

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Российский государственный университет
нефти и газа имени И. М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

X ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

10-12 февраля 2014 г.

Москва
2014 г.

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

Ответственный редактор: проф. В.Г. Мартынов

Редакционная комиссия: проф. А.Ф. Андреев,
проф. В.В. Бондаренко,
проф. В.В. Калинов,
проф. А.М. Короленок,
проф. А.В. Лобусев,
проф. А.В. Мурадов,
проф. В.Е. Попадько,
проф. А.К. Прыгаев,
проф. С.Н. Рожнов,
проф. И.Ф. Симонова,
проф. Е.А. Телегина,
проф. Б.П. Тонконогов.

© РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, 2014

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Российский государственный университет
нефти и газа имени И. М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

X ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

10-12 февраля 2014 г.

Секция 1 Геология, геофизика и мониторинг месторождений нефти и газа

Москва
2014 г.

СПОСОБЫ КАРТОГРАФИИ ПОСРЕДСТВОМ СОВРЕМЕННЫХ ПРОГРАММ НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТЯНЫЕ КАМНИ

Ахмедов Э.Г.

(«ГНКАР-УМИД» О.О.О.)

Для изучения геологической структуры месторождений обязательно в определенных направлениях составление профилей и структурные карты. Иногда, при решении этих задач посредством некоторых программ на современном этапе, встречаемся некоторыми трудностями. Для устранения указанных проблем приходится применять два, а иногда и еще больше программных пакетов. Такие пакетные программы как Диджер и Сурфер в силах решить данные задачи. С этой точки зрения трехмерная модель месторождения Нефтяные Камни была составлена с помощью этих программ. Для приемлемости этой задачи были использованы несколько пакетов современных программ.

В начале надо сохранить на памяти компьютера карту составленную в ручную по кровли Подкирмакинской свиты месторождения Нефтяные Камни. После этого указанная карта открывается (импорт) в Диджер программе, координаты заносятся в базу данных, и приводится в цифровое состояние. При этом координаты на новом открытом операционном окне в базу данных пакета программы Диджер вносятся со следующей последовательностью: а) Начиная с координаты правого верхнего угла карты, в указанном порядке вносятся координаты всех углов, и выбирается команда ОК; б) Из панели управления выбирается Spline Polyline и четкими линиями проведенными над изогипсами карты, она оцифруется. При этом оценка каждого изогипса, в колонке Primary ID отмечается знаком минус. После выбирается File-Export, дается название файлу, которое сохраняется на памяти в формате «bln» и «dat»; в) Указанный процесс также проводится также для разрывов, усложняющих тектоническое строение месторождения. Но здесь в колонке Primary ID ничего не отмечается и в конце все сохраняется в формате «bln»; г) Для ограничения границ карты (месторождения) на панели управления выбирается инструмент Digitize Polygon и наблюдаемо закрывается над картой. Выбирается File-Export, и данные сохраняются в формате «bln»; д) В конце для введения данных о скважине, выбирается инструмент Digitize Point и координаты скважин приводится в цифровое положение. При этом в колонке Primary ID отмечается номер каждой скважины. Дальше выбирается File-Export и сохраняется в формате «dat»; е) В каждом из процессов карта должна быть введена (импорт) в программу Диджера и выполнен пункт а.

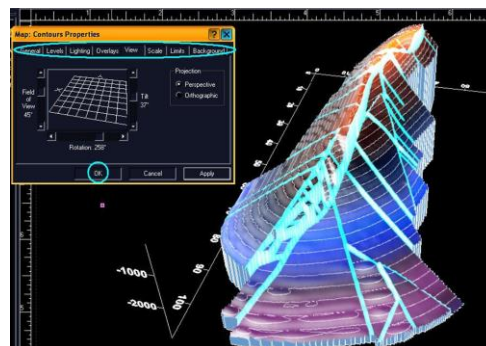
Таким образом, будет создан информационная база трехмерной модели месторождения Нефтяных Камней. Построение модели стала возможным благодаря именно этой цифровой информации.

Для построения модели использован пакет программы Сурфер. В программе Сурфер, на панели управления выбирается Grid-Data. На открывшемся новом окне, в колонке минимумов указываются 0-и, а в колонке максимумов соответственно координаты карты. Нажав на панели находящуюся там кнопку «Advanced Options», открываем новое окно. Открываем папку на второй строчке этого окна и добавляем сюда документ в формате «bln», где расположены тектонические разрывы. Продолжаем нажатием кнопки ОК. Вновь на панели управления выбирается Grid-Blank. Из маленького окна выбираем сохраненный файл Grid. А из второго окна выбирается файл в формате «bln», где разграничены границы месторождения. Дав название этому файлу, сохраняется.

Для построения модели выбирается Map-Contour Map-New Contour Map. При этом на новом окне открывается последний файл Grid. Нажатием два раза на курсор над построенной картой, в открывшемся окне особенностей отмечается графа Smooth Contours. Для проведения четких линий изогипсой с графы Amount выбирается High, нажатием кнопки Fault Line Properties можно изменить в соответствии требованиям формы, цвета и размеры линии отражающего тектонические разрывы. Снова выбирается Map-Surface и открывается указанный файл Grid. В результате получаем модель покрытия месторождения Нефтяные Камни по кровли ПК свиты. Для их соединения выбирается курсор, нажатием которого над Map-Overlay Map карта и модель покрытия накладывается друг на друга. В результате мы построили модель месторождения Нефтяных Камней по кровли ПК свиты. Действующие скважины из этого объекта тоже можно добавить, выбрав Map-Post Map-New Post Map. Используя окно особенностей трехмерной модели, в соответствии требованиям можно изменить цветовые оттенки, форму в пространстве (вид).

Точность полученной модели зависит от степени полноты и точности сведений. Так как сведения о свиты ПК, месторождения Нефтяные Камни соответствуют указанным требованиям, то уровень точности модели можно считать приемлимым.

Составленный современный модель облегчая задачи по проектированию новых скважин в месторождении, контролю за разработкой, также создает полное представление о тектоническом строении месторождения. С этой точки зрения считается целесообразным строение моделей таких нефтегазовых месторождения как Нефтяные Камни, имеющих сложное строение с помощью нескольких программных пакетов. Таким образом, ошибки, допускаемые при составлении модели можно свести к минимуму.



ИЗУЧЕНИЕ ТЕКТОНИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ГЮНЕШЛИ НА ОСНОВЕ ПАЛЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ И НЕОТЕКТОНИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ

Ахмедов Э.Г.
(«ГНКАР-УМИД» О.О.О.)

Расположено на Азербайджанском секторе Каспийского моря, в центре Абшерон-Балаханское нефтегазоносном зоне месторождения Гюнешли по объему запасов нефти и газа и производительности коллекторов является одним из уникальных месторождений. Глубина моря в районе месторождения колеблется в пределах 80-300м. Брахиантиклинальные месторождение Гюнешли структурными размерами 11x4 км осложнилось тектоническими нарушениями. Продление на северо-западе и юго-востоке по направлению юго-восточной части месторождения эксплуатируется со стороны АМОК. На северо-западной части месторождения основной эксплуатируемый объект является Продуктивная толща.

Из-за сложности структуры месторождение Гюнешли важно, чтобы наблюдать и изучать палеотектонические и неотектонические процессы. В истории формирования месторождения который играл важную роль в тектонических процессах можно считать целесообразным на основе современных моделей. Модель по месторождению Гюнешли объясняется на основе палеотектонических продольных и две поперечные направления профилей. Если рассмотрим палеотектонические профили, выясняется что на Юго-Каспийской впадины месторождение Гюнешли до 25 миллионов лет тому назад в верхней неогене (плиоцен) происходили быстрые тектонические процессы. Эти тектонические процессы продолжались до 150 лет тому назад и оказало большое влияние на развитие этой области.

Разрез месторождение Гюнешли было изучено до яруса Понта. Плиоценовых отложений здесь хорошо изучался, свита “перерыв” была принята в качестве опорного пласта. По структуре месторождение толщина свиты колеблется в пределах 120 – 150 м. А это показывает что, формирование в бассейне отложение свита перерыва тектонические процессы уже стабилизировались.

Таким образом, в месторождение Гюнешли из характера тектонических нарушений видно что, происходящих тектонических процессов продолжались до четвертого периода в верхней части. В месторождение Гюнешли образование нефти идет из давних времён, но формирование совпадает в антропогенный период.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ В ПРОМЫСЛОВЫХ КОРРОЗИОННО-АГРЕССИВНЫХ СРЕДАХ

Ким С.К., Даниленко Д.Г. Сидоров Д.А.

(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть»)

Преждевременный выход в ремонт внутрискважинного оборудования по причине коррозии вызван отказами связанные с коррозией насосно-компрессорных труб (НКТ) и узлов электропогружных установок (ЭПУ).

Проведенный анализ эксплуатации стальных НКТ в коррозионно-осложненных скважинах показал, что наработка до первого отказа по причине коррозии составляет менее 250 суток.

Ключевыми факторами в развитии коррозионных процессов являются: электрохимическая коррозия обусловленная высокой минерализацией, содержанием растворенных активных компонентов H_2S , CO_2 и микробиологической коррозией, обусловленной СВБ, УВОБ, ЖОБ. На наличие коррозионных химических факторов накладываются прочие условия эксплуатации.

В настоящее время существуют различные методы защиты насосно-компрессорных труб (НКТ). Это технологические методы, применение различных типов защитных покрытий, коррозионно-стойких материалов (стеклопластиковые и металлопластиковые трубы), ингибирование, легирование металла труб и комбинации перечисленных методов. Чтобы увеличить наработку НКТ, необходимы решения, которые обладают максимальным набором достоинств и минимальным количеством ограничений по эксплуатации.

На объектах ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» испытаны и находятся на стадии опытно-промышленных испытаний НКТ с термодиффузионным цинковым покрытием, НКТ с силикатно-эмалевым покрытием, НКТ с покрытием Majorpack "MPAG96/C", стальные НКТ с внутренним антикоррозионным покрытием Poli-Plex, ПЭП-585, стальные НКТ из легированных сталей 18Х3МФБ с содержанием Cr 3%, 15Х5МФБЧ с содержанием Cr 5% и стеклопластиковые НКТ.

Проведенные лабораторные и промышленные исследования показали достоинства и недостатки исследуемых материалов.

НКТ с термодиффузионным цинковым покрытием показали не стойкость коррозионным процессам. Дальнейшее развитие этой технологии являются термодиффузионное цинкового покрытие с дополнительной полимерной защитой Majorpack MPAG96/C производства ЗАО «НПО «Цинк».

НКТ с силикатно-эмалевым и лакокрасочным (Poly Plex-P, ПЭП-585) покрытиями имеют общий недостаток - скол или отслоение покрытия в резьбовой части НКТ. Предъявляются особые требования к СПО труб в части контроля усилия свинчивания, транспортировки и ремонта. Проработаны вопросы по усилению резьбовой части НКТ протекторами коррозии. Качественное эмалевое защитное покрытие НКТ является перспективным для защиты поверхности труб.

НКТ из стали легированной хромом (1, 3, 5%) показана не достаточная стойкость к коррозии при одновременном присутствии в продукции высоких концентраций H_2S , CO_2 и СВБ. Перспективой для расширения испытаний НКТ из стали 15Х5МФБЧА микролегирования церием. Наличие церия предполагает повышенную стойкость к микробиологической коррозии вызванной СВБ.

Стеклопластиковые НКТ - перспективны на нагнетательном фонде скважин, на добывающем фонде в компоновке с высоко ресурсным глубинно-насосным оборудованием (ГНО).

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К АНАЛИЗУ ТРЕЩИНОВАТОСТИ НА ПРИМЕРЕ ВОСТОЧНОГО УЧАСТКА ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Еремеев Д.М. и Л.Г. Петров, Гребенюк Г.П., Беляев А.С.
(ЗАО «Газпром нефть Оренбург», ООО «Газпромнефть НТЦ», Schlumberger)

На сегодняшний день эксплуатационный фонд скважин Восточного участка Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения (далее ВУ ОНГКМ) более чем на 90% состоит из горизонтальных скважин и боковых стволов, а в дальнейшем компания-оператор – «Газпром нефть Оренбург» - планирует разрабатывать месторождение исключительно горизонтальными стволами.

В таких условиях под особое внимание попадает качество проводки скважины, эффективность которой напрямую сказывается на продуктивности и, как следствие, на экономических показателях разрабатываемого месторождения. Принимая во внимание карбонатную литологию и подчиненность месторождения амплитудным тектоническим структурам, в том числе, и регионального масштаба, на определенном этапе развития геонавигации основной акцент был сделан на выделение зон трещиноватости в процессе бурения. Однако, имеющееся на рынке высокотехнологичное оборудование не позволяло своевременно получать необходимый объем информации, а данные интерпретации расширенного комплекса методов ГИС в пилотных стволах на отходах 500-600 метров, вероятно, теряли свою актуальность.

Таким образом, однозначное решение нахождения зон трещиноватости в карбонатном коллекторе в процессе бурения найдено не было, вследствие чего было принято решение о пересмотре подхода к проблеме, а в первую очередь – масштаба рассмотрения. В условиях низкокачественных сейсмических данных, было предложено несколько источников, комплексирование которых позволило по-другому взглянуть на распределение зон трещиноватости в масштабах месторождения:

- геоморфология;
- данные о соленасыщенной толще, перекрывающей продуктивный горизонт;
- отличия в свойствах нефти;
- данные о поглощениях в процессе бурения;
- площадное распространение продуктивности пробуренных скважин;
- фрактальная теория распространения трещин.

Результат комплексирования дает возможность пересмотреть прогноз распределения продуктивностей что, безусловно, поставит новые задачи как перед дальнейшей оптимизацией разработки месторождения в целом, так и перед геонавигацией в частности.

УГЛЕВОДОРОДНЫЙ ПОТЕНЦИАЛ АРКТИЧЕСКОЙ ЗОНЫ СЕВЕРО-ЗАПАДА КРАСНОЯРСКОГО КРАЯ И СТЕПЕНЬ ЕГО ОСВОЕНИЯ

Еремин Н.А., Шабалин Н.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ИПНГ РАН)

Проблемы поисков промышленных месторождений нефти и газа в арктической зоне Красноярского края Российской Федерации определяются потребностями в экономически эффективном источнике энергии. Возрождение интенсивного судоходства по Северному морскому пути и широкомасштабные поисково-разведочные работы на шельфе прибрежных северных морей интенсифицирует обустройство и разработку открытых месторождений нефти и газа. Общая площадь нефтегазоперспективных земель этого региона - свыше 700 тысяч кв.км. Это регион, где контактируют 3 нефтегазоносных провинции Сибири: Западно - Сибирская, Хатанго - Вилюйская и Лено - Тунгуская, в рамках которых выделяются Енисей - Хатангская НГО, Анабаро - Хатангская НГО и частично Пур - Тазовская НГО. Енисей-Хатангский прогиб начал формироваться в позднем палеозое – раннем мезозое в процессе раскола суперконтинента Пангея при спрединге от Сибирской плиты в северном направлении отколовшихся мегаблоков / микроконтинентов. В восточной части медленно расширяющегося прогиба происходило интенсивное накопление палеозой - мезозойских осадочных отложений мощностью от 8 км и мезозойских отложений мощностью до 15 км на западе прогиба.

В наиболее изученной части региона, Енисей - Хатангском прогибе, окаймляющем северо-западную окраину современной Сибирской плиты/платформы, к 2014 г. разведано 16 нефтяных и газовых месторождений, содержащих в своих недрах запасы нефти по категории C_1+C_2 не менее 1,5 млрд. т, запасы свободного газа и газовых шапок C_1+C_2 не менее 600 млрд. куб. м. В разработке находится 1 нефтегазовое месторождение и 3 газовых месторождения. Годовая добыча нефти достигает до 15 млн. т/год, газа до 4 млрд. куб. м/год.

Создание инфраструктуры для транспортировки нефти и газа по Северному морскому пути и применение современных технологий разработки позволит извлечь из недр не менее 1,5 - 2,0 млрд. т у. т..

Список литературы:

1. Дмитриевский А.Н., Еремин Н.А., Шабалин Н.А. SPE-166815-RU. Углеводородный потенциал Енисей-Хатангской НГО в пределах Таймырского АО и степень его освоения. // The second SPE arctic and extreme environments technical. Conference and exhibition. Moscow, 15-17 October 2013 (SPE AEE 2013)

2. Еремин Н.А., Шабалин Н.А., Данилова М.В. Углеводородный потенциал Пур-Тазовской НГО в пределах Таймырского автономного округа и степень его освоения // XX Губкинские чтения, Фунд. базис иннов. технологий поисков, разведки и разработки мест-й нефти и газа и приор. напр. развития ресурсной базы ТЭК России, 28-29 ноя. 2013 г., Сборник тезисов, М., РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, 2013 г., с.41-42

ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ СИРИИ

Еремин Н.А., Зиновкина Т.С.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ИПНГ РАН)

Сирия является единственным относительно крупным производителем нефти в регионе Восточного Средиземноморья. Основная часть территории Сирии входит в нефтегазоносный бассейн Арабского залива [1, 2]. Объёмы добываемых в стране углеводородов относительно небольшие (около 85 - 90 тыс. м³ нефти в сутки). Большие надежды страны связаны с разработкой шельфовых месторождений нефти и газа Восточно-Средиземноморского нефтегазоносного бассейна.

С точки зрения перспектив нефтегазоносности территории на Сирии можно выделить три категории:

1. Перспективные с доказанной промышленной нефтегазоносностью: северо-восточная переклинал Месопотамского прогиба; Евфратская синеклиза, осложненный Туальба-Синжарской системой валлообразных поднятий и южная часть Алеппского поднятия – здесь разведана основная часть месторождений нефти и газа.

2. Перспективные с прямыми признаками нефтегазоносности: поднятие Рутба на юго-востоке страны. Прямые признаки углеводородов здесь получены в виде газопроявлений при бурении скважин на структурах Тенф и Суаб.

3. Перспективные, но малоизученные: Евфратская синеклиза и слабоизученная северная часть Алеппского поднятия в центральных районах страны.

В осадочной толще Сирии установлено 7 продуктивных толщ, связанных с отложениями палеозоя (2), мезозоя (3) и палеоген-неогена (2).

Список литературы:

1. Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А. Экономическая оценка остаточных запасов нефти и газа одного из месторождений Сирии // *Нефтяное хозяйство*, № 4, 2005, с.14-17.

2. Еремин Н.А., Балкер Наэль, Еремин Ал.Н. Вопросы разработки залежей углеводородов Иордании. // *М., Нефть и газ*, 2004, 121 с.

ПОВЫШЕНИЕ ИНФОРМАТИВНОСТИ ТЕРМОМЕТРИИ В ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ

Каешков И.С.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Промыслово-геофизические исследования (ПГИ) действующих горизонтальных скважин сопряжены с немалыми технологическими и техническими сложностями. Накопленный к настоящему времени опыт применения стандартных ПГИ в горизонтальных скважинах, к сожалению, в основном негативный. Нередко интерпретация выполняемых исследований крайне тенденциозна.

