, конструктивных решений и соответствующих им систем управления и контроля.

Однако в условиях жесткой конкуренции на внутреннем рынке нефтепродуктов прибыль от розничной реализации нефтепродуктов падает, а расходы на содержание АЗС растут, и поэтому инновации стали необходимостью для такого вида бизнеса.

Эффективность бизнеса и сервиса при производстве/обороте нефтепродуктов во многом определяется применением современной методологии и средств коммерческого учета углеводородов. Поэтому для обеспечения соответствия информационно-управляющих систем нефтепродуктообеспечения современным требованиям необходимо использовать более совершенную информационную технологию управления отраслью, базирующуюся на адекватных средствах информатики и рыночных моделях бизнес-процессов.

В этих условиях обозначилась необходимость иметь модель деятельности АЗС, отражающую все механизмы и принципы взаимосвязи различных подсистем в рамках одного бизнеса (реализация нефтепродуктов). Такую модель можно реализовать с помощью известной методологии IDEF0.

В данной работе предлагается к рассмотрению модель деятельности АЗС, реализованная с помощью данной методологии.

**УСТАНОВКА КОМБИНИРОВАННОЙ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ
ОЧИСТКИ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ
ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ
(SETTING OF COMBINED ULTRASONIC CLEANING BURNERS GAS
COMPRESSOR UNITS)**

Паршиков О.А., Аврамов М.В.
ООО «Газпром трансгаз Саратов»

Актуальность обозначенной работы обусловлена необходимостью повышения энергетической эффективности и обеспечения стабильной работы газоперекачивающих агрегатов, а также современными требованиями экологической политики.

При эксплуатации газоперекачивающих агрегатов с камерами предварительного смешения топлива, имеется проблематика быстрого засорения горелочных устройств ГПА, вследствие чего происходит падение мощности ГПА при несбалансированном процессе горения и увеличение концентрации вредных веществ (CO_2 , NO_x) в выхлопных газах ГПА.

Целью данной работы является разработка способа и установки комбинированной ультразвуковой очистки горелочных устройств газоперекачивающих агрегатов.

Личный вклад авторов в результаты работы заключается в разработке концепции ультразвуковой очистки горелочных устройств ГПА, разработке структурной схемы и отдельных узлов установки комбинированной ультразвуковой очистки, а также экспериментальном сопровождении и адаптации исследований, полученных в ходе проведения научно-исследовательских и опытно конструкторских работ.

В результате проведенной работы был разработан способ и изготовлена установка комбинированной ультразвуковой очистки горелочных устройств ГПА, проведены приемочные испытания установки и очистка комплекта горелочных устройств ГПА. По итогам очистки подтверждено снижение концентрации вредных веществ в выхлопных газах и увеличение коэффициента полезного действия ГПА до начальных показателей.

По результатам внедрения разработки подана заявка на изобретение «Способ ультразвуковой обработки и устройство для его осуществления».

**ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ
ТУРБОДЕТАНДЕРНЫХ УСТАНОВОК НА ГРС В РОССИИ
(EVALUATING THE EFFECTIVENESS OF TURBO-EXPANDER
PLANTS AT GDS IN RUSSIA)**

Перепелицкая Д.С., Звягин И.А.

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

Для достижения цели стабильного и экономически эффективного удовлетворения постоянно возрастающего спроса на природный газ Энергетической стратегией России на период до 2020 года предусматривается сокращение потерь и снижение затрат на всех стадиях технологического процесса при добыче, подготовке и транспорте газа, а также решение задач ресурсо- и энергосбережения.

С точки зрения энергосбережения в газотранспортной системе на сегодня весьма перспективной является утилизация энергии избыточного давления природного газа в турбодетандере на ГРС.

В рамках данного исследования предлагается разработка программно-вычислительного комплекса, в основы которого лягут формулы, алгоритмы по расчету эффективности применения турбодетандеров на ГРС, подсчеты времени окупаемости на основе таких показателей, как: доступность близлежащей электросети или другого рынка для электричества, требования к воздушному шуму с точки зрения удаленности от жилья, наличие земельного участка для размещения установки, величина сезонных изменений расхода и давления газа и т.д.. Используя данную программу, пользователи смогут оценить эффективность применения турбодетандера на ГРС на конкретном участке.

ТЕХНОЛОГИЯ РЕМОНТА ДЕФЕКТНЫХ УЧАСТКОВ ТРУБОПРОВОДА С ПОМОЩЬЮ ПАЯНО-СВАРНЫХ МУФТ (TECHNOLOGY ACTIVE PIPELINE DEFECTIVE AREAS OF WELL-BOND JOINTS)

Подолян А.А.

(научный руководитель: профессор Тымчик Г.С.)

Национальный технический университет Украины «Киевский
политехнический институт»

При ремонте линейных и изогнутых участков действующих магистральных трубопроводов высокого давления, а так же при переводе их в более высокую категорию, широко используется способ повышения прочности труб, связанный с установкой на усиливаемом участке трубопровода муфт различной конструкции [1]. Наибольшее распространение получили муфты с полым подмуфтовым пространством, заполняемым во время проведения ремонтных работ самотвердеющим веществом, что позволяет проводить усиление участков трубопроводов без изменения режимов транспортирования продукта [2,3]. Обычно, муфта составляется из нескольких технологических элементов, основными из которых являются две полуоболочки, которые центрируются относительно трубы и скрепляются между собой известными методами, например, сваривают продольными швами. После этого торцы оболочки герметизируются, а пространство между трубой и оболочкой заполняется самотвердеющим веществом. Наличие подмуфтового слоя позволяет снизить кольцевые напряжения в трубе, передав часть нагрузки на внешнюю оболочку. От его прочностных параметров зависит эффективность ремонта в целом. Для ремонта труб малого и среднего диаметров разработана технология [4], основанная на использовании для формирования подмуфтового слоя расплавленного металла, обладающего высоким модулем упругости.

Литература:

1. Беккер М.В., Бут В.С., Говдяк Р.М. и др.. Ремонт магистральных трубопроводов под давлением: - К.: Издательство «Кий», 2008. – 240 с.
2. ГБН В.3.1-00013741-12:2011. Магистральные газопроводы, ремонт дуговой сваркой в условиях эксплуатации: - К.: Министерство энергетики и угольной промышленности Украины, 2011. – 152 с.
3. Система контроля качества монтажа клеесварной муфты на магистральном газопроводе высокого давления газопроводов / Г.С. Тымчик, А.А. Подолян // Научные вести НТУУ "КПИ". – К: Изд-во НТУУ "КПИ", 2012 – Вып.6 – С.138-144.
4. Пат. на изобретение 2563945 Российская Федерация, МПК (2012) F16L 55/175. Способ усиления трубопровода с помощью паяно-сварной муфты / Подолян А.А. - №2014118805; заявл. 08.05.2014; опубл. 27.09.2015, бюл. №27.

**ОПРЕДЕЛЕНИЕ ТЕМПЕРАТУР, ХАРАКТЕРИЗУЮЩИХ ПРОЦЕСС
ВЫПАДЕНИЯ ПАРАФИНОВ В НЕФТЯХ ТИМАНО-ПЕЧОРСКОЙ
НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ПРОВИНЦИИ, РЕОЛОГИЧЕСКИМ И
ФОТОМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДАМИ
(THE MEASUREMENT OF THE TEMPERATURES,
CHARACTERIZING THE PROCESS OF PARAFFIN DEPOSITS IN
CRUDE OILS IN THE TIMAN-PECHORA OIL AND GAS PROVINCE
BY THE RHEOLOGICAL AND PHOTOMETRIC METHODS)**

Попова К.Н.

(научный руководитель: д.ф.-м.н., профессор Некучаев В.О.)
Ухтинский государственный технический университет

Основной проблемой, связанной с перекачкой аномальных нефтей, является интенсивное отложение парафинов на стенках трубопровода. Эти отложения уменьшают размеры эффективного сечения трубопровода, что приводит к уменьшению объемов перекачки нефти и, соответственно, к экономическим потерям.

Содержащиеся в нефти парафины могут выделяться из нее кристаллизацией при температуре, ниже определенной, – температуре начала кристаллизации парафинов.

К реологическим параметрам нефтей, которые необходимы при расчетах теплогидравлических режимов их перекачки по магистральным нефтепроводам, обычно относятся: вязкость, зависимость вязкости от температуры, начальное статическое напряжение сдвига и предельное динамическое сдвига, температура застывания, температура начала массовой кристаллизации парафина в нефти.

Известно несколько методов определения температуры кристаллизации парафина: визуальный, холодного стержня, ультразвуковой, фотометрический, вискозиметрический и т. д.

1) Вискозиметрический метод.

О температуре кристаллизации можно судить по времени движения жидкости через капилляр, т. е. по вязкости. Температура, при которой наблюдается аномалия вязкости, принимается за температуру начала кристаллизации.

2) Фотометрический метод.

Фотометрический метод определения температуры насыщения основан на регистрации изменения интенсивности проходящего через нефть светового потока. Это изменение вызывается появлением кристаллов парафина в нефти при ее переходе из однофазного состояния в двухфазное.

В настоящей работе сделана попытка качественно описать влияние процессов кристаллизации парафинов на особенности кривых течения парафинистых нефтей Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции.

**ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ИНДЕКСА
ПРОТИВОТОЧНОСТИ ПРИ РАСЧЕТЕ ТЕПЛООБМЕННЫХ
АППАРАТОВ
(APPLICATION FEATURES INDEX OPPOSING ONE ANOTHER
STREAMS WHEN CALCULATING HEAT EXCHANGER)**

Попова Т.В.

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

Одно из направлений научных исследований выдающегося советского ученого, профессора, доктора технических наук Николая Иовича Белоконь было связано с решением задач теории теплообмена. Так, в статье «Теплопередача при переменных температурах» впервые для определения схемы движения теплоносителей в рекуперативных теплообменных аппаратах (ТА) был предложен индекс противоточности поверхности теплопередачи P . Введение в методику теплового расчета ТА стабильной характеристики схемы теплообмена – индекса противоточности Н.И. Белоконь – позволяет проводить как расчеты I рода, так и расчеты II рода.

Основная проблема использования методики теплового расчета, разработанной Н.И. Белоконь, состоит в определении значений действительного индекса противоточности аппаратов сложных схем, величина которого на практике зависит не только от их конструкции, но и от температурных режимов теплоносителей, от соотношения водяных эквивалентов теплоносителей в аппарате. Зависимость индекса противоточности от температурного режима может сыграть важную роль в процессах диагностирования теплообменного оборудования.

Действительно, $\theta_m = \frac{\theta_1 - \theta_2}{\ln \frac{\theta_1}{\theta_2}}$ – средняя разность температур процесса

теплопередачи связана с индексом противоточности следующим образом:
 $\theta_1 = \theta_{mA} + 0,5\Delta T$, $\theta_2 = \theta_{mA} - 0,5\Delta T$, где θ_{mA} – средняя арифметическая разность температур процесса теплопередачи, не зависящая от схемы теплообмена,
 $P = \frac{(\Delta t_1 + \Delta t_2)^2 - \Delta T^2}{4\Delta t_1 \Delta t_2}$, где ΔT – характеристическая разность температур.

Износ трубок ТА сопровождается загрязнением поверхности теплообмена. С увеличением отложений возрастает термическое сопротивление стенки и ухудшается теплообмен. В итоге наблюдается непрерывное увеличение разности между давлением входящего и выходящего потоков, а также уменьшение разности температур на входе и выходе теплоносителя. Необходимо нахождение функциональной зависимости индекса противоточности от перечисленных величин, которая позволит упростить методику расчета теплообменных аппаратов и усовершенствовать диагностические методы исследования на его основе.

ПОВЫШЕНИЕ СРОКА СЛУЖБЫ УТОРНОГО УЗЛА СТАЛЬНОГО ВЕРТИКАЛЬНОГО РЕЗЕРВУАРА (INCREASE OF SERVICE LIFE OF UTORNY KNOT OF THE STEEL VERTICAL TANK)

Романчук А.С., Валеев Н.Н., Вержбицкий К.Д.
(научный руководитель: к.т.н. Файрушин А.М.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет,
Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Уторный узел - место соединения вертикальной стенки и днища – является одним из наиболее нагруженных и значимых элементов стального вертикального резервуара. Дефекты, которые образуются в нем при сооружении, существенно снижают надежность и остаточный ресурс резервуара.

Проведя анализ технологии монтажа резервуара, были выявлены отклонения величины зазора между стенкой и днищем, которые превышают допустимые значения (0-2 мм [1]) в несколько раз. На сегодняшний день в процессе сварки уторного узла для уменьшения этого зазора применяется технология сборки, не регламентированная нормативно-технической документацией, что ведет к созданию дополнительных напряжений.

Основной задачей, стоящей перед нами, является повышение эксплуатационной надежности резервуаров путём совершенствования технологии сборки и сварки уторного узла с минимальными остаточными напряжениями. В данной работе проведены исследования влияния величины зазора на малоцикловую прочность уторного узла. А также исследования с образцами, выполненными по существующей технологии, и образцами, выполненными по существующей технологии, но с различными способами обработки.

Первый способ - это вибрационная обработка. При такой обработке понижение остаточных напряжений достигается вследствие сочетания двух напряжений: вибрационных и остаточных. Второй способ - это термическая обработка, при которой напряжения уменьшаются в результате теплового воздействия. Третий способ - это ультразвуковая ударная обработка. Импульсные и циклические напряжения снижают уровень остаточных сварочных напряжений до 50% и выше, что повышает предел выносливости металла в 2-3 раза [2].

Литература:

1. РД 23.020.00-КТН-079-09 – М.: ОАО «АК «Транснефть», 2009. – 166 с.
2. А.П. Летуновский, Г.В. Новиков Снятие остаточных сварочных напряжений// Сфера нефтегаз. Технологии обработки сварных соединений. – 2010 №2 С.156-157.

**УЧЕТ ПЕРЕМЕННОСТИ ПОДАЧИ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ С
ИЗМЕНЕНИЕМ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ
ГОРЯЧЕГО ТРУБОПРОВОДА
(VARIABILITY OF CENTRIFUGAL PUMP RATE CAUSED BY HOT-
OIL PIPELINE HYDRAULIC RESISTANCE SHIFTS)**

Русаков А.И.

(научный руководитель: профессор Гаррис Н.А.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Горячая перекачка представляется перспективным способом транспортировки высоковязких и высокозастывающих углеводородов [1], поскольку геологические запасы высоковязкой и тяжелой нефти (Ярегская, Тэбукская, Ашальчинская и др.) значительно превышают запасы легкой.

Из-за колебаний температуры окружающей среды, наиболее явно выраженной в северных регионах, гидравлическое сопротивление горячего трубопровода переменчиво, что приводит к его работе в нестационарных режимах.

Теплогидравлические расчеты эксплуатационных режимов работы горячих трубопроводов отличаются сложностью своего выполнения. Для расчета нестационарных режимов предлагается алгоритм, который реализуется в программе 'Dinamica'.

В основе расчетной модели программы лежит метод динамических характеристик, позволяющий учесть переменность подачи центробежных насосов при изменении гидравлического сопротивления нефтепровода [2,3]. Блок-схема программы включает в себя построение стационарной характеристики трубопровода, построение сетки динамических характеристики и расчет нестационарных режимов трубопровода с учетом переменности подачи ЦБН.

Универсальный алгоритм, заложенный в программу, делает возможным дальнейшее ее развитие для решения более сложных и узкоспециализированных задач.

Список использованных источников:

1. Гаррис, Н.А. Проблемы транспортирования тяжелых нефтей / Н.А. Гаррис, О.Ю. Полетаева, Р.Ю. Латыпов // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – №3. – С. 3-6.

2. Гаррис, Н.А. Расчет эксплуатационных режимов магистральных неизотермических нефтепродуктопроводов с применением динамических характеристик / Н.А. Гаррис, Ю.О. Гаррис // Нефтегазовое дело. – 2003. – №2. – С. 2.

3. Гаррис, Н.А. Построение динамической характеристики магистрального трубопровода / Н.А. Гаррис, Ю.О. Гаррис, А.А. Глушков // Нефтегазовое дело. – 2004. – №2. – С. 296.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ И КИСЛОТНАЯ ОЧИСТКА СИСТЕМ ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗОМОТОКОМПРЕССОРОВ (HYDRODYNAMIC AND ACID CLEANING OF COOLING SYSTEMS OF GAS-MOTOR-COMPRESSORS)

Русанов В.С., Руденко В.В.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Омельянюк М.В.)

Армавирский механико-технологический институт (филиал)
ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»

При наличии отложений в системе охлаждения газомоторкомпрессоров происходит образование очагов теплонапряженности в деталях цилиндрико-поршневой группы: в ГМК типа 8М - во втулках силовых цилиндров в районах перемычек между выхлопными окнами; в ГМК 10М – во втулках компрессорных цилиндров. В результате в процессе работы втулка силового или компрессорного цилиндра деформируется, образуется трещина, происходит разрушение собственно втулки, головки поршня, комплекта колец, вкладышей подшипников и пр. Имеют место поломки турбокомпрессора ТК-48 и крышек силовых цилиндров в результате нарушения теплообмена.

Проблему очистки систем охлаждения газоперекачивающих агрегатов от различных по составу отложений решают химическим, механическим, электрогидроимпульсным, гидродинамическим и другими методами, каждый из которых имеет свои достоинства, недостатки и ограничения.

Для решения проблемы очистки системы охлаждения газоперекачивающих агрегатов Краснодарского УПХГ ООО «Газпром ПХГ» и Вуктыльского ГПУ ООО «Газпром добыча Краснодар» были разработаны технологии гидродинамической и реагентной кислотной очистки систем охлаждения газоперекачивающих агрегатов. Разработана и изготовлена экспериментальная установка очистки систем охлаждения поршневых ГПА, проведена ее промышленная апробация.

Установлено, что применение высоконапорных струй жидкости является менее затратным и более эффективным методом по сравнению с существующими методами очистки. При наличии во внутренних полостях втулок литевого брака и невозможности перемещения внутри рукавов высокого давления требуется проводить повторную кислотную очистки полостей ГМК.

Разработанные технологии и оборудование позволили очищать поверхности любых конфигураций (плоские, цилиндрические, профильные) от отложений с различными прочностными характеристиками и составом, с любой толщиной, даже в случае полного «зарастания» осадками циркуляционных отверстий.

**НАГЛЯДНОЕ ОБУЧАЮЩЕЕ ПОСОБИЕ ПО УСТРОЙСТВУ,
РЕВИЗИИ И ПРИНЦИПАМ РАБОТЫ РЕГУЛЯТОРА ДАВЛЕНИЯ
ГАЗА РДПР-50 ДЛЯ РАБОЧИХ СЛУЖБЫ ПО ЭКСПЛУАТАЦИИ
ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ
(VISUAL TRAINING MANUAL ABOUT STRUCTURE, REVISION AND
PRINCIPLES OF WORK OF GAS PRESSURE REGULATOR RDPR-50
FOR WORKERS OF GAS DISTRIBUTION STATION MAINTENANCE
SERVICE)**

Рынковенко Н.Б.

ООО «Газпром трансгаз Москва»

Согласно Единому тарифно-квалификационному справочнику работ и профессий рабочих, выпуск 36, раздел «Переработка нефти, нефтепродуктов, газа, сланцев, угля и обслуживание магистральных газопроводов» на должность Оператора газораспределительной станции может быть принят любой человек, имеющий среднее специальное образование.

В связи с этим на работу принимаются люди, зачастую не имеющие технического образования, не разбирающиеся в оборудовании и технике. Обучение такого персонала имеет дополнительные трудности. Обычного чертежа оборудования и текстовой инструкции о принципах его работы недостаточно, для того, чтобы работник полностью понял его устройство и принцип работы. А значит, данный работник не сможет правильно оценить проблему и среагировать в случае неисправности оборудования ГРС.

Помимо оборудования, установленного на той ГРС, где будет постоянно работать оператор, ему необходимо знать и оборудование, установленное на других ГРС, чтобы иметь возможность подменить другого работника в случае отпуска или больничного. Производить разборку всех типов оборудования лично для каждого вновь прибывшего работника является крайне трудоемкой и невыполнимой задачей, в связи с большим количеством видов и подвидов оборудования.

Для решения данной задачи с 2016 года в филиале ООО «Газпром трансгаз Москва» Белоусовское ЛПУМГ начато создание наглядных обучающих видео пособий, в которых детально показывается и описывается каждый вид оборудования. Благодаря данным пособиям вновь принятые работники, вне зависимости от образования и начальной подготовки, смогут полностью понять и усвоить устройство и принципы работы оборудования, используемого на ГРС.

ПЛУНЖЕРНЫЙ НАСОС С ЛИНЕЙНЫМ ПРИВОДОМ «POLAR-LIFT» (PLUNGER PUMP WITH LINEAR DRIVE)

Сайдалимов А.С.

(научный руководитель: к.т.н. Донской Ю.А.)