Потому в системе контроля разработки должны также использоваться экспрессные технологии, направленные на решение основных, базовых задач, в первую очередь на основе термических исследований.

Термометрия скважин имеет достаточно большой опыт практического использования. Ее высокие информативные возможности при изучении процессов конвективного переноса (при фильтрации в пласте, притоке, межпластовых перетоках и пр.) общеизвестны. Однако у термических исследований горизонтальных скважин есть очень серьезная проблема: совместное проявление двух групп эффектов. Первая группа связана с поступлением флюида из пласта и его смешиванием с содержимым в стволе; вторая - с теплообменом движущегося по стволу флюида с вмещающими породами. В типичных условиях вертикального или наклонно-направленного ствола, когда совместно работающие пласты разделены неработающими перемычками существенно большей толщины, эти эффекты можно изучать практически независимо друг от друга.

В этих условиях необходимо изыскивать специальные методические и приемы, позволяющие повысить качество исследований. В их числе известный прием проведение измерений на переходных режимах: при остановке, запуске или изменения режима отбора.

Однако при кажущейся очевидности подходящего подхода, реализовать его технически в горизонтальном стволе не просто. Несложный расчет для типичных условий горизонтального ствола показывает, что информативные аномалии, температуры формируются в период, непосредственно после смены режима.

В течение этого периода, продолжительность которого обычно исчисляется минутами (в исключительном случае первыми десятками минут), провести стандартные измерения чаще невозможно.

Выход предлагается автором в использовании для решения поставленной задачи систем стационарного мониторинга распределение температур с помощью распределенных датчиков (DTS систем) и применением активных технологий: «фон-воздействие измерение».

ПОСТРОЕНИЕ КАПИЛЛЯРНЫХ МОДЕЛЕЙ ПЕРЕХОДНЫХ ЗОН ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕОКОМСКИХ И ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Коваленко К.В., Петров А.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Существует большое количество моделей капиллярного давления для изучения распределения углеводородов в переходной зоне (зависимости нефтенасыщенности от высоты над зеркалом чистой воды). Величина капиллярного давления соответствует определенной высоте залегания коллектора над «зеркалом» чистой воды, определяющей роль капиллярных сил при установлении равновесия и движении углеводородов в переходной зоне в процессе формирования залежей и их разработке.

Исходными для расчета нефтенасыщенности коллекторов являются данные капиллярометрических исследований, приведенные к пластовым условиям. Мощность переходной зоны оценивается модельными соотношениями между капиллярными давлениями и текущей водонасыщенностью.

В работе предложена капиллярометрическая модель, (связь капиллярного давления с текущей водонасыщенностью), учитывающая неоднородность коллекторов по структуре емкостного пространства и величину давления прорыва флюида. Критерии оценки предельного – «асимптотического» – капиллярного давления применены для расчёта предельного давления – давления прорыва воды при дренаже:

$$p_c = p_{cnp} + (p_{cmax} - p_{cnp}) \cdot \frac{(1 - \kappa)}{(K_{эф}^{-1} - \kappa)}, \quad (*)$$

где p_{cnp} – давление прорыва воды, p_{cmax} – максимальное лабораторное давление, $K_{эф}$ – эффективная водонасыщенность, κ – параметр кривизны модели.

Предложенная модель опробована на представительной коллекции образцов керна коллекторов неокомского и юрского возрастов (более 100 образцов песчаника сложного минерального состава): результаты моделирования соответствуют данным лабораторных исследований керна.

В работе получена связь параметра кривизны модели с эффективной пористостью, показывающая удовлетворительные результаты прогноза параметра κ по величине эффективной пористости:

$$\kappa = \left[1 + \alpha K_{nэф}^{-\beta} \right]^{-1}, \quad (**)$$

где α и β константы, устанавливаемые путем анализа капиллярных кривых для исследуемых коллекторов.

Давление прорыва также показывает тесную корреляцию с эффективными пористостью и проницаемостью, что позволяет спрогнозировать величину p_{cnp} по разрезу скважины и использовать при построении трёхмерной геологической модели.

ГЕОФИЗИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ МНОГОПЛАСТОВЫХ ОБЪЕКТОВ ПРИ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧЕ

Мельников С.И.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Объем промыслово-геофизических исследований (ПГИ) в нефтяных скважинах механизированного фонда неуклонно растет. Для проведения (ПГИ) в условиях механизированной добычи наиболее распространены несколько технологий.

Обычно скважина исследуется в период капитального ремонта (при извлечении глубинного оборудования). Для вызова притока используются различные способы освоения пласта (компрессором, свабом, струйным агрегатом). При этом обеспечить стабильный и длительный режим отбора затруднительно, а чаще вообще невозможно. Как следствие информативности ПГИ крайне низка.

Скважина может быть, также оборудована системами стационарного мониторинга, размещаемыми под ЭЦН в кровле продуктивных пластов: автономными комплексами размещаемыми в карманах НКТ или устанавливаемыми в обсадной колонне на якорях с помощью автоотцепов; дистанционные «on-line» системы различного типа, в том числе допускающие оборудование скважины средствами одновременно - раздельной эксплуатации. В этих условиях обеспечивается стабильная технологическая депрессия на пласт, но сложно получить профили изменения параметров по глубине.

Таким образом, для широкого использования обеих из названных технологий есть существенные ограничения. Поэтому по-прежнему актуальны исследования скважин с помощью специального оборудования, которое обеспечивает стабильный технологический режим работы скважины и в то же время не препятствует спуску на забой глубинных приборов. В его числе следует, прежде всего, назвать системы «Y-tool», все шире использующихся в практике ПГИ.

Полученные результаты подтвердили высокую информативность термометрии при изучении динамики работы пластов и ее возможности по оценке относительных дебитов (очень важные в рассматриваемых условиях, когда резко упала информативность механической расходомерии).

Надежность интерпретации термограмм удалось резко повысить при исследовании переходных процессов, связанных с запуском и остановкой скважин, а также благодаря повторным исследованиям на этапе запуска и длительной работы скважины.

МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ В ОКРЕСТНОСТИ ВЕРТИКАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Мельничук Д.А., Стрельченко В.В., Шумейко А.Э.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Процессы бурения скважин и добычи углеводородов вызывают перераспределение напряжений в пласте, при этом горная выработка служит концентратором напряжений. Изменение напряженно-деформированного состояния горных пород может привести к проседанию земной поверхности, смятию и сдвигу обсадных колонн, растрескиванию цементного кольца необратимому изменению проницаемости коллектора.

Математическое моделирование является эффективным инструментом для описания деформирования неоднородных сред, какими являются горные породы, позволяет решать пространственные задачи с учетом структурных неоднородностей и анизотропии свойств. Для настройки численного алгоритма необходимо сравнение с тестовыми задачами, решение которых известно и проверка экспериментальными методами.

Целью исследования является разработка математических моделей, описывающих напряженно-деформированное состояние в окрестности скважины и сравнение их с экспериментальными данными.

Напряженно-деформированное состояние в окрестности вертикальной скважины моделируется на основании уравнений теории упругости Ляме. Рассматривается трехмерная задача при неоднородности свойств в объеме. В качестве критерия разрушения горной породы используется критерий Кулона-Мора. Изменение механических свойств в околоскважинных зонах учитывается изменением величины сцепления в критерии Кулона – Мора.

В результате исследований получены формулы, позволяющие оценить размеры зон разрушения и скорость сужения ствола необсаженной скважины при различных давлениях бурового раствора. Показано, что увеличение градиента давления сопровождается увеличением зоны пластических деформаций в окрестности скважины.

$$R = R_c \cdot \exp \left(\frac{P_z - P_{заб} - (P_z \cdot \sin(\rho) + c \cdot \cos(\rho))}{2 \cdot (P_z \cdot \sin(\rho) + c \cdot \cos(\rho)) - \frac{(P_{пл} - P_{заб})}{\ln(R_k / R_{заб})}} \right),$$

где R, R_c, R_k - радиус зоны пластических деформаций, радиус скважины и радиус контура питания соответственно,

$P_z, P_{заб}, P_{пл}$ - горное, забойное и пластовое давление соответственно;

c, ρ - сцепление и угол внутреннего трения горной породы соответственно.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭМАНАЦИОННОЙ СЪЕМКИ ДЛЯ КОНТРОЛЯ ВОЛНОВЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ НА ПЛАСТЫ

Мифтахов С.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Текущее состояние разработки месторождений нефти и газа характеризуется постоянным совершенствованием техники и технологии проводимых работ. Однако, несмотря на все достижения достаточно часто приходится сталкиваться с эффектами, необъяснимыми с позиций современных представлений о нефтегазовых пластах и процессах в них. Малорентабельные дебиты вновь пробуренных скважин; образование в процессе разработки и интенсификации притоков заблокированных зон пласта с высокой нефтегазонасыщенностью, невозможность освоения скважины после перевода из добывающей в нагнетательную – вот неполный перечень отмечаемых эффектов.

Как показывает практика простые и понятные, но ошибочные объяснения того или иного эффекта заводят представления о процессах в пластах в тупик и порождают необоснованные, дорогостоящие, но неэффективные направления работ, якобы способные кардинально изменить ситуацию. Так, проблема низких дебитов скважин, возникающая из-за необратимого изменения свойств пласта в узкой прискважинной зоне, четко фиксируемой по ГИС, не решается применением кислотных обработок. Это заставляет специалистов использовать технологии, позволяющие значительно увеличить радиус зоны дренирования в пласте (ГРП, вторые стволы). Как протяжённые вторые стволы, так и полученные при ГРП каналы длиной в сотни метров достаточно часто обеспечивают увеличение продуктивности добывающих и приёмистости нагнетательных скважин. Однако в большинстве случаев получаемые результаты далеки от ожидаемых и продолжительность эффекта ограничена во времени.

Такая ситуация обусловлена как сложностью геодинамических процессов, протекающих в удаленных частях пласта, так и ограниченным числом методов для их регистрации.

Одним из способов обнаружения геодинамических зон в глубокозалегающих пластах является контроль за образованием над ними ореолов радиоактивных газов радона и торона. Как показывает практика, такие ореолы фиксируются при любой толщине покровных наносов, что находится в полном соответствии с высокоскоростной диффузией при закачке в пласт трассерных жидкостей. Используя пространственную и временную взаимосвязь эманационных аномалий с изменением напряженного состояния горного массива имеется возможность, в том числе, вести мониторинг волновых методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи. Совершенствованию методики проведения и интерпретации данных эманационной съемки и посвящена данная работа.

ЛОКАЛИЗАЦИЯ ТРЕЩИНОВАТЫХ ЗОН КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Морозовский Н.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Развитие ресурсной базы нефтяных компаний в последнее время неразрывно связано с разработкой месторождений с карбонатными коллекторами, характеризующимися резкой неоднородностью и неравномерно распределенными по пласту системами макро и микротрещин.

В ходе анализа результатов гидродинамических исследований скважин по таким месторождениям было отмечено нестандартное поведение производной давления в двойных логарифмических координатах.

Поиск объяснения полученных результатов заставил выйти за пределы классических теорий массопереноса в карбонатном коллекторе.

Для понимания происходящих процессов авторами были воспроизведены результаты ГДИС в условиях предполагаемой геометрии системы скважина-пласт при помощи математического моделирования с использованием программного продукта Eclipse.

Результаты моделирования позволили воспроизвести поведение давления и логарифмической производной получаемые при реальных ГДИС.

По полученным в ходе моделирования зависимостям было установлено, что основное влияние на продуктивность скважины оказывает факт вскрытия системы трещин скважиной, а также такой параметр как интегральная проницаемость пластовой.

Этот результат может быть положен в основу оценки по результатам гидродинамических исследований всех основных параметров системы «скважина-пласт».

Таким образом, для прогнозирования продуктивности скважин, успешности различных геолого-технологических мероприятий необходимо учитывать не только проницаемость и текущий скин-фактор, но и геометрию распределения проводящих трещин.

Расширение традиционного комплекса ГДИС, а также понимание происходящих процессов в пласте коллекторе и грамотная интерпретация полученных результатов позволят более эффективно подходить к разработке карбонатных месторождений.

УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ФАМЕНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНО-ХОРЕЙВЕРСКОГО ПОДНЯТИЯ

Осинцева Н.А., Осин Д.А., Мусихин А.Д.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Условия осадконакопления фаменских карбонатных отложений в Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции во многом зависели от глобального вымирания морских организмов в позднем девоне. На границе франского и фаменского ярусов исчезли основные рифостроящие организмы. Существенную, если не основную, роль в строении органогенных построек в отсутствие конкурентов стали играть синезеленые, зеленые водоросли и строматопоры, которые могли образовывать биостромы и небольшие биогермы.

Периоды падения уровня моря фиксируются в разрезе появлением вторичного пустотного пространства, в частности, каверн и реже вместоформенных пустот. В приповерхностной зоне моря, в периоды увеличения гидродинамической активности, происходило формирование известняков с граноморфным заполнителем, сложенных интракластами сфероводородослевых известняков и водородослевыми микросгустковыми комками. В этих условиях происходит формирование значительного пустотного пространства. Так литотип сферово-водородослевый известняк с граноморфным заполнителем представлен преимущественно порово-каверновым типом коллектора и обладает значительными показателями фильтрационно-емкостных свойств. Значение пористости достигает 28% (ср. - 16,5%), проницаемости - 940 мД (ср. - 186 мД).

При незначительном подъеме относительного уровня моря, но сохранение спокойной гидродинамики, происходило образование известняков сфероводородослевых с характерной «узорчатой» структурой. Эти породы содержат фенестровые полости, которые служат емкостным пространством для углеводородов. При благоприятном развитии постседиментационных процессов фенестры нередко остаются открытыми, а иногда и увеличиваются за счет выщелачивания при выведение органогенной постройки выше уровня моря. Рассматриваемые породы представлены трещинно-каверновым типом коллектора, так как незаполненные фенестровые полости являются ослабленной зоной в породе, по которой, вероятно, развивалась трещиноватость, связывающая эти пустоты.

Фильтрационно-емкостные свойства характеризуются высокими значениями проницаемости (ср. - 45 мД, макс. - 1200 мД) и довольно скудными значениями пористости (ср. - 4,1%, макс. - 8,6%).

Изучение толщин коллекторов показало, что общая толщина коллектора уменьшается в северном направлении, а наиболее благоприятной зоной для развития коллекторов являлась южная часть месторождения, что объясняется более приподнятым положением данного участка морского дна в задонско-елецкое время.

ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СИСТЕМЫ ТЕРРИГЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ

Абросимов А.А., Пименов Ю.Г.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

К настоящему времени большинство месторождений нефти и газа находится на завершающей стадии и в разработке задействованы коллекторы среднего и низкого качества сложного типа. Коллекторами нефти и газа являются горные породы, способные вмещать жидкие, газообразные углеводороды и отдавать их в процессе разработки месторождений, т.е. критериями принадлежности пород к коллекторам помимо прочих петрофизических служат их проницаемость и ёмкость, обусловленные развитием в межзерновом пространстве пород таких полостей как поры, трещины, каверны, которые в коллекторах образуют различные по своей геометрии фильтрационно-ёмкостные системы - ФЕС.

Существовавшие и существующие сейчас методы оценки ФЕС пород основываются на предполагаемом «идеальном» строении пор, что часто приводит к многочисленным погрешностям при прогнозе петрофизических характеристик коллекторов и запасов углеводородов содержащихся в них.

На современном этапе изучения коллекторов представляется крайне актуальной разработка достоверной петрофизической модели таких коллекторов, необходимой для объективной оценки продуктивности нефтегазоносных объектов, которая требует специальных подходов к их изучению с привлечением широкого комплекса методов аналитических исследований с использованием уникальных исследовательских методик (петрофизической томографии, электронной микроскопии и т.д.), позволяющих получать морфолого-геометрическую характеристику фильтрационно-ёмкостного пространства породы, базируясь на реальном характере взаимоотношений отдельных его компонент – ёмкостей (поры, каверны, трещины) и путей фильтрации (поровые каналы и трещины).

С геометрической позиции коллектора нефти и газа делятся на три большие группы: поровые (гранулярные), трещинные и сложные. Ёмкость и фильтрация в коллекторах порового типа определяются структурой пространства располагающегося между зёрнами породы – порами и поровыми каналами, в коллекторах трещинного типа ФЕС состоят в основном из трещин или нарушений сплошности пород линейной морфологии, а сложного типа – как из первых, так и вторых разновидностей полостей с их различным соотношением и влиянием на фильтрацию флюидов

Одним из современных и развивающимся лабораторным методом является петрофизическая томография, позволяющая с одной стороны, увидеть в системах 2D и 3D ФЕС коллекторов, а с другой – получить их детальную количественную морфолого-геометрическую характеристику. На примере слаболитифицированного песчаника полевошпат-кварцевого состава относящегося по своим петрофизическим параметрам (пористость – 27,4%, проницаемость – 2305 мД, остаточная водонасыщенность – 3,1%) казалось бы к коллекторам порового типа первого класса (по А.А.Ханину, 1965), показывается, что:

1) ФЕС породы сложно и представлено порами размером до 0,1 мм при медианном диаметре (Mdn) 0,052 мм, соединяющими их каналами размером 5 – 35 мкм и прямолинейными короткими (1-1,5 мм) микротрещинами;

2) В породе микротрещины группируются в изогнутые линейные частоветвящиеся системы, рассекающие зернистую сплошность песчаника на блоки размером 1,5 – 5 мм; внутренний объём трещин неоднороден и представлен отдельными взаимосвязанными полостями размером от 10 до 403 мкм;

3) В ёмкости породы на долю пор приходится 37%, поровых каналов - 27% и трещин - 36%, в связи с чем она относится к сложному трещинно-поровому типу коллекторов, а не к простому – поровому.

Таким образом, при изучении горных пород и коллекторов в частности с использованием современных аналитических методов, в том числе петрофизической томографии, в комплексе с геофизическими исследованиями скважин позволяет детализировать ФЕС как пород-коллекторов, так и продуктивных пластов/залежей.

ВЛИЯНИЕ НОВЕЙШЕЙ ГЕОДИНАМИКИ НА ФЛЮИДНУЮ ПРОНИЦАЕМОСТЬ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ТОЛЩ

Рябухина С.Г., Дмитриевская Т.В., Зайцев В.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, МГУ им. М.В. Ломоносова).