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

Существующие методы добычи нефти не имеют широкие интервалы применения. Для «Polar-lift» профиль скважины не имеет ограничений и глубина залегания составляет глубину более 5000 метров. Отличительной чертой между ШСНУ и «Polar-lift» является отсутствие штанг Polar-lift



Рисунок 1
Составные части

может применяться для наклонно-направленных, горизонтальных, а также скважинами сложного профиля. Смена установившихся режимов притока можно менять в широких пределах, по сравнению с другими способами добычи нефти. Для смены дебита в ШСНУ необходимо сменить шкив или число качаний. Это является трудоемкой операцией. Для смены дебита в ВШН или УЭЦН диапазон смены не велик. Относительно ШСНУ, «Polar-lift» можно автоматизировать. Нижняя часть исполнена виде хвостовика, что позволяет выносить механические примеси с призабойной зоны скважины. При необходимости можно устанавливать пескоотделители.

Конструкция «Polar-lift»а состоит из трех основных частей:

- 1) Насосно-компрессорная труба
- 2) Электромагнитный привод для Polar-lift
- 3) Плунжер с клапаном, верхним и нижним тормозом
- 4) Гидрозащита

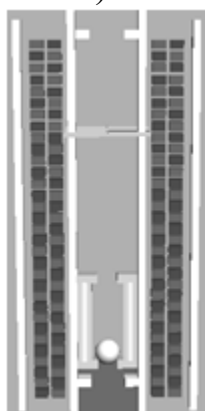


Рисунок 2
Плунжер

Расчеты доказали, что трубы смогут с большим запасом выдержать нагрузки, действующие на насосно-компрессорные трубы, а электромагнитный привод может поднять вышележащий флюид на поверхность.

Прирост КИН прогнозируется до 10% от ШСНУ и МРП увеличиться в 2,5 раза. Эта технология позволит нам переходить на «Polar-lift» при истощении энергии пласта в наклонно-направленных и горизонтальных скважинах и добыть оставшуюся нефть, которую раньше не добывали.

Эта технология безопасна при эксплуатации, поскольку предусмотрены в составе себя заземлители, молния-защита и другие.

НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОЕ СОСТОЯНИЕ РЕЗЕРВУАРОВ, НАХОДЯЩИХСЯ В ЭКСПЛУАТАЦИИ (STRESS-STRAIN STATE OF TANKS IN SERVIC)

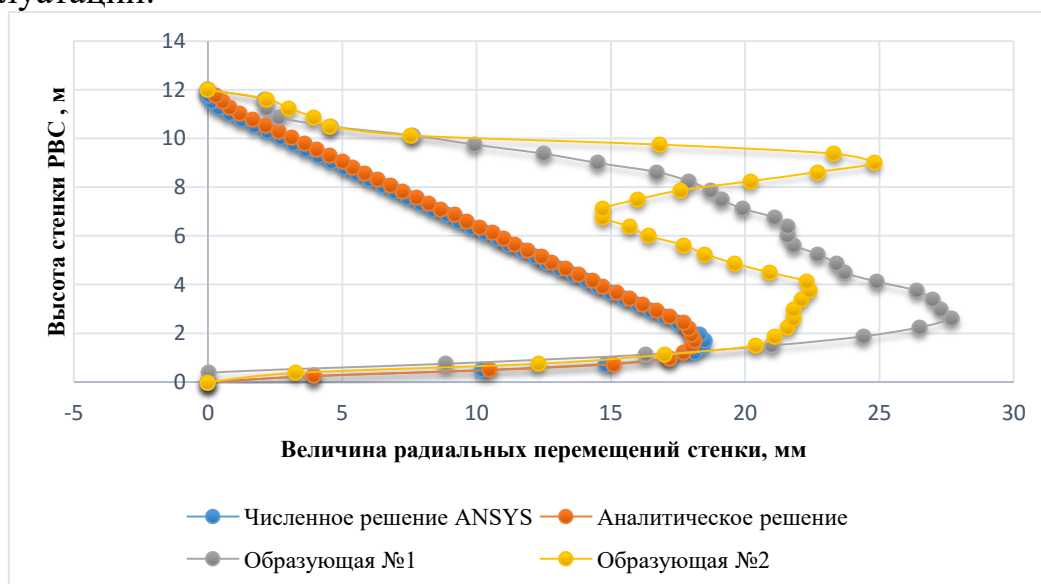
Сальников А.П.

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

Авторами разработана методика оценки НДС РВС, находящихся в эксплуатации, по результатам наземного лазерного сканирования. Наземное лазерное сканирование применяется для определения пространственного положения и действительной геометрической формы резервуара (резервуар должен быть зачищен или с минимальным уровнем налива продукта). Непосредственная оценка НДС осуществляется на основании применения метода конечных элементов.

Верификация осуществлялась по средствам сравнения результатов расчета радиальных перемещений стенки «идеального» резервуара объемом 20000 м³ по разработанной методике и аналитически. В качестве аналитического расчета была принята методика, разработанная Сафарьяном М.К. Расчет методом конечных элементов реализован в программном комплексе ANSYS. Для расчета в ANSYS в качестве конечного элемента SHELL181. Максимальная разница результатов составила 2,21%.

На графике также приведены результаты расчета радиальных перемещений стенки по двум образующим РВСП-20000, находящегося в эксплуатации.



**ПЕРСПЕКТИВЫ ВНЕДРЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ
СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ФАКТИЧЕСКОГО ТЕХНИЧЕСКОГО
СОСТОЯНИЯ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ
(FUTURE IMPLEMENTATION OF AUTOMATED CONTROL
SYSTEMS ACTUAL TECHNICAL CONDITION PUMPING
EQUIPMENT)**

Саубанов О.М

(научный руководитель: доцент Валеев А.Р)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Насосно-энергетическое оборудование является одним из важнейших на нефтеперекачивающих станциях. От надежной и безаварийной работы которой зависит функционирование системы магистрального транспорта нефти.

Эксплуатация нефтеперекачивающих станций неразрывно связана с контролем технического состояния насосных агрегатов (НА). Однако, в настоящее время для эксплуатируемых насосных агрегатов характерен повышенный износ узлов и деталей.

Практика эксплуатации насосных агрегатов нефтеперекачивающих станций на данный момент использует техническое обслуживание на основе планово-предупредительного ремонта (ППР), т.е. обслуживание агрегата по графику. Назначенный объем работ при планово-предупредительном ремонте, как правило, превышает требуемый для устранения дефектного состояния механизма, или необходимость вмешательства совсем не требуется, но проводится для гарантии обеспечения надежной работы.

Существующая на сегодняшний день практика технического обслуживания агрегатов обеспечивает его глубокий контроль и анализ технического состояния только в периоды ремонта агрегата или при плановой вибродиагностике, проводимой через 2-3 месяца. Это приводит к тому, что в данный период могут беспрепятственно появляться дефекты агрегата, не приводящие к аварийному состоянию, но негативно влияющие на оборудование.

По мнению авторов, повысить качество технического обслуживания НА может переход к обслуживанию по фактическому состоянию - предсказывать развитие конкретных дефектов и заранее планировать проведение его ремонта. Основой данного контроля предлагается принять постоянный вибромониторинг НА с обработкой вибросигнала и идентификации дефектов в режиме реального времени по средствам анализа текущих частотных характеристик агрегата.

Предварительный анализ показал, что подобная система приведет к значительной экономии средств при эксплуатации НПС, а также повысит надежность и безопасность работы насосных агрегатов.

**КАЧЕСТВЕННАЯ ОЦЕНКА ВЕЛИЧИНЫ РАЗБАЛАНСА
ПРИРОДНОГО ГАЗА
(QUALITATIVE ASSESSMENT OF THE MAGNITUDE OF THE
IMBALANCE OF NATURAL GAS)**

Семейченков Д.С.

(научный руководитель: д.т.н., профессор Тухбатуллин Ф.Г.)

ООО «Газпром межрегионгаз Москва»,

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

При распределении энергетических ресурсов, в том числе природного газа всегда возникает ситуация, когда объемы поставленного $V_{\text{пост}}$ и потребленного газа $V_{\text{потр}}$ не равны друг другу. Расхождение в величинах $V_{\text{пост}}$ и $V_{\text{потр}}$, называется разбалансом.

Для анализа качества системы газоснабжения строится диаграмма Каору Исикавы, которая дает возможность изучения причинно-следственной связи возникновения разбаланса газа. Она позволяет выявить причины разбаланса и сосредоточиться на их устранении. Одним из факторов, влияющих на величину разбаланса, согласно диаграмме, является погрешность измерительных средств, которая может быть как случайного, так и неслучайного характера.

Важнейшей задачей качественного управления применительно к процессу газораспределения является поддержание объемов разбаланса газа на приемлемом и стабильном уровне. Разбаланс газа неизбежен, и величина его может быть значительной, следовательно, необходимо определять его допустимые значения. Нормативно-техническая документация, определяющая допустимые значения величины разбаланса природного газа, отсутствует. Несмотря на это имеется возможность определения величины разбаланса, связанной с погрешностями случайного характера, используя методику статистического контроля, разработанную Уолтером Шухартом. Метод контрольных карт позволяет определить, действительно ли процесс достиг статистически управляемого состояния или его нужно отрегулировать, а затем поддерживать на заданном уровне. Применяя данную методику, появляется возможность определить периоды, на протяжении которых величина разбаланса природного газа носит неслучайный характер, и именно в эти периоды необходимо проводить дальнейший комплексный анализ системы газоснабжения для выявления и устранения источников разбаланса.

**НЕРАЗРУШАЮЩИЙ МЕТОД КОНТРОЛЯ АСПО В
МАГИСТРАЛЬНОМ НЕФТЕПРОВОДЕ
NON-DESTRUCTIVE METHOD OF PARAFFIN DEPOSITS
MEASUREMENT IN THE OIL PIPELINE**

Семенюк А.В., Коптева А.В.

(научный руководитель: профессор Проскураков Р.М.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Трубопроводный транспорт нефти и газа, как в Российской Федерации, так и во многих зарубежных странах занимает одну из лидирующих позиций среди остальных видов транспорта. Транспортировка нефтепродуктов по трубопроводам является наиболее удобным и распространенным видом транспортирования сырья, однако такой способ имеет ряд недостатков, которые вызывают осложнения в работе трубопроводных коммуникаций, и как следствие, приводит к снижению производительности системы в целом, повышая энергозатраты. Основной проблемой, рассматриваемой в работе, является образование асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО) на внутренней поверхности трубопровода и необходимость разработки систем мониторинга и контроля толщины этих отложений. На практике АСПО откладываются на внутренней поверхности магистрального трубопровода, в скважных насосах, выкидных линиях и резервуарах сборочных пунктов. Исследования, проводимые в рамках данной работы, посвящены разработке бесконтактного метода измерения и изучения модели образования АСПО в магистральном трубопроводе, где процесс активного отложения наблюдается в местах снижения температуры, давления, изменения скорости движения газожидкостной смеси и ее отдельных компонентов; интенсивного газовыделения в транспортируемом потоке.

В настоящее время методы борьбы с АСПО ведутся по двум направлениям: профилактика отложений; удаление уже сформировавшихся отложений. Они включают в себя физические, химические, механические, тепловые методы, которые не всегда эффективны ввиду недостоверности измерений характеристик и свойств отложений. В качестве решения данной задачи предлагается применение и совершенствование перспективного и широко распространенного в зарубежной промышленности неразрушающего метода контроля на основе радиоизотопного излучения, впервые примененного к АСПО, с использованием только эффекта фотоэлектронного поглощения гамма-квантов. Разработанная система измерений, обладающая рядом преимуществ, позволяет измерять толщину отложений с высокой точностью (погрешность составляет ± 5 мм) не нарушая целостность потока. Исследования проводились на базе Национального минерально-сырьевого университета «Горный» и ООО «Лукойл-Коми».

**УВЕЛИЧЕНИЕ НЕСУЩЕЙ СПОСОБНОСТИ ТРУБОПРОВОДА
ПОД ВЛИЯНИЕМ ВНЕШНИХ УСЛОВИЙ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ
(INCREASE THE CARRYING CAPACITY OF THE PIPELINE UNDER
THE INFLUENCE OF EXTERNAL ENVIRONMENTAL CONDITIONS)**

Слепнёв В.Н.

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

В работе рассмотрено влияние различных факторов окружающей среды на несущую способность трубопровода.

При прокладке трубопровода в подземных или подводных условиях изменяется привычная схема нагружения трубопровода. Среда (грунт, вода и т.д.) оказывают давление на трубопровод, тем самым увеличивая противодействие силам, действующим изнутри трубопровода при перекачке продукта. Увеличение компенсирующего давления приводит к снижению уровня напряжения, тем самым изменяя в целом картину напряжённо-деформированного состояния трубопровода.

Несущая способность трубопровода – максимальное внутреннее давление, которое может выдержать трубопровод без разрушений и отказов при нормативных нагрузках. Учёт в расчётах влияния окружающей среды, как повышающего фактора для несущей способности трубопровода может позволить понизить порог давления, выдерживаемый самим трубопроводом. Это позволит экономить на материалах без ущерба для безопасности самого технологического процесса перекачки.

В работе рассмотрены несколько моделей разрушения, оценено влияние факторов окружающей среды на напряженно-деформированное состояние трубопровода, динамика поведения трубопровода при воздействии внешних факторов, оценено повышение несущей способности трубопровода за счёт влияния среды.

ГИДРОДИНАМИЧЕСКАЯ ОЧИСТКА АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ (HYDRODYNAMIC CLEANING OF AIR COOLERS)

Слободянюк Н.А., Дыбов А.А.

(научный руководитель: к.т.н., доцент Омелянюк М.В.)

Армавирский механико-технологический институт (филиал)
ФГБОУ ВПО «Кубанский государственный технологический университет»

На компрессорных станциях магистральных газопроводов и станций подземного хранения газа в РФ используется свыше 6000 аппаратов воздушного охлаждения (АВО) газа отечественного и зарубежного производства. Также используются аппараты воздушного охлаждения воды, ДЭГа, воздуха.

При эксплуатации АВО происходит загрязнение трубного и межтрубного пространства, особенно в аппаратах с высоким коэффициентом оребрения ($\phi=20..23$). В результате загрязнения снижается коэффициент теплопередачи, в результате снижается КПД ГПА, повышается расход электроэнергии на привод вентиляторов; также может происходить деформация труб охладителя, что приводит к дополнительной неравномерности охлаждения из-за перераспределения зазоров между оребренными трубами секции.

Для обеспечения нормального режима работы загрязненных АВО требуется периодически проводить очистку оребрения теплообменных труб, а для ряда аппаратов воздушного охлаждения – очистку трубного и межтрубного пространства. Очистка АВО с помощью пожарных брандспойтов или пропаривание не обеспечивает полного удаления загрязнителей. Повышение скорости струйного потока выше критического значения может приводить к деформированию оребрения, а в случае возникновения резонансных колебаний труб при очистке – к их деформации и нарушению герметичности.

Были проведены экспериментальные и опытно-промышленные исследования технологии гидродинамической высоконапорной очистки межтрубного пространства АВО. Определялись оптимальные технологические параметры струйного воздействия и технических средств, предназначенных для реализации технологии гидродинамической очистки.

Экспериментально определено оптимальное сочетание напорных и расходных характеристик, которое обеспечивает качественную гидродинамическую очистку оребрения всех рядов труб АВО без нарушения их целостности и повреждения оребрения. Использовалась водопроводная вода без добавок химреагентов. Результаты исследований апробированы в Краснодарском УПХГ ООО «Газпром ПХГ» и Вуктыльском ГПУ ООО «Газпром добыча Краснодар».

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ДИАГНОСТИЧЕСКИХ
ОБСЛЕДОВАНИЙ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ
ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА
(IMPROVING DIAGNOSTIC OF TECHNICAL CONDITIONS
OF PIPELINE TRANSPORTATION)**

Смирнова В.Ю.

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

На современном этапе развития газопроводного транспорта своевременной и актуальной можно считать задачу расширенного обследования технологического оборудования, а именно, трубопроводных обвязок аппаратов воздушного охлаждения газа, решение о котором принимается на основании анализа результатов работ по базовому диагностическому обследованию технологических трубопроводов компрессорных станций.

Основная цель диагностического обследования заключается в определении напряженно-деформированного состояния трубопроводов, выявление потенциально опасных участков, разработка рекомендаций по разгрузке, реконструкции и дальнейшей эксплуатации.

На трубопроводы действуют следующие статические нагрузки: внутреннее давление газа; вес трубопроводов, запорной арматуры и газа внутри них; температурное расширение конструкций; кинематическое нагружение, связанное с изменением высотного положения опорных точек трубопроводной обвязки (выпучивание или просадка опор, фундаментов и подземных коллекторов).

Если первых три вида нагрузок являются проектными, то кинематическое нагружение проектом не учитывается, и именно этот вид нагрузок приводит к образованию повышенных напряжений на участках трубопроводной обвязки. Вместе с тем оценка напряженно-деформированного состояния трубопроводов должна проводиться при учете совместного действия всех нагрузок.

В соответствии с методикой по оценке технического состояния и срока безопасной эксплуатации технологических трубопроводов компрессорных станций алгоритм включает в себя следующие этапы: расчет допустимых уровней напряжений для технологических трубопроводов; анализ результатов геодезической съемки и определение возможных кинематических нагрузок; проведение прямых измерений напряжений; оценка напряженно-деформированного состояния технологических трубопроводов; разработка рекомендаций.

РАДИОИЗОТОПНАЯ СИСТЕМА ИЗМЕРЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ НЕФТЯНЫХ ПОТОКОВ И МОНИТОРИНГА АСПО (RADIOISOTOPE MEASUREMENT SYSTEM OF QUANTITY AND QUALITY OIL FLOW AND MONITORING PARAFFIN DEPOSITS)

Старшая В.В., Коптева А.В.

(научный руководитель: профессор Проскуряков Р.М.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

В работе предлагается модель радиоизотопной измерительной системы, которая обеспечивает мониторинг нефтепроводов, включающий измерение плотности и расхода нефтяных потоков и детектирование отложений на внутренних стенках трубопровода.

Принцип измерения основан на законе Ламберта-Бера, характеризующего зависимость интенсивности гамма-излучения от плотности и линейного коэффициента ослабления вещества. При математическом описании процесса мы получили параметры изменения характера и свойств АСПО в зависимости от температурных режимов, что позволило определить конструктивные особенности измерительной системы, взаимное расположение блоков и приемников, а также разработать принцип работы измерительной системы с учетом максимального КПД системы. Экспериментальные исследования на лабораторной установке доказали высокую точность метода (при измерении парафиновых отложений на внутренней поверхности труб точность достигает ± 5 мм). Также, измерительная система позволяет осуществлять непрерывное измерение расхода и плотности потока, селективно определяя количество каждой фазы гетерогенной структуры.

Кроме этого, разработанная радиоизотопная измерительная система обладает простотой конструкции, дешевизной, надежностью и долговечностью (период полураспада применяемого в источнике излучения радионуклида Cs137 – 30 лет).

Безопасность является ключевым достоинством при использовании предложенной нами системы контроля. Система измерений не имеет абсолютно никакого контакта со средой, все компоненты измерительной системы монтируются с наружной стороны резервуара, а измерения производятся через его стенку. Эта технология «непроникающего измерения» гарантирует высокую степень безопасности и надежности вне зависимости от измеряемой среды и ее свойств. На сегодняшний день это единственный прибор, позволяющий с высокой точностью бесконтактным методом контролировать потоки и отложения, измеряя их количество и состав.

Разработанная аппаратура обеспечит своевременное обнаружение и предотвращение аварийных ситуаций, вследствие АСПО и повысит эффективность работы всей нефтетранспортной системы.

Результаты работы согласованы и переданы к использованию в НПФ ООО «Комплекс-ресурс».

**УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ВНУТРИТРУБНОЙ
ДЕФЕКТΟΣКОПИИ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ТОЧНОСТИ И
СКОРОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕФЕКТНОГО УЧАСТКА
(IMPROVEMENT OF THE METHOD TO FIND DEFECTS INSIDE THE
PIPELINE TO INCREASE THE ACCURACY AND SPEED OF THE
DEFECTIVE SECTION)**

Стефутин И.С.

(научный руководитель: Уланов В.В.)

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

В работе предлагается концепция усовершенствования внутритрубного дефектоскопа. Для этого предполагается соединить систему подсчета пройденного расстояния, установленную в дефектоскопах, с GSM-модулем, который бы оперативно отправлял данные о пути снаряда по трубопроводу на компрессорную либо насосную станцию. С этой целью на станции размещается GSM-приемник, который подключается к оборудованию с программным обеспечением, вычисляющим координату дефектоскопа в момент передачи данных. При обнаружении повреждения трубопровода дефектоскоп посылает сигнал на станцию, а программа, исходя из полученных данных и плана трассы, определяет координаты дефекта.

В качестве резервного варианта связи со снарядом в местах с достаточной плотностью базовых станций GSM-сети возможно применение технологии GSM-триангуляции.

Данное усовершенствование увеличит скорость обнаружения дефекта и реакции аварийно-восстановительной служб, а также позволит определить со значительной точностью дефектный участок, избавив от необходимости предварительной шурфовки. Это снизит затраты труда и времени поиска подземного газопровода.