Новейшая геодинамика является одним из определяющих факторов, влияющих на формирование залежей углеводородов, имеющих трещиноватый коллектор. В свою очередь, трещиноватость оказывает влияние на степень проницаемости горных пород. Характер проницаемости, как известно, определяется типом отложений, степенью их нарушенности и полем тектонических напряжений. Различные сочетания структурно-геодинамических параметров оказывают как положительное, так и отрицательное влияние на величину флюидной проницаемости. В одних случаях тектонические деформации способствуют интенсивной миграции флюидов из недр к дневной поверхности, в других, наоборот, создают препятствия на пути их движения. Чаще всего трещины играют роль путей фильтрации жидкости или газа, связывающих воедино поровое пространство блоков и каверн. Следует различать первичные трещины, появление которых обусловлено физическими и химическими процессами, происходящими при погружении осадочных пород, и вторичные, обусловленные воздействием разнообразных тектонических процессов. Вторичные трещины характеризуются непостоянной ориентировкой, связанной с новейшими тектоническими напряжениями, и наиболее развиты в зонах, расположенных вблизи геологических нарушений. Частичная релаксация тектонических напряжений может происходить по первичной трещиноватости. Таким образом, характер трещиноватости в пласте горной породы, как правило, зависит от степени его деформированности и от современного поля напряжений, воздействующего на пласт.

Основной задачей представленной работы являлось выявление геодинамически активных зон, где реализуется повышенная трещиноватость и связанная с ней флюидная проницаемость нефтегазоносных толщ. Эти зоны контролируются следующими параметрами: повышенными значениями теплового потока, активными современными вертикальными и горизонтальными движениями, проявлением сейсмичности, динамикой поверхностных и подземных вод и др. Комплексное изучение данных параметров с помощью современных методов исследования, позволяет, в определенной степени, решить данную научную задачу. Особенно следует отметить использование трехмерных геодинамических моделей, позволяющих более корректно экстраполировать наблюдаемые приповерхностные деформации на глубину.

ТЕКТОНОФИЗИЧЕСКИЕ КРИТЕРИИ ПРОГНОЗА МЕСТОРОЖДЕНИЙ ГАЗА ИРКИНЕЕВО-ЧАДОБЕЦКОГО ПАЛЕОРИФТА

Сим Л.А. , Постникова О.В., Постников А.В., Пошибаев В.В.
(ИФЗ РАН имени О.Ю. Шмидта, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Иркинеево-Чадобецкий палеорифт представляет собой перспективный газоносный регион в пределах Лено-Тунгусской нефтегазоносной провинции. К настоящему времени здесь открыты несколько газовых и газоконденсатных месторождений: Абаканское, Агалеевское, Берямбинское, Имбинское, Ильбокичское. В результате проведенных ранее исследований было установлено, что породы-коллекторы относятся к порово-трещинному типу.

Прогноз зон развития трещиноватости был проведен по комплексу литологических, геолого-геофизических и космогеологических данных. Выделенные в процессе анализа разломно-блоковой структуры линеаменты были проанализированы с позиций новейшей геодинамической обстановки территории.

Применение структурно-геоморфологического метода позволило выделить области со сдвиговыми неотектоническими напряжениями, характеризующимися главными нормальными максимальными и минимальными сжимающими напряжениями (осями «сжатия» и «растяжения»), ориентированными ортогонально в горизонтальной плоскости.

В результате, было установлена взаимосвязь газоносности территории Иркинеево-Чадобецкого палеорифта с областями современного растяжения земной коры.

Реконструкция неотектонических напряжений Иркинеево-Чадобецкого палеорифта показала, что в исследованном районе доминирует меридиональное сжатие, отклоняющееся на ССВ и, соответственно, широтное растяжение. Смещения разломов друг относительно друга, протяженность и количество мегатрещин в зонах их динамического влияния позволяет сделать вывод о преимущественной активности разломов ВСВ и широтного простираний. В таком поле напряжений из всех типов разломов наиболее проницаемыми являются меридиональные разломы.

На схеме новейшей геодинамики палеорифта выделено 8 наиболее проницаемых секторов (участков). Общим свойством этих участков является пересечение диагональных разломов с наиболее проницаемыми меридиональными разломами или с диагональным разломом, формирующимся в обстановке растяжения.

К ВОПРОСУ СКВАЖИННОЙ РАСХОДОМЕТРИИ ВОДОНЕФТЯНОЙ СМЕСИ

Скопинцев С.П., Лазуткин Д.М.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Расходомерия - один из основных методов мониторинга разработки нефтегазовых месторождений. Для скважин, в продукции которых отсутствует вода, проблема измерения расхода решается успешно. Для обводненных скважин, где столб воды стоит от забоя до входа в насос, измерение расхода нефти является сложной задачей, так как структура двухкомпонентного потока в общем случае неоднозначна.

Задача может быть решена манометрическим корреляционным расходомером (С.П.Скопинцев, Д.Н.Коршунов, патент 2009г.), обеспечивающем измерение расхода нефтяной компоненты в водонефтяной смеси в скважине на основе измерения разности давлений столбов водонефтяной смеси и воды на заданном интервале.

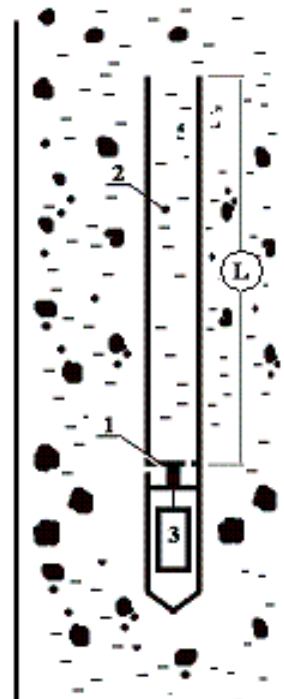
С целью развития методов мониторинга разработки нефтегазовых месторождений для исследования информативности двухкомпонентного расходомера при разных структурах водонефтяного потока создан и опробован действующий макет манометрического корреляционного расходомера в среде, имитирующей двухпластовую обводненную нефтяную скважину лабораторным стендом «Имитационная ячейка нефтяной скважины с компьютеризированным комплексом формирования скважинных условий».

1 – дифференциальный манометр, измеряющий разность давлений столбов водонефтяной смеси и воды на заданном интервале;

2 – измерительная колонка длиной L ;

3 – коррелятор-вычислитель, рассчитывающий скорость движения и расход нефти на основе определения времени прохождения глобулами нефти измерительной колонки длиной L .

В докладе приводится конструкция прибора и излагается принцип его работы. Доклад иллюстрирован диаграммами дифференциального манометра (манометрического расходомера), полученными при прохождении водонефтяной смеси по измерительному интервалу в двух режимах имитации водонефтяного потока: в виде единичных «глобул нефти» и в виде пачек глобул.



УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОРИСТОСТИ КОЛЛЕКТОРОВ БАЖЕНОВСКОЙ СВИТЫ ПО ДАНЫМ ГИС С УЧЕТОМ РАЗДЕЛЕНИЯ ПОРОД ПО ЦИКЛАМ ОСАДКОНАКОПЛЕНИЯ

Костерина В.А., Сребродольская М.А., Золоева Г.М.
(РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина)

Баженовская свита представлена сложными по вещественному составу карбонатно-глинисто-кремнистыми породами с высоким содержанием в них твердого органического вещества – керогена. Продуктивность коллекторов, приуроченных к нефтематеринским отложениям, определяется наличием зон вторичной емкости и трещиноватости. Поэтому при изучении коллекторов баженовской свиты не достаточно общепринятых методических приемов, требуется усовершенствование методики интерпретации данных ГИС.

Авторами изучено и подробно описано изменение минерального состава пород в циклах осадконакопления пласта Ю₀ баженовской свиты и получены новые, более надежные связи для определения объемного содержания керогена ($K_{кер}$) по данным гамма-метода (ГМ), учитывающие циклическое строение нефтематеринской свиты. Обосновано выделение 3-х циклов осадконакопления и показана целесообразность получения для каждого цикла своей связи объемного содержания керогена и показаний гамма-метода.

Построены гистограммы распределения вещественного состава пород по данным химического анализа с учетом циклов осадконакопления. Для каждого цикла и отдельно для аномального по показаниям ГМ пласта получены свои связи $K_{кер}=f(\Delta J\gamma)$. При расчете относительного разностного параметра $\Delta J\gamma$ выбор максимального показания ГМ осуществлялся в каждом цикле осадконакопления отдельно.

Новый подход к интерпретации ГМ для определения объемного содержания керогена позволит исключить влияние неравномерной радиационной обстановки и ошибки регистрации высокой естественной радиоактивности, а также повысить достоверность определения $K_{кер}$ примерно в 2 раза (погрешность снижена с 11÷18% абс. до 6% абс.). Снижение погрешности в определении объемного содержания керогена позволяет существенно снизить погрешность в определении коэффициентов общей пористости (с 6÷11 до 3÷4% абс., то есть на 1÷7% абс.).

Авторами дополнительно изучена необходимость учета содержания пирита в породах баженовской свиты при интерпретации данных ГИС. Показано, что поправка за влияние пирита может составлять для кварцевых песчаников более 7% абс., а для известняков – 4% абс.

АППАРАТУРА ИНГК ДЛЯ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПОЛОЖЕНИЯ ТРЕЩИН ГРП С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕЧЕННОГО ПРОПАНТА

Хасанов М.А., Николаев Н.А
(ОАО НПФ «Геофизика»)

Гидравлический разрыв пласта является одним из эффективных методов повышения продуктивности скважин и темпов отбора нефти и газа. Гидравлический разрыв - это механический метод воздействия на продуктивный пласт, при котором порода разрывается по плоскостям минимальной прочности благодаря воздействию на пласт давления, создаваемого закачкой в пласт флюида, подаваемого с поверхности на забой скважины. Результатом воздействия давления на пласт является возникновение системы трещин, которые расширяют область пласта, дренируемые скважиной, в них закачивается зернистый материал (пропант), закрепляющий трещины в раскрытом состоянии после снятия избыточного давления.

При ГРП кратно повышается дебит добывающих или приемистость нагнетательных скважин за счет снижения гидравлических сопротивлений в призабойной зоне и увеличения фильтрационной поверхности скважины.

Аппаратура импульсного нейтронного гамма-каротажа (ИНГК) ИГН-43_М1 производства ОАО НПФ «Геофизика» решает задачу определения места распространения ГРП и положение трещины.

Актуальность использования метода ИНГК при ГРП в том, что в отличие от приборов акустического каротажа, он реагирует на трещины в пласте, заполненные пропантом, исключая влияния микротрещин, и в отличие от приборов стационарного нейтронного каротажа определяет интер-вал и положение трещин. Свидетельством тому являются совместные испытания с Трестом «Сургутнефтегеофизика» в скважинах Сургутского района.

Для проведения исследовательских испытаний по определению зависимости влияния пропанта на показания большого и малого зондов аппаратуры ИГН-43_М1 был сделан «стакан» с двумя стенками, который поочередно помещается в стандартные образцы различной пористости и плотности метрологического центра ОАО НПФ «Геофизика». Также стакан планируется разделить на сектора с заполнением пропантом и без него, изменять толщину слоя пропанта от 5 до 50 мм.

По результатам экспериментальных работ получится построить функциональную зависимость показаний измерительных зондов прибора ИГН-43_М1 в зависимости от толщины слоя пропанта, что позволит более точно интерпретировать скважинные данные при ГРП. Применение аппаратуры ИНГК совместно с другими методами ГИС позволит контролировать распространение трещин, их размер и направление, а также дополнит информативность скважинных данных.

ПЕТРОФИЗИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ЮРСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Шай Т. А., Жмудин В. П., Габидинов Р. Р.
(ООО «ТюменНИИгипрогаз»)

Удельное электрическое сопротивление является важным параметром при геологической интерпретации данных ГИС.

На электрическое сопротивление породы, наряду с литологическими факторами, минерализацией пластовых вод, большое влияние оказывают пластовые давления и температура. Поэтому крайне важно максимально воссоздать эти условия в эксперименте.

Изменения электрических параметров осадочных пород от давления и температуры происходят главным образом из-за изменения структуры порового пространства и электрохимической активности твердой фазы. Таким образом, изменение диаметров поровых каналов породы под действием давления и изменение проводимости свободного раствора и двойного электрического слоя ДЭС под действием температуры вызывает суммарное изменение электрической проводимости породы. Увеличение давления усложняет структуру порового пространства и приводит к увеличению параметра пористости. Тогда как температура понижает электрическое сопротивление породы и тем значительнее, чем больше глинистость и поверхностная проводимость.

С целью изучения данных эффектов в лаборатории петрофизических исследований керна проводились измерения удельного электрического сопротивления пород юрских отложений из скважин Песцового ЛУ, Парусового ЛУ, Юбилейного НГКМ и других. Исследованные образцы керна были представлены преимущественно песчаниками с намывами углисто-слюдисто-глинистого материала с глинистым или карбонатно-глинистым цементом пленочно-порового типа. Минерализация вод соответствовала 10-11 г/л.

В результате проведенных исследований было установлено, что при относительно низком эффективном давлении ($P_{эф}=15-20\text{МПа}$), соответствующему АВПД для данных отложений, главным фактором, определяющим характер зависимости $P_n=f(K_n)$, является пластовая температура ($T_{пл}=110-120\text{ }^\circ\text{C}$).

Выводы:

1. Сочетание АВПД и достаточно высокой пластовой температуры в юрских отложениях приводит к повышенной активности ДЭС и, как следствие, дополнительной поверхностной проводимости пород.
2. При выполнении лабораторных экспериментов важно максимально точно воссоздавать пластовую температуру и эффективное давление для получения достоверных результатов.

АНАЛИЗ МЕТОДОВ КОМБИНАТОРНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ПРИ ОЦЕНКЕ РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА ПЕРСПЕКТИВНЫХ СТРУКТУР

Юнин И.А.
(ПечорНИПИнефть)

Сталкиваясь с проблемой неоднозначности будущих условий развития энергетики в условиях неопределенности, исследователи широко использовали традиционный инструмент экономических исследований – вариантный анализ. Его применение проявлялось в варьировании значений существенных параметров различных моделей. Большой объем вычислений вынуждал ограничивать вариантность определенными рамками. Исследователи принимали в расчет наиболее существенные и вероятные, на их взгляд, случаи реализации параметров и принятия технико-экономических решений, и проводили анализ на множестве альтернатив, полученных варьированием показателей одного из важных факторов. Однако такая субъективная процедура формирования исследуемого множества не дает гарантий, что в результате будут отобраны наиболее рациональные и удачные решения.

Поэтому некоторые ученые предлагает подход к многовариантному анализу перспектив региональной энергетики, основанный на комбинаторном моделировании и возможностях современной вычислительной техники.

Комбинаторный подход позволяет:

1. Учитывать дискретность при моделировании
 - исходов решения крупных научно-технических проблем;
 - принятия или непринятия принципиальных решений по разработке новых месторождений, которые не находятся в сфере компетенции региона;
2. Адекватно отражать в моделях дискретность и последовательность ввода отдельных объектов, их очередей и частей;
3. Описывать не только варианты развития объектов исследуемой системы, но и основные возможности изменения внешнего вида окружения системы – потребления энергоресурсов, общеэкономической ситуации, путей решения важных научных, технических и социальных проблем.

Проанализированные методы в разной мере были использованы при оценках углеводородного потенциала Тимано-Печорской нефтегазоносной провинции и нефтегазовой отрасли республики Коми. Авторами исследования по этому направлению были выполнены следующие работы: по всем нефтегазоносным областям и районам провинции скорректирована геометрическая вероятность открытия месторождений УВ; неопределенность геологической информации была оценена по восточным районам провинции, в отношении которых актуален вопрос о необходимости их дальнейшего исследования.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Российский государственный университет
нефти и газа имени И. М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

X ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

10-12 февраля 2014 г.

Секция 2 Разработка и эксплуатация месторождений природных углеводородов

Москва
2014 г.

ВЫДЕЛЕНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ ФАЗ В ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНОМ ПРОСТРАНСТВЕ ГОРНЫХ ПОРОД

Абросимов А.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Эффективная разработка нефтяных и газовых месторождений возможна лишь в условиях применения передовых методов и технологий повышения нефтегазоотдачи продуктивных горизонтов.

Важным звеном в комплексе этих работ являются петрофизические исследования, большая часть определений которых используется при подсчете запасов нефтяных и газовых месторождений, составлении проектов разработки и практическом применении методов повышения нефтегазоотдачи пластов. Одной из важных характеристик пород-коллекторов является их нефте-, газо- и водонасыщенность в начальный период разработки месторождений и остаточная нефтенасыщенность в процессе разработки. В связи с этим на данном этапе развития петрофизических исследований следует разработать новые методические подходы к проведению исследований по определению данных параметров.

В работе предложена методика по отделению жидкой физико-химической фазы от твердой и газообразной. По полученным экспериментальным данным были построены зависимости, которые можно использовать для того, чтобы отнести её к определенному типу по коэффициенту поглощения рентгеновского излучения. В связи с этим появилась возможность выделить воду и определить её минерализацию, а также нефть и её тип (легкая, средняя, тяжелая).

При помощи специально разработанного программного обеспечения (ПО) на основании данной методики был определен коэффициент остаточного нефтенасыщения в образце горной породы. Полученный результат был сопоставлен с лабораторными измерениями и показал хорошую сходимость. Возможность ПО также позволяет исследовать характер распределения пластовых флюидов в фильтрационно-емкостном пространстве и оценить природу твердой поверхности пористой среды, непосредственно контактирующей с нефтью.

Использованный метод относится к группе прямых исследований, является одним из наиболее современных и перспективных, но пока мало применимым, имеет достаточно высокое разрешение, что позволяет детально изучать внутреннюю геометрию объектов (газовой, жидкой, твердой фаз) в объеме как слабосцементированных, так и литифицированных пород без нарушения их целостности.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ПО СНИЖЕНИЮ МЕЖФАЗНОГО НАТЯЖЕНИЯ АНОМАЛЬНО ВЯЗКОЙ НЕФТИ КОМБИНИРОВАННЫМ ВОЗДЕЙСТВИЕМ

Алтынкович Д.А., Максютин А.В., Хусаинов Р.Р.

(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

На сегодняшний день одной из самых актуальных задач, стоящих перед нефтегазовой промышленностью страны является поиск новых технологий добычи, которые позволят осуществлять рентабельную разработку месторождений с трудноизвлекаемыми запасами нефти (ТЗН). В настоящее время доля ТЗН в России продолжает увеличиваться и составляет около 60%. Качество остаточных запасов ухудшается также по причине выработки активных запасов. Эту ситуацию подтверждает резкий рост добычи углеводородов, который наблюдается с 1999 года.

Перспективным направлением исследований по разработке новых методов увеличения нефтеотдачи (МУН) пластов для месторождений с трудноизвлекаемыми запасами является комбинирование физических и физико-химических МУН. Данная работа посвящена исследованиям влияния комбинированного плазменно-импульсного воздействия в комплексе с неионогенным поверхностно-активным веществом (ПАВ) на поверхностное натяжение аномально вязкой нефти Усинского месторождения Республики Коми.

Свойства ПАВ позволяют более целесообразно решать задачи разработки залежей нефти методом заводнения. По мнению многих авторов необходимо рекомендовать использование этих реагентов при разработке залежей аномально вязких нефтей, так как их свойства существенно влияют на эффективность процесса извлечения ее из пласта.

Отметим, что измерение поверхностного и межфазного натяжения выполняется с помощью тензиометров. В данной работе исследования проводились на установке EasyDrop (Германия). Данная система измерений разработана для решения стандартных задач по измерению краевого угла и поверхностного межфазного натяжения, а также для расчета свободной энергии поверхности.

Согласно результатам экспериментальных исследований выявлено, что наложение плазменно-импульсного воздействия позволяет усилить влияние неионогенного поверхностно-активного вещества и дополнительно снизить поверхностное натяжение на 26%. Данный эффект предположительно связан с более интенсивным диспергированием асфальтенов после наложения плазменно-импульсного воздействия.

Исследования выполнены при поддержке Совета по грантам Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых – кандидатов наук (МК-315.2014.5).

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРУЕМОГО СОСТОЯНИЯ СТВОЛА ГЛУБОКОЙ СКВАЖИНЫ

Бандурина Е.В.

(Полтавский национальный технический университет имени Юрия Кондратюка)

На стенках скважины и вблизи их до зоны $r = 1.15r_1$ (r_1 – радиус скважины) в горном массиве имеет место напряженное состояние, вызывающее в породах пластические деформации. За границей этой зоны, т.е. при $r > 1.15r_1$, напряженно-деформированное состояние пород резко меняется и они переходят из области упруго-пластичного деформирования в область действия только упругих деформаций, но со сложным напряженным состоянием. Область упругих деформаций (зона влияния скважины на горный массив) распространяется до поверхности с $r = 1.4r_1$.

По зоне упругих деформаций при проходе в глубь массива напряжения по абсолютной величине растут и за пределами зоны упругопластического влияния скважины на массив (т.е. при $r = 1.4r_1$) возникают уже условия всестороннего, но неравномерного сжатия, и только за зоной с $r = 1.6r_1$, наступает квазиравновесное состояние всестороннего сжатия пород в горном массиве с напряжениями, превышающими предел прочности пород.

Участок массива, ограниченный поверхностями с $r = r_1$, подвержен действию тангенциальных напряжений σ_t , характер распределения которых свидетельствует о наличии на этом участке пород чистого изгиба. Напряжения σ_t изменяются практически по линейному закону от +20 МПа на стенках скважины, и до -66,8 МПа на поверхности с $r = 1.5r_1$.

Шелушение пород определяется величиной и зоной действия максимальных напряжений σ_i , зона действия которых всего только $r = 1.15r_1$. Кавернообразование и сколы будут следствием общего напряженного состояния пород, но определяющими здесь будут нормальные напряжения с изгибающим моментом до 150 тм.

Для борьбы с названными осложнениями в скважине можно использовать буровые растворы с повышенным удельным весом. В данном случае для получения устойчивого состояния ствола скважины необходимо буровой раствор плотностью $1,35 \text{ г/см}^3$. При упругом распределении напряжений вокруг ствола скважины растягивающими могут быть только тангенциальные напряжения σ_t . Разгрузка буримых пород при вскрытии их скважиной и контакт с промывочной жидкостью создают благоприятные условия для активного всасывания раствора, если $P_{\text{пл}} < P_{\text{скв}}$ или наоборот поступления из пласта при $P_{\text{пл}} > P_{\text{скв}}$.

ТЕРМОГАЗОВЫЙ МЕТОД ВОЗДЕЙСТВИЯ - ПЕРСПЕКТИВНЫЙ МЕТОД ДОБЫЧИ ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫХ ЗАПАСОВ НЕФТИ И ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Хлебников В.Н., Бардин М.Е., Винокуров В.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В последние годы в России появился интерес к газовым методам добычи нефти, что связано с необходимостью утилизации попутного нефтяного газа, вводом в эксплуатацию месторождений с низкой проницаемостью коллекторов и повышением требований к достижению высокого КИН. Однако реально осуществленных проектов газового воздействия немного, что связано с высокой стоимостью осуществления технологий. Применение попутного нефтяного газа для повышения нефтеотдачи бесперспективно, т.к. основное количество газа добываются на начальных стадиях и к концу эксплуатации разработки месторождения ресурсов газа практически не остается.

Реально увеличить КИН месторождений невозможно без применения газовых технологий, однако необходимо решить проблему получения доступного газового агента. Наиболее доступным газовым агентом является воздух.

Термогазовый метод воздействия принципиально отличен от всех вариантов внутрислового горения (сухого, влажного и супервлажного горения) тем, что по механизму воздействия он относится к газовым методам, а не к тепловым. Если при внутрисловом горении основной процесс вытеснения нефти связан с выделяющимся теплом, то при ТГВ основным нефтывытесняющим агентом является газ. Принципиально различен и химический механизм процесса. Горение нефти (точнее высококипящих и твердых остатков нефти) происходит при высокой температуре (500- 1000 °С), то при ТГВ процесс идет как жидкофазное окисление нефти при температуре 150-250°С..

Для исследования вытеснения нефти использовали методику слим-моделей пласта (длина модели пласта 9,9 м), которая позволяет моделировать при пластовых условиях многоконтактное взаимодействие и массообмен между нефтью и газом. Как показал эксперимент в условиях высокотемпературного пласта легкой нефти возможно достижение ограниченно смешивающегося вытеснения нефти газом, что обеспечит высокий КИН.

В РГУ нефти и газа начаты работы по обоснованию возможности применения ТГВ (точнее термохимического варианта ТГВ) для добычи нефти из низкотемпературных пластов, в том числе и в условиях глубоководных пластов вязкой нефти.

Проведенные исследования показали высокую перспективность термогазового и термохимического методов добычи трудноизвлекаемых запасов нефти и повышения нефтеотдачи пластов.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ СИСТЕМ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН

Бравичев К.А., Бравичева Т.Б., Загайнов А.Н., Сарданашвили О.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ИПНГ РАН)

Значительная доля запасов нефти приурочена к карбонатным пластам месторождений РФ, для которых характерна существенная анизотропия вследствие наличия разнонаправленных систем трещин. Это обуславливает необходимость оценки влияния фильтрационно-емкостных и физических свойств на эффективность разработки, особенно при использовании систем горизонтальных скважин.

Выявлены количественные закономерности влияния анизотропии пласта в соответствии с главной диагональю тензора проницаемости на удельные показатели разработки при различных системах расположения скважин (линейное и шахматное) и длины горизонтального участка. При этом показано, что технологические параметры также оказывают влияние на показатели разработки. Предпочтительным является вариант с шахматным расположением скважин с небольшой длиной горизонтального участка. Влияние анизотропии пласта в данном варианте наименьшее. С другой стороны, при увеличении длины горизонтального участка необходимо учитывать анизотропию проницаемости: при шахматном расположении скважин и длине ГС 1200 м. увеличение K_u от 200 до 800 мД приводит к относительному снижению КИН на 6.3%; при линейном расположении скважин и длине ГС 200 – на 28.3%.

Результаты расчетов на модели двойном проницаемости и поровой модели отличаются на качественном уровне. Использование адаптированной поровой модели не позволяет осуществлять качественный прогноз показателей разработки, так как данная модель не учитывает особенности механизмов извлечения углеводородов.

При проектировании технологии ГС в карбонатных пластах указанного типа необходимо проведение промысловых исследований анизотропии трещинной проницаемости. Для этого необходима разработка методик интерпретации гидропрослушивания и индикаторных исследований при их воспроизведении с использованием современных программных продуктов.

ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ ПЛАСТОВ И ПЛАСТОВ С СУПЕРКОЛЛЕКТОРОМ ПРИ НЕСТАЦИОНАРНОМ ЗАВОДНЕНИИ

Бравичев К.А., Загайнов А.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В настоящее время растет доля трудноизвлекаемых запасов углеводородов, среди которых можно выделить пласты с существенной неоднородностью фильтрационно-емкостных свойств, в том числе карбонатных и при наличии суперколлектора. Опыт разработки таких пластов свидетельствует о низком коэффициенте извлечения нефти при больших отборах жидкости и объемах закачки. Это связано с недостаточно полным учетом механизмов извлечения углеводородов, основанных на комплексном влиянии гидродинамических, упругих, капиллярных, гравитационных сил, а также протекающих при разработке физических процессов кинетики пористости, проницаемости (фазовых проницаемостей).

Одним из способов активизации указанных механизмов является использование методов нестационарного заводнения – циклическое заводнение, изменение фильтрационных потоков. При циклическом заводнении в полуцикле закачки увеличивается упругий запас пласта, что способствует принудительному внедрению воды в низкопроницаемые разности; при снижении пластового давления внедрение воды может осуществляться за счет капиллярной пропитки. При изменении эффективного давления во всем объеме пласта необходимо учитывать физические процессы кинетики пористости, проницаемости системы.

До настоящего времени не существует количественных критериев как для обоснования выбора самой технологии нестационарного заводнения, так и технологических параметров, таких как продолжительность полуциклов.

Представлены закономерности влияния природных факторов и управляющих воздействий на показатели разработки указанных пластов. Численные исследования проведены для карбонатных пластов Западной Сибири и Арктического шельфа РФ, а также для Талинской площади Красноленинского месторождения. Показано, что использование циклического заводнения с продолжительным периодом падения пластового давления приводит к увеличению коэффициента извлечения при существенном снижении объемов закачки. Степень увеличения коэффициента извлечения зависит от геолого-промысловых особенностей и процессов кинетики пористости, проницаемости и составляет порядка 6 - 10%.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА СНИЖЕНИЕ КАПИТАЛЬНЫХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ЗАТРАТ ВЫНГАПУРОВСКОГО ГП

Бучельников С.В., Цыганков В.В.
(ООО «Газпром добыча Ноябрьск»)

Вынгапуровский газовый промысел (далее ГП) начал эксплуатироваться в 1978 году. К настоящему моменту пластовые давления и объемные расходы добываемого природного газа приблизились к своим минимальным критическим значениям, с точки зрения промысловой подготовки и компримирования газа.

На сегодняшний день, с целью продления «жизни» месторождения и наибольшего извлечения природного газа из недр, на месторождении успешно опробованы принципы распределенного компримирования газа с применением электроприводных мобильных компрессорных установок (далее МКУ).

Проектом реконструкции месторождения подразумевается использование в схеме сбора газа принципов распределенного компримирования. При этом проектировщик, в процессе добычи и сбора газа, рекомендует использовать мобильные компрессорные установки с электроприводом, дооснастив промысел, помимо существующих 2-х МКУ, еще 4-мя компрессорами.

Анализ основных технических и технологических решений проекта реконструкции Вынгапуровского ГП выявил проблему высоких капитальных и эксплуатационных затрат добычи и подготовки Вынгапуровского ГП ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

Рассмотрены основные технические характеристики рекомендуемых МКУ.

На основании анализа схемы сбора газа и технических характеристик МКУ, предложено альтернативное техническое решение – передвижное компрессорное оборудование с оптимальными техническими характеристиками.

Представлена укрупненная проектная схема сбора газа Вынгапуровского газового месторождения с применением предлагаемого компрессорного оборудования.

Предложена схема подключения рассматриваемого компрессорного оборудования.

Проанализированы основные достоинства и недостатки предлагаемого технического решения.

Проведен сравнительный анализ ключевых капитальных и эксплуатационных затрат Вынгапуровского ГП проекта реконструкции и предлагаемых технических решений.

Показана расчетная экономическая эффективность проектных и предлагаемых решений.

ИССЛЕДОВАНИЕ ФАЗОВЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ ГАЗОВЫХ ГИДРАТОВ В ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЕ ПРИ ИССЛЕДОВАНИИ И ОСВОЕНИИ СКВАЖИН ГАЗОГИДРАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Васильева З.А., Джафаров Д.С.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Широкое распространение газогидратов в донных отложениях морей и океанов помимо позитивной возможности прироста запасов углеводородов создает важнейшую промышленную и экологическую проблему. Одной из серьезных инженерных проблем в условиях нестабильности газогидратных отложений – это бурение, освоение скважин и постройка нефтяных платформ.

Процессы вскрытия и разработки газогидратных залежей сопровождается изменением термодинамических условий, что приводит к фазовым переходам различной природы.

Для изучения качественных особенностей процесса фазовых переходов в пористой среде рассматривается одномерная задача в автомодельной постановке, отражающая главные черты процесса. В основе описания таких процессов лежат уравнения многофазной неизотермической фильтрации, которые дополняются условиями на неизвестных подвижных границах. Моделирование процесса тепломассопереноса проводится как обобщение однофазной задачи Стефана

Разработана модель нестационарного притока газа к скважине для газогидратных залежей, которая соответствует современным представлениям о фазовом составе гидратонасыщенных пород. Модель диссоциации газогидрата, сосуществующего с газом и водой, строится как обобщение однофазной задачи Стефана. Это позволило получить аналитическое решение фронтальной модели и условие его существования, а так же аналитическую зависимость, определяющую области параметров, при которых осуществляются три режима диссоциации газогидрата: фронтальной режим; разложение гидрата на подвижной границе и образование его за фронтом в объеме; разложение гидрата в объеме. Получено решение автомодельной задачи для каждого из режимов фазовых превращений (в пренебрежении потоками тепла из кровли, подошвы).

Показано, что прогрев газогидратной залежи препятствует образованию гидратов в призабойной зоне за счет эффекта Джоуля-Томсона, но может привести к образованию гидрата за фронтом диссоциации газогидрата и накоплению воды перед фронтом.

При депрессионном воздействии в талой области устанавливается постоянная температура, равная температуре на фронте диссоциации газогидрата, которая зависит от начальной гидратонасыщенности и может быть значительно ниже начальной пластовой температуры.

ОЦЕНКА ПОГРЕШНОСТИ ИЗМЕРЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ НА КЕРНЕ БЕЗ УЧЕТА АНИЗОТРОПИИ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ

Дмитриев М.Н., Весвало А.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В настоящее время большое внимание уделяется керновому материалу, на котором измеряются значения проницаемости, пористости и остальные фильтрационно-емкостные свойства (ФЕС), входящие в стандарты различных компаний. При этом как правило не учитывается латеральная анизотропия ФЕС. В результате измерений на разных отметках керна при случайном выборе направления измерения проницаемости получаются различные «случайные» значения проницаемости. Кроме лабораторных измерений проницаемости производится и промысловое измерение методами гидродинамических исследований (ГДИ). В докладе приводятся реальные результаты подобных измерений.

В результате лабораторных измерений были получены 20 значений коэффициента проницаемости, крайние значения которых равны $1,42 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ и $0,68 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$, около десяти измерений лежат в интервале от $1,0 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ до $1,2 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Значение проницаемости, полученное методом ГДИ было равно $1,1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$. Таким образом, можно посчитать, что крайние значения являются «случайными» и их отбросить, а так как большинство измерений дают значения близкие к полученному ГДИ, то посчитать пласт изотропным и принять значение проницаемости $1,1 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$.

Но возможен и другой вариант интерпретации полученных результатов лабораторных измерений. Положим, что пласт обладает анизотропией и экстремальные значения проницаемости равны главным значениям тензора проницаемости. Тогда все измеренные лабораторные значения соответствуют направленным значениям проницаемости $k(\vec{n}) = k_{ij}n_i n_j$ и должны ложиться на кривую $k(\vec{n}) = k_x \cos^2 \alpha + k_y \sin^2 \alpha$ а измерения по ГДИ дает среднее значение проницаемости k_{cp} , которое равно

$$k_{cp} = \frac{4}{2\pi} \int_0^{\pi/2} (k_x \cos^2 \alpha + k_y \sin^2 \alpha) d\alpha = \frac{k_x + k_y}{2}.$$

В результате подобного варианта обработки данных лабораторных измерений было показано, что все данные лабораторных измерений ложатся на кривую направленных проницаемостей, а среднее значение направленной проницаемости равно $1,05 \cdot 10^{-12} \text{ м}^2$ и отличается от полученного по ГДИ менее, чем на 5%.

АНАЛИЗ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ МУН НА СЕВЕРО-АЛЬМЕТЬЕВСКОЙ ПЛОЩАДИ РОМАШКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ФОТОКОЛОМЕТРИИ

Габдрахманов А.Т., Леванова Е.В.

(Альметьевский государственный нефтяной институт)

Решение проблемы стабилизации добычи нефти путём поисков и разработки новых запасов становится менее привлекательным при низкой эффективности новых запасов и необходимости значительных инвестиций с длительными сроками окупаемости. Поэтому одной из важнейших задач нефтедобывающей промышленности является повышение нефтеизвлечения из пластов месторождений, имеющих длительную историю разработки и содержащих значительные остаточные запасы углеводородов на освоенных и обустроенных объектах. При разработке методов увеличения нефтеизвлечения (МУН) большую сложность представляют исследование и идентификация свойств остаточных после заводнения нефтей. Нефтеизвлечение существенно зависит от структуры запасов нефти, которая со временем ухудшается. Широкомасштабные работы многих авторов по исследованию остаточных нефтей позволили исследователям выделить неизменённую (подвижную), слабоизменённую (малоподвижную) и сильнопреобразованную (неподвижную) составляющие остаточных запасов. Для решения задач моделирования таких нефтей необходимо как использование известных и отработанных экспериментальных методов исследования, так и привлечение новых. Специфика объектов изучения требует обязательного включения в комплекс работ также промысловых исследований. Целью данной работы является определение путём регистрации изменения свойств нефти типа остаточных запасов, которые обеспечивают в конкретных случаях дополнительную добычу нефти. Ни одна из физико-химических характеристик (плотность, вязкость, давление насыщения, газосодержание и т. д.) не изменяется в таких широких пределах по одному пласту, как величина коэффициента светопоглощения ($K_{сп}$) нефти. Разработанность методов лабораторных исследований и новые возможности лабораторной техники делают перспективными изучение состава и свойств нефтей оптическими методами, нашедших широкое применение ещё в шестидесятых годах прошлого столетия.

Для анализа были выбраны участки Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения. Основным условием выбора данных скважин было отсутствие проводимых на анализируемых участках геолого-технических мероприятий. В результате анализа экспериментов удалось выявить механизм, направленность действия исследованных технологий воздействия на пласт.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ НА ТЕРРИГЕННЫЕ И КАРБОНАТНЫЕ КОЛЛЕКТОРА, С ЦЕЛЬЮ ДОИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ ПОСЛЕ ЗАВОДНЕНИЯ

Габисов А.С., Кравченко М.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Лаборатория физико-химических исследований пластовых нефтегазоконденсатных систем.

Основные направления научных исследований.

Физическое обоснование эффективности базовых, широко применяемых на практике, и новых технологий разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений:

– Физическое обеспечение современных численных моделей конкретных месторождений (измерение фазовых проницаемостей, коэффициентов вытеснения, остаточной нефтенасыщенности);

– Исследование физико-химических методов повышения нефтеотдачи (закачка полимеров, композиционных ПАВ);

– Исследование термических и термохимических методов воздействия на пласт с целью увеличения нефтеотдачи (закачка горячей воды, пара в комбинации с композиционными ПАВ и гелеобразующими составами);

– Исследование водо-газового воздействия на пласт (в том числе мелкодисперсной водо-газовой смесью) с целью повышения нефтеотдачи;

– Оценка эффективности дестабилизации остаточной после заводнения нефти путем вибро-сейсмического воздействия на пласт.

ПЕРКОЛЯЦИОННОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ГИСТЕРЕЗИСА ОТНОСИТЕЛЬНЫХ ФАЗОВЫХ ПРОНИЦАЕМОСТЕЙ С УЧЕТОМ ПОВЕРХНОСТНЫХ И РЕОЛОГИЧЕСКИХ ЯВЛЕНИЙ

Галечян А.М., Кадет В.В.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Явление гистерезиса относительных фазовых проницаемостей наблюдается в процессе разработки нефтяных месторождений такими методами, как циклическое заводнение и смена направления фильтрационных потоков. При этом вытеснение нефти водой сменяется вытеснением воды нефтью и наоборот. Эта работа посвящена моделированию гистерезиса относительных фазовых проницаемостей при дренаже и пропитке на основе теории перколяции.

Явление адсорбции активных компонентов нефти на поверхности породообразующих минералов рассмотрено в качестве первого механизма возникновения гистерезиса. При этом в процессе дренажа происходит гидрофобизация изначально гидрофильной поверхности пород, что приводит к изменению относительных фазовых проницаемостей нефти и воды. Для описания этого явления была применена перколяционная модель для среды с микрогетерогенной смачиваемостью. В качестве второго механизма возникновения гистерезиса было рассмотрено изменение реологических свойств нефти и воды, вызванное перемешиванием флюидов в процессе дренажа. Это явление описано перколяционной моделью для жидкостей с различными реологическими свойствами.

Полученное численное решение представлено в качестве кривых относительных фазовых проницаемостей и качественно подтверждено экспериментальными данными. Поведение гистерезиса относительных фазовых проницаемостей проанализировано для различных дифференциальных кривых распределения капилляров по радиусам, координационных чисел решетки капилляров, моделей водонасыщенности, степеней гидрофобизации и реологических свойств жидкостей. Это позволяет установить общие тенденции поведения гистерезиса относительных фазовых проницаемостей. Представленная методика может быть использована для построения относительных фазовых проницаемостей в любой пористой среде с целью уменьшения временных затрат. Также данная модель может быть внедрена в пакеты программ для гидродинамического моделирования, с целью учета гистерезиса относительных фазовых проницаемостей при составлении проекта разработки месторождений.

КОМПЛЕКСНАЯ ОПТИМИЗАЦИЯ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП

Гладков М.А.

ЗАО «Газпром нефть Оренбург»

Операция многостадийного ГРП на горизонтальных скважинах является эффективным методом увеличения добычи нефти и экономической рентабельности скважин, но его расчет является трудоемким и сложным процессом. Задачей является определение трех оптимальных параметров – длины горизонтального ствола, количества трещин и их полудлину – на основании геологических и технологических ограничений, анализа рисков и экономической эффективности. Расчет является многофакторным, он должен учитывать технологические, экономические и геологические параметры, которые могут варьироваться даже на участках одного месторождения. Эти задачи обуславливают необходимость в создании технологической схемы расчета, которая сможет учесть множество влияющих параметров и быть унифицированной для месторождений.

Данная задача была реализована при помощи языка программирования Visual Basic for Application в среде Microsoft Excel, на основании, как прямого метода вычисления, так и итеративного. Созданная программа рассчитывает проппантый и кислотный ГРП для поперечных трещин. Расчет притока в трещины ведется по формуле Li, которая учитывается интерференцию трещин, ширина трещины рассчитывается по дизайну Экономидеса, а проводимость кислотной трещины по эмпирическому уравнению Nierode and Kruk.

Программа позволяет вводить корректировки и ограничения для расчетов из других программных продуктов и анализа месторождения. Из продуктов, моделирующих геометрию трещин (Meyer, FracProPT), используется информация о максимально возможной полудлине трещины при контроле ее высоты для предотвращения прорывов воды или газа. Из гидродинамического моделирования используются темпы падения добычи и скорость роста обводненности продукции. Учитывая введенные ограничения, программа будет искать оптимальные параметры разрыва на основе экономических показателей – уровня доходности и чистой дисконтированной прибыли.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ В СКВАЖИНАХ, ОБОРУДОВАННЫХ УЭЦН

Грибенников О.А., Баландин Л.Н.
(ФГБОУ ВПО Самарский государственный технический
университет)

В настоящее время методы определения пластового давления в скважине, оборудованной УЭЦН, во время эксплуатации предусматривают остановку скважины, отбивку статического уровня и пересчет этого уровня на гидростатическое давление столба жидкости, что приводит к весьма значительным затратам, также усугубляет ситуация погрешности определения плотности жидкости в затрубном пространстве косвенными методами.

В докладе предлагается новый метод определения пластового давления в скважинах оборудованных УЭЦН, который исключает проведение дополнительных операций. Пластовое давление определяется по кривой вывода скважины на режим (изменение динамического уровня во времени). Перед запуском в эксплуатацию после ремонта скважина заглушена, и плотность жидкости по стволу скважины известна.

Сам вывод скважины на режим можно разделить на несколько этапов. На первом этапе, происходит линейное уменьшение динамического уровня (приток из пласта не наблюдается). На втором этапе появляется приток из пласта и происходит излом на кривой вывода на режим, т.е. тангенс угла наклона (скорость изменения динамического уровня жидкости) кривой начинает меняться. На третьем этапе динамический уровень в скважине поднимается за счет замещения жидкости глушения в затрубном пространстве на нефть.

Точка перехода на кривой вывода от первого этапа ко второму характеризует динамический уровень жидкости в скважине, гидростатическое давление которой равно пластовому давлению. Поэтому предлагается находить по этой точке пластовое давление. В работе представлен один из методов нахождения данной точки.

Определение пластового давления было опробовано на ряде скважин, которые отбирались по двум критериям:

1. Скважина переводилась с фонтанного способа эксплуатации на УЭЦН.
2. Скважина была заглушена перед переводом.
3. Перед переводом в течение месяца был произведен замер пластового давления глубинным манометром.

Расчеты показали малое расхождение с прямым замером. Относительная погрешность составила от -4,33 до 3,84 % или от -1,13 до 1,12 МПа.

На данный метод определения пластового давления в нефтяных скважинах, оборудованных УЭЦН, была подана заявка на патент РФ № 2013147533 от 24.10.2013 года и получено положительное решение экспертизы.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ИССЛЕДОВАНИЯ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК НЕФТЕЙ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Гуськова И.А., Гумерова Д.М.

(Альметьевский государственный нефтяной институт)

В настоящее время структура запасов нефти по Татарстану существенно ухудшилась. Выросла доля трудноизвлекаемых запасов в карбонатных коллекторах сложнопостроенных многопластовых залежей. На эффективность разработки залежей существенное влияние оказывают реологические свойства нефти. Целью работы является изучение реологических характеристик нефтей Республики Татарстан и оценка закономерностей их изменения при термодинамическом воздействии.

В результате исследований промысловых проб, отобранных из скважин Ерсубайкинского месторождения, было установлено, что увеличение температуры эмульсий оказывает неоднозначное влияние на изменение их вязкости. Максимальное уменьшение вязкости (более чем в 15 раз) характерно для эмульсий с минимальным содержанием воды (обводненность 8%). При дальнейшем увеличении обводнённости эффективность влияния повышения температуры на вязкостные свойства промысловых эмульсий существенно снижается.

Для эмульсий с обводненностью 46% наиболее значительное изменение вязкости (более чем в 90 раз) было отмечено для температуры 60°C. Вязкость эмульсии с обводненностью 46 % при снижении скоростей вращения ротора от 200 до 5 об/мин увеличивается с 155,73 до 316,77 мПа·с (при температуре 10 °С) и с 1,54 до 140,85 мПа·с (при температуре 60 °С). Очевидно, это связано с упрочнением межфазных пленок высоковязких нефтей при нагреве и последующем охлаждении.

Характер зависимости реологических свойств эмульсии с различной обводнённостью в области температур от 10 до 80°C позволяет прийти к выводу, что нагрев эмульсий целесообразно ограничить 60°C, так как при дальнейшем увеличении температуры нагрева темп снижения вязкости существенно падает.

Учитывая наличие аномального изменения реологических свойств эмульсий при обводнённости более 40% существенное влияние на повышение производительности объектов подготовки нефти может оказать предварительный сброс пластовой воды. Вопросы предварительного сброса особо остро будут стоять там, где обводнённость продукции достигает 40% и выше.

Таким образом, установленные закономерности в изменении реологических свойств исследуемых нефтей Ерсубайкинского месторождения являются важным моментом при выборе технологий и способов разработки, эксплуатации, сбора и подготовки нефти.

ПРИНЦИПЫ ПОСТРОЕНИЯ НЕЛИНЕЙНЫХ ЗАКОНОВ ФИЛЬТРАЦИИ

Дмитриев Н.М., Дмитриев М.Н., Мурадов А.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

По сравнению с фильтрацией нефти, одной из основных особенностей фильтрационных течений газа, является его большая подвижность. Данное обстоятельство приводит к тому, что на газовых месторождениях в призабойной зоне скважин происходит нарушение линейного закона фильтрации – закона Дарси. Поэтому при фильтрационных течениях газа вместо закона Дарси используется его обобщение в виде нелинейного закона фильтрации – закон фильтрации Форхгеймера, который задает квадратичную зависимость градиента давления $\nabla_i p$ от скорости фильтрации w_i . Несмотря на то, что закон был получен Форхгеймером в начале прошлого века, до сих пор представление коэффициента при квадратичном слагаемом в нелинейном законе неоднозначно. У разных авторов коэффициент имеет свой вид и трактовку.

В докладе показывается, что предлагаемые трактования и представления коэффициента при квадратичном слагаемом неверны. Особенно данный факт становится очевиден, если обобщать закон фильтрации Форхгеймера на случай анизотропных пористых сред.

При построении нелинейных законов необходимо выписывать базисные тензоры, задающие данные фильтрационные свойства и инварианты, образованные базисными тензорами и вектором скорости фильтрации w_i , если закон разрешен относительно градиента давления $\nabla_i p$, или базисными тензорами и вектором градиента давления $\nabla_i p$, если закон разрешен относительно вектора скорости фильтрации w_i . Дальнейшее построение связано с выбором вида функций от инвариантов.

Кроме того, в докладе анализируются возможные эффекты при переходе от линейных законов фильтрации к нелинейным. Нелинейные законы фильтрационных течений могут проявлять асимметрию фильтрационных свойств и при переходе от линейных уравнений к нелинейным возможно изменение группы симметрии фильтрационных свойств.

Список литературы:

1. Дмитриев Н.М., Мурадов А.А., Семенов А.А. *Нелинейные законы фильтрации в ортотропных пористых средах. Известия РАН, Механика жидкости и газа, No 5, 2008, с. 83-89.*
2. Дмитриев Н.М., Кадет В.В. *Нелинейные законы фильтрации, обобщающие законы Дарси с трансверсально-изотропными фильтрационными свойствами. Изв. РАН, Технологии нефти и газа, №5-6, 2005, с.87-92.*

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ НЕФТЕВЫТЕСНЯЮЩИХ СОСТАВОВ В ПОВЫШЕНИИ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Айметова Д.В., Долинюк В.Е., Бабицкая К.И., Коновалов В.В.
(Самарский государственный технический университет)

Одними из эффективных методов повышения нефтеотдачи пластов является метод мицеллярно-полимерного заводнения, повышающий коэффициент извлечения нефти из пласта за счет увеличения коэффициента вытеснения и коэффициента охвата.

Высокая нефтевытесняющая способность мицеллярных растворов (МР) объясняется возможностью достижения сверхнизкого межфазного натяжения на границе «вода-нефть» (действие ПАВ) и возможностью регулировать продвижение фронта по неоднородному пласту (действие полимера).

Ограничения по широкому применению мицеллярных растворов в повышении нефтеотдачи пластов связаны с высокой стоимостью ПАВ и углеводородного растворителя – основных компонентов МР. Одним из возможных способов снижения стоимости МР является использование отходов или низкокондиционных продуктов нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий.

В настоящей работе представлены результаты оценки нефтевытесняющей способности МР приготовленного на основе минерализованной воды, углеводородного растворителя, анионных и неионогенных ПАВ. В качестве источника анионных ПАВ и углеводородного растворителя использован продукт с низкой стоимостью нефтеперерабатывающих предприятий – Седиментал, в качестве неионогенного ПАВ – оксиэтилированные алкилфенолы. В работе оценено влияние оксиэтилированных алкилфенолов марок АФ-9-4, АФ-9-6, АФ-9-8, АФ-9-10 и АФ-9-12 на эффективность вытеснения остаточной нефти после заводнения.

Экспериментальные исследования проведены на насыпной модели керна, имитирующего терригенные породы при пластовой температуре, с использованием высоковязкой нефти (вязкостью 93 мПа·с) и закачиваемой воды с минерализацией 212 г/л. По результатам работы определено влияние количества оксиэтильных групп в молекуле, а также концентрации оксиэтилированных алкилфенолов в растворе (в диапазоне от 1 до 5 % масс.) на остаточную нефтенасыщенность.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ ВЛИЯНИЯ ПРИРОДНЫХ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАЗРАБОТКИ КАРБОНАТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ПРИ ЗАВОДНЕНИИ

Бравичев К.А., Загайнов А.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Значительная доля запасов углеводородов приурочена к карбонатным коллекторам месторождений Урало-Поволжья, Западной Сибири и др. При этом основные запасы углеводородов зачастую сосредоточены в низкопроницаемой матрице. Основной технологией разработки указанных коллекторов является заводнение, в том числе нестационарное заводнение (циклическое, изменение направления фильтрационных потоков).

Низкая эффективность разработки указанных месторождений связана с недостаточно полной активизацией обмена флюидами между трещинами и матрицей с учетом сложных механизмов извлечения углеводородов. Так, при наличии основных запасов углеводородов в низкопроницаемой матрице необходима активизация противоточной капиллярной пропитки. Кроме того, существенное влияние на разработку могут оказывать физические процессы кинетики проницаемости как трещин, так и матрицы. Указанные особенности извлечения углеводородов не в полной мере реализуются при традиционном заводнении.

Получены закономерности влияния следующих основных технологических параметров на удельные показатели разработки: степень компенсации отборов закачкой при стационарном заводнении; темпы разработки пласта; продолжительность полуциклов при циклическом заводнении. В качестве природных факторов исследовано влияние основных фильтрационно-емкостных и физических свойств. Так, показано, что упруго-капиллярный режим является основным механизмом извлечения углеводородов, так как он активизируется при более низких градиентах давления даже при сравнительно низкой проницаемости трещин как при наличии гидрофильной, так и гидрофобной матрицы. Данный факт не отмечен в существующих исследованиях. Поэтому данные технологии можно считать энергосберегающими, поскольку существенно снижаются объемы закачки и добычи воды.

Выявленные закономерности позволят адекватно обосновать критерии применения технологий, границы эффективного изменения технологических параметров в зависимости от геолого-промысловых особенностей пластов. Результаты исследований могут быть положены в основу сравнительного анализа существующих технологий разработки и доработки трудноизвлекаемых запасов с целью их совершенствования и обоснования новых энергосберегающих и экологически безопасных технологий нефтеизвлечения.

К ВОПРОСУ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЛАСТОВ ТЕХНОЛОГИЕЙ ИЗЛИВА

Захарова Е.Ф., Фадеев С.В.
(АГНИ)

Современная система ППД для обеспечения проектной добычи нефти с достижением максимально возможного коэффициента извлечения нефти при минимальных затратах должна обеспечивать необходимый объем закачки и давление нагнетания рабочего агента как по отдельным скважинам, так и в целом по месторождению в соответствии с проектными документами.

При длительной эксплуатации нагнетательных скважин в призабойной зоне пласта накапливается большое количество взвешенных частиц, которые закупоривают поры пласта и значительно снижают проницаемость, восстановить которую предложено с использованием простой и эффективной технологии излива.

Опыт применения технологии излива и промысловые данные не позволяют обобщенно оценить эффективность проведения данных работ с учетом многообразия начальных скважинных условий и многофакторности параметров выполнения работ. С целью детализации результатов выполнения работ по изливу и выработки рекомендаций была выполнена настоящая работа, обобщающая данные выполнения изливов в условиях промысловых объектов.

Статистическая обработка данных изменения коэффициента приемистости по промысловым объектам показала, что в среднем происходит изменение приемистости при успешном выполнении работ в 2,35 раза относительно первоначального значения. При этом длительность эффекта зависит от степени восстановления приемистости: чем выше степень увеличения приемистости, тем продолжительнее эффект.

Процент успешности восстановления приемистости нагнетательных скважин методами изливов изменяется, в основном, в интервале от 35 до 70 %. Низкая успешность работ по восстановлению приемистости отдельных нагнетательных скважин либо неуспешность позволяют принять решение о необходимости проведения других видов ОПЗ или КРС. Степень (кратность) увеличения приемистости нагнетательных скважин в результате очистки ПЗП с применением технологии изливов зависит от первоначальной приемистости нагнетательной скважины. Из анализа данных закачки в разные горизонты (девонский, черепетский, кизеловский и тульский) и при различных значениях начальной приемистости следует, что наибольшей доле успешных работ по изливу и наибольшему увеличению приемистости соответствуют небольшие значения начальной приемистости, равные 0-20 м³/сут.

АЛГОРИТМ МНОГОКОМПОНЕНТНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ДЛЯ АДАПТАЦИИ ГЕОЛОГО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ В УСЛОВИЯХ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЙ НЕРАВНОВЕСНОСТИ

Зубов В.Р., Индрупский И.М., Каневская Р.Д.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, RFD, ИПНГ РАН, ООО
«Русснефть-НТЦ»)

При адаптации композиционных геолого-технологических моделей нефтяных залежей к фактическим данным разработки возникают ситуации, когда невозможно воспроизвести динамику газового фактора, зарегистрированную на скважинах, при одновременном воспроизведении динамик забойных давлений на скважинах и пластового давления. Причина состоит в том, что в настоящее время все композиционные гидродинамические симуляторы основаны на алгоритмах моделирования в условиях термодинамического равновесия.

Предлагается расширение классической композиционно-гидродинамической модели. Классические алгоритмы основаны на модели равновесной термодинамики. Для определения фазового состояния углеводородной смеси и составов сосуществующих фаз решается термодинамическая подзадача, основанная на условиях равенства химических потенциалов Гиббса и уравнении состояния неидеального газа. Гидродинамическая подзадача включает систему уравнений трехмерной трехфазной изотермической фильтрации, с любым количеством углеводородных компонентов.

В предлагаемом алгоритме учет неравновесности в термодинамической модели достигается введением в уравнения для расчета фазовых составов дополнительных переменных – нормированных интенсивностей межфазных потоков компонентов, связанных с разницей химических потенциалов данного компонента в сосуществующих фазах. Неизвестными в модели являются молярные плотности и давления.