**ПРОБЛЕМЫ ОЧИСТКИ РЕЗЕРВУАРОВ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И
НЕФТЕПРОДУКТОВ ОТ НЕФТЕЙ И НЕФТЕШЛАМОВ И ИХ
ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ
(PROBLEMS AND TECHNOLOGICAL SOLUTIONS OF TANK
CLEANING FROM CRUDE OIL AND OIL SLUDGE)**

Строганов Н.В.

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

В нефтегазодобывающей отрасли при очистке резервуаров хранения нефти и нефтепродуктов широко применяются ручные и маломеханизированные технологии. Однако данные методы имеют значительные недостатки, связанные с промышленной безопасностью, вредным воздействием углеводородов на здоровье людей, производящих очистку резервуара, а также низкой экологической безопасностью. При ручной или маломеханизированной очистке резервуаров генерируется большое количество нефтеотходов, которые сбрасываются в шламонакопители, загрязняя окружающую среду. Перерабатывать такие нефтеотходы из шламонакопителей крайне сложно и затратно. Количество шламонакопителей постоянно растет и затраты на их содержание, связанные с хранением отходов и обезвреживанием, с каждым годом с каждым годом увеличивается.

Донные нефтешламы в резервуарах на 60-90% состоят из углеводородов. Если выделить эти углеводороды непосредственно в процессе очистки и вернуть их в производство, то объем нефтешламов прилежащего захоронения снизится примерно на 60-90%.

Однако главной проблемой является пожароопасность процесса очистки ручными методами, которые не отвечают требованиям по взрывозащищенности и искробезопасности.

В данной работе представлены обзор и сравнение современных методик и установок по механизированной или автоматизированной очистке резервуаров от загрязнений, которые принципиально можно разделить на два вида: с запуском внутрь резервуара роботизированных установок по его очистке и с бесконтактной очисткой.

Применение данных методик и установок практически полностью исключает вредное воздействие на человека, уменьшает расходы на производство работ, значительно уменьшает воздействие на экологию и снижает воздействие человеческого фактора на безопасность технологического процесса.

ЗАЩИТА ОТ СТАТИЧЕСКОГО ЭЛЕКТРИЧЕСТВА НА ОБЪЕКТАХ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ (PROTECTION FROM STATIC ELECTRICITY ON OBJECTS OF STORAGE OF PETROLEUM AND PETROLEUM PRODUCTS)

Султанбеков Р.Р.

(научный руководитель: доцент Самигуллин Г.Х.)

Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»

Магистральные трубопроводы и резервуарные парки являются основными элементами системы транспортировки и хранения нефти и нефтепродуктов, безопасность эксплуатации которых обуславливается множеством факторов. К таким факторам относят так же и статическое электричество, возникающее при движении углеводородных жидкостей по трубопроводам. При закачке, хранении и опорожнении нефти и нефтепродуктов на резервуарах происходит возникновение зарядов статического электричества, причем электризации нефти повышается с увеличением скорости перемещения.

При прохождении нефти через технологические устройства (насосы, фильтры для очистки, сепараторы для очистки от воды) происходит увеличение плотности заряда. При перекачке нефти по заземленному трубопроводу происходит снижение потенциала, а отсутствие воздушных промежутков в трубопроводе предотвращает накопление зарядов.

В резервуарах, напротив, происходит активное накапливание заряда статического электричества, во-первых, из-за наличия газового пространства над поверхностью нефти, во-вторых, из-за сливно-наливных операций.

В России в 9,5 % случаях пожаров в резервуарах с легковоспламеняющимися жидкостями источником возгорания являлись разряды статического электричества. По данным международной статистики по данной причине произошло 50 % возгораний в нефтяной и химической промышленности. Следует отметить, что используемые методы имеют ряд недостатков и в полной мере не решают проблему.

Известно, что при относительной влажности воздуха больше 85 % разряды статического электричества не возникают. Это обусловлено тем, что электростатические разряды не могут нейтрализоваться, в связи с этим отсутствует искрообразование.

Для реализации данного метода разработана система, которая будет повышать влажность воздуха внутри резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов. Предполагается что данная система позволит повысить пожаровзрывобезопасность резервуарных парков.

**МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ («МУР») ДЛЯ ПРОЕКТОВ
ОБЪЕКТОВ ОБУСТРОЙСТВА МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И
ГАЗА НА ПРИМЕРЕ ПРОМЫСЛОВЫХ ГАЗОПРОВОДОВ
(THE RISK MANAGEMENT MODEL ("RMM") TO ENGINEERING
OF THE OIL&GAZ FIELD FACILITIES ON THE EXAMPLE OF GAS
PIPELINE)**

Филиппов М.А., Оксамытный И.Н.

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

В настоящее время при создании проекта на капитальное строительство объектов обустройства месторождений углеводородов в Российской Федерации отсутствует единый раздел по управлению техническими рисками. Отдельные составные части риск-менеджмента разбросаны по разделам проекта и выполняются различными специалистами, зачастую вне прямого взаимодействия друг с другом. В результате проектируемые объекты не обладают необходимой надёжностью и на них не исключены аварии с большими потерями материальных средств, а также значительным ущербом окружающей среде, что подробно проанализировано на данных Ростехнадзора. Вышеизложенные факты повествуют о необходимости изменений в подходе к управлению рисками для повышения эффективности и безопасности проектируемых объектов.

В данной работе предложены принципы модели управления рисками ("МУР") на примере промысловых газопроводов в т.ч.: актуальность её внедрения; цели и задачи; структура; основы заложенной концепции (внедрение и разработка научно-исследовательской базы, алгоритмы принятия решений, элементы статистики принятых решений и производственных аварий, инструменты для управления рисками). Кроме того, изложены её преимущества по отношению к существующей практике в организации разработки проектной документации, экономии трудозатрат, устойчивом взаимодействии различных специалистов проекта, а также позитивном влиянии для поддержания целостности инфраструктуры проектируемого объекта на протяжении всего жизненного цикла.

**ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ВЕНТИЛЯЦИИ
ИНДИВИДУАЛЬНОГО УКРЫТИЯ ГПА Ц-16 С
ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ANSYS
(OPTIMIZATION OF INDIVIDUAL SHELTERS VENTILATION
SYSTEMS OF GAS COMPRESSOR UNIT USING SOFTWARE
PACKAGE ANSYS)**

Фомичева М.С.

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

Самарский государственный технический университет

По опыту эксплуатации газоперекачивающих агрегатов (ГПА) с газотурбинными приводами известно, что имеющаяся штатная система вентиляции, которая обеспечивает обдув и откачку воздуха в блоке двигателя не может эффективно снизить температуру в отсеке ГПА. Надежность охлаждения укрытия снижается из-за конструкции вытяжной вентиляции, отказов электровентиляторов, а также в некоторых районах температура может достичь недопустимых значений, что приводит к выходу из строя датчиков и кабелей систем защит ГПА. В своей работе мы ставим цель разработать алгоритм решения поставленной задачи, а также оптимизировать систему вентиляции укрытия ГПА-Ц-16, с помощью изменения ее конструкции, используя метод конечного элементного анализа для нестационарных тепловых процессов. Используя программный комплекс ANSYS Fluent, проведены расчеты тепловых полей для конвективного и лучистого теплообмена с учетом работающего оборудования и имеющейся системы приточно-вытяжной вентиляции укрытия ГПА. Была построена геометрическая модель укрытия и системы приточно-вытяжной вентиляции с учетом конструктивных особенностей ГПА-Ц-16 и заданы граничные условия и параметры приточной вентиляции. В результате расчета получены температурные поля и плотность теплового тока, которые дают наглядное представление о работе системы вентиляции.

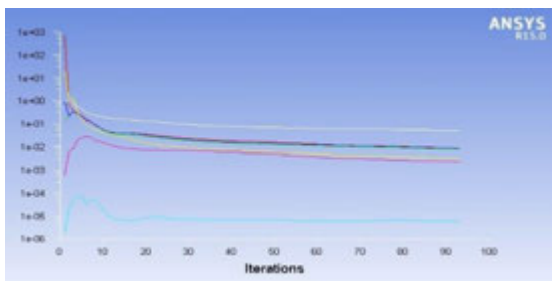


Рис.1 График итераций.

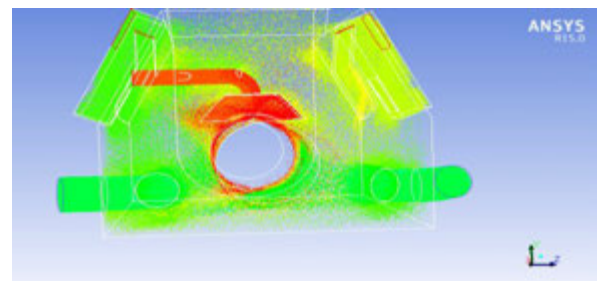


Рис.2 Вектора скоростей
распределения воздуха внутри ГПА

В итоге, мы можем вносить конструктивные изменения в нашу модель.

ОСОБЕННОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ В УСЛОВИЯХ ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ (ASPECTS OF STORAGE TANKS DESIGNING ON PERMAFROST)

Хабибуллина А.Д.

(научный руководитель: преподаватель Закирова Э.А.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Суровые климатические и геологические условия накладывают определенные ограничения на принятие технических решений при сооружении резервуаров.

Степень растепляющего воздействия резервуаров на подстилающие многолетнемерзлые грунты определяется теплотехническими расчетами, качество которых в итоге влияет на несущую способность оснований сооружений [1]. Данная проблема особенно актуальна для резервуаров, в которых хранятся нефтепродукты с положительной температурой.

Температура мерзлых пород является важнейшим параметром инженерно-геокриологической обстановки, так как она определяет состояние и физико-механические свойства мерзлых грунтов, а, следовательно, и устойчивость оснований различных инженерных сооружений.

На сегодняшний день существуют следующие проблемы, которые необходимо решать:

- при проектировании не проводятся исследования мерзлотных свойств и глубины залегания вечномерзлых грунтов;
- не составляются прогнозы температурного состояния грунтов с учетом влияния природно-климатических и техногенных факторов;
- строительство объектов ведется без учета теплового воздействия на грунты основания, а также не выполняется геотехнический мониторинг состояния грунтов в процессе эксплуатации.

Многолетний опыт строительства в условиях Крайнего Севера показывает, что наиболее распространенным способом укрепления оснований зданий и сооружений является замораживание грунтов с помощью сезонноохлаждающих устройств. Однако, избежать таких негативных процессов в грунте, как пучение и неравномерные осадки не удается.

БИБЛИОГРАФИЧЕСКИЙ СПИСОК

1 О необходимости унифицирования теплотехнических расчетов объектов магистрального транспорта, возводимых на вечномерзлых грунтах [Текст] / Э. А. Закирова, З. Р. Кутлыева // Трубопроводный транспорт-2015: материалы X Междунар. учеб.-науч.-практ. конф. / УГНТУ. - Уфа, 2015. - С. 431-433.

**СНИЖЕНИЕ АКТИВНОСТИ БИОКОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДОВ
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕМ ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕКАЧКИ
УГЛЕВОДОРОДОВ
(REDUCTION BIO-CORROSIVITY OF PIPELINES BY
TECHNOLOGICAL DEVELOPMENT OF HYDROCARBON
PUMPING)**

Хасанов И.Г., Бахтегареева Э.С.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Биокоррозия чрезвычайно активна в своем проявлении на нефтепроводах большого диаметра [1]. Предотвратить коррозионное воздействие очень трудно, так как оно является естественным процессом, обратным искусственному металлургическому. Значительно уменьшить активность коррозионных процессов можно стабилизацией температурных режимов [2,3].

Практика эксплуатации нефтепроводов показывает, что на внутренней поверхности трубопроводов, подающих нефть с месторождений, развиваются микробиологические процессы.

Обзор литературы показал, что биопленка сульфатвосстанавливающих бактерий (СВБ) по своей толщине неравномерна, зависит от марки стали и может располагаться отдельными небольшими участками.

Основываясь на исследованиях [1-3] и предположениях Нивенса с соавт. можно принять во внимание гипотезу ускоренного развития коррозии с образованием в биопленках большого количества слизи и, что самое главное, неравномерным распределением в ней микроорганизмов. Именно в такой ситуации под пленкой, на поверхности металла, в местах с разной концентрацией кислорода образуются гальванические ячейки. Ток в опытах Нивенса возникал только после появления в слизи бактерий, а быстрый рост пленки сопровождался ростом коррозионного тока.

Одним из технологических мероприятий, препятствующих росту пленки и активизации коррозионных процессов можно рассматривать увеличение турбулентности потока.

Список использованных источников:

1. Гаррис Н.А., Миронова О.Н. Физические причины активизации коррозии магистральных газопроводов большого диаметра // Нефтегазовое дело. – Т.6. № 1. 2008. – С. 112-114.
2. Гаррис Н.А., Аскарлов Г.Р. Активизация коррозионных процессов на магистральных газопроводах большого диаметра при импульсном изменении температуры // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело». – №1. 2006. – С. 11.
3. Гаррис Н.А., Аскарлов Г.Р. Новый подход к решению проблемы стресс-коррозии на газопроводах большого диаметра // Нефтегазовое дело. – Т.2. Вып. 3. 2004. – С. 137.

О НЕОБХОДИМОСТИ РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕПЛООВОГО РЕЖИМА МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА (REQUIREMENT OF HEAT CONDITION CONTROL OF MAIN GAS PIPELINE)

Хорошавцев С.А., Бахтегареева А.Н.

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Развитие газотранспортной системы России осложнено старением основных фондов предприятий, вызывающим увеличение количества технических аварий и отказов. В связи с этим в приоритетный ряд ставятся научно-технические разработки, направленные на выявление причин возникновения и своевременное выявление дефектов магистральных газопроводов. Одна из главных проблем связана со стабилизацией тепловых режимов [1], влияющих на скорость распространения коррозионных процессов магистральных газопроводов, которая является причиной большинства аварийных ситуаций.

Чтобы уменьшить возникновение стресс-коррозии на линейной части газопровода, необходимо обеспечить точное регулирование температуры газа, подаваемого в газопровод, и стабилизировать ее [1].

В настоящее время регулирование температуры газа на выходе из большинства компрессорных станций производится автоматически (дискретно): при повышении температуры газа включаются вентиляторы аппаратов воздушного охлаждения газа, при понижении температуры – отключаются. Такое регулирование приводит к резкому изменению темпов охлаждения газа и температуры газового потока.

При этом температурный импульс каждый раз вносится в поток газа и приводит к нестабильным термодинамическим процессам вокруг газопровода, провоцирующим активность стресс-коррозионных процессов, разрушающих трубопровод.

Применение частотно-регулируемого привода вентиляторов аппаратов воздушного охлаждения [2] позволяет сглаживать изменение температуры газа, уменьшить колебания температуры газа, подаваемого в линейную часть магистральных газопроводов, и тем самым стабилизировать температурный режим.

Список использованных источников:

1. Гаррис, Н.А. Снижение активности коррозионных процессов стабилизацией температурного режима газопровода /Гаррис Н.А., Бахтегареева А.Н.// Коррозия территории НЕФТЕГАЗ. - 2015. - № 2. - С. 80-84.
2. Гаррис, Н.А. Новый подход к расчету теплообмена магистрального газопровода с окружающей средой /Гаррис Н.А., Бахтегареева А.Н., Исмагилов И.Г. // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2013. – №4. – С. 87-90.

**АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ЗАЧИСТКИ
РЕЗЕРВУАРОВ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЕМКостей С
ВОЗМОЖНОСТЬЮ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЕШЛАМА
(AUTOMATED TANK CLEANING TECHNOLOGY WITH OIL
SLUDGE TREATMENT)**

Чеботарев Р.И., Кулавская Ю.И.

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

Одной из важнейших задач при эксплуатации резервуарных парков и нефтехранилищ при добыче, переработке, транспортировке и сбыте нефти является поддержания емкостного оборудования в рабочем состоянии. С этой целью необходимо своевременно осуществлять его очистку, для предотвращения образования нефтешламных отложений, а также для проведения ремонтных работ, что в свою очередь влияет на качество хранимого продукта и ведет к снижению риска возникновения аварийных ситуаций.

В данной работе представлены наиболее современные технические разработки, направленные на решение основных задач зачистки резервуаров и переработки нефтешламов, а именно:

- обеспечение безопасности,
- обеспечение автоматизации технологического процесса зачистки,
- уменьшение времени простоя резервуара,
- увеличение скорости и качества очистки,
- сокращение потерь продукта,
- минимизация отходов,
- зачистка сильнозагрязненных резервуаров.

Также предложен технологический процесс для разработки комплексной системы зачистки емкостей и утилизация нефтешлама, способный обеспечить регенерацию нефти из нефтешлама и снижение класса опасности отходов до 4-5, с возможностью их использования в качестве строительных материалов в соответствии с ГОСТ.

**АНАЛИЗ НОРМАТИВНЫХ ДОКУМЕНТОВ ПРОЕКТИРОВАНИЯ
МОРСКИХ НЕФТЕПРОВОДОВ
(REGULATORY DOCUMENTS FOR MARINE PIPELINES
ENGINEERING ANALYSIS)**

Чупракова Н.П.

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

В настоящее время вопрос о развитии сети морских нефтепроводов становится очень актуальным для всей нефтяной отрасли. Прокладка морского нефтепровода может осуществляться для транспортировки нефти с одного континента на другой и с места шельфовой добычи нефти на сушу. Морской нефтепровод отличается от нефтепровода, проложенного по суше более дорогостоящим и затруднительным процессом сооружения, усложненным процессом проектирования, а также проблемой оформления согласно строительным нормам и правилам. Поэтому технологию сооружения и эксплуатации морского нефтепровода нельзя считать завершенной.

Стадия проектирования является принципиальным звеном технологической цепочки. Проектирование выполняется в соответствии с определенными нормами и правилами. В работе приведен анализ документов, определяющих проектирование и прокладку морских нефтепроводов, также приведена классификация количественных характеристик. В работе по данному вопросу рассматривались существующие нормы и правила Российской Федерации, а также зарубежных стран, активно занимающихся проектированием нефтепроводов в морских акваториях.

Целью работы является определение количественных характеристик морского нефтепровода и диапазонов их изменения. Классификация, приведенная в работе, указывает на достоинства и недостатки некоторых норм и правил, какую документацию следует учесть в первую очередь при проектировании, особенно при расчетах, морских нефтепроводов.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОЕКТНОГО ПОЛОЖЕНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В КРИОЛИТОЗОНЕ (PERMANENT POSITION MAINTENANCE OF TRUNK PIPELINES ON PERMAFROST)

Шамилов Х.Ш., Гулин Д.А., Хасанов Р.Р

(научный руководитель: профессор Султанмагомедов С.М.)

Уфимский государственный нефтяной технический университет

Одной из наиболее актуальных проблем проектирования, строительства и эксплуатации магистральных трубопроводов в северных и восточных регионах России является обеспечение проектного положения и эксплуатационной надежности трубопроводов в условиях криолитозоны.

Многолетняя мерзлота предполагает ряд факторов, осложняющих строительство и эксплуатацию магистральных трубопроводов, ключевой из которых – зависимость несущей способности от степени заморозенности грунтов. В этом ключе большое значение имеет изучение талых горных пород.

Под талыми (некогда промерзшими, а позже протаявшими) или немерзлыми (никогда прежде не промерзавшими) горными породами следует понимать все породы, температура которых или выше 0° С, или выше температуры замерзания, содержащихся в них минерализованных капельно-жидких вод.

Оттаивание окружающих магистральный трубопровод многолетнемерзлых грунтов может происходить вследствие их теплового взаимодействия с трубопроводом и формирования ореола оттаивания вокруг него или сезонного оттаивания грунтов. Кроме того, в областях распространения многолетнемерзлых пород широкое распространение имеют так называемые талики и талые зоны. Они представляют большую угрозу для надежности эксплуатации магистральных трубопроводов.

Анализ опыта эксплуатации магистральных трубопроводов в криолитозоне и результатов различных моделирований показывает, что жесткости трубопроводов не хватает для сопротивления нагрузкам, возникающим, например, в результате активизации негативных геокриологических процессов. Последние, в свою очередь, развиваются в результате термомеханического воздействия подземного трубопровода на мерзлые грунты оснований.

Авторами предлагаются два устройства, позволяющих обеспечить проектное положение магистрального трубопровода при прокладке через островковые мерзлые грунты и несквозные талики. Применение устройств позволит на вышеназванных участках сократить протяженность трубопровода примерно в 1,5 раза.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЧНОСТИ И ДЕФОРМАТИВНОСТИ
СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ПОЛИЭТИЛЕНОВЫХ ТРУБ,
ВЫПОЛНЕННЫХ С ПРИМЕНЕНИЕМ МУФТ С ЗАКЛАДНЫМИ
НАГРЕВАТЕЛЯМИ
(RESEARCHING OF THE STRENGTH AND DEFORMABILITY OF
THE WELDED JUNCTIONS OF THE POLYETHYLENE PIPES, THAT
WAS MADE USING INTERNAL HEATERS FITTINGS)**

Морозов М.А., Швец В.В., Эмке А.М.
(научный руководитель: Мурзаханов Г.Х.)
ОАО «МОСГАЗ»

В данной работе рассматриваются преимущества и недостатки метода сварки полиэтиленовых труб с закладным нагревателем в части прочности получаемых соединений.