Модель позволяет воспроизводить эффекты гистерезиса растворения газовой фазы в углеводородной смеси. Данные эффекты можно наблюдать на отдельных месторождениях, когда при первоначальном снижении давления вследствие эксплуатации в режиме истощения из пластовой нефти выделяется газ, а при последующем внедрении системы поддержания давления, приводящем к его росту, газовая фаза начинает растворяться в нефти, но динамика ее растворения не соответствует равновесной зависимости газосодержания от давления.

Модель реализована в гидродинамическом симуляторе tNavigator и рассматривается на примере ячейки заводнения.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ ЭЛЕКТОРОКИНЕТИЧЕСКИХ И ФИЛЬТРАЦИОННЫХ ТЕЧЕНИЙ В РЕАЛЬНОМ КЕРНЕ

Кадет В.В., Лебедев А. В., Митюшин А.И., Разбегина Е.Г.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Процессы фильтрации и вытеснения при добыче углеводородов сопровождаются увеличением электрохимической активности, под которой понимается свойство пород создавать в окружающем пространстве электрические поля собственной поляризации. Это явление возникает в результате диффузии пластовых вод, окислительно-восстановительных процессов, происходящих на поверхностях соприкосновения пород с окружающей средой, фильтрации пластовых флюидов. Физико – химические процессы, поляризующие породу, могут наблюдаться на границе с минералами, обладающими электронной проводимостью и соприкасающимися с ними растворами, а также на границе между непроводящими минералами и растворами, и непосредственно в самих растворах. Всё это приводит к тому, что в результате процесс добычи углеводородов представляет собой стохастический процесс.

Такие сложные процессы и структуры количественно описываются в рамках концепции фрактальной размерности – величины, которая характеризует геометрическое строение стохастических объектов. Современные представления в этой области связаны с тем, что стохастические процессы обладают так называемой скейлинговой симметрией (масштабной инвариантностью), т. е. выглядят одинаково при различных увеличениях.

Следовательно, результаты, полученные в лабораторных экспериментах с системой с аналогичными физико – химическими свойствами можно использовать для диагностики реальных процессов добычи. В докладе представлена оригинальная установка для исследования фильтрационных и электрокинетических течений в реальном керне. Приведены её метрологические и технические характеристики.

В результате проведения эксперимента в лабораторных условиях показано, что и в лабораторных условиях процесс фильтрации является стохастическим процессом с фрактальными свойствами. Изучение электроосмотических течений также показало, что это тоже стохастические процессы с фрактальными свойствами.

Фрактально – статистический анализ совместных фильтрационных и электроосмотических течений показал, что этот совместный процесс, в котором участвуют два течения разной физической природы, обладает фрактальной размерностью по величине равной среднеарифметическому значению размерностей каждого из процессов. Следовательно, в силу скейлингового характера этих стохастических процессов в лабораторных условиях можно выявить наиболее эффективные методики и параметры воздействия на реальную пластовую систему.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЗАБОЙНЫХ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА БУРЕНИЯ ДЛЯ КНБК С ВЗД

Каматов К.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

При проводке наклонно-направленных и горизонтальных скважин различного профиля широкое применение во всем мире получил так называемый комбинированный метод вращательного бурения, для осуществления которого применяются компоновки низа бурильной колонны (КНБК) с винтовым забойным двигателем (ВЗД), имеющим некоторый угол перекоса между силовой и шпиндельной секциями. В то же время, значительная доля проблем, возникающих при использовании таких «стандартных» КНБК, связана с отсутствием информации о фактических параметрах режима бурения на забое скважины и методов их оперативного регулирования. Разработанные на сегодняшний день приборы, позволяющие непосредственно измерять величины внутрискважинных показателей бурения и передавать эти данные на поверхность, остаются крайне дорогими и применяются не более чем в 1% КНБК, спускаемых в скважины на суше.

В работе рассматривается методика определения основных механических параметров забойного режима бурения (нагрузка, частота вращения и момент на долоте) с использованием данных станции геолого-технологических исследований (ГТИ) и паспортных характеристик применяемых ВЗД. Так, для определения момента на долоте применяется прямая зависимость между дифференциальным перепадом давления на ВЗД и развиваемым им моментным усилием. Для определения фактической нагрузки на долото при вращении инструмента с поверхности используются величины момента на роторе (либо силовом приводе) в рабочем и холостом режимах и механической скорости проходки, которые позволяют оценить ошибку измерения нагрузки по датчику ГТИ, фиксирующему лишь разницу веса бурильной колонны при разгрузке КНБК на забой. Также в работе отмечено, что в подавляющем большинстве случаев на практике неверно определяется частота вращения долота на забое путем перемножения производительности буровых насосов на справочный коэффициент из характеристик ВЗД, не являющийся, в действительности, постоянной величиной. Автором отдельно показано увеличение выходной частоты вращения вала ВЗД при переходе от ориентированного режима бурения к вращению бурильной колонны с поверхности при той же создаваемой нагрузке на долото.

Указанные разработки позволяют в реальном времени вносить корректировки в применяемые технологические режимы бурения для повышения технико-экономических показателей строительства скважин.

ОБ ИССЛЕДОВАНИИ СВОЙСТВ НЕФТЕЙ И НЕФТЯНЫХ ФРАКЦИЙ НЕКОТОРЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ АЗЕРБАЙДЖАНА

Керимова А.Г.

(НИИ «Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия» при
Азербайджанской Государственной Нефтяной Академии)

Анализ состава нефтей является основным источником информации о составе, физико-химических свойствах и их закономерностях, о расчете плотности и молекулярной массы. Сделана попытка классификации по нефтям 325-ти скважин некоторых месторождений Азербайджана, которая отражает химическую природу их и определяет возможные направления переработки. В основу классификации, отражающей химический состав, положено преимущественное содержание в нефти какого-либо одного или нескольких классов углеводородов. Различают нафтеновые, парафиновые, парафино-нафтеновые, парафино-нафтенно-ароматические, нафтенно-ароматические, ароматические нефти. Нефти принято характеризовать фракционным составом. Данные по этому составу обычно получают при разгонке по методу “истинных температур кипения”. Тяжелые нефти не разгоняются полностью, значительную часть их составляет неперегоняемый остаток. Для всех скважин имеются данные по плотности и молекулярному весу. Анализ материала по месторождениям Азербайджана показывает, что плотность рассматриваемых нефтей колеблется в пределах от 680–980 кг/м³, молекулярная масса от 110 до 478 у.е. Из рассматриваемых нефтей 98% имеют температуру начала кипения до 100 °С и только 2% - свыше 100 °С.

Дан фракционный групповой углеводородный состав, выведены зависимости плотности от молекулярной массы для рассмотренных нефтей. Установлено, что индивидуальные уравнения для рассматриваемых классов нефтей лучше описывают экспериментальные данные по сравнению с обобщенным уравнением. Данная методика может быть использована для расчета критических параметров и свойств тяжелого остатка C_{n+} , что очень важно для прогнозирования свойств нефтегазоконденсатных систем.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА БЕЗ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ИНФОРМАЦИИ О КОМПОНЕНТНОМ СОСТАВЕ ПЛАСТОВОГО ФЛЮИДА

Киреев С.В., Мусаверов И.Р.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Газоконденсатные исследования скважин и последующие аналитические исследования на программно-вычислительных комплексах (такие как ECLIPSE PVTi, PVTSIM, OLGA, TEMPEST и т.п.) – сложная, ответственная и дорогостоящая задача, требующая множество исходных данных. Для сбора и получения этих данных проводятся дополнительные исследовательские работы, которые требуют определенных трудозатрат.

Авторами настоящей работы предложен метод для оценочных расчётов прогноза газоконденсатной характеристики, позволяющий проводить газоконденсатные исследования скважин, не используя данные о компонентном составе углеводородного флюида, и, тем самым, существенно сокращая объём выше перечисленных работ.

Разработанный метод прогнозирования содержания и добычи конденсата по мере истощения запасов месторождения основан на уравнении материального баланса с использованием данных пластовых потерь конденсата при дифференциальной конденсации и зависимости пластового давления от относительных отборов сухого газа. Новым принципиальным положением, определяющим характер расчетов, предлагаемого метода является обязательное деление шага изменения пластового давления на более мелкие интервалы, зависящие от величины отбора добываемого газа.

Настоящая работа направлена на получение оперативных, правдоподобных результатов для оценки газоконденсатной характеристики месторождений природных газов при их разработке на режиме истощения. Результатом работы являются алгоритмы расчета и их программное обеспечение, позволяющие определить ключевые параметры разработки газоконденсатного месторождения такие, как потенциальное содержание конденсата в продукции (или пластовые потери конденсата) и коэффициент извлечения конденсата без использования данных о компонентном составе газоконденсатной смеси. Приведены оценка погрешности и пределы применимости разработанной программной реализации алгоритмов расчета. Даны примеры определения потенциального содержания конденсата и коэффициента извлечения конденсата для групп газоконденсатных месторождений согласно приведенной классификации.

ПОИСК АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ВАРИАНТОВ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С ГОРИЗОНТАЛЬНЫМ ОКОНЧАНИЕМ НА КОРОБКОВСКОМ УЧАСТКЕ БАВЛИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ

Киямова Д.Т., Хакимзянов И.Н.
(Институт «ТатНИПИнефть», ОАО «Татнефть»)

К основным продуктивным объектам на Коробковском участке относятся карбонатные отложения верхнетурнейского подъяруса (кизеловский горизонт) нижнего карбона. Наиболее разбуренным, как вертикальными и горизонтальными скважинами является 6 блок. На долю Коробковского участка приходится 53% горизонтальных скважин, пробуренных на месторождении.

Для исследований по изменению фильтрационных потоков, формируемых нагнетаемой водой, были выбраны 16 элементов пятиточечной системы разработки. Более подробно остановимся на двух основных элементах. С целью поиска альтернативного варианта по повышению эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на Коробковском участке Бавлинского месторождения были рассмотрены десять вариантов. Анализ результатов технологических показателей разработки по участку показывает, что наиболее приемлемым является 10 вариант, по которому за 17 лет эксплуатации конечный КИН по Коробковскому участку достигает наибольшее значение, равное 0,159 д.ед. С целью оценки эффективности применяемой системы заводнения на элементах остановимся более подробно на трех рассмотренных вариантах разработки (1, 6 и 10 варианты). Таким образом, анализируя результаты расчетов по накопленной добыче нефти в целом Коробковскому участку Бавлинского месторождения по 1, 6 и 10 вариантам, можно констатировать, что путем изменения фильтрационных потоков движения флюидов в пласте удастся повысить эффективность разработки месторождения и контролировать степень обводнения добывающих скважин. Однако, при этом необходимо более детально подходить к анализу каждого элемента системы разработки Коробковского участка.

Выводы:

1. Контроль за изменением фильтрационных потоков и линий тока воды позволяет контролировать степень обводнения каждой скважины.

2. При анализе эффективности системы заводнения Коробковского участка показано, необходимо рассматривать каждый элемент системы разработки в целом для учета взаимовлияния скважин между собой, в том числе СГО.

3. До бурения СГО необходимо проводить многовариантное моделирование изменения фильтрационных потоков и продвижение линий токов воды от нагнетательных скважин для каждого конкретного геологического строения.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ВНТУРИПЛАСТОВОЙ ВОДОИЗОЛЯЦИИ В НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ КОЛЛЕКТОРАХ

Кондрашев А.О., Рогачев М.К.

(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

Одними из наиболее распространенных технологий ограничения водопритока являются технологии закачки в пласт гелеобразующих составов. Недостатками таких технологий являются низкая проникающая способность составов и нестабильность в условиях высоких пластовых температур и давлений.

В качестве объектов исследования были выбраны растворы акрилсодержащего полимерного материала с добавлением ПАВ комплексного действия, способного изменять межфазное взаимодействие в дисперсной системе (объемный механизм) и на внешних границах последней (поверхностный механизм).

Реологические исследования разрабатываемого состава позволили оценить уровень критических напряжений сдвига и снизить их до требуемой величины с помощью ПАВ, устранив тем самым один из основных недостатков таких водоизоляционных составов - низкую фильтруемость в пористую среду. Эффективность действия ПАВ, экстремальный характер концентрационной зависимости структурно-механических свойств от содержания ПАВ и температуры однозначно указывают на объемный механизм действия ПАВ, который, блокируя электростатическое взаимодействие полимерных звеньев, уменьшает неньютоновские аномалии раствора.

Результаты микрореологических экспериментов показали, что контактное взаимодействие изучаемых растворов с поверхностью, приводит к кратному усилению неньютоновских аномалий и образованию прочного граничного слоя, толщиной $\sim 1,2$ мкм, что в поре размером 1,8 мкм приводит к ее полной структурно-механической коагуляции.

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ ТЕХНОЛОГИИ ГРП В КАРБОНАТНОЙ ЗАЛЕЖИ НА ПРИМЕРЕ ВУ ОНГКМ

Конопелько А.Ю., Шошин А.А.
(ЗАО «Газпром нефть Оренбург»)

Одной из проблем при разработке ВУ ОНГКМ является подбор эффективной технологии интенсификации добычи нефти. На данный момент большинство скважин подвергаются массивным кислотным обработкам, что не всегда несет положительный эффект ввиду «слепого» воздействия.

Были предложены варианты проведения гидравлического разрыва на горизонтальных скважинах с применением хвостовиков с муфтами ГРП. Ввиду наличия карбонатного коллектора возник вопрос о выборе технологии ГРП: проппантный или кислотный?

Во многих скважинах, добывающих углеводороды из карбонатных пластов, для повышения продуктивности могут быть эффективно применены как кислотный, так и гидравлический разрывы пласта. Однако каждый процесс имеет свои преимущества и недостатки и должен быть проанализирован при выборе типа воздействия. В данной работе приведено теоретическое сравнение преимуществ и недостатков кислотного ГРП и ГРП с применением проппанта.

В рамках опытно-промышленных работ с целью оценки эффективности разных технологий были проведены многостадийные ГРП с использованием хвостовиков с муфтами ГРП для целенаправленного воздействия на участки ГС. Выполнены одна операция трехстадийного проппантного ГРП и две операции пятистадийного кислотного ГРП.

В работе дается оценка результатов проведения этих работ, а также проводится экономическая оценка эффективности технологий. Приводятся экономические показатели разных технологий.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГО-ГИДРОДИНАМИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ЛЫАЕЛЬСКОЙ ПЛОЩАДИ ЯРЕГСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Корепанова В.С., Ершова О.В.

(филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть»)

Применение комплексного мульти дисциплинарного подхода стало особенно актуальным на современном этапе состояния и развития нефтегазового комплекса. Развитие методов современной геологии, термодинамики, физики, механики в условиях эффективного компьютерного геологического и гидродинамического моделирования позволили найти пути решения проблем разработки с учётом поддержания необходимых соотношений между поведением горных пород и насыщающих их флюидов в технологических процессах, обеспечивающих высокую углеводородоотдачу, а также эффективное использование ресурсов во всей энергосберегающей технологической цепочке добычи, транспорта, переработки и использования нефти.

Мировые запасы тяжёлых нефтей и природных битумов сопоставимы, а по некоторым оценкам, превышают запасы лёгких нефтей. Нефть добываемая на Лыаельской площади Ярегского месторождения относится к категории тяжёлых нефтей и добыча ведётся различными технологиями (как шахтным способом, так и скважинами с поверхности. Сложное геологическое строение данного месторождения предопределяет внесение особенностей при построении геолого-гидродинамической модели.

При геологическом моделировании используют данные о вещественном составе пород-коллекторов, углеводородные системы, различную информацию об условиях образования пород (фациальная и палеографическая обстановка осадконакопления, постседиментационные преобразования и т.д.), структурные и тектонические особенности размещения природных резервуаров нефти в массиве горных пород.

На основе созданной геологической модели была создана гидродинамическая модель. В гидродинамической модели всей Лыаельской площади также учтены тектонические нарушения, которые присутствуют в геологической модели, а также нами было предложено, путём ввода фиктивной скважины в зону разлома учитывать уходы пара в тектонические нарушения, а именно в сторону существующих шахтных полей (депрессии, создаваемой шахтным водоотливом).

Созданная детальная трёхмерная геолого-гидродинамическая модель, описывающая структуру и стратиграфическое строение месторождения, повышает успешность и эффективность извлечения углеводородов.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ СВОЙСТВ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ НА СТАНДАРТНЫХ ВОРОНКООБРАЗНЫХ ВИСКОЗИМЕТРАХ

Костюченко А.Н.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Для измерения реологических параметров буровых промывочных жидкостей всё чаще пользуются дорогостоящими импортными ротационными вискозиметрами, представляющими собой достаточно сложные электромеханические приборы, требующие квалифицированного обслуживания и периодического тарирования. В этой связи остаётся актуальным определение реологических характеристик с помощью простых по конструкции полевых воронкообразных вискозиметров.

В докладе предложена новая модель истечения жидкости из стандартного полевого вискозиметра СПВ-5, который впервые рассмотрен как капиллярный вискозиметр с местным сопротивлением. Построены эпюры распределения давлений и записано уравнение баланса давлений при истечении жидкости из СПВ-5. Найден коэффициент местных сопротивлений вискозиметра СПВ-5 в результате решения обратной задачи с использованием эталонной жидкости с известными реологическими характеристиками. Правомерность универсальности коэффициента местных сопротивлений СПВ-5 подтверждается его постоянством во всем диапазоне ламинарного истечения из воронки истинно вязких жидкостей широкого спектра вязкости. Аналогичным образом возможно определение коэффициента местных сопротивлений воронки Марша, ВП-5 и других воронкообразных вискозиметров.

В работе предложен подход для определения реологических параметров любых реологически стационарных жидкостей с помощью стандартных воронкообразных вискозиметров, который даёт хорошую сходимость с данными, полученными на ротационном вискозиметре. Разработана простая и удобная для практического использования методика определения реологических параметров буровых промывочных жидкостей на дешёвом СПВ-5 в промысловых условиях.

Для проверки правильности методики проводились исследования реологических свойств буровых растворов различных типов как приготовленных в лаборатории, так и реальных отобранных с буровой, на СПВ-5 и на ротационных вискозиметрах и находили расхождение между реограммами, полученными с помощью обоих типов вискозиметров. В результате предложенная методика позволила получить достаточно высокую корреляционную связь между реограммами, полученных на обоих вискозиметров.

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ ОБЪЕКТА Д5-6 КАПИТОНОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Котельников В.Н.

(НИ ТПУ, ЗАО «Газпром нефть Оренбург»)

Основной целью данной работы является предложение и оценка мероприятий по оптимизации системы разработки объекта Д5-6 Капитоновского месторождения.

В результате проведения анализа результатов интерпретации входных геологических, петрофизических и технических данных были выявлены основные характеристики месторождения и связанные с ними проблемы: низкие фильтрационно-емкостные свойства пласта Д5-6, такие как пористость 0.067 и проницаемости 62.5 мД (гидродинамические исследования) и 12.6 мД (керн); неоднородный трещиноватый коллектор, представленный карбонатными отложениями с плохими коллекторскими свойствами в верхней части разреза и лучшими коллекторскими свойствами в нижних интервалах; субвертикальная направленность трещин; наличие подошвенной воды (водонефтяной контакт – 3560 м).