На качество получаемых сварных соединений влияют следующие факторы:

- технология проведения сварки и подготовительных работ (степень и качество зачистки труб перед сваркой, обезжиривание поверхности и т.п.);
- несовпадение наружного диаметра трубы и муфты (может возникнуть при неравномерной зачистке трубы, из-за погрешности в размерах при изготовлении труб и муфт на заводе и т.п.);
- несоосность свариваемых участков;
- физические и механические свойства свариваемых материалов (при различной плотности и кристалличности одинаковый нагрев будет достаточен для расплавления одного и не достаточен для другого материала);
- нарушения условий транспортировки и хранения свариваемых материалов.

Несоблюдение одного из факторов может привести к недостаточной прочности получаемых сварных соединений. К тому же контроль неразрушающими методами соединений данного типа сразу после сварки затруднен, а зачастую невозможен.

Для оценки качества сварного соединения выполненных с закладным нагревателем на базе Московского городского Центра по исследованию физико-механических свойств конструкционных материалов ОАО «Мосгаз» проведено исследование муфт ПЭ 63, ПЭ 110, ПЭ 160 GEORG FISHER GF+. Для сварки контрольных соединений использовали установки Barbara Compact и **MSA Plus 250**.

После сварки полученные соединения проходили визуальный контроль. На последнем этапе производилась оценка их прочностных свойств по результатам испытаний на сплющивание.

**ИССЛЕДОВАНИЕ ЗАВИСИМОСТИ ПЛОЩАДИ ДЕФЕКТОВ НА
МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОНЕФТЕПРОВОДАХ ОТ ВНЕШНИХ
ФАКТОРОВ СТАТИСТИЧЕСКИМИ МЕТОДАМИ
(STUDY AREA DEPENDING ON THE DEFECTS MAIN OIL PIPELINE
ON EXTERNAL FACTORS STATISTICAL METHODS)**

Шиловский И.А.

(научный руководитель: доцент Волкова И.И.)
Ухтинский государственный технический университет

Правильная эксплуатация газонефтепроводов в большой степени зависит от надежности стали магистральных труб и полимерных покрытий, применяемых для изоляции от коррозии. Но с течением времени образуются различного рода дефекты на внешней поверхности, которые зависят от различных факторов. С каждым годом количество канавок и трещин на магистральных трубопроводах увеличивается, соответственно и увеличиваются методы защиты.

В работе проведён анализ сводной таблицы внешних факторов при выявлении зон продольных трещин и канавок на участке магистрального газопровода. Для выявления статистических зависимостей площади дефектов от внешних факторов были взяты следующие характеристики: удельное сопротивление грунта, толщина стенки трубы, глубина заложение трубопровода, плотность грунта.

Для анализа выбирались интервалы параметров и исследовались зависимости с использованием аппарата проверки статистических гипотез (критерии Фишера и Стьюдента). Выбор характеристик был основан на параметрах напряжённого состояния трубопровода (толщина стенки, глубина заложения) и на механических свойствах грунта.

Проведен анализ 136 различных дефектов в виде трещин и 144 дефектов в виде канавок, исследованы различные интервалы внешних факторов.

При исследовании дефектов в виде канавок было выявлено, что для труб, которые расположены в грунтах с плотностью меньше 1 кг/м^3 , количество дефектов значительно выше. Следовательно, процессы коррозии идут быстрее. Чем выше плотность грунта, тем больше присутствует твёрдых фаз в грунте, а значит, и процессы коррозии идут медленнее, и станции катодной защиты работают эффективнее.

В совокупности работа устанавливает зависимость образования дефектов на газопроводе от некоторых внешних факторов, таких как плотность грунта и толщина стенки. Исследование образования дефектов статистическими методами помогает строить прогноз на будущее для предотвращения аварий.

**ОСОБЕННОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА
МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА В УСЛОВИЯХ
ВЕЧНОМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ
(CONSTRUCTION OF NATURAL GAS PIPELINE IN PERMAFROST)**

Шишук М.А.

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

Одним из основных факторов, определяющих инженерно-геологические условия строительства магистральных газопроводов в районах вечной мерзлоты, является наличие в них многолетнемерзлых грунтов.

По характеру своего распространения и развитию вечная мерзлота разделяется на три основных типа: сплошная - повсеместное развитие мерзлых пород, которые занимают не менее 70% данной территории (в России распространена на территории Крайнего Севера), прерывистая - вечная мерзлота занимает от 40 до 70% территории, и островная, для которой характерно преобладание немерзлых участков.

При производстве инженерно-геологических и строительных работ необходимо обращать внимание на высокую чувствительность многолетнемерзлых грунтов к изменению температурного режима и техногенным воздействиям. В связи с этим необходимо учитывать особенности строительства газопровода с целью уменьшения капитальных затрат, снижения продольных напряжений и сохранения проектного положения трубопровода, а также требования промышленной и экологической безопасности, предотвращающие развитие опасных криогенных процессов в грунтах.

В докладе рассмотрены особенности строительства магистрального газопровода в зонах сплошной и прерывистой вечной мерзлоты.

Строительство газопровода в вечноммерзлых грунтах требует использования специальных методов, применяемых при сооружении в районах Крайнего Севера, но данные методы нуждаются в уточнении с учетом перехода вечной мерзлоты из сплошной зоны в прерывистую.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ СХЕМ КОМПРИМИРОВАНИЯ ДЛЯ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩ ГАЗА (COMPARATIVE ANALYSIS OF COMPRESSION SCHEMES FOR COMPRESSOR STATIONS OF UNDERGROUND GAS STORAGE)

Шматов Д.В.

(научный руководитель: доцент Дейнеко С.В.,
к.т.н., старший преподаватель Воронцов М.А.)
РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина

В данной работе автор сравнивает основные существующие схемы компримирования для компрессорных станций подземных хранилищ газа (КС ПХГ). Как известно, КС ПХГ должны работать в большом диапазоне степеней сжатия для компенсации перепадов давления при закачке и отборе газа из пласта. Годовой цикл эксплуатации КС ПХГ практически исключает применение сменных проточных частей в период компрессорной закачки (или отбора) газа. В связи с этим на КС ПХГ нашли применение различные технологии компримирования природного газа. Поэтому необходимо определить эффективность выбранных схем компримирования.

Актуальность рассматриваемой проблемы заключается в определении наиболее энергоэффективного способа компримирования природного для сокращения затрат при реконструкции существующих и сооружении новых КС ПХГ.

Основной особенностью и новизной данной работы является рассмотрение схем компримирования с использованием многокорпусных центробежных нагнетателей и сравнение их применяемыми схемами компримирования на КС ПХГ. В настоящее время в газовой отрасли РФ запланировано внедрение двухкорпусных центробежных компрессоров (ЦБК), имеется успешный единичный опыт использования в нефтяной промышленности при транспортировке попутного газа.

В данной работе производится сравнение основных параметров энергоэффективности (относительный и удельный расходы топливного газа) схем компримирования природного газа для КС ПХГ и выбор наиболее рационального варианта компримирования природного газа на основе данных с КС ПХГ «Калужское». Приводится обоснование эффективности применения двухкорпусных ЦБК на КС ПХГ.

Практической ценностью данной работы являются результаты анализа и выводы, которые возможно использовать для написания новых СТО ПАО «Газпром» для реконструкции и сооружения КС ПХГ.

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ПРЕДОТВРАЩЕНИЙ АВАРИЙ И РЕМОНТА МАГИСТРАЛЬНОГО ТРУБОПРОВОДА (DEVELOPMENT OF METHODS TO PREVENT ACCIDENTS AND REPAIR OF MAIN PIPELINES)

Якупов А.У.

(научный руководитель: доцент Берг В.И.)

Тюменский государственный нефтегазовый университет

Система транспортировки углеводородов в России является одной из самой протяженной в мире. При этом надежность поставок углеводородов на внутренний рынок, а также в страны ближнего и дальнего зарубежья зависит, прежде всего, от работоспособности магистральных трубопроводов. Анализ показывает, что тысячи километров трубопроводов имеют коррозионный износ до половины толщины их стенок. Это подвергает развитию аварийных ситуаций в краткосрочном периоде. В период нестабильной экономической ситуации в нефтегазовом секторе, нежелательны колоссальные издержки на остановку транспортировки углеводородов, ликвидацию аварий и платы за загрязнение окружающей среды.

Своевременное предотвращение аварийных ситуаций и ремонтов без остановки перекачки, являются критериями бесперебойной работы трубопроводного транспорта. Известны в настоящее время способы замены ремонтного участка трубопровода путем врезки новых катушек, замены труб и плетей применяются при обнаружении повреждений. Однако эти способы ремонта подразумевают остановку перекачки, применение сварки на поверхности трубопровода. Так же известны способы ремонта без остановки транспорта углеводородов – ремонт с помощью композитно-муфтовой технологии. Недостатком данного метода является ограниченная длина ремонта участка трубопровода.

Предложенная методика ремонта не предполагает остановку трубопровода и не ограничивается в протяженности ремонтируемого участка. Технология ремонта предусматривает нанесение на поверхность ремонтируемого или потенциально опасного участка трубопровода, армированного композитного материала. Проведена оценка напряженно-деформированного состояния трубопровода, в том числе и от действия нанесенного композитного материала. По результатам, которой выявлена целесообразность и перспектива применения данной технологии для ремонта и предотвращения аварий на потенциально опасных участках трубопроводов. Представлена разработанная технология нанесения материала на трубопровод. Выявлена экономическая эффективность применения метода. Данный метод ремонта является экономически оправданным, но и в некоторых случаях единственно возможным способом продлить срок работы трубопровода.

СОДЕРЖАНИЕ

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

Абдрашитова Р.Н.

Гидрогеологические условия юрских отложений Талинского месторождения нефти Западно-Сибирского мегабассейна (Hydrogeological conditions of the jurassic deposits talin oil field of the West Siberian megabasin).4

Абусева А.Р., Изьюров А.Д.

Литологическая характеристика нижневендских терригенных отложений разреза северо-восточной части непско-ботуобинской антеклизы (на примере среднеботуобинского месторождения)

(Lithological characteristics of lower vendian clastic sediments of northeastern part nepsko-botuobinskaya anteclise (on the example of srednebotuobinskoye field).....5

Авдиянц Д. А.

Обоснование алгоритма интерпретации данных ГИС с использованием керна в низкопоровом карбонатном коллекторе (Log analysis algorithm in low porosity carbonate reservoir based on the core data).....6

Айдаркожина А.

Сравнительная характеристика геохимических особенностей органического вещества майкопских отложений различных районов Предкавказья (Comparative characteristics of geochemical features of organic matter in different areas maikop Ciscaucasia).....7

Алексеев В.В.

Конкреции Табагинского мыса – республика Саха (Якутия) (Concretions of Tabaga cape – republic of Sakha (Yakutia)).....8

Алиев Ф. А., Рахимов Х. А., Амзаев Б.

Оптимизация скважин при конусном обводнении (Design of wells in case of water coning).....9

Антипова О.А.

Литолого-фациальные особенности формирования продуктивных газоносных отложений мошакловской свиты тасеевской серии в зоне ангарских складок (юг сибирской платформы) (Lithofacies features of formation of productive gas-bearing deposits of the moshakovskaya layer of the taseevskaya layer in the zone angarsk folds (south of the Siberian platform).....10

Бакулин Г.Ю.

Модификации метода электрического каротажа через обсадную колонну (Modification of electrical logging method through casing).....11

Бата Л.К.

Методики разделения сложных коллекторов по типу пустотного пространства (Methods of complex reservoir separation by void types).....12

Березкова В.В.

Оптимальный режим определения динамической пористости в лабораторных условиях (The optimal mode of determining the dynamic porosity in the laboratory).....13

Бургасова А.А.

Инвентаризация и паспортизация объектов подземных хранилищ газа в задачах прогноза и контроля выбросов загрязняющих веществ (Inventory and certification of objects of underground gas storages in tasks of the forecast and control of emissions of the polluting substances).....14

Бурханов А.А.

Оценка пористости пород в сложном карбонатном разрезе московского яруса аллохтонных отложений Вуктыльского ГКМ (Vuktyl GCF moscovian stage allochthonous deposits porosity estimation in complex carbonate section)15

Варакин М.Б.

Коррекция положения источника микросейсмического колебания на основе оценки неопределенности скоростной модели среды (Position correction of source of the microseismic vibrations based on velocity model's uncertainty evaluation).....16

Варданян Д.Р., Левин И.А.

Современные геофизические методы исследования скважин (The modern geophysical methods of research of wells).....17

Варушкин С.В.

Перспективы доизучения фаменских отложений путем углубления и освоения скважин боковых стволов и эксплуатационного фонда ООО «Лукойл-Пермь» (Prospects of exploration of famensky deposits by deepening and completion of side trunks and wells of operational fund LLC «Lukoil-Perm»).....18

Васильев В.А., Галстян Ю.Н., Коновалова Л.Н.

Нетрадиционные запасы нефти (Unconventional oil reserves).....19

Васина Ю.И.

Разномасштабное изучение характеристик пустотного пространства карбонатных пород-коллекторов осинского и усть-кутского горизонтов юга Сибирской платформы (Multiscale study of the characteristics of pore space of carbonate reservoir rocs osinsky and ust-kut horizons southern Siberian platform).....20

Ву Нам Хай

Структурно тектоническая основа трехмерной модели углеводородной системы Кыулунгского бассейна-Вьетнам (3D structural tectonic modeling of suu long basin-Vietnam).....21

Вячислая А.А.

Информативность ГДИС в условиях сложнопостроенной и динамической модели трещин в низкопроницаемых коллекторах (Capabilities of pressure

transient test in case of the structurally complex and dynamic fractures model in low-permeability reservoirs).....	22
<i>Габдрахманов Д.Т., Михайлова А.Н.</i>	
Изменение состава и содержания микроэлементов в нефтях и битумоидах из пород по разрезу березовской площади (Variations in depth of composition and trace elements content in oil and bitumen from rocks from berezov field)....	23
<i>Гайворонская Т.А.</i>	
Оценка перспектив нефтегазоносности чокракских отложений северного борта Западно-Кубанского прогиба и предложения по освоению ресурсов углеводородного сырья (Assessment of oil and gas content prospects in chokrak deposits of the West Kuban basin's northern board and the resources development offers of hydrocarbonic raw materials).....	24
<i>Ганаева М. Р.</i>	
Литологическая характеристика и строение разрезов нижней части баталпашинской свиты и хадумского горизонта в пределах центральной и восточной части Северо-Кавказской НГП (Lithology characterization and geological framework of khadum horizon and batalpashinskaya suite in the central and east parts of Caucasian region).....	25
<i>Гарипов Р.Р.</i>	
Фациальный анализ отложений шешминского горизонта по каротажным диаграммам (Facies analysis of sediment of sheshmin horizon from wireline logs).....	26
<i>Горин А. Д.</i>	
Комплексирование сейсморазведочных и электроразведочных работ при проведении инженерных изысканий (Integration of seismic and electric exploration in near-surface geophysics).....	27
<i>Гришина Е.И.</i>	
Оценка информативных возможностей гидродинамических исследований горизонтальных скважин с МГРП (Well testing information capability assessment of horizontal wells with multiple hydraulic fractures).....	28
<i>Гуренцов Н.Е.</i>	
Особенности проектирования сейсморазведочных работ МОГТ 3D в переходных зонах (3D seismic survey design in transition areas).....	29
<i>Гуренцова Т.И.</i>	
Исследование влияния траппового магматизма на результаты сейсмической интерпретации в условиях Восточной Сибири (The influence of intrusive rocks on the results of seismic interpretation in Eastern Siberia).....	30
<i>Гусейнов Р.М., Аббасов Г.А. Гулиев И.И.</i>	
Тектонические особенности миоценовых отложений Юго-Западного Апшерона (Tectonic features of miocene deposits in South-West Absheron)....	31

Гусейнов Р.М, Гулиев И.И.

Обнаружение рифовых ловушек и установление их перспективности по нефтегазоносности (Detection reefs traps and determination of prospectivity with respect to oil and gas content).....32

Данцова К.И., Ворон И.А.

Анализ перспективности территории центрального предкавказья на основе построения 2D моделей (An analysis of the prospects of the territory of the central part of the north caucasus based on the construction of 2D models).....33

Дергунова А.В.

Особенности состава органического вещества венд-нижнекембрийских пород Сибирской платформы (Features of the composition organic matter vendian lower-cambrian rocks of the Siberian platform).....34

Дмитриевский С.С.

Актуальные проблемы геологического и гидродинамического моделирования (Actual problems of geological and hydrodynamic modeling)..35

Дорохов А.Р.

Роль России в мировой гелиевой индустрии и анализ возможностей подземного хранения гелиевого концентрата в Восточной Сибири (Russia's role in the global helium industry and the analysis of the possibilities of underground storage of helium concentrate in Eastern Siberia).....36

Дорохов А.Р.

Техногенный галопедогенез как процесс деградации экосистем на примере Волгоградского ПХГ. Разработка методики реабилитации засоленных почв (Man-made galopedogenesis as ecosystem degradation process is an example of the Volgograd UGS. Development of methods of rehabilitation of saline soils)..37

Жамсаранова А.Б., Малыгина В.В.

Структурно-тектонические и гидрогеологические предпосылки перспектив нефтегазоносности северо-востока республики Бурятия (Structural and tectonic, hidrogeological prerequisites of prospects of oil-and-gas content of the northeast of the republic of Buryatia).....38

Жарков В.В.

Особенности обработки морских сейсморазведочных данных (Special aspects of the marine seismic data processing).....39

Журавлев Н.В.

Статистическая обработка распределения коэффициента пористости как обоснование различий в фациальных условиях осадконакопления (Statistical analysis of the porosity distribution as a justification for the differences in the facies conditions of sedimentation).....40

Зиянгиров Ш.С.

Устойчивость количественных оценок качества сейсмического материала 2D (Stability of quantitative estimates of 2D seismic data quality).....41

Идрисова Е.К.

Выявление перспективных зон коллекторов в породах фундамента западной части Западно-Сибирской НГП (The identification of a perspective zones of reservoirs in west part of the basement of West Siberian oil and gas province)...42

Ильясов К.С.

Перспективы нефтегазоносности Нарынской межгорной впадины на основе литолого-фациального анализа (Prospects of oil and gas content in Naryn intermountain trough on basis of lithofacies analysis).....43

Кантемиров Ю.Д.

Анализ влияния карбонатизации при оценке коэффициента нефтегазонасыщенности пород на примере Самотлорского месторождения (Analysis of carbonatisation effect on saturation evaluation on Samotlorskoe field).....44

Карбенков И.Ю.

Оптимизация свип-сигналов на основе фазо-частотных представлений (Optimization of sweep-signals based on phase spectra).....45

Кашанова Д.Х.

Поиск залежей нефти в доманиковых отложениях. Доразведка семилукско-мендымских отложений Ромашкинского месторождения (Oil exploration on the domanik formations. Further exploration of the semilukskiy-mendymskiy formations in the Romashkinskiy oil field).....46

Кибалко А.Д.

Исследование особенностей строения геологического разреза сейсморазведкой на лицензионном участке в пределах Тазовского района Ямало-Ненецкого Автономного Округа Тюменской области (Seismic research of the features of the geological structure in the license area within the bounds of tazovskiy region of the Yamal-Nenets Autonomous District of the Tyumen region).....47

Киляков А.В.

Использование радоновой съемки для решения нефтегазопроисловых задач на примере Юртовского и Памятно-Сасовского месторождений (Use radon survey for solving oil and gas prospecting problem evidence from Yrtovskoe and Pamatno-Sasovskoe fields).....48

Коваленко А.П.

Комплексная программа модернизации предприятия АО Газпромнефть-МНПЗ и как следствие уменьшение санитарно-защитной зоны к 2020 году (Integrated program modernization of enterprises of gazpromneft moscow refinery and as a consequence decrease sanitary protection zone by 2020).....49

Копытов Е. В.

Возможности выделения окаймляющей зоны по данным ВЭМКЗ и БК (The possibility of allocating annulus according laterolog and high frequency electromagnetic logging data).....50

Кочнев А.А.

Литолого-фациальное строение и коллекторские свойства верхнедевонско-турнейских рифов Березниковского палеоплато (Lithological-facies composition and reservoir properties of the upper devonian-tournaisian reefs Berezniki peopletto).....51

Краев В.Н., Анненков А.А., Закирова З.Р.

Кинетика образования нефтяных отложений (The kinetics of formation of oil deposits).....52

Кузьмичева А.Н.

Эффективность комплекса методов ГИС при исследовании скважин в Тверской области (The efficiency of gis-methods while exploring wells in Tver region).....53

Купчихина П.П.

Изучение проводимости критически напряженных трещин горных пород по результатам геомеханического моделирования (The study of critically stressed fractures hydraulic conductivity based on geomechanical modeling)....54

Кухтинов А.В.

Результаты экологических исследований в Налычевском кластере КГБУ «Природный парк «Вулканы Камчатки» (The results of ecological studies in nature park "Nalichevo").....55

Лазуткин Д.М.