Анализ текущего состояния системы разработки показал, что основные проблемы связаны с сильным ростом обводненности добываемой продукции (32.6%) из-за неэффективности применяемой системы заводнения и прорывом воды из-за наличия субвертикальной трещиноватости, а также наличия активной подошвенной воды.

После проведения обзора литературы и поиска возможных решений для выявленных проблем было предложено использовать ремонтно-изоляционные работы, введение системы законтурного заводнения, кислотную обработку призабойной зоны пласта, кислотный гидроразрыв пласта и бурение горизонтальных скважин. В результате проведения аналитической оценки предложенных мер по увеличению нефтеотдачи и извлечению нефти предложено применять зарезку боковых горизонтальных стволов длиной 400-500 м и кислотную обработку с объемами закачиваемой кислоты порядка 12.5 м³. Результаты комплексного анализа геологических, технических и экономических данных показали неэффективность применения кислотного гидроразрыва на объекте Д5-6.

Оптимизация системы заводнения и анализ результатов применения оптимизационных мероприятий проведен на основе гидродинамической модели объекта Д5-6.

В заключение, по результатам проведения экономической оценки, предложенные меры по оптимизации являются экономически эффективными и удовлетворяют интересам как государства (коэффициент извлечения нефти 0.577, доход государства 18965 млн. руб) и нефтяной компании (чистый дисконтированный доход 6390 млн. руб).

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕТРАДИЦИОННЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Диева Н.Н., Кравченко М.Н., Мурадов А.В.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Сложившаяся на сегодняшний день необходимость обращения внимания нефтегазодобывающих компаний к разработке месторождений нетрадиционных углеводородов, стимулирует к поиску инновационных методов воздействия на пласты-коллекторы. Месторождения «незрелой нефти (керогена), сланцевого газа, газогидратные пласты относятся к трудноизвлекаемым запасам, а разработка таких месторождений сопряжена с большими сложностями. Как правило, традиционные методики разработки не дают ожидаемого эффекта. В большинстве случаев для достижения возможности извлечения рассматриваемых нетрадиционных углеводородов из пласта необходимо создание в залежи конкретных условий, заметно изменяющих её состояние по сравнению с равновесным. Это может быть стимуляция изменения свойств и структуры пластовой системы, состава насыщающих жидкостей и её гидродинамического состояния. Работа с такими процессами, очевидно, связана с постоянным мониторингом и предсказательным моделированием. Даже процесс моделирования разработки таких месторождений сопряжен с необходимостью учета большого числа протекающих процессов и сложности механизмов взаимодействия нагнетаемых в пласт флюидов и пластовых структур

Настоящая работа посвящена разработке математической модели сложнопостроенного коллектора, насыщенного трудноизвлекаемыми углеводородами. Модель учитывает анизотропию свойств коллектора, наличие нескольких фаз в различном агрегатном состоянии, возможности фазовых переходов и химических реакций, возникающих при взаимодействии нагнетаемого в пласт термохимического агента, способного приводить к изменению начальной структуры порового пространства, подвижности насыщающих его фаз и изменению термобарических свойств составляющих пластовой смеси. В качестве методов воздействия предлагается нагнетание активного агента, с помощью которого удастся повысить подвижность пластовых флюидов, путем разложения твердой (керогеновой) составляющей на жидкую и газовую фазы. Другим механизмом способствующим извлекаемости пластовых флюидов может быть изменение термобарического состояния системы путем нагнетания теплоносителей (актуально для газогидратов), либо за счет увеличения фильтрационных характеристик самого пористого скелета при воздействии на него волн высокого давления (актуально для сланцевых месторождений газа).

ИССЛЕДОВАНИЯ СВОЙСТВ НЕФТИ ВАРАНДЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Крайнева О.В., Губайдуллин М.Г.
(САФУ им. М.В. Ломоносова)

Согласно Программе комплексного освоения ресурсов углеводородного (УВ) сырья уровень добычи нефти в Тимано-Печорской провинции к 2020 г должен достичь 30-40 млн. т в год. Такое увеличение объемов добычи определяет важность вопроса, связанного с экологическим прогнозированием результатов взаимодействия намечаемой деятельности и компонентов природной среды. Разработка методики прогнозирования предполагает необходимость детального изучения свойств нефтей и установления общих закономерностей их изменения для составления научно-обоснованных экологических прогнозов о степени потенциальной опасности нефтезагрязнения для северных экосистем. В качестве примера рассмотрено Варандейское нефтяное месторождение, расположенное в пределах Варандей-Адзвинской нефтегазоносной области на побережье юго-восточной части Баренцева моря [1].

На месторождении открыты четыре нефтяные залежи: в карбонатных отложениях нижней перми и в терригенных отложениях нижнего триаса. Анализ результатов исследования глубинных и устьевых образцов нефти, отобранных на протяжении всего периода разработки месторождения, позволил сделать вывод о значительной дифференциации свойств УВ как по глубине залегания, так и по площади продуктивных пластов. Так, например, выявлена тенденция к уменьшению плотности нефти по мере увеличения глубины ее залегания. Это обстоятельство, по-видимому, обусловлено уменьшением с глубиной содержания в нефти смолисто-асфальтеновых веществ и частичной потерей гетероэлементов, что является свидетельством более активного катагенного преобразовании органического вещества, залегающего на больших глубинах. Также проанализированы изменения свойств нефти в пределах одного продуктивного пласта и на протяжении всего срока эксплуатации отдельных скважин. Все это характеризует нефть как сложную постоянно меняющуюся систему, требующую детального изучения.

Проведенный анализ физико-химических показателей устьевых и глубинных проб нефти позволил сделать вывод, что нефть Варандейского месторождения ввиду особенностей геологического строения, характера залегания УВ и ряда других влияющих факторов изменяется в достаточно широком диапазоне. На основании полученных данных можно выполнять прогноз изменения состава и свойств добываемого сырья и учесть их при экологическом прогнозировании возможных негативных последствий разливов нефти для хрупких северных экосистем.

Список литературы:

Губайдуллин М.Г., Крайнева О.В. Геолого-физическая характеристика продуктивных пластов Варандейского месторождения и оценка потенциальной экологической опасности сырой нефти /Вестник САФУ. Серия «Естественные науки» - 2013. - № 3.

РЕЗУЛЬТАТЫ ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОГО ОПРЕДЕЛЕНИЯ ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫХ СВОЙСТВ ОРТОТРОПНОГО ПЕСЧАНИКА

Кузьмичев А.Н.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В результате проведения комплекса лабораторных исследований были определены тензоры абсолютной проницаемости, просветности, тензор характерных линейных размеров. Также в работе экспериментально подтверждено предположение о тензорном виде функции Леверетта, т.е. замене "универсальной скалярной функции" на тензор четвертого ранга.

Для проведения комплексных исследований по определению фильтрационно-емкостных свойств реальных кернов используется следующая схема:

1. Выполняется разметка боковой поверхности керна, по которой потом проводится прозвучивание.

2. По измерениям скоростей прохождения ультразвуковых волн и упругих свойств при одноосном растяжении (сжатии) устанавливается факт наличия анизотропии фильтрационно-емкостных свойств.

3. Выпиливается необходимое количество образцов для определения компонент тензора абсолютной проницаемости. Для подтверждения тензорной природы выбираются один или несколько контрольных образцов.

4. По гидродинамическим исследованиям для каждого из образцов определяются пористости, коэффициенты абсолютных проницаемостей (тензор абсолютной проницаемости).

5. Проводится рентгеновская компьютерная томография. Определяются функции плотности распределения пор по радиусам для каждого образца. По ним рассчитываются эффективные диаметры и просветности для каждого направления.

6. Определение остаточной водонасыщенности методом центрифугирования на каждом заготовленном образце. Результаты эксперимента аппроксимируются кривыми с учетом тензорного вида функции Леверетта.

Предложенная в данной работе методика позволяет установить наличие латеральной анизотропии, выделить главные направления (максимальное и минимальное значения УЗВ), показать тензорную природу функции распределения пор по радиусам и эффективного диаметра, определить тензоры абсолютной проницаемости и просветности, экспериментально подтвердить тензорный характер скачка капиллярного давления.

ИССЛЕДОВАНИЕ РАСТВОРЕНИЯ КВАРЦЕВОЙ ПОРОДЫ РАЗЛИЧНЫМИ КИСЛОТНЫМИ СОСТАВАМИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБРАБОТОК СЛАБОЗАГЛИНИЗИРОВАННЫХ ПЕСЧАНИКОВ

Магадова Л.А., Давлетов З.Р., Сиротин А.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В настоящее время для интенсификации добычи нефти широко используют кислотные обработки фонда добывающих и нагнетательных скважин. Основными достоинствами метода являются технологическая доступность и относительно низкая стоимость проведения скважино-операции. Зачастую при рассмотрении вопроса кислотных обработок полимиктовых терригенных коллекторов основное внимание уделяется реакциям кислотных реагентов с минералами глинистого и карбонатного цемента и практически не учитывается растворение породообразующих минералов, представляющих собой каркасные силикаты. Безусловно, такой подход справедлив и обусловлен высокими скоростями растворения глинистых минералов и карбонатов в кислых средах по сравнению с кварцем и полевыми шпатами.

Однако вопрос растворения каркасных силикатов становится ключевым при проектировании кислотной обработки слабозаглинизированных песчаников. Указанное выше, а также недостаточная проработанность вопроса в научно-технической литературе обуславливают актуальность настоящей работы.

В качестве модели кварцевой составляющей коллектора использовали кварцевое стекло. Растворение кварца определяли гравиметрическим методом при температурах 20-80°C, время выдержки образцов в кислотных растворах составляло от 0,5 до 6,5 ч.

В качестве фторсодержащих реагентов исследовали плавиковую кислоту и фторид аммония, в виде вспомогательных реагентов использовали соляную кислоту, сульфаминовую кислоту, лимонную кислоту, хлориды аммония, натрия и калия.

Из полученных результатов определено, что наибольшей растворяющей способностью обладают кислотные системы на основе фторида аммония по сравнению с плавиковой кислотой, что, по всей видимости, объясняется тем, что растворение кварца протекает при участии фторид-иона, в случае же плавиковой кислоты скорость реакции лимитируется стадией гидролиза молекулы фтористоводородной кислоты.

Также было обнаружено, что замена соляной кислоты на сульфаминовую в качестве вспомогательного реагента к фториду аммония значительно повышает растворимость кварца. В противоположность этому добавки хлоридов натрия и калия снижают растворимость силикатов, что, по-видимому, связано с экранированием поверхности кварца образующимися осадками – гексафторсиликатами натрия и калия.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ РАДИАЛЬНОГО ВСКРЫТИЯ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПЛАСТОВ НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

Мамедов Э.А., Талалай А.С, Янченко А.В.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В большинстве случаев, когда месторождения переходят в падающий период добычи, компании не тратят деньги на разбуривание дополнительного числа скважин и боковых ответвлений в скважинах, а переходят на другие месторождения. Технология радиального вскрытия пласта (РВП) является альтернативой дорогостоящему вертикальному и горизонтальному бурению. Радиальное вскрытие используют при заканчивании скважин, для стимуляции притока, направленной кислотной и химической обработки. Данную технологию можно использовать и для восстановления нагнетательных скважин.

Технология РВП была разработана американской компанией Rad Tech International Inc. Эта передовая технология впервые появилась в России в 2002 году. Пионером ее использования стала Татнефть. Спустя некоторое время к многообещающей технологии обратился Лукойл.

Сегодня практически все крупные российские нефтегазодобывающие компании не прочь взять этот метод себе на вооружение. Впечатляющие результаты технология радиального вскрытия продуктивных пластов показала в Казахстане. Испытывает данную технологию и Белоруснефть.

В 2011 году недропользователь в лице компании ОАО НК «Роснефть-Сахалинморнефтегаз» утвердила проект доработки Тунгорского нефтегазоконденсатного месторождения. Нами была поставлена задача оценить эффективность применения технологии РВП на Тунгорском нефтегазоконденсатном месторождении находящемся в разработки с 1958 года. По состоянию на 01.01.2011 г. в действующем фонде осталось 10 нефтяных, 1 газовая и 5 нагнетательных скважин. Всего в разрезе месторождения залегают 20 газовых, газоконденсатных и нефтяных залежей.

Результаты расчетов показали, что применение технологии РВП является эффективным методом получения рентабельных дебитов по газу, конденсату и нефти. Благодаря значительной длине каналов РВП применение этой технологии позволяет извлечь остаточные запасы, разработка которых была невозможна ранее из-за сложного, сильно неоднородного геологического строения.

ОСНОВНЫЕ ПРИЧИНЫ САЛЬНИКООБРАЗОВАНИЯ НА ДОЛОТЕ И СПОСОБЫ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ

Леушева Е.Л., Мартель А.С.

(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

Проблема сальникообразования на долоте очень часто проявляется при разбурировании мягких сланцев, особенно вязких глин и набухающих глинистых сланцев, которые адсорбируют воду из бурового раствора. В этом случае сальник из уплотненного сланца может увеличиваться в объеме и покрыть все долото, препятствуя дальнейшему процессу бурения. В этом случае бурильщик вынужден попытаться сбить сальник с долота или поднять не отработанное долото. Для предупреждения образования сальника на долоте вязкие глины часто разбурируют при пониженных осевых нагрузках.

Основными причинами сальникообразования являются: недостаточная очистка забоя скважины; работа долота при отсутствии циркуляции промывочной жидкости; бурение липких пород.

Сильное сальникообразование в мягких глинистых сланцев объясняется двумя факторами: 1) перепадом давления, который согласно Гарнье и ван Лингену увеличивается за счет гидратационных сил, действующих в уплотненных глинистых сланцах, и 2) адгезионными силами, которые становятся очень высокими из-за пластической деформации сланцев с образованием плотного контакта с поверхностями долота. Силы притяжения, действующие на очень малых расстояниях, начинают проявляться, как твердые вещества входят в плотный контакт. Кроме того, мягкие глины (или глинистые сланцы, которые размягчаются при контактировании с буровыми растворами на водной основе) характеризуются небольшими силами внутреннего сцепления, а прилипание зависит от разности адгезионных и когезионных сил.

Для предотвращения сальникообразования предназначены реагенты «детергенты», которые образуют тонкую пленку на поверхности металлов и снижают силы поверхностного натяжения на границе контакта металл - выбуренная порода. К таким реагентам относятся: «PENETREX», добавка к буровым растворам, выпускаемая "Бейкер Хьюз Дриллинг Флюидс"; MC Surf™, смесь неионогенных ПАВ, гликолей и различных активных биоразлагаемых добавок; «Аминол» – высокоэффективный ингибитор набухания и диспергирования глинистых сланцев; «Kla-Cure», современный органический ингибитор глин и глинистых сланцев; «Drill-Kleen», концентрированная смесь поверхностно-активных веществ и т.д. В случае появления сальника также применяются механические средства, такие как механический ударник, центратор и т.д.

СТРУКТУРИЗАЦИЯ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ В НЕОДНОРОДНЫХ ПЛАСТАХ

Михайлов Н.Н., Полищук В.И., Хазигалеева З.Р.
(РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, МФТИ, ОАО
«НижневартовскНИПИнефть»)

Для оценки эффективности извлечения нефти из пласта с помощью заводнения используются результаты геолого-гидродинамического моделирования. Однако существующие стандартные гидродинамические симуляторы базируются на линейном обобщённом законе Дарси и рассматривают остаточное нефтенасыщение (ОНН) заводнённых пластов как одно из свойств, присущих коллектору. Использование стандартных симуляторов демонстрирует полную нечувствительность ОНН и определяемых ею параметров к таким важным технологическим характеристикам, как система расстановки скважин, плотность сетки скважин и др.

Соответственно, для повышения информативности моделирования необходимо использовать представления, учитывающие физику и гидродинамику образования остаточной нефти при заводнении.

Ранее нами были сформулированы основные представления о структуре и свойствах остаточной нефти и обоснованы способы моделирования распределения ОНН в однородных пластах. Были продемонстрированы эффекты влияния плотности сетки скважин, систем их расстановки и типов скважин на распределение ОНН.

В предлагаемом докладе приведено обобщение и развитие представлений о структуре и подвижности ОНН в фильтрационно-неоднородных пластах. Построены петрофизические модели взаимосвязей различных структурных компонентов остаточной нефтенасыщенности с фильтрационными свойствами пласта. С использованием специально разработанной гидродинамической модели фильтрации капиллярно-защемлённых фаз проведено моделирование распределения остаточной нефтенасыщенности в фильтрационно-неоднородном пласте. Результаты моделирования демонстрируют отличительные особенности ОНН в однородных и неоднородных пластах. В неоднородных пластах меняются: характер распределения ОНН в межскважинном пространстве, зависимость ОНН и коэффициента вытеснения от плотности сетки скважин и др. параметры. Неоднородность влияет на технологические возможности доизвлечения остаточной нефти из промытых пластов.

НЕЛИНЕЙНЫЕ ЗАКОНЫ ФИЛЬТРАЦИИ ДЛЯ ПОРИСТЫХ СРЕД С МОНОКЛИННОЙ СИММЕТРИЕЙ ФИЛЬТРАЦИОННЫХ СВОЙСТВ

Дмитриев М.Н., Дмитриев Н.М., Максимов В.М., Мурадов А.А.,
Мурадов А.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ИПНГ РАН)

В докладе в инвариантном тензорном виде приводятся нелинейные законы фильтрации для пористых сред, проявляющих моноклинную симметрию фильтрационных свойств. Уравнения, как это принято в теории фильтрации, представляются выражениями, содержащими скорость фильтрации до второй степени включительно. Получены формулы, задающие нелинейные фильтрационные сопротивления и показано, что при переходе от линейных законов фильтрации к нелинейным, может проявляться эффект асимметрии фильтрационных свойств. Показано, что по сравнению с линейным законом фильтрации для моноклинных сред, когда для задания фильтрационных свойств трех групп симметрии достаточно лишь одного закона фильтрации, в нелинейных законах проявление анизотропии существенно разнообразнее и каждая группа симметрии описывается своим нелинейным законом фильтрации. Проанализировано отличие фильтрационных свойств для каждой группы симметрии. Рассмотрен комплекс лабораторных измерений по определению группы симметрии пористых сред, проявляющих моноклинные фильтрационные свойства.