Обоснование способов повышения продуктивности скважин в низкопроницаемых коллекторах по данным гидродинамических исследований скважин (Justification of the ways for low permeable formations production enhancement by permanent downhole monitoring).....56

Лебедев В.Н.

Определение объема свободной газовой фазы в пластовых условиях (Determination of free gaseous phase volume in reservoir conditions).....57

Левченко П.А.

Проблемы исследования нетрадиционных газовых залежей севера Западной Сибири методами ГИС (Problems of unconventional gas reservoirs well logging research in North of Western siberia).....58

Литвиченко Д.А.

Кажущаяся диэлектрическая проницаемость по данным ВЭМКЗ в контрастных геоэлектрических моделях (Apparent dielectric permittivity according to the data from VEMKZ in contrasting geoelectric of models).....59

Лотфуллина Э.Р.

Прогноз нефтегазоносности мезокайнозойских отложений западного Предкавказья (Forecast of oil and gas deposit in mesocenozoic western Caucasus).....60

Люкшина Л.В.

Изучение распределения в разрезе месторождений поровых и пластовых давлений (The study distribution of pore and reservoir pressure).....61

Малинин Р.С.	
Газогидраты (Gas-hydrate).....	62
Малкаров К.Х., Расулов И.И.	
Прогноз нефтегазоносности южной части Предуральяского прогиба на основе бассейнового моделирования (Petroleum potential forecast of the south part of Pre-ural foredeep based on basin modeling).....	63
Мамарозиков Т.У., Калюжная Ю.С.	
Применение метода рентгеновской компьютерной томографии при определении фильтрационно-емкостных свойств горных пород (The use of x-ray computed tomography in determining the physical properties of reservoir rocks).....	64
Мамарозиков Т.У.	
Связь месторождений углеводородов с глубинными разломами (Communication of deep faults with hydrocarbon fields).....	65
Манкиева П.М.	
Характеристика органического вещества глубоководных отложений Северо-Кавказской нефтегазоносной провинции (НГП) (The characteristic of organic substance of the deep-shipped deposits of the North Caucasian oil-and-gas province).....	66
Мараев В.С.	
Автоматизация процедур контроля геометрии сейсмических записей (Seismic geometry check automation).....	67
Маракова И. А.	
Формирование Коротаихинской впадины в пермское время в связи с прогнозированием развития дельтовых отложений (Formation of Korotaihinskaya trough in the permian in connection with forecasting the forecasting the development of deltaic deposits).....	68
Матвеева А.Н.	
Проблема глубинных построений в условиях развития соляной тектоники Восточной Сибири (The problem of depth conversion in areas of salt tectonics in Eastern Siberia).....	69
Меренкова С.И.	
Обоснование поисков углеводородного сырья на детальном изучении расположении гераклитов в миоценовых породах Гераклеяского полуострова (The reasoning for the search of hydrocarbons on a detailed study of the location of geraklit in miocene rocks of the Geraklejskij peninsula).....	70
Минлигалиева Л. И.	
Моделирование генерационно-аккумуляционных углеводородных систем Бузулукской впадины (Modeling generation-accumulation petroleum systems Buzuluk depression).....	71

Хе Минью, Лян Синьпин

Палеогеографические реконструкции и перспективы газоносности среднепермских отложений месторождения Западное Сулигэ (Paleogeographic reconstruction and gas-bearing prospects of middle Permian sedimentations in Western Sulige Gasfield).....72

Мохаммед К.С., Бабан Д.Х.

Потенциал палеоценовых нефтематеринских пород и их вклад в генерацию накопленных в эоценовом резервуаре Pila Spi нефтей 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).....73

Муравья В.О.

Исследование вихревой активности в Баренцевом море по спутниковым данным (The eddy research conducted in the Barents sea based on satellite data).....74

Мясников Р.Е.

Сопоставление данных, полученных стандартными велосиметрами GS-20DX, и молекулярными датчиками MTSS-001 (Comparison of data obtained by GS-20DX standard velocimeters, and MTSS-001 molecular sensors).....75

Николаев А.А.

Условия формирования пород-коллекторов осинского горизонта Непско-Ботубобинской антеклизы (Conditions of origin reservoir-rock of osinski horison og Nepsco-Botuabian antelize).....76

Николаев Д.С.

Двухмерное моделирование данных электроразондирований на месторождении высоковязких нефтей (2D modeling data of electrical soundings of a high-viscosity oil deposit).....77

Нилова В.А.

Влияние гранулометрического состава на коллекторские свойства пород и определение граничных значений ФЕС хамакинского горизонта (The effect of particle size distribution on reservoir properties of rocks and the definition of the boundary values of reservoir properties of hamakinskiy horizon).....78

Охлобыстина А.В., Красильникова О.В., Антонова Н.А.

Результаты исследований состава газового конденсата с использованием новых информативных критериев (The results of studies of the composition of gas condensate with the use of new informative criteria).....79

Перцев И.А.

Применение методики интерпретации для тонкопереслаивающихся песчано-глинистых отложений (SHARP) (The application of the interpretation methodology for thin-bedded reservoirs (SHARP)).....80

Петрухина Е.В.

Диагностика характера вод при опробовании пластов (Diagnostics of water nature while formation testing).....81

Пигальцева А. А.

Особенности моделирования залежи нефти отложений турнейского возраста (Specific features of modeling oil deposits of tournaisian age).....82

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

Конус выноса Хурай озера Байкал как современный аналог коллекторов глубоководного генезиса (The fan Khurai lake Baikal as the modern equivalent of a deep-water reservoirs).....83

Прикащикова Е.Л.

Прогнозирование нефтегазоносности баренцевоморского региона по геотермическим данным (Forecasting oil and gas potential of the barents sea region in the geometric data).....84

Проняева Ю.В.

Исследование частотно-скоростных характеристик карбонатных отложений Тимано-Печорской провинции с целью уточнения их геомеханической модели (The study of frequency-velocity characteristics in Timan-Pechora province carbonates to update geomechanical model).....85

Рагимов Ф.В., Гусейнов Р.М., Гулийев И.И.

Геологическое обоснование перспектив нефтегазоносности олигоцен-миоценовых отложений западного Апшерона (The geological basis of oil and gas prospect of oligocen-miosen sediments of west absheron).....86

Рассапкина Ю. А.

Использование архивных картографических данных для снижения неопределённости геологического моделирования ПХГ (Using archival cartographic data for decreasing of uncertainties in geological modeling of underground storage of gas).....87

Рахимзянов Т.И.

Анализ неопределенностей при подсчете запасов методом Монте-Карло (Stoip calculation using uncertainty analysis and Monte Carlo approach).....88

Сабиров И.А.

Влияние раздробленности докембрийского кристаллического фундамента на нефтегазоносность осадочного чехла Жигулевского свода (The influence of disintegration of precambrian crystalline basement on the petroleum potential of the sedimentary cover of the Zhiguli vault).....89

Самойленко И.Ю.

Комплексный анализ данных сейсморазведки МОГТ-3D в пределах Новомалыклинского ЛУ с целью уточнения геологического строения (Complex data analysis of seismic 3D within Novomalyklinskii area to clarify the geological structure).....90

Самохвалов Н.И., Абросимов А.А.

К вопросу о методике выполнения керновых измерений на ЯМР-релаксометре (Problems of the measurement procedure for NMR investigations of core samples).....91

Сафаров А.Ф.

О новой классификации запасов нефти в России и ее интеграции с мировыми аналогами (About new classification of stocks of oil in Russia and its integration with world analogues).....92

Сафиуллин Р.И.

Прогноз коллекторских свойств карбонатных пород на основе теории эффективных сред (Carbonate reservoir properties prediction based on effective medium theory).....93

Сеилов Д.С., Нысанова А.С.

Современное состояние изучения подсолевых месторождений углеводородов в Прикаспийской впадине в Казахстане (Current state of the study subsalt hydrocarbon fields of the Caspian basin in Kazakhstan).....94

Серов С.Г.

Прогноз открытия крупных месторождений Восточно-Сибирской мегапровинции на основе нефтегазовой геостатистики (Geostatistics based prognosis for the discovery of large gas and oil deposits in the Eastern Siberian megaprovince).....95

Сивайкова Т.В.

Геологическое строение и перспективы нефтегазоносности Бухаро-Хивинского региона республики Узбекистан (Geology and hydrocarbon prospecting of bukharo-khiva region in Uzbekistan).....96

Суслов С.О.

Анализ искажений сейсмического сигнала при преобразовании радона (Distortion of seismic signal during radon transform).....97

Тагиев Э. А.

Сейсмогеологическая модель строения рифейских отложений северного склона Байкитской антеклизы (Seismo-geological model of the riphean sediments structure of the northern slope of the Baikit anticline).....98

Телегин Ю.А.

Газогидраты на склоне Сахалина в контексте нефтегазоносности региона (Sakhalin slope gas hydrates and oil and gas deposits).....99

Тимофеева А.А.

Оценка эффективности технологии лесной рекультивации шламовых амбаров на территории среднетаёжной подзоны Западной Сибири (Efficiency evaluation of the forest recultivation technologies utilizing drilling residues storages on the territory of Western Siberia, the middle taiga zone)....100

Тихомиров Д.О.

Изучение разломно-блоковой структуры Даниловского месторождения (Studying of fault-block structure Danilovsky field).....101

Турабеков Н.У.

Перспективы нефтегазоносности палеозойских отложений Бухаро-Хивинской нефтегазоносной области республики Узбекистан (Potential paleozoic deposits of Bukhara-Khiva oil and gas region of Uzbekistan).....102

Хаустова Н.А., Юрова Д.Ю.

Разработка петрофизической модели коллекторов на объектах подземного хранения газа (Development petrophysical model collectors in underground gas storage facilities).....103

Хурматова Г.И.

Применение современных геолого-геофизических методов изучения донных ландшафтов (Application of modern geological - geophysical methods of study of underwater landscapes).....104

Цивелев К.В.

Комплексный анализ геолого-промысловых данных для принятия решений по разработке нефтяного месторождения (Integral analysis of geological and field data for selection of oilfield development strategy).....105

Цой А.А.

Формирование петрофизической модели коллекторов ярактинской свиты Непско-Ботуобинской антеклизы (Petrophysical models creation for yarakta formation of Nepsko-Botyobinskaya syncline).....106

Ли Цян

Инверсия петрофизических свойств коллекторов на основе упругих импедансов (Petrophysical property inversion of reservoirs based on elastic impedance).....107

Шакиров А.Б.

Геофизические особенности нижнемелового-верхнеюрского разреза северо-востока Томской области (Geophysical peculiarities of lower cretaceous and upper-jurassic profile occurring in the north-east part of the Tomsk region).....108

Шевырёв С.Л., Шевырёва М.Ж.

Обстановки нефтегазоаккумуляции Татарского пролива Японского моря по дистанционным космическим данным (Environments of oil and gas accumulations of Tatar strait, sea of Japan by remote sensing data).....109

Шимерев Е.В.

Литология и условия осадконакопления фаменских отложений северо-восточного борта Хорейверской впадины (тимано-печорская НГП) (Lithology and depositional environments of the famennian deposits of the northeast part of Khoreiverskaya depression (Timano-Pechorskaya oil-and-gas province)).....110

Ширинов А.Т., Эминов А.Ш., Гусейнов Р.М.

Принципы разделения активных и трудноизвлекаемых запасов западного Апшерона (The principle of separation active and hardly producible reserves in western Apsheron).....111

Шлинчук А.П., Кибатова А.Х.

Выявление зон трещиноватости в глинистых коллекторах (Detection of fractured zones into the clay reservoirs).....112

Щербич А. Ю.

Некоторые вычислительные методы контроля качества геолого-геофизической информации при построении корпоративных банков данных (Some computational methods applied for G&G data QC in designing corporate data repositories).....113

Юлдашев А.Ш., Токарева К.М.

Неструктурные ловушки нефти и газа (Structureless cap rocs of oil and gas).....114

Юркова М.В.

Примеры применения ориентированного керна в нефтяной геологии (Examples of application of the focused core in oil geology).....115

Юрова Д.Ю., Хаустова Н.А.

Определение трещиноватости по стандартным анализам керна (Definition of fracturing rocks by standard analyses of core).....116

Юрочкина В.А.

Интенсивность и пространственное распределение вторичных изменений талахского горизонта северо-восточного склона Непско-Ботубинской антеклизы (Intensity and spatial distributions of secondary changes of talakh horizon on the northeast slope of Nepsko-Botuobian anteclise).....117

Секция 2. Разработка нефтяных и газовых месторождений, Бурение скважин

Абраев Н.С.

Минимизация рисков прорыва воды и учет корректной динамики обводнения при планировании добычи нефти (Water-intrusion risk minimization and correct recordkeeping of water-encroachment dynamics in oil production planning).....120

Абраева Т.И.

Анализ влияния газового фактора на выработку запасов на месторождении имени ю. Корчагина (Analysis of the influence of the gas factor on the development of reserves at the korchagin field).....121

Аитов Ч.Р., Захрутдинова С.Т.

Увеличение производительности скважин газоконденсатного месторождения Шуртан с применением поверхностно-активных веществ (the application of surfactants for well productivity increasing in gas-condensate field shurtan).....122

Акчурин Р.З.

Определение параметров геотермического поля по данным термометрии после бурения скважины (Determination of the geothermal field parameters by thermal logging after drilling).....123

Александров А.Н.

Повышение эффективности эксплуатации скважин электроцентробежными насосами в условиях образования асфальтосмолопарафиновых отложений (Improving the efficiency of operation of wells by an electrical submersible pump technology in the conditions of formation of asphaltene, resin and wax depositions).....124

Алиметов Ш.А.

Особенности разработки месторождения им. Ю.Корчагина на шельфе северного Каспия (Particular qualities of U. Korchagin's oilfield in the north Caspian shelf).....125

Анисимова А.В.

Особенности реологических характеристик магнизиальных тампонажных растворов (Specifics of rheological characteristics of magnesia oil-well cement slurries).....126

Антонова С.А., Савельев А.А.

Механическая деструкция молекул полимера в пористых средах (Polymer mechanical destruction in porous media).....127

Аракелян Л.П.

Прогнозный расчет темпа падения давления при отборе газа из мурманского газового месторождения (МГМ) (calculations of predicted pressure drop during gas extraction from murmansk gas field (mgf)).....128

Арехов В.В.

Оценка технологического состояния газовых скважин на основе последовательных измерений их дебита (evaluation of well operation conditions on the basis of consecutive measurements of production rate).....129

Арсланова Г.Д., Мажидов С. И.

Современные методы интенсификации притока флюида на примере юго-западных месторождений Узбекистана (modern stimulation methods of gas wells at the south-western fields of uzbekistan).....130

Артемов А.Ю.

Технико-технологические решения при строительстве наклонно-направленной скважины методом электромагнитного наведения на цель (Technical and technological solutions in construction directional wells by electromagnetic targeting).....131

Арутюнов Т.В., Матвеева И.С.

Технология добычи сланцевого газа и влияние на экологию (production technology of shale gas and the impact on the environment).....132

Ахмедов Н.Р.

Технология строительства горизонтального участка эксплуатационной скважины винтообразного профиля (The technology of drilling horizontal wellbore of productive wells by helical profile).....133

Аюпов Д.А.

Зависимость эффективности разработки залежи нефти с высоким газовым фактором от времени ввода системы ППД (Dependence of efficiency of development of oil pool with high gas factor of time entry reservoir pressure maintenance system).....134

Аюпова А.Х., Билалов А.Д.

Технология утилизации попутного нефтяного газа при эксплуатации морской ледостойкой стационарной платформы «Приразломная» путем водогазового воздействия (Technology of oil-associated gaz utilization during the exploration of ice-resistant gravity based platform «Prirazlomnaya» by using water alternated gas injection).....135

Балашова А.В.

Повышение эффективности разработки нефтяных месторождений на поздней стадии с применением технологии ограничения водопритока (Improvement of the effectiveness of development mature oil fields using water control technology).....136

Баранова К.И.

Применение технологии односкважинного термогравитационного дренирования пласта на маломощных залежах высоковязких нефтей (Application of technology of one-borehole sagd on low-power deposits of high-viscosity oils).....137

Баскакова А.А.

Совершенствование разработки объекта a месторождения x с применением технологии полимерного заводнения (Enhanced development of object a on field x with polymer flooding technology).....138

Батурин Н.И.

О результативности применения боковых стволов и разработка рекомендаций по их дальнейшему применению в условиях березовской площади Ромашкинского месторождения (On the effective application of sidetracking and develop recommendations for their further application in Berezovskaya area Romashkinskoye field).....139

Белецкая Е.О.

Влияние горно-геологических условий и особенностей геологического строения на выбор объектов и строения на выбор объектов и основные технические решения по созданию ВПХГ ПНГ (the influence of mining-and-geological conditinions and geological structures features on facilities selection and main technical decisions for creation of temporary UGSF for APG).....140

Беляева Е. В.

Современные способы поддержания устойчивости стенок скважины в глинисто – мергелистых отложениях (Modern methods of maintaining the stability of the borehole walls in clay – marl deposits).....141

Бетимбаев К.Г., Карнов М.А.

Метод определения пластового давления на основе дебита конденсационной воды (reservoir pressure measuring method based on waste water flowrate).....142

Биктяков А.Ю., Биктяков Т.Ю.

Транспортировка ПНГ с Приразломного Арктического месторождения на Новую Землю (Transportation of associated gas from the Prirazlomnoe Arctic oilfield to archipelago Novaya Zemlya).....143

Блюдёнв А.К.

Новый подход к применению ударно-вращательного способа бурения (A new approach of rotary-percussive drilling method application).....144

Бобов Д.Г.

Проект жилого подводного бурового промысла глубоководных морей Арктики (The design of habitable underwater drilling platform for deep sea of Arctic).....145

Бондаренко А.В., Подопригора Д.Г.

Разработка кислотного состава для обработки терригенного коллектора с повышенной карбонатностью (Development of acid composition for treatment of terrigenous reservoir with high carbonate content).....146

Борисов К.А., Некроенко А.В.

Забойная вибрация при бурении скважин коронками, армированными АТП (Vibration downhole during drilling crowns, reinforced АТР).....147

Бороздин С.О.

Экспериментальные исследования влияния состава фильтрата бурового раствора на проницаемость гранулярного коллектора (Experimental investigation of impact of mud filtrate composition in sandstone core samples).....148

Боярский С.В.

Анализ возможностей метода рентгеновской микро компьютерной томографии для определения фильтрационно-емкостных свойств коллекторов (Analysis of possibilities of x-ray micro-computed tomography method for determinitaion of filtration-and-capacity properties of reservoirs)..149

Бутов К.А., Дьяченко Г.И.

Особенности эксплуатации подземных хранилищ газа при совместном хранении природного газа с неуглеводородными компонентами (features of operation of underground gas storage under joint storage of natural gas from non-hydrocarbon components).....150

Быков Д.В.

Применение интегрированного моделирования скважин и пласта для анализа влияния конструкций нижнего заканчивания скважин месторождения им. Ю. Корчагина на эффективность управления режимами их эксплуатации (Integrated modeling of wells and layers to analyze the impact structure of the lower well completions fields Y.Korchagin on the efficiency of their operation mode).....151

Валиуллин И.Р.

Анализ применения технологии ГЭС-М для повышения выработки запасов в условиях Абдрахмановской площади Ромашкинского месторождения (Analysis of the use of technology ges-m to increase production of reserves in terms of the Abdrakhmanovsk area late stage development).....152

Верхозин А. В.

Применение биополимерных буровых растворов для первичного вскрытия продуктивных пластов (Application of biopolymer drilling muds for primary productive formation exposing).....153

Вильданов Т.Ф.

Использование технологии электромагнитного воздействия на пласт для увеличения нефтеотдачи (Using technology electromagnetic treatment of the reservoir to increase oil recovery).....154

Волкотрубов Д.А.

Результаты физического моделирования распространения гидроудара в продуктивном пласте в результате применения комплексной технологии гидроимпульсного воздействия (Results of physical modeling extension of hydraulic impact in produsing layer as a result of an aggregate technology hydroimpulsive impact).....155

Ворсина Г. Д.

Моделирование разлива нефти и нефтепродуктов при строительстве разведочной скважины южно-киринского месторождения в акватории охотского моря (Oil and oil product spill modeling at exploratory well of south Kirinskoye field in sea of Okhotsk construction stage).....156

Габбасова А.Ф.

Время движения газовой пачки от забоя до устья скважины при ликвидации ГНВП (Movement time of gas from the bottom to the wellhead at elimination of oil gas water shows).....157

Гаджиев С.Г., Могильниченко М.А.

Разработка термостойких буровых растворов на основе минерализованной прямой эмульсии (Development of mineralized primary emulsion drilling fluid for high-temperature conditions).....158

Гайдей И.В.

Оценка влияния промывочных жидкостей на обрушение пород в стенках скважины (Evaluation of the influence of drilling fluids on the wellbore stability).....159

Галиев Р.Н.

Оценка эффективности применения технологии внутрискважинной перекачки на примере Ромашкинского месторождения НГДУ «Альметьевнефть» (Evaluation of technology transfer for example downhole Romashkinskoye field NGDU "Almetyevneft").....160

Галимханов А.Р.

Совершенствование конструкции скважины с учетом 1d геомеханической модели на Юрские отложения месторождения Ямало-Ненецкого автономного округа(ЯНАО) (Improvement of well design based on 1d geomechanical model of Jurassic deposits of the Yamal-Nenets autonomous district (YNAO) field).....161

Галкина О.А.

Совершенствование разработки Юрских объектов с применением многозонного гидроразрыва пласта в горизонтальных скважинах на примере месторождения Западной Сибири (Enhanced development of Jurassic objects of Western Siberia field applying horizontal wells with multi-stage fracking).....162

Ганиев Д.И.

Сравнительный анализ эффективности внедрения боковых стволов на объектах Ново-Елховского месторождения (Comparative analysis of efficiency of introduction sidetracks on objects Novo-Elkhovskoye field).....163

Гатиатуллин Ф. Х., Хуснутдинов А. Р.

Особенности безрайзерного способа бурения скважин на примере шельфа Бразилии (Features of the riserless drilling technique based on the Brazilian offshore experience).....164

Герасимов В.В.

Математическое моделирование процесса теплового воздействия на газогидратное месторождение (Mathematical simulation of the thermal process of effects on gas hydrate deposit).....165

Гизатуллин Р.И

Анализ эффективности методов борьбы с высоким содержанием свободного газа в откачиваемой продукции на приеме погружного электроцентробежного насоса (Performance evaluation of methods combating with high content of free gas in pumped-out wellbore fluids on the suction of electric submersible pump).....166

Гильмиянова А.А.

Особенность экологической обстановки в условиях применения микробиологических методов увеличения нефтеотдачи (Specific of ecological situation at the use microbiological methods of enhanced oil recovery).....167

Гладких Е.А.

Лабораторные исследования на керне эффективности применения водогазовых смесей в качестве потокоотклоняющих составов (Laboratory studies on the cores of efficiency of the application of water-gas mixtures as a flow angularity compositions).....168

Горидько К. А.

Исследования работы погружного электроцентробежного насоса с элементами эжекторного предвключения для добычи многофазной скважинной продукции (Research studies of electric submersible pump with ejector as input module for multiphase well production).....169

Гребнев И.В.

Вынос механических примесей и очистка забоя скважин с низким пластовым давлением (Offset mechanical impurities and bottomhole cleaning wells with low reservoir pressure).....170

Гримус С.И.

Моделирование форсированного отбора остаточных запасов нефти Семилукской залежи Золотухинского месторождения (The computer simulation of forced production of Semiluki deposits Zolotukhinskoye oil field).....171

Губаревский Е.В.

Исследование виброволновых эффектов на характер вытеснения нефти в низкопроницаемых коллекторах (Research of vibration wave effects on the character of displacement of oil in low permeability reservoirs).....172

Гуров И.Р.

Совершенствование методики выбора скважин для проведения ремонтно-изоляционных работ (Approaches perfection to the choice of wells for carrying waterproof works).....173

Давлятова Н.Ф., Хакназаров С.А.

Определение структуры баланса календарного времени (Determination of the structure of balance of calendar time).....174

Давлятова Н.Ф.

Предупреждение неустойчивости стволов скважин при бурении соленосных отложений Узбекистана (Prevention of instability in boreholes during the drilling of saline layers of Uzbekistan).....175

Даниелян Н.Г.

Обоснование выбора энергосберегающего профиля горизонтальной скважины на Юрхаровском месторождении (Justification for selecting energy-efficient horizontal wells profile at Yurkharovskoe field).....176

Дворецкас Р.В., Поплыгин В.В.

Анализ эффективности каналов передачи информации современных телеметрических систем при бурении скважин (Analysis effectiveness of modern channels transmission of information telemetry system during well drilling).....177

Дворецкас Р.В.

Разрушение стойких водонефтяных эмульсий ультразвуковым методом (Supersonic treatment for stable oil-in-water emulsion breaking).....178

Десятниченко Е.С.

Выбор технологии транспорта многофазной продукции в период падающей добычи на Южно-Кирином месторождении (Multiphase transport technology selection for declining production from the South-Kirinsky field)..179

Доброчасов А.И., Леонтьев Д.С.

Повышение эффективности изоляции притока подошвенных вод в горизонтальной скважине (Improving the efficiency of the bottom water inflow insulation in a horizontal well).....180

Доронин В.А.

Роторные управляемые системы. Обзор преимуществ (Rotary steerable systems. Advantages reviews).....181

Дорохов А.И.

Оптимизация УЭЦН фонда нефтяных скважин пласта ЯКЗ-7 Ванкорского месторождения (Electrical submersible pumps optimization of oil wells fund of the reservoir YAKZ-7 Vankor field).....182

Дорошенко О.В.

Глубоководный удар для освоения шельфа (Deepwater blow for shelf development).....183

Дуркин С.М., Морозюк О.А.

Численное моделирование технологий разработки участка Лыаельской площади Ярегского месторождения высоковязкой нефти (Numerical modeling the technologies development part of Liael area of Yarega heavy oil field).....184

Евдокимова А.С., Фахртдинова Г.М., Синцов И.А.

Создание гидратного барьера для повышения эффективности нефтяных оторочек нефтегазоконденсатных месторождений (Improvement of the effectiveness of fringe oil accumulation on oil, gas and condensate fields, applying hydrated barrier).....185

Евсюков А.В.

Учёт степени вытеснения промывочной жидкости из заколонного пространства при цементировании обсадной колонны (Cementing operation taking into account maximal mud displacement out of the wellbore).....186

Егоров А.В.

Колонна двойных бурильных труб (Double column drill pipe).....187

Ерёменко Б.А.

Особенности разработки месторождений с высоковязкими нефтями при наличии газовой шапки (Features of development of fields with viscous oils in the presence of a gas cap).....188

Ефимова А.В.

Разработка предложений совершенствования эксплуатации Увязовского ПХГ с учетом накопленной геологической информации и ретроспективного анализа промысловых данных (Operation optimization of Uvyazovskoe underground storage using history matching).....189

Жубанов М.С.

Анализ методик расчета кривых распределения давления (КРД) в добывающих скважинах применительно к Чинаревскому месторождению (Analysis of methods for calculation of the pressure distribution curve's in producing wells of Chinarevskoye field).....190

Завацкий А.Ю.

Проектирование и бурение многозабойных скважин на Антипаютинском и Тота-Яхинском газовых месторождениях (Design and drilling of multilateral wells on Antipayutinskoye and Tota-Yakhinskoye gas fields).....191

Завиская О.А.

Перспективы применения азотного освоения нефтяных скважин после гидроразрыва пласта (Prospects of nitrogen gaslift oil well completion technology after hydraulic fracturing).....192

Захрутдинова С.Т., Аитов Ч.Р.

Оптимизация размещения скважин с учетом ограничивающих условий (Well placement optimization under restrictive conditions).....193

Зубайров А.З.

Внутрипластовое горение как метод интенсификации добычи высоковязкой нефти (битумов) (Fire flooding as intensifying production method of highly viscous oil (bitumen)).....194

Имамов Р.В.

Анализ влияния снижения забойного давления ниже давления насыщения нефти газом на размеры зоны двухфазной фильтрации, форму индикаторной кривой и коэффициент продуктивности (Analysis of influence of reducing BHP lower pressure of oil gas saturation in the dimensions of the area two-phase filtration, forms an indicator curve and efficiency ratio).....195

Искандаров Г.М.

Опыт и перспективы применения технологии управляемой выработки запасов, дренируемых горизонтальной скважиной (Experience and prospects of technology controlled development of reserves drained by a horizontal well).....196

Исмаилов Ю.Р., Гесь Г.А.

Исследование влияния диспергирующей присадки на процесс агрегации асфальтенов фракции А2 (Influence of dispersant additive on the aggregation of asphaltenes fraction А2).....197

Кабанов А.О.

К интерпритации исследований керна в лабораторных условиях с учётом анизотропии (To the interpretation of research of core in laboratory conditions with anisotropy).....198

Кадыров И.Ф.

Утилизация попутного нефтяного газа(ПНГ) путем обратной закачкой в нефтяной пласт (Utilization of associated petroleum gas(APG) by re-injection into the oil deposit).....199

Калинчук В.Ю.

Разработка газогидратных залежей с использованием энергии термальных пластовых вод (Development gas hydrate deposits using thermal energy formation waters).....200

Каменюка А.И.

Разработка устройства для повышения дебита добывающих и приемистости нагнетательных скважин(Development of devices to improve the production rate of mining and injectivity of injection wells).....201

Канафин И.В., Акчури Р.З., Космылин Д.В.

Изучение формирования температурного поля при индукционном нагреве трубы при наличии движения флюида в затрубном пространстве (An investigation of temperature field of tube during induction heating in the presence of fluid flow in behind the casing).....202

Канцлер С.В., Куосе В.Г., Корольков И.А.

Анализ эффективности разработки месторождений Бажено-Абалакского комплекса на примере Средне-Назымского месторождения (Analysis effectiveness of development Bazheno-Abalaxkiy complex case Sredne-Nazimskay field).....203

Каримов Т.С.

Влияние модельных параметров на результаты гидродинамического моделирования с использованием лицензированных программных продуктов (Model parameter influence on the results of hydrodynamic simulation using licensed software).....204

Карнов М.А.

Анализ неопределённостей при совместной разработке Туронской и Сеноманской залежей Южно-Русского месторождения (Uncertainty analysis on joined development of Turonian and Senomanian deposits of the Yuzhno-Russkoe field).....205

Касымов К.Х.

Обоснование конструкции горизонтальной скважины на примере газоконденсатного месторождения Шуртан (Validation of horizontal well construction by the example of gas and condensate Shurtan field).....206

Кашикаров А.М., Муратов И.Ф.

Метод определения объема отложений в колонне лифтовых труб (Determination of sediments volume in the tubing).....207

Ким Д.С.

Динамический линейный прибор для измерения набухания с компактором № 150-80 (Dynamic linear swell meter with compactor № 150-80).....208

Ковальчук В.С., Певнева А.Г.

Температурный режим бурения скважин в районах распространения многолетнемерзлых пород (Temperature regime of the wells drilling in permafrost areas).....209

Коломийцев А. В.

Влияние неоднородности пласта на фазовую проницаемость (The influence of in homogeneity of layer on the phase permeability).....210

Колыхалова Е.С.

Уточнение методики подбора УЭЦН для жидкостей с переменной вязкостью (Improving the technique of selecting ESP for liquids with variable viscosity).....211

Копейкин И.С.

Гидравлический пакер применяемый в составе обсадной колонны для разобщения заколонного пространства в необсаженной скважине (Hydraulic packer used as a part of the casing to isolate the annulus in the open hole).....212

Королев М.И.

Оценка влияния закачки водных растворов поверхностно-активных веществ (ПАВ) на смачиваемость терригенных пород (Effects of water injection of surfactant solutions on the wettability of terrigenous clastics rocks).....213

Коротченко Р.К., Максимова Ю.А.

Использование погружного электроцентробежного насоса на скважине 53 Вуктыльского месторождения в условиях высокого газосодержания в пластовых флюидах (Submersible centrifugal pump application in the conditions of the reservoir fluids high gas content for Vuktyl'skoye oil field)...214

Кошкин Т.А., Сайфутдинов А.Ф.

Анализ применимости расчетных моделей построения КРД для наклонных ГЖП (The analysis of applicability of computational models of pressure distribution construction for sloping gas-liquid lift).....215

Кошманов П.Е.

Анализ выработки запасов УВ для разных типов пород в пределах единой гидродинамической системы на месторождении имени ю. Корчагина (Analysis of the development of hydrocarbon reserves in different rock types within a single hydrodynamic system on the Korchagin field).....216

Кошманов П.Е.

Выбор и обоснование элемента разработки Лодочного месторождения (Selection and calculation of the development element of the Lodochnoe field).....217

Крохин Д.В.

Преимущества использования движителей для подводного плавучего нефтегазового сооружения (Advantages of thrusters for floating oil and gas vessels).....218

Кудряцев Э.С.

Применение мобильного лазерного технологического комплекса (МЛТК-20) для ликвидации аварий, возникающих при разработке и эксплуатации нефтегазовых месторождений (The use of mobile laser beam machine with the purpose of accident response occurring by the oil and gas field development)....219

Кузнецов А.В.

Анализ методов гранулометрического состава осадочных горных пород (Analysis methods particle size distribution of sedimentary rocks).....220

Кузнецов. А.С., Нуцкова М.В.

Исследование влияния различных реагентов на разрушение пен и предупреждение пенообразования у буровых растворов (Research of influence of different agents for destruction of foam and prevent foaming of drilling fluids).....221

Кузнецова А.Н., Сухих А. С.

Повышение эффективности системы ППД в условиях низкопроницаемых полимиктовых коллекторов (Improving of the efficiency of reservoir pressure maintenance system in the low permeability polymictic reservoirs).....222

Куква И. В.

Гидродинамическое моделирование оптимизации разработки с использованием синтеза динамических данных (Dynamic data synthesis and production optimization in reservoir flow simulation).....223

Куншин А.А., Кузнецов. А.С.

Методы уменьшения сил трения трубы о стенку скважины (Methods of the reducing friction forces of the pipe and borehole wall).....224

Купавых К.С., Петров А.А., Подпоркин В.В.

Комплексная технология интенсификации притока при освоении и ремонте скважин (Complex technology of intensifying the inflow in the development and repair of wells).....225

Куприн Я.Е.

Эффективность применения MWD и LWD систем при бурении горизонтальных скважин на примере разработки Верхнечонского нефтегазоконденсатного месторождения (Efficiency of using MWD and LWD systems for drilling wells based on the Verhnechonskoe field development)....226

Курдюкова Г.С.

Математического моделирования прогнозирования образования водяного конуса (Mathematical modeling for the forecasting of water coning).....227

Кускильдина Ю.Р., Антусева А.В., Печерский Г.Г.

Выбор поверхностно-активного вещества для ПАВ-полимерной технологии (Method of selecting surfactants for SP- technology).....228

Кучин В. Н.

Обоснование применения газожидкостной блокирующей жидкости для проведения ремонтных работ (Rationale for the use of gasliquid locking fluid for repairs).....229

Левин И.А., Чихерева Т.В., Бабицкая К.И.

Мицеллярные растворы селективного действия для интенсификации добычи высоковязкой нефти и ограничения водопритока из терригенных коллекторов (Micellar solutions of selective effect to stimulate the high-viscosity oil production and to control of water from terrigenous reservoir).....230

Ли Ч., Алифировец В.А.

Интерпретация термогидродинамических исследований газовых скважин в условиях гидратообразования (Interpretation of thermo gas well testing under conditions of hydrate formation).....231

Липатников А.А.

Итоговая промысловая оценка эффективности буровых растворов для вскрытия продуктивного пласта по накопленной добыче нефти при средневзвешенной депрессии (Final evaluation of completion drilling fluid performance for the cumulative oil production at the weighted average depression).....232

Липатников А.А.

Опыт применения руководства ООО «ИСК «Петроинжиниринг» по оценке износа долот типа PDC в промысловых условиях (Experience of application of the guide by LLC «ISC «Petroengineering» to the dull grading for PDC bits in field conditions).....233

Литвинцева Е.В.

Особенности подбора технологии «Тандем» к скважине, эксплуатация которой осложнена высоким содержанием свободного газа (Features selection of "Tandem" technology to the oil well with high content of free gas).....234

Лялинов М. М.

Кислотный гидроразрыв пласта (Acid fracturing).....235

Лямцев Б.В. , Харин А.А.

Особенности освоения Приразломного месторождения (Features of the development of the Prirazlomnoye field).....236

Лян Мэн

Исследование нефтewытесняющей способности газового продукта при закачке воздуха высокого давления в высокотемпературный пласт легкой нефти (Research on oil-displacing efficiency of gas product in high pressure air injection for high-temperature reservoirs with light oil).....237

Мажидов С.И.

Использование часто чередующихся оторочек водогазовой смеси при разработке газоконденсатных месторождений (Multi-alternating injection of water and gas at development of gas-condensate fields).....238

Маликова Н.А.

Причины и анализ обводненности Даяхатынского газоконденсатного месторождения (Causes and analysis of watered Dayakhatin condensate field)239

Мамаевский П.В., Корнеева О.А.

Применение легкосплавных бурильных труб при строительстве наклонно-направленных скважин на Ванкорском месторождении (Application of drill pipe from aluminium in construction directional wells at the Vankor field).....240

Мансуров С.И.

Применение двухшарошечных долот при строительстве скважин на территории республики Узбекистан (Use of two-roller bit in the construction of wells in the territory of the republic of Uzbekistan).....241

Маргарян Л.Р

Моделирование трещиноватых коллекторов (Fractured reservoirs modeling).....242

Мартюшев Д.А.

Экспресс-оценка взаимодействия между добывающими и нагнетательными скважинами на Турне-Фаменской залежи Озерного месторождения (Express assessment of interaction between production and injection wells on the Turn-Famennian Ozernoye field).....243

Меретин А.С., Ерофеев А.А., Пачежерцев А.А.

Оценка перспективности применения термических методов воздействия при разработке залежей Баженовской свиты (Estimation of prospects for use of thermal recovery methods for development of the Bazhenov formation).....244

Миннеханова А.А.

Анализ текущего состояния разработки нефтяной залежи пласта ЮВ1 Покачевского месторождения (Analysis of the current state of development of oil deposit formation UV1 Pokachevskoye fields).....245

Мирсаянов Б.Н.

Рассмотрение возможности внедрения новых теплоизоляционных материалов в системе сбора Южно-Русского месторождения (Consideration of the possibility of new thermal insulation materials for gas gathering system of the Yuzhno-Russkoe field).....246

Могильниченко М.А.

Разработка и внедрение модернизированного метода определения ингибирующей способности буровых растворов по ползучести прессованного шлама (Revised technique of shale pellet creep for evaluating inhibitive properties of drilling fluids: development and implementation).....247

Мосоян М.М.

Изучение механизмов увеличения нефтеотдачи при изменении гидрохимического режима разработки нефтяных месторождений (Investigation of enhanced oil recovery of mechanisms when change hydrochemical balance of oilfields).....248

Моторова К.А.

Экспериментальное изучение микроструктурной смачиваемости (Experimental study of microstructural wettability).....249

Мохнатова Е.Н., Кайфаджян А.А.

Изучение поглощений аэрированной жидкости со степенным реологическим законом при бурении и цементировании (Study of the absorption of aerated liquid with a power-law rheological law during drilling and cementing).....250

Музипов Р.И.

Прогноз солеобразования в скважинах оборудованных УЭЦН (Forecast of salt formation in wells with ESP).....251

Надыров Р.И., Головачев А.О., Потачин Р.Е.

Волновая электростанция на базе морской стационарной платформы (Wave power plant based on fixed offshore platform).....252

Назаров А.Ф.

Исследование по подбору оптимальных составов кислотных растворов для обработки призабойной зоны карбонатного коллектора продуктивных горизонтов Узбекистана (Study on selective optimal composition of acid fluids for bottom hole zones treatment for carbonate reservoirs of productive horizons of Uzbekistan).....253

Насери Ясин

Исследование надежности компоновки при конструировании геофизических приборов, спускаемых на бурильных трубах (Investigation of reliability in elements of pipe-convoyed geophysical logging tools).....254

Никулин В.Ю.

Адаптация методики расчета распределения температуры по стволу скважин для прогнозирования глубины начала органических отложений (Methodology of hole temperature distribution calculation adaptation for prediction of organic deposits formation starting point).....255

Нифадов В.В., Карпунин И.А.

Бурение на обсадной колонне (Drilling with casing).....256

Носенко А.А., Половнева С.И., Богидаев С.А.

Исследование удельной поверхности утяжелителей буровых растворов нефтегазодобычи (Research of the specific surface area of weighting compounds of boring solutions of oil and gas production).....257

Нуриев А.М.

Представление тензора коэффициентов проницаемости для анизотропных трещиноватых коллекторов (Representation of permeability coefficients tensor for anisotropic fractured reservoirs).....258

Саранча А.В., Огай В.А., Подшивалов А.И.

Эффективность применения отечественных МКУ (Positive result of the Russian MKU).....259

Опаровская К.А.

Обустройство нефтяной части Южно-Киринского нефтегазоконденсатного месторождения шельфа острова сахалин (Infrastructure development of oil part of the Yuzhno-Kirinskoye oil and gas condensate field of Sachalin island shelf).....260

Останчук Д.А.

Влияние явления авторазрыва пород на эффективность проведения ГТМ в нагнетательных скважинах (Autofracturing phenomenon impact on well operations' efficiency in injectors).....261

Павельева О.Н.

Совершенствование методики выбора скважин-кандидатов для проведения водоизоляционных работ (Improving method for selection candidate wells for water shut off).....262

Пантюхин А.А., Юдин А.А.

Исследование влияния различных ПАВ на абразивность горных пород (Investigation of various surfactants influence on rocks abrasivity).....263

Пачежерцев А.А., Ерофеев А.А., Меретин А.С.

Изучение структуры порового пространства нефтематеринских пород при термическом воздействии методом компьютерной микротомографии (Study of the thermal effect on source rocks pore space structure by computer microtomography).....264

Пелюшок Л.В.

Моделирование гравитационного распределения компонентов и расчет забойной температуры в пласте при разработке Мурманского газового месторождения (Modeling the gravitational distribution of components and calculation of downhole temperature in the reservoir during the development of the Murmansk gas field).....265

Петров Р.А.

Применение бинарных смесей на месторождениях тяжелой нефти (The use of binary mixtures in heavy oil fields).....266

Петрушин Е.О., Чуйкин Е.П.

Интерпретация результатов испытания горизонтальных скважин и анализ полученных данных (Interpretation of test results of horizontal wells and analysis of data).....267

Полякова Н.С., Синцов И.А.

Анализ эффективности применения водогазового воздействия (ВГВ) на примере универсальной модели Верхнеюрских отложений (The analysis was application efficiency in the example universal model of the upper Jurassic sediments).....268

Пономарев Е.В.

Опыт бурения многозабойных боковых стволов на Ванкорском месторождении, особенности геологического сопровождения бурения МЗБС (Experience of multilateral sidetracking drilling on Vankorskoe oilfield, MLS geological drilling supporting specificities).....269

Потысьев Е.А.

Анализ принципов обустройства месторождений в мелководных условиях шельфа Арктики (На примере Северо-Каменномысского газоконденсатного месторождения) (Analisis of field development principles in shallow Arctic shelf (on tne example of the Severo-Kamennomysskoe condensate field)).....270

Прокопчук Д. Э.

Реконструкция призабойной зоны пласта газовых скважин (Reconstruction bottomhole formation zone in gas wells).....271

Прохоров А.А.

Расчет эффективности разработки пласта ЮВ0 Баженовской свиты с применением забойного парогазогенератора в нагнетательных скважинах на примере ЮЛТ Приобского месторождения (Calculation of reservoir development efficiency Vazhenov formation with using a downhole steam-gas generator to the injection wells on the example of the south Priobskoe field)....272

Райхерт Р.С.

Технико-технологические решения по повышению качества очистки наклонно-направленных и горизонтальных стволов скважин от шлама (Engineering solutions for cutting transport from extended reach wells).....273

Ракина А.Г., Рачкова Е.Е.

Рекомендации по использованию обратных эмульсий для определения рабочих характеристик электроцентробежных насосов (Recommendations of using inverted emulsion for service properties of electrical submersible pumps).....274

Розенцвет А.В., Кожевников Е.В.

Новое оборудование для крепления боковых стволов скважин (New equipment for fixing side wellbore).....275

Романова М.Ю., Синцов И.А.

Оценка эффективности применения смешивающегося вытеснения углекислым газом в условиях западной Сибири (Efficiency estimation of carbon dioxide miscible displacement in western Siberia).....276

Рохас Михеева М.А.

Бурение с двойным градиентом: будущее морского бурения (Dual-gradient drilling: the future of offshore drilling).....277

Русских Е.В., Леонтьев Д.С.

Разработка базы данных физико-механических и фильтрационных свойств пропантов (Development database physical-mechanical and filtration properties propants).....278

Савельев А.А., Антонова С.А.

Анализ критериев применимости физико-химических методов нефтеотдачи в условиях месторождения западной Сибири (Screening for chemical EOR in the conditions of the western Siberia field).....279

Саврей Д.Ю.

Оценка запасов газа балансовым методом при наличии неточных замеров (Estimation of gas reserves with inaccurate measure results using the balance method).....280

Садирахимов У.Р.

Повышение эффективности разработки малых месторождений (на основе Ардалинской группы месторождений) (The improving the efficiency of the development of small fields (based on Ardalins group of fields)).....281

Салеев Э.Р.

Особенности разработки газоконденсатного месторождения с подводным заканчиванием на шельфе Охотского моря (Features of the gas condensate field development with subsea completion on the shelf of the sea of Okhotsk)..282

Салихова А.Р.

Методика расчета вероятности отложения солей на скважинном оборудовании (Methodology for probability calculation of scale buildup on downhole equipment).....283

Салихова А.Р.

Современные технологии разработки нефтяного месторождения Приразломное на арктическом шельфе России (Existing technologies for the development of Prirazlomnoye oil field located offshore in the Arctic region)..284

Салямов Ф.А.

Альтернативный метод борьбы с поглощением бурового раствора (An alternative method of combating lost circulation).....285

Самусев А.О.

Автоматизированная система управления нагрузкой на долото для реализации процесса бурения горизонтальных скважин (Automated control system WOB to implement the process of horizontal drilling).....286

Сарксян А.В.

Снижение обводненности на добывающих скважинах Ванкорского месторождения (Water cut reduction for Vankorskoe oil field).....287

Светковская А.В.

Влияние минерализации используемых технологических растворов на продуктивность скважин (Influence of the mineralization of the used technological solutions on efficiency of wells).....288

Селезнев Д.С.

Plastic mark 10– материал с улучшенными упругими свойствами цементного камня (Plastic mark 10: material with improved elastic properties of cement stone).....289

Селезнев Д.С.

Георыхление - технология новых возможностей и новых горизонтов (Geofracturing – new opportunities and new horizons).....290

Серба В.В.

Бурение с регулируемым давлением – решение невыполнимых задач (Managed pressure drilling – solving impossible problems).....291

Сеферов А.К.

Технико-технологические мероприятия по повышению эффективности строительства скважин (Technical and technological measures to improve the efficiency of construction of wells).....292

Сидоренко А.А.

Расчет запасов газа объемным методом по неточным промысловым данным (Calculation of gas reserves by volumetric method from inaccurate field data).293

Синица А.Н., Зиновьева Ю.Е.

Проблема прогнозирования конечных показателей разработки газоконденсатных месторождений, связанная с увеличением влагосодержания в пластовой смеси (Problem of final results prediction of the condensate fields development, connected with moisture content in formation fluid).....294

Солодкин А.С.

Оценка потребности в привлечении морских буровых платформ для разведки углеводородов на российском арктическом шельфе (Assessment of the need to attract offshore drilling platforms for the exploration of hydrocarbons in the Russian arctic offshore).....295

Стародубцев О.В.

Повышение эффективности системы заводнения на Ачимовских отложениях за счет оптимизации размещения скважин (на примере Поточного месторождения) (Improving system efficiency of waterflooding by Achimovskie deposits with optimizing wells placement(in example Potochnoe field)).....296

Старостин М.В.

Варианты обустройства морской части месторождения Харасавэй (Options of Kharasavey offshore field arrangement).....297

Стахов В.И.

Волновые технологии и их использование при разработке месторождений с трудноизвлекаемыми запасами (Application of wave technologies in hard-to-recover oil fields development).....298

Степанова О.Н.

Обоснование применения технологии циклического водогазового воздействия для повышения нефтеотдачи пластов Присклонового месторождения (Substantiation of cyclic water-alternating-gas injection for enhanced oil recovery at Prisklonovoe oil field).....299

Сугунушев С.С.

Комплексное обустройство месторождений нефти и газа северного Каспия (Complex development oil and gas fields in northern Caspian).....300

Сурков А.Ю.

Прогноз уровней добычи на начальной стадии разработки месторождения на примере Среднеботуобинского нефтегазоконденсатного месторождения (The forecast of production levels at the initial stage of field development on the example of the Srednebotuobinskoe oil-gas condensate field).....301

Сян Хуа, Сюй Юнцзянь, Ян Цзинь, Мэн Вэй

Исследование методики расчета силы сопротивления на трение в процессе глубоководного инъекционного спуска кондуктора (Calculations of side friction resistance between foundation and conductor during jetting process in deepwater drilling).....302

Таджиев Э.Р.

Гидроимпульсное бурение и контроль давления на примере Юрхаровского газоконденсатного месторождения (Hydropulse drilling and pressure control on the example of the Yurharovskoe condensate deposit).....303

Татлок Т.С.

Гидродинамическое моделирование процесса закачки водоизолирующего раствора, с целью изучения эффективности его применения для решения задачи продления безводного дебита, на примере ПХГ, созданных в водонасыщенных пластах (Hydrodynamic simulation of water injection of water-shutoff agent aimed to studying of effectiveness of its application for solving the problem of extension of water free production rate in terms of subsurface gas reservoir formed in water saturated bed).....304

Торба Д.И.

Технология интенсификации добычи углеводородов из продуктивных пластов Баженовской свиты (Enhanced oil recovery from productive layers of Bazhenov formation).....305

Труфанов Н.И.

Исследование ультразвукового воздействия на степень дисперсности газовой фазы применительно для водогазового воздействия.....306

Тюлькин О.П.

Применение циркуляционного переводника при бурении горизонтальных и наклонно-направленных скважин (PBL) (Application of circulating sub in the drilling of horizontal and directional wells (PBL)).....307

Усачев В.Д.

Расчет газоотдающих интервалов и профиля притока газа в эксплуатационных скважинах Бованенковского нгкм (Calculation of the gas-giving intervals and profile of inflow of hydrocarbons in operational wells of the Bovanenkovskoe oil and gascondensate field).....308

Фазылов Д.А., Шабонас А.Р.

Стендовые испытания новых конструкций диспергирующих устройств применяемых для перекачки ГЖС (New designs of dispersing devices used for gas-liquid mixture pumping bench tests).....309

Файзуллин Н.Ф.

Термогидродинамические исследования газовых скважин (Thermohydrodynamic research of gas wells).....310

Фарманзаде А.Р.

Комплексная технология термического и химического воздействия на залежи высоковязкой нефти (Complex technology of thermal and chemical impact on heavy oil deposits).....311

Фархутдинов М.М.

Применение роботизированных буровых установок для бурения на арктическом шельфе (The application of robotic drilling rigs for drilling in the Arctic shelf).....312

Фатыхов Р.А

Компьютерное представление о глушении скважин(Computer representation of the well killing).....313

Фахрутдинов Ш.Х.

Технология выноса выбуренной породы путем создания турбулентного режима с помощью осциллятора-турбулизатора (Technology delivers cuttings by creating a turbulent mode by using oscillator turbulators).....314

Федоров А.Э.

Экспериментальное исследование характеристик газоструйных аппаратов для добычи нефти и газа из скважин с осложненными условиями эксплуатации (Experimental studies of gas jet ejectors for the oil and gas production in abnormal operating conditions).....315

Федоров А.Э.

Физическое моделирование процессов вытеснения вязких нефтей на длинных насыпных моделях. Создание экспериментальной установки (High viscosity oil displacement process physical simulation on long sand packed tubes. Experimental filtration plant creating).....316

Федоров И.А

Повышение производительности газовых скважин с использованием ультразвукового воздействия (Increasing of gas well production rate by ultrasonic forcing).....317

Филатов А.С., Амерханов Р.М.

Аналитический расчет влияния анизотропии пласта на дебит скважин при пятиточечной схеме расстановки (Analytical calculation of the anisotropy effect of the formation on the well production at five-point scheme of arrangement).....318

Филенко Д.Г.

Исследование процесса извлечения углеводородов из пористой среды с помощью сверхкритической флюидной экстракции (The investigation of hydrocarbons recovery process from porous media by supercritical fluid extraction).....319

Филенко Д.Г., Дедечко В.А.

Инновационный многофункциональный реагент «ИМР» для повышения нефтеотдачи пластов (The innovation multifunctional reagent «IMR» for enhanced oil recovery).....320

Хайбуллина К.Ш., Сандыга М.С.

Разработка углеводородного растворителя для удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (Development of hydrocarbon solvents to remove asphaltene-resin-paraffin deposits).....321

Хакназаров С.А.

Особенности эксплуатации обводняющихся газовых скважин (Features of operation of watering gas wells).....322

Хакназаров С.А.

Определение структуры баланса календарного времени (Determination of the structure of balance of calendar time).....323

Халиков Р.С.

Сравнительный анализ работы двух компоновок УЭЦН в условиях повышенного содержания газа на основе промысловых и стендовых испытаний (Comparative analysis of the work of two ESP configurations under conditions of high gas content based on field and stand tests).....324

Халилов А.А.

О разработке газоконденсатного месторождения с большим количеством тектонических нарушений и слоистой неоднородностью пласта (About gas condensate field development with a lot of tectonic disturbances and layered heterogeneous reservoirs).....325

Харисов М.Н., Хисамиев Т.Р., Грищенко В.А.

Формирование рейтинга бурения боковых стволов на месторождениях Башкортостана (Experience of forming the sidetracks drilling rating for oil fields of Bashkortostan).....326

Хафизов Р.И.

Развитие тепловых методов разработки месторождений высоковязкой нефти Татарстана (Development of methods for thermal field development of high oil Tatarstan).....327

Хисамов Д.Ф., Липатников А.А.

Методика расчета стоимости и оценки технико-экономической целесообразности ремонта долота PDC (Methods of cost calculation and estimating technical and economic feasibility of repair PDC bits).....328

Хоанг Д. К.

Рекомендации по применению профильных труб на скважинах ПХГ Арбузовского месторождения республики Татарстан (Recommendations for use of shaped pipes in wells UGS at the field Arbuzov in the republic of Tatarstan).....329

Хоменко В.С., Кулемин М.С.

Оценка смазывающей способности добавок к буровым растворам для бурения наклонно направленных скважин (Assessment capacity lubricant for drill fluid for drilling controlled directional well).....330

Храбров В. А.

Обоснование области эффективного применения технологии вскрытия продуктивного пласта на депрессии: сопоставление депрессионного и репрессионного заканчиваний скважины (Description of the effective use of underbalanced completion technology: comparison between underbalanced and overbalanced completion).....331

Цивелев К.В.

Комплексный анализ геолого-промысловых данных для принятия решений по разработке нефтяного месторождения (Integral analysis of geological and field data for selection of oilfield development strategy).....332

Циу Пин

Перспективные для разработки газосланцевые толщи бассейна Сычуань на юге Китая и их аналогии с североамериканскими плеями (The prospective formations for shale gas development in Sichuan basin of southern China and the analogy with the north American shale plays).....333

Циу Пин

Кажущаяся проницаемость газосланцевой матрицы с учетом эффектов адсорбции, диффузии и проскальзывания газа (the apparent permeability of shale matrix considering the effects of adsorption, diffusion and gas slippage).334

Чжэн Чжоу

Выбор инженерной модели обустройства при освоении морских нефтегазовых месторождений (Selection of the engineering model in the development of oil and gas fields offshore).....335

Чэнлон Ли, Алифировец В.А.

Интерпретация термогидродинамических исследований газовых скважин в условиях гидратообразования (Interpretation of thermo gas well testing under conditions of hydrate formation).....336

Шабонас А.Р., Фазылов Д.А.

Стендовые испытания электроцентробежных насосных систем в условиях повышенного газосодержания (Bench testing of electric submersible pumping systems in conditions of high gas content).....337

Шайдуллин Л.К.

Исследование эффективности растворения АСПО после термического воздействия (Research on the effectiveness dissolution of the paraffin after thermal effects).....338

Шайхлисламова Э.Р.

Методика оптимизации дизайна трещин для низкопроницаемых коллекторов (Method of optimization of fracture design for reservoirs with low permeability).....339

Шамков А.В., Сатаева А.Ф.

Разработка методики и оценка эффективности сетчатых противопесочных забойных фильтров на примере лабораторной модели газовой скважины (Development of methodology and evaluation of efficiency of mesh bottom-hole sand control screens as an example of a laboratory model of gas well).....340

Шестерень А.О., Вержбицкий В.В.

Анализ методик расчета многофазных потоков (Analysis of multiphase flow prediction techniques).....341

Шишкина Е.О., Петенёв П.Г.

Разработка и экспериментальные исследования особенностей работы бурового инструмента для поискового опорного бурения (Development and experimental researches of features of work of boring instrument for searching supporting drilling).....342

Шостак Н.А.

Теоретические основы диссоциации гидратов и добычи из них газа (Theoretical basis for the dissociation of hydrates and gas production).....343

Щираков А.О.

Ловильные работы при бурении нефтяных и газовых скважин (Fishing operations during drilling oil and gas wells).....344

Юсупов А.Д.

Проблема эксплуатации устьевого оборудования при разработке Ачимовских отложений Уренгойского нефтегазоконденсатного месторождения (Problems of well head equipment operation during Achimov deposits development of Urengoy oil, gas and condensate field).....345

Секция 3. Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта

Аграфенин Д.А., Лещенко А.А., Муслимов Г.Н

Модернизация приспособления для выпуска ГВС (Modernization of devices for DHW production).....348

Адыгезалова М.Б., Нурмамедова Р.Г., Халилов Р.З.

Диагностирование эффективности деэмульсации нефтей на основе «капельной пробы» (Diagnosis of efficiency oil demulsification based on the "spot test").....349

Аксенов Р.С.

Подводные перекачивающие комплексы для транспортировки углеводородов на арктическом шельфе (Pumped underwater systems transport of hydrocarbons on the arctic shelf).....350

Аксёнова А.О., Тиханов В.С.

Методы дистанционного обнаружения мест несанкционированного отбора давления (Remote detection methods of unauthorized places of pressure reduction).....351

Алекперова С.Т.

Комплексное обеспечение безопасности магистральных газопроводов с учетом влияния факторов эксплуатации (Comprehensive safety of gas trunkline in view of the operating factors influence).....352

Александров Я.О.

О возможности применения тепловых насосов в трубопроводном транспорте высоковязких и высокозастывающих нефтей (The possibility of using heat pumps in pipeline transportation of high-viscosity and high-paraffin crude oil).....353

Анисов Н.С.

Анализ возможности проведения комплексного опробования технологического оборудования на объекте компрессорная станция «Казачья» (The analysis of the possibility of carrying out complex approbation of processing equipment on object compressor station "Kazachya").....354

Архипова Н. А.

Анализ и оценка критерия для определения характера течения газожидкостных потоков в трубопроводах (Analysis and estimation of the criterion for determining the nature of gas-liquid flow in pipelines).....355

Асеев В. И.

Разработка и исследование модернизированной насосной установки УЭЦН (Development and research of the upgraded ESP pump).....356

Ахметзянов Д. М.

Теория и расчет движения поточных устройств в нефтепроводах (Theory and calculation of the pig motion in oil pipelines).....357

Бадратдинов М.В.

Современные технологии берегоукрепления нефтетранспортной инфраструктуры западной части арктического шельфа России (Analysis of new technologies to strengthen shore oil transport infrastructure of the western part of the arctic shelf of Russia).....358

Бархатов А.Ф.

Методика расчета оптимального режима перекачки (Calculation method of optimum mode pumping).....359

Бархатов А.Ф.

Методика определения характеристик системы перепуска (Method for determining characteristics system of bypass).....360

Бездетко А.Г.

Математическое моделирование аварийных ситуаций на магистральных газопроводах (Mathematical simulation of emergency situations at gas-main pipelines).....361

Блябляс А.Н.

Совершенствование методов и технических средств защиты промысловых трубопроводов от внутренней коррозии (Improving the working methods and technical means of protection field pipelines from internal corrosion).....362

Бобкова К.Ю., Сиротин Д.Г.

Система подготовки газа на уренгойском газоконденсатном месторождении (на примере УКНГ-15) Gas treatment system in the urengoy gas condensate field (at the GPP-15 example).....363

Борисов А.Н.

Компьютерное моделирование инспекции магистрального трубопровода подводным роботом (Computer simulation of main pipeline's inspection with underwater robots).....364

Бронников А.А.

Проведение опытно-промышленных испытаний технологии нанесения состава антикоррозийного покрытия «УРЕСТЭК» для изоляции объектов газопроводов в трассовых условиях (Conducting pilot tests technology application anti-corrosion coating «URESTEK» for insulation objects gas pipelines in the field).....365

Будин В.И.

Анализ эффективности работы ГПА-Ц-16Л (Analysis of the efficiency of gas-pumping unit «ГПА-Ц-16Л»).....366

Булгаков А.С., Пивнова М.А.

Применение специальных типов покрытий объектов транспорта и хранения СПГ (Use of special types of coatings of objects of transport and storage of LNG).....367

Валеев Н.Н., Романчук А.С., Вержбицкий К.Д.

Совершенствование конструкции и технологии изготовления уторного узла стального вертикального резервуара (Improvement of a design and technology of utorny knot of the steel vertical tank).....368

Вилявин А.П.

Повышение надежности и безаварийной эксплуатации магистральных газопроводов в условиях стресс – коррозионной повреждаемости (Increasing reliability and trouble-free operation of the main gas pipelines in the conditions of stress – corrosion damage).....369

Во Тхань Тьен

Изучение возможности торможения процесса КРН трубной стали органическими ингибиторами (Study the possibility of braking of stress corrosion cracking on pipeline steels with organic inhibitors).....370

Клековкин К.В., Газизова Л.Р.

Повышение эффективности деэмульгирования водонефтяной эмульсии при ресурсосбережении деэмульгатора и утилизации попутного нефтяного газа (Improving the efficiency of demulsibility with resource saving demulsifier and associated gas utilization).....371

Ганеева Л.К., Ганеева Л.К.

Точечные волоконно-оптические датчики в суровых условиях (Point fiber – optical sensors in extreme conditions).....372

Герасим К.А., Писаренко Е.К.

Устройство для очистки внутренней поверхности трубопровода от нефтешламов (device for cleaning internal surface of pipeline from sludge)...373

Гильмияров Е.А., Земенкова М.Ю.

Мониторинг аварийных выбросов и разливов нефти на объектах трубопроводного транспорта (Monitoring of emergency release and oil spill on pipeline transportation objects).....374

Гилязиев М.Г.

Оценка взаимного влияния рабочих параметров элементов газотранспортной системы путем численного моделирования их совместной работы (Assessment of mutual influence of operating parameters of components gas transportation system by numerical simulation of their collaboration).....375

Гладков И.В.

Формирование комплектов машин для ремонта магистральных нефтегазопроводов (Forming sets of machines for repair of trunk oil and gaz pipelines).....376

Голдаевич М.Е., Егоров А.Ю., Чемоданова И.И.

Резервуар повышенной надёжности с динамическим взаимодействием конструктивных элементов (The improved strenght tank with dinamic interaction of the basic structural elements).....377

Гришко Е.В.

Инженерно-геологическая характеристика района строительства волгоградского подземного хранилища газа и оценка устойчивости подземных выработок гирляндного типа (Engineering geological characteristics of the Volgograd underground gas storage construction site and stability of daisy-chain underground storages).....378

Дедеев П.О.

Анализ влияния противотурбулентной присадки на трение в трубопроводах: применение функции ламберта и перспективы моделей турбулентности (Influence of anti-turbulent additive on friction factor in pipelines: the application of lambert functon and prospect of turbulence models).....379

Дедешко Е.В., Непша А.С.

Проектирование системы малотоннажного производства распределения и хранения СПГ (Design of system of low-tonnage production of distribution and storage of LNG).....380

Дементьев А.С.

Система диагностики технического состояния трубопровода (A system of diagnosing the technical condition of the pipeline).....381

Долганюк Я.Ю.

Газификация СПГ населенных пунктов регионов России, удаленных от магистральных трубопроводов (LNG gasification of settlements in Russian regions situated far from the trunk pipelines).....382

Долов А.Р.

Компьютерная реализация итерационного алгоритма расчета стационарных режимов работы нефтепровода с промежуточными нефтеперекачивающими станциями (Computer realization of an algorithm of stationary mode for the pipelines with intermediate pump stations).....383

Донских Д.В.

Разработка методики оценки вероятного ущерба при авариях и неисправностях сборно-разборных трубопроводов (Development of methods for assessment likelihood of damage in case of accidents and malfunctions built-in section pipelines).....384

Дуоду Д.А.

Реконструкции отвода газопровода (Reconstruction of drainage pipeline)...385

Евстегнеев Н.О., Горбунов А.О.

Измерительное устройство для контроля содержания воды в нефтеводной смеси (Device for controlling the water content in the oil-water mixture).....386

Еперов В.А.

Особенности прокладки трубопроводов на вечномёрзлых грунтах (Aspects of pipeline laying on permafrost).....387

Ермолаева А.В.

Прогноз процесса оседания земной поверхности при проектировании магистрального газопровода в южной Якутии (The forecast of process land subsidence at designing of the main gas pipeline in south Yakutia).....388

Ефремов А.М.

Разработка методики расчета эффективности природоохранных мероприятий при эксплуатации нефтепроводов (Development of the method of calculating the efficiency of environmental measures operating pipelines)..389

Закирзаков А.Г., Петряков В.А.

Обоснование применения газотурбинного привода насосов магистральных нефтепроводов (Justification of using gas turbine drive for oilpipelines pump).....390

Зубов А.А., Бологан П.С.

Проект модульного газораспределительного пункта подземного исполнения (Project of the modular underground gas distribution point).....391

Иванов Р.Н., Секачев А.Ф., Щербань К.В.

Электромагнитное управление давлением в трубопроводе (Electromagnetic control pressure in the pipeline).....392

Игнатъев А.М., Панасенко А. Ю.

О применении ингибиторной защиты от внутренней коррозии подводного нефтепровода на варандейском терминале (On the application of inhibitor protection from corrosion for undersea oil pipeline to the varandey terminal)...393

Ипатов М.Г.

Трубопроводный транспорт парафинистых нефтей на примере нефтепровода от ардалинского пункта сбора до харьягинского трубопроводного терминала (Pipeline transport of paraffin oil in the case of pipeline from ardalin gathering station to khariaga pipeline terminal).....394

Исангужина А.Я.

Критерии выбора изоляционного материала подводного трубопровода для транспортировки СПГ (Selection criteria of insulation for subsea pipeline of LNG transfer).....395

Исмаилов Р.А., Сейфуллаев Г.Х.

Диагностирование структурных изменений в газовых потоках на основе фрактального анализа (Diagnosing of structural changes in gas flow on the basis of fractal analysis).....396

Казаков Л.Л.

Внедрение инноваций в сфере транспортировки нефтепродуктов в районы труднодоступных и суровых климатических зон для традиционного транспорта (Introduction of innovations in the sphere of transportation of oil products to difficult to access regions and severe climatic conditions for traditional transport).....397

Каменский А.И.

Разработка пилотного проекта системы управления техническим состоянием и целостностью площадных объектов на базе ООО «Газпром трансгаз Сургут» (Development pilot project management system technical condition and integrity of the objects on the basis ООО "Gazprom transgaz Surgut»).....398

Каримова Г.И.

Определение необходимых для транспорта физических свойств нефти и ее смесей (Determination of oil and compound physical properties required for transportation).....399

Кислицин Н.С., Локтев В.В.

Методы очистки купольных крыш резервуаров от снежного покрова (Cleaning methods for snow cover of oil tank dome roofs).....400

Кислун А.А., Дмитриев Н.А., Гераськина Т.В.

Усовершенствованный аппаратно-программный комплекс системы мониторинга трубопровода и окружающего грунта на оползневых участках (Improved hardware and software complex of pipeline and surrounding soil monitoring system on landslide areas).....401

Ковалева Т.Н., Коптенко М.С.

Анализ современных методов капитального ремонта подводных переходов нефтегазопроводов (Analysis of modern methods of capital repairs of underwater crossings of oil and gas pipelines).....402

Ковалева Т.Н., Шейдер Е.М.

Вопросы рекультивации земель полосы отвода нефтегазопроводов (The questions of reclamation lands in zone location of the oil and gas pipelines)...403

Кожиченков В.С.

Практика внедрения и эксплуатации автоматизированных систем контроля и управления технологическими процессами транспортировки газа в Москве (The practice of implementation and exploitation of the automated control and administration systems technological processes of the gas transportation in Moscow city control).....404

Конфетов М.Н.

Использование космических снимков при эксплуатации транссахалинской трубопроводной системы (Usage of satellite imagery for transsakhalin pipeline system operation).....405

Красеньков А.П., Шаповалов С.Н.

Автоматизация процессов при неразрушающем контроле качества сварных соединений и изоляционных покрытий с использованием мобильных лабораторий в условиях мегаполиса (Automation of the processes during non-destructive quality control of welded junctions and insulation coatings with using mobile laboratories in in case of metropolitan city).....406

Кремис А.С.

Внедрение системы инфразвукового обследования линейной части магистральных газопроводов ООО «Газпром трансгаз Томск».....407

Кусаков А.А.

Эффективное управление низконапорными режимами эксплуатации газотранспортной системы (Efficient management of low-pressure gas transmission system modes).....408

Кучеренко М.В., Денисова В.Д., Дик Д. С.

Перспективы разработки современных систем подогрева высоковязких и быстрозастывающих нефтей и нефтепродуктов при транспортировке по магистральным трубопровода (Prospects for the development of modern heating systems of viscous and rapidly solidifying oil and petroleum products during transportation through pipelines).....409

Кырнышева П. А.

Аддитивность реологических свойств смесей разнородных нефтей тимано-печорской провинции (Additivity of rheological properties of mixtures of diverse oils of the timan-pechora province).....410

Лаврова А.А.

Расчёт режимов работы компрессорной станции магистрального газопровода в системе Mathcad (Quotation behavior of main gas pipeline on the Mathcad).....411

Леонович И.А.

Модель сценариев развития аварийных событий на компрессорных станциях магистральных газопроводов (Model of emergency scenarios at compressor station gas pipeline).....412

Лисин И.Ю.

Организационная система строительного предприятия при ремонте линейной части магистральных нефтепроводов (Organizational system construction companies in repair linear part of main oil pipelines).....413

Лобач И.А.

Сохранение необходимого уровня пропускной способности при изменении конфигурации действующего конденсатопровода (Maintain the present level of flow capacity to reconfigure active condensate pipeline).....414

Лоповок С.С.

Совершенствование методик расчета потерь нефти и нефтепродуктов в резервуарах типа РВС и РВСП от «больших дыханий» (Improving of methodologies for estimating the working evaporative losses of hydrocarbons from fixed roof tanks and floating roof tanks).....415

Лукин С.А., Жданов Е.А.

Математические модели в проектировании и эксплуатации резервуаров (Mathematical models in desining and operation of tanks).....416

Мажимова Д. Ж.

Исследование оптимальных режимов работы магистрального нефтепровода с применением интегрированной системы «Mathcad» (Research of the main oil pipelines' optimum operating modes by using integrated system «Mathcad»).....417

Макшин А.В., Барсуков А.А., Семенов А.С.

Прочностной расчет участка газопровода, попадающего в зону строительства линии метрополитена (Strength calculation of the gas pipe line that is located in the construction area of underground line).....418

Марков Е.В., Пульников С.А.

Ошибки проектирования магистральных трубопроводов в зонах пучинистых и многолетнемерзлых грунтов (Main pipelines design mistakes in the heaving soils and permafrost).....419

Мартынов Д.О.

Гидродинамическая изоляция (Hydrodynamic isolation).....420

Марцевой П.М.

Усовершенствование конструкции футеровочной полимерной рейки для защиты изоляционного покрытия магистрального трубопровода (The improvement of polymer lining lath configuration for the protection of interstate pipeline wrapping).....421

Марянин Д.В.

Вопросы коррозионного мониторинга морских трубопроводов (The questions corrosion monitoring of offshore pipelines).....422

Медкова Э. Ю., Сазанова Т.А.

Проблема использование капиллярно-пористых структур при подогреве нефтей и нефтепродуктов (The problem of use a capillary - porous structure when heated oil and petroleum products).....423

Мельников Г.С., Титов Г.К.

О методологических основах автоматизации проектирования магистрального нефтепровода (On the methodology of automation of main pipeline designing).....424

Минатдинов А.А., Абушаев Р.Ю.

Повышение эффективности сепарации водонефтяных эмульсий (Increase of efficiency of separation of water-oil emulsions).....425

Мошева А.М.

Анализ аварийности и безопасной эксплуатации отечественных и зарубежных систем трубопроводного транспорта (Accident and safe operation analysis of domestic and foreign pipeline transportation systems)...426

Муфтахов Р.М.

Модернизация газотурбинных установок путем надстройки парогазового цикла в современных условиях (Gas turbine upgrade via combined cycle in modern conditions).....427

Мюльбаер А. А.

О трёх механизмах разрушения трубопроводов переменным током (About three mechanisms of pipelines destructuion with alternating current).....428

Нгуен Фунг Хынг, Нгуен Ван Хоай

Влияние упругих деформаций засыпки на устойчивость трубопровода (Effect of elastic deformations filling pipe for stability).....429

Никитенков Д.А., Ткаченко В.А.

Разработка установки очистки оборудования блоков регенерации гликоля (Development of installation of cleaning of the equipment glycol regeneration blocks).....430

Николаев И.К, Пирогова Н.С, Серафонтова А.А.

Снижение нагрузки на стенку резервуара в зоне приемо-раздаточных патрубков (Load reduction on the tank wall in the zone of nozzles).....431

Носов В.С.

Моделирование растекания жидкости при квазимгновенном разрушении резервуара (CFD modeling of nearly instantaneous destruction tank).....432

Носов В.С.

Сравнительный анализ методик расчета защитного футляра на прочность перехода через автодороги (Comparative analysis of methods for calculating the strength of the steel case on road crossing).....433

Овчинников А.Н.

Концепция культуры безопасности в системе трубопроводного транспорта газа на примере филиала ООО «Газпром трансгаз Москва» «Донское ЛПУМГ» (The conception of safety culture in the pipeline gas transport on the example of branch ООО "Gazprom transgaz Moscow" "Donskoe LPUMG")...434

Олейников Д.А.

Очистка плавающих крыш резервуаров от снега (The cleaning of floating tanks roofs from snow).....435

Павлов Р. А.

Оптимизация систем компримирования природного газа на компрессорных станциях (Optimization of compression systems of natural gas at compressor stations).....436

Пальников Е.Ю.

Применение альтернативных моторных топлив (The use of alternative motor fuels).....437

Панков Д. И.

Функциональное моделирование деятельности автозаправочных комплексов с использованием методологии IDEF0 (Functional modeling of filling stations' activity with the use of IDEF0).....438

Паршиков О.А., Аврамов М.В.

Установка комбинированной ультразвуковой очистки горелочных устройств газоперекачивающих агрегатов (Setting of combined ultrasonic cleaning burners gas compressor units).....439

Перепелицкая Д.С., Звягин И.А.

Оценка эффективности применения турбодетандерных установок на ГПС в России (Evaluating the effectiveness of turbo-expander plants at GDS in Russia).....440

Подольян А.А.

Технология ремонта дефектных участков трубопровода с помощью паяно-сварных муфт (Technology active pipeline defective areas of well-bond joints).....441

Попова К. Н.

Определение температур, характеризующих процесс выпадения парафинов в нефтях тимано-печорской нефтегазоносной провинции, реологическим и фотометрическим методами (The measurement of the temperatures, characterizing the process of paraffin deposits in crude oils in the timan-pechora oil and gas province by the rheological and photometric methods).....442

Попова Т.В.

Особенности применения индекса противоточности при расчете теплообменных аппаратов (Application features index opposing one another streams when calculating heat exchanger).....443

Романчук А.С., Валеев Н.Н., Вержбицкий К.Д.

Повышение срока службы уторного узла стального вертикального резервуара (Increase of service life of utorny knot of the steel vertical tank)...444

Русаков А.И.

Учет переменности подачи центробежных насосов с изменением гидравлического сопротивления горячего трубопровода (Variability of centrifugal pump rate caused by hot-oil pipeline hydraulic resistance shifts)....445

Русанов В.С., Руденко В.В.

Гидродинамическая и кислотная очистка систем охлаждения газомотокомпрессоров (Hydrodynamic and acid cleaning of cooling systems of gas-motor-compressors).....446

Рынковенко Н.Б.

Наглядное обучающее пособие по устройству, ревизии и принципам работы регулятора давления газа РДПР-50 для рабочих службы по эксплуатации газораспределительных станций (Visual training manual about structure, revision and principles of work of gas pressure regulator RDPR-50 for workers of gas distribution station maintenance service).....447

Сайдалимов А. С.

Плунжерный насос с линейным приводом «POLAR-LIFT» (Plunger pump with linear drive).....448

Сальников А.П.

Напряженно-деформированное состояние резервуаров, находящихся в эксплуатации (Stress-strain state of tanks in service).....449

Саубанов О. М

Перспективы внедрения автоматизированной системы контроля фактического технического состояния насосного оборудования (Future implementation of automated control systems actual technical condition pumping equipment).....450

Семейченков Д.С.

Качественная оценка величины разбаланса природного газа (Qualitative assessment of the magnitude of the imbalance of natural gas).....451

Семенюк А.В., Коптева А.В.

Неразрушающий метод контроля Аспо в магистральном нефтепроводе (Non-destructive method of paraffin deposits measurement in the oil pipeline).....452

Сленнёв В.Н.

Увеличение несущей способности трубопровода под влиянием внешних условий окружающей среды (Increase the carrying capacity of the pipeline under the influence of external environmental conditions).....453

Слободянюк Н.А., Дыбов А.А.

Гидродинамическая очистка аппаратов воздушного охлаждения (Hydrodynamic cleaning of air coolers).....454

Смирнова В.Ю.

Совершенствование диагностических обследований технического состояния объектов трубопроводного транспорта (Improving diagnostic of technical conditions of pipeline transportation).....455

Старшая В.В., Контева А.В.

Радиоизотопная система измерения параметров нефтяных потоков и мониторинга АСПО (Radioisotope measurement system of quantity and quality oil flow and monitoring paraffin deposits).....456

Стефутин И.С.

Усовершенствование внутритрубной дефектоскопии с целью повышения точности и скорости определения дефектного участка (Improvement of the method to find defects inside the pipeline to increase the accuracy and speed of the defective section).....457

Строганов Н.В.

Проблемы очистки резервуаров хранения нефти и нефтепродуктов от нефтей и нефтешламов и их технологические решения (Problems and technological solutions of tank cleaning from crude oil and oil sludge).....458

Султанбеков Р.Р.

Защита от статического электричества на объектах хранения нефти и нефтепродуктов (Protection from static electricity on objects of storage of petroleum and petroleum products).....459

Филиппов М.А., Оксамытний И.Н.

Модель управления рисками («МУР») для проектов объектов обустройства месторождений нефти и газа на примере промысловых газопроводов (The risk management model ("RMM") to engineering of the oil&gaz field facilities on the example of gas pipeline).....460

Фомичева М.С.

Оптимизация системы вентиляции индивидуального укрытия ГПА Ц-16 С использованием программного комплекса ANSYS (Optimization of individual shelters ventilation systems of gas compressor unit using software package ANSYS).....461

Хабибуллина А.Д.

Особенности проектирования резервуаров в условиях вечномёрзлых грунтов (Aspects of storage tanks designing on permafrost).....462

Хасанов И.Г., Бахтегареева Э.С.

Снижение активности биокоррозии трубопроводов совершенствованием технологии перекачки углеводородов (Reduction bio-corrosivity of pipelines by technological development of hydrocarbon pumping).....463

Хорошавцев С.А. Бахтегареева А.Н.

О необходимости регулирования теплового режима магистрального газопровода (Requirement of heat condition control of main gas pipeline).....464

Чеботарев Р.И., Кулавская Ю.И.

Автоматизированная технология зачистки резервуаров и технологических емкостей с возможностью переработки нефтешлама (Automated tank cleaning technology with oil sludge treatment).....465

Чупракова Н.П.

Анализ нормативных документов проектирования морских нефтепроводов (Regulatory documents for marine pipelines engineering analysis).....466

Шамилов Х.Ш., Гулин Д.А., Хасанов Р.Р

Обеспечение проектного положения магистральных трубопроводов в криолитозоне (Permanent position maintenance of trunk pipelines on permafrost).....467

Морозов М.А., Швец В.В., Эмке А.М.

Исследование прочности и деформативности сварных соединений полиэтиленовых труб, выполненных с применением муфт с закладными нагревателями (Researching of the strength and deformability of the welded junctions of the polyethylene pipes, that was made using internal heaters fittings).....468

Шиловский И. А.

Исследование зависимости площади дефектов на магистральных газонефтепроводах от внешних факторов статистическими методами (Study area depending on the defects main oil pipeline on external factors statistical methods).....469

Шишук М.А.

Особенности строительства магистрального газопровода в условиях вечномёрзлых грунтов (Construction of natural gas pipeline in permafrost)...470

Шматов Д.В.

Сравнительный анализ схем компримирования для компрессорных станций подземных хранилищ газа (Comparative analysis of compression schemes for compressor stations of underground gas storage).....471

Якупов А.У.

Разработка метода предотвращения аварий и ремонта магистрального трубопровода (Development of methods to prevent accidents and repair of main pipelines).....472

ГЕНЕРАЛЬНЫЙ
ИНФОРМАЦИОННЫЙ ПАРТНЕР



НЕДРА

СТРАТЕГИЧЕСКИЕ
ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ

Коммерсантъ

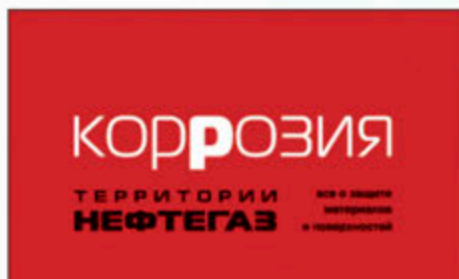
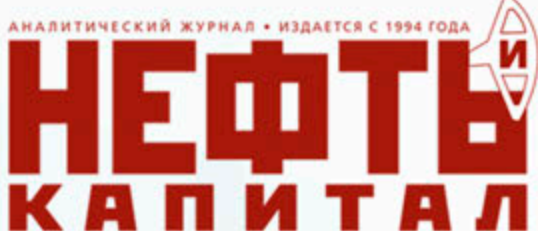
**Газовая
промышленность**

ОФИЦИАЛЬНЫЕ
ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



Offshore ^[Russia]

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ПАРТНЕРЫ



СТРАТЕГИЧЕСКИЙ СПОНСОР

Schlumberger

ОФИЦИАЛЬНЫЙ СПОНСОР

СПОНСОР "КОНКУРСА НА ЛУЧШЕЕ СНО НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ РОССИИ"



Транснефть

ОФИЦИАЛЬНЫЙ СПОНСОР

СПОНСОР "ВСТРЕЧИ БЕЗ ГАЛСТУКОВ"



СПОНСОРЫ

HALLIBURTON



TATNEFT