Из экспериментальных данных известно, что диапазон скоростей жидкости, в котором справедлив линейный закон фильтрации – закон Дарси, связывающий векторные поля скорости фильтрации и градиента фильтрационного давления, ограничен сверху и снизу. Верхняя граница применимости закона Дарси обусловлена проявлением инерционных сил при больших скоростях фильтрации, а нижняя – физико-химическими эффектами взаимодействия жидкости с пористой средой и неньютоновскими реологическими свойствами жидкости. Однако до настоящего времени при построении нелинейных законов фильтрации рассматривались, как правило, изотропные пористые среды и лишь в одной работе рассматривались законы фильтрации для ортотропных сред. В то же время хорошо известно, что реальные грунты и коллекторы углеводородного сырья обладают анизотропией, которая может обладать любой симметрией фильтрационных свойств. Поэтому в докладе рассмотрены варианты построения нелинейных законов фильтрации для пористых сред, проявляющих моноклинные фильтрационные свойства, которые также могут встречаться на практике и их выявление обуславливается проведением комплексных лабораторных исследований, которые даны в докладе.

О ПРИМЕНЕНИИ НАНОРЕАГЕНТОВ ПРИ УМЕНЬШЕНИИ ВЯЗКОСТИ НЕФТИ И СОДЕРЖАНИЯ В ЕЕ СОСТАВЕ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ

Мурватов Ф.Т.

(Азербайджанская Государственная Нефтяная Академия, НИИ
«Геотехнологические проблемы нефти, газа и химия»)

За последние времена наблюдаются негативные тенденции в нефтедобыче: ухудшение структуры нефтяных запасов, увеличение количества малодебитных скважин и т. д. Вязкость нефти и количество механических примесей в ее составе играют важную роль при изменении коллоидной структуры и реологической структуры нефти. Одновременно механические примеси играют специальную роль при образовании трудно разбиваемых эмульсий. Большинство скважин, находящиеся в эксплуатации в нефтяных месторождениях Сиязанской моноклинали (НМСМ), малодебитны, вязкость добываемой нефти может увеличиваться до 40 Сст, а количество механических примесей в ее составе может расти до 30%.

С целью уменьшения значений этих показателей нефти, проведение испытания ряда наночастиц привело к хорошим результатам. То есть, вводя в состав нефти из каждого этих добавок в определенном количестве, в вискозиметре типа “ВУ” установлена вязкость, одновременно прослеживалось количество механических примесей. Добавки, используемые с целью испытания, наножелезные частицы и материал FeT, фильтрующийся в горячем состоянии, в значительной степени уменьшили вязкость нефти. Так, после добавки наножелезных частиц вязкость нефти уменьшилась от 10Сст до 5,5 Сст, а после добавки материала FeT—от 29,0 Сст до 18.0Сст (I добавка уменьшила вязкость нефти на 45%, а II добавка – на 39,9%). Наряду с этим добавление наножелезных частиц на 0,5 гр снизило количество механических примесей в составе нефти на 5,0%, добавление сырой глицериновой кислоты на 1,2 мл—снизило на 13,33 %. Наибольшее снижение количества механических примесей в составе нефти, отмеченных нанореагентом, обеспечила сырая глицериновая кислота (13,33%).

Таким образом, с целью снижения вязкости нефти и количества в ее составе механических примесей в НМСМ в скважинах, находящихся в эксплуатации, использование этих нанореагентов может обеспечить значительное улучшение реологических свойств нефти и рекомендуется получить пользу из этих испытаний.

АЛГОРИТМ ОПТИМАЛЬНОГО РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ОТБОРОВ ЖИДКОСТИ ПО ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМ ОБЪЕКТАМ МНОГОПЛАСТОВОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Мусаверов Д.Р.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Объектом исследования является разработка месторождения нефти, состоящего из нескольких однородных пластов, изолированных друг от друга с точки зрения гидродинамики. Оптимизируемыми параметрами являются суммарные темпы отбора жидкости из всех добывающих скважин каждого пласта (приемистость всех нагнетательных скважин, эксплуатирующих пласт). Зная изменение во времени темпов отбора жидкости из каждого пласта, можно однозначно определить момент его ввода в разработку. Залежи связаны общими ограничениями на суммарные по всем пластам отборы жидкости. Это не позволяет проводить оптимизацию разработки каждой залежи в отдельности. Математическая формулировка задачи представляет собой модель нелинейного программирования.

Предложено аналитическое решение задачи и выполнено теоретическое обоснование этого решения.

Основным назначением предлагаемых математических процедур оптимизации является формирование предварительных вариантов разработки, которые могут служить основой для технико-экономического обоснования проектных решений при дефиците исходной геолого-промысловой информации, что является типичной ситуацией при проектировании разработки месторождений, подготавливаемых к эксплуатации.

Разработано программное обеспечение алгоритмов оптимизации. Благодаря этому возникает возможность сравнить результаты решения поставленных задач с помощью предлагаемых алгоритмов с результатами решения тех же задач существующими математическими средствами, аналогичными по целям и назначению.

Результаты тестирования подтвердили работоспособность предлагаемого подхода и целесообразность ее использования при моделировании и оптимизации процессов разработки многопластовых месторождений нефти.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ В ИМПУЛЬСНОМ ЭЖЕКТОРЕ

Обухов А.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Стационарные газовые эжекторы широко используются в нефтегазовой и авиационной промышленности, при проведении аэродинамических экспериментов, в энергетике и других отраслях. В настоящее время известно, что эжекционный процесс при наличии пульсирующей активной струи позволяет получить значительно более высокие значения параметров, определяющих эффективность процесса. Имеющиеся эксперименты показали существенный прирост импульса и коэффициента эжекции в импульсном эжекторе по сравнению со стационарным эжектором с теми же значениями управлений.

Данная работа посвящена математическому моделированию газодинамического течения в канале импульсного эжектора. Исследуется детальное распределение параметров в осесимметричном канале с целью получения представлений об особенностях различных режимов течений и выбора направления оптимизации по характеристикам эффективности устройства. Исследование ведется для течений вязкого турбулентного теплопроводного газа на основе численного решения уравнений Навье-Стокса, осредненных по Рейнольдсу, с замыканием системы двухслойной параметрической моделью турбулентности.

Вязкость особенно ярко проявляется вблизи стенок канала и на границе смешения двух струй, что приводит к образованию пограничного слоя.

В импульсном эжекторе пульсирующий процесс реализуется в результате периодического закрытия-открытия входа в канал активного газа. Описание его требует постановки соответствующих нестационарных граничных условий и отслеживания результатов не только по координатам, но и по времени.

В результате исследования получены основные характеристики импульсного процесса. Созданные алгоритмы и программный аппарат позволяют детально исследовать распределение газодинамических параметров по времени и по пространству, а также вычислять интегральные характеристики устройства, определяющие его эффективность.

Импульсный режим работы эжектора обладает большим числом управлений, что позволяет эффективнее оптимизировать это устройство. Широкое использование эжекторов в различных областях дает возможность значительно увеличить экономический эффект.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ПОТОКА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ ДЛЯ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

Подойницын С. П., Горбачёв С. Н.

(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть»)

Ресурсная база легких углеводородов стремительно истощается, в связи с этим все более актуальной задачей становится освоение месторождений высоковязкой нефти. Сложность их освоения состоит не только в затратных методах повышения нефтеотдачи, но и связана с проблемами добычи, транспорта и переработки этих нефтей. Ключевой проблемой при добыче и транспорте является то, что высоковязкая нефть, особенно в зимних условиях, может застывать в выкидной линии устьевого арматуры и в промысловых трубопроводах, образуя нетекучую жидкость.

При движении добываемой продукции в потоке совершается ряд энергетических превращений, теплообмен с окружающей средой. При теплообмене вязкость нефти увеличивается, при этом увеличиваются гидравлические сопротивления потоку.

Предотвращение аварийных ситуаций при добыче и транспорте высоковязких нефтей может быть осуществлено при правильном проектировании систем сбора и транспорта нефти. Для этой цели в работе была создана численная модель процесса неизотермического движения потока при движении по стволу скважины и в системе промыслового транспорта.

При выполнении работы:

- определены факторы, влияющие на распределение температуры по длине подъемника и промысловых трубопроводов;
- создана численная модель, позволяющая прогнозировать термодинамические характеристики потока нефтеводяной смеси при движении по подъёмным внутрискважинным трубам и в системах промыслового транспорта нефти;
- исследовано влияние изоляционных покрытий, диаметров труб, скорости движения, воздушного потока, отрицательной внешней температуры воздуха на условия подъёма и транспортировки добываемой продукции;
- установлен характер связи теплопроводности изоляционного слоя, толщины изоляции, диаметра трубопровода и обводнённости продукции на максимальную длину перекачки;
- выполнена оценка возможностей промыслового трубопроводного транспорта нефтеводяной смеси для условий Ярегского месторождения.

Сделанные в работе выводы могут быть использованы при проектировании систем разработки залежи и промыслового транспорта.

ИЗУЧЕНИЕ ПРИРОДЫ ОБВОДНЕНИЯ ПРОДУКЦИИ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН УСИНСКОГО НЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ ПО НОВЫМ ГИДРОХИМИЧЕСКИМ ДАННЫМ

Порошин В.Д., Гуляев В.Г., Маракасов Б.В.

(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть» в г. Ухте)

Анализ особенностей заводнения пермо-карбоновой залежи Усинского нефтяного месторождения по гидрохимическим данным ранее был выполнен В.В. Муляком (Нефтяное хозяйство, 2007, № 11) и впоследствии неоднократно выполнялся авторами данной работы. Проводимые исследования позволили показать, что рассматриваемая залежь заводняется преимущественно пластовыми водами. Попутно-добываемые воды пониженной минерализации распространены либо на участках паротеплового воздействия (ПТВ-3), где низкая минерализация связана преимущественно с проводимой здесь площадной закачкой пара, либо с сохранением ранее закачанных в пределах участков ПТВ-1 и ПТВ-2 горячих пресных вод.

Результаты проводимого на залежи постоянного гидрохимического мониторинга, начало активной закачки пара в пределах участков ПТВ-1 и ПТВ-2, а также на Северном участке (где работают пять скважин паротеплового воздействия), закачка горячей воды в горизонтальные скважины 10 ГС и 11 ГС на Восточном участке в последние годы, позволили существенно актуализировать существующее представление о природе обводнения продукции добывающих скважин в различных ее участках.

В целом, общая гидрохимическая обстановка в залежи, к настоящему времени изменилась незначительно. На большей ее части зоны распространения вод различного генезиса, в значительной мере, имеют унаследованный характер. Наиболее существенные изменения гидрохимической обстановки установлены в вышеназванных и прилегающих к ним участках, где, как уже отмечалось, в последние годы начата закачка пара и горячих вод. Полученные результаты позволили уточнить направления наиболее активного перемещения закачиваемых вод и образующегося в продуктивных пластах пароконденсата, рассчитать скорость его перемещения (которая изменяется от 1,5 до 8 м/сут), а также оценить объем промытых высокоскоростных (до 10 м/сут и более) каналов, по которым происходит активное обводнение добываемой продукции.

ОПТИЧЕСКИЙ СПОСОБ КОНТРОЛЯ ЗА РАЗРАБОТКОЙ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Раупов И.Р., Кондрашева Н.К., Бурханов Р.Н.

(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»,
Альметьевский государственный нефтяной институт)

Контроль разработки нефтяных месторождений осуществляется комплексом гидродинамических, геофизических, физико-химических и других методов. К физико-химическим методам относятся оптические исследования, методика которых предусматривает отбор проб на устье скважин, их транспортировку в лабораторию, длительную процедуру подготовки нефти (удаление из них следов загрязнений и воды) и измерения с помощью фотоколориметров различных конструкций и электромагнитного диапазона оптических свойств углеводородов, комплексную интерпретацию полученных лабораторных и промысловых данных. Оптические исследования применяются для определения направления фильтрационных потоков в пластах, оценки эффективности геолого-технических мероприятий, в том числе и технологий внутрипластовой водоизоляции, подсчета запасов, оценки свойств коллекторов и флюидов и решения других задач. Однако подобная методика не учитывает, что в процессе продолжительных исследований происходят значительные изменения свойств углеводородов, связанные с адсорбцией поверхностно-активных веществ и улетучиванием легких фракций, влияния большого количества субъективных факторов на результаты исследований и интерпретацию данных. Полученные в результате длительной и громоздкой процедуры сведения не соответствуют текущим показателям работы скважин, выработанности пластов и разработки месторождения. Это приводит к искажению полученных лабораторных данных и осложняет их геолого-промысловую интерпретацию. Недостатки метода могут быть устранены за счет автоматизации процессов измерения и интерпретации оптических характеристик нефти. Авторами доклада разработано мобильное устройство автоматизированного измерения оптических свойств добываемой нефти – коэффициентов светопоглощения и оптической плотности, в том числе в режиме реального времени, непосредственно на устье нефтедобывающей скважины. Прибор устанавливается на необходимый период наблюдений, может выполнять функции многофазного дебитомера, принцип действия которого также основан на измерении оптических свойств флюидов, и устьевого пробоотборника. Разработанное устройство более точно определит изменения параметров добываемой продукции, позволит своевременно принимать решения, увеличит надежность и достоверность существующего оптического способа контроля разработки нефтяного месторождения.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЙ ГЛУШЕНИЯ И СТИМУЛЯЦИИ НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПРИ ПОДЗЕМНОМ РЕМОНТЕ

Рогачев М.К., Мардашов Д.В.

(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

Анализ разработки нефтяных месторождений свидетельствует об ухудшении коллекторских свойств призабойной зоны пласта (ПЗП) вследствие отрицательного влияния технологических жидкостей, используемых в процессах вскрытия продуктивного пласта, подземного ремонта и эксплуатации нефтяных скважин. Применение традиционно используемых составов технологических жидкостей на водной основе приводит к значительному снижению проницаемости продуктивного пласта по углеводородной фазе и, как следствие, снижению темпов добычи нефти.

В связи с этим исследования, связанные с разработкой новых гидрофобизирующих составов жидкостей глушения скважин и технологий их применения для сохранения, восстановления и улучшения фильтрационных характеристик ПЗП при подземном ремонте, считаются актуальными в нефтегазовой отрасли.

Сущность разработанных технологий заключается в использовании при глушении нефтяной скважины перед подземным ремонтом эмульсионных составов:

- обратных водонефтяных эмульсий – «блокирующих составов», закачиваемых в скважину с перекрытием интервала перфорации или с продавливанием в призабойную зону продуктивного пласта, обеспечивающих сохранение ее фильтрационных характеристик, и, как следствие, сохранение продуктивности скважины;
- обратных кислотонефтяных эмульсий – «стимулирующих составов», закачиваемых в скважину с продавливанием в призабойную зону пласта, обеспечивающих улучшение ее фильтрационных характеристик и, как следствие, повышение продуктивности скважины.

Высокая агрегативная устойчивость разработанных технологических жидкостей обеспечивается за счет использования в их составе реагента-эмульгатора марки «ЯЛАН-Э2», который разработан и внедрен в промышленное производство совместно с ООО «Синтез-ТНП» (г. Уфа, Республика Башкортостан) и в настоящее время поставляется на ряд нефтегазодобывающих предприятий Западной Сибири.

Реализация данных технологий позволит: сохранить и увеличить дебиты скважин по нефти, снизить обводненность добываемой продукции, сократить сроки освоения и вывода скважин на режим эксплуатации, защитить нефтепромысловое оборудование от воздействия агрессивных пластовых и сточных вод.

НОВЫЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ГРП

Рыбаков А.А.

(Альметьевский государственный нефтяной институт, АГНИ)

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) является одним из наиболее эффективных средств повышения производительности скважин, поскольку приводит не только к интенсификации выработки запасов, находящихся в зоне дренирования, но и при определенных условиях позволяет существенно расширить эту зону, приобщив к выработке слабо дренируемые зоны и пропластки, и, следовательно, достичь более высокого конечного нефтеизвлечения.

На 2013 год специалистами ОАО «Татнефть» проведено около 364 ГРП (320 - в 2012 году и 239 - в 2011 году). Благодаря применению ГРП средний прирост дебита на скважине достигает 4,5 тонны в сутки. Нарастающая дополнительная добыча составила свыше 5,5 млн тонн.

Как правило для оценки технологической эффективности МУН используются характеристики вытеснения, а также «прямой счет». При этом не определяется качество запасов нефти (преобразованные или непреобразованные), вовлекаемых в разработку. Использование оптических методов позволяет не только более полно оценить эффективность ГРП, но также определить влияние проведенного мероприятия на коэффициент охвата или вытеснения.

Выполненные исследования на примере Зеленогорской площади Ромашкинского месторождения позволили сделать вывод о вовлечении в разработку преобразованной нефти, т.е. увеличении коэффициента вытеснения.

Анализ технологической эффективности ГРП на основе стандартных геолого-промысловых показателей не позволяет точно оценить направление влияния технологии на процесс разработки конкретного эксплуатационного объекта. Выбор объектов применения и последующая оценка эффективности ГРП требует тщательного индивидуального подхода с использованием новых методов.

Применение комплексного анализа технологических характеристик работы скважины и коэффициента светопоглощения нефти позволяет более точно оценить направленность ГРП как метода воздействия на пластовую систему. Увеличение коэффициента светопоглощения нефти свидетельствует о вовлечении в разработку преобразованной нефти, т.е. увеличении коэффициента вытеснения. Уменьшение коэффициента светопоглощения нефти свидетельствует об увеличении коэффициента охвата пластов, т.е. включении в разработку в основном непреобразованных запасов нефти.

СПОСОБ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБВОДНЯЮЩЕГОСЯ ГАЗОВОГО ПЛАСТА

Серегина Н.В.

(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

При снижении дебита газовой скважины скорость потока газа в стволе может не обеспечить вынос поступающей из пласта жидкости, что приведет к накоплению жидкости на забое скважины.

Предлагается способ для достижения стабильной эксплуатации обводняющегося верхнего продуктивного газового пласта за счет подачи газа из нижнего продуктивного газового пласта, находящегося в этой же скважине и обладающего большей пластовой энергией, чем верхний продуктивный газовый пласт. Способ реализуется следующим образом:

- проводят кольматацию верхнего обводняющегося газового пласта;
- поднимают из скважины лифтовую колонну;
- добуривают скважину долотом меньшего диаметра, чем диаметр эксплуатационной колонны, до плотных пород в подошве нижнего газового пласта;
- в скважину спускают потайную эксплуатационную колонну, оснащенную находящейся в ее голове уплотнительно-подвесной системой. Башмак потайной эксплуатационной колонны должен находиться в плотных породах подошвы нижнего газового пласта, а голова - в нижней части эксплуатационной колонны;
- цементируют потайную эксплуатационную колонну и перфорируют ее на уровне нижнего газового пласта;
- до нижнего газового пласта спускают подпакерный хвостовик, имеющий диаметр меньше диаметра лифтовой колонны. При этом голову подпакерного хвостовика располагают выше головы потайной эксплуатационной колонны. В голове подпакерного хвостовика устанавливают переходник, к которому подсоединяют лифтовую колонну с установленными на ней пакером и надпакерным клапаном. Надпакерный клапан устанавливают на 10÷20 метров выше кровли верхнего газового пласта, а пакер - ниже подошвы верхнего газового пласта;
- снимают кольматацию верхнего обводняющегося газового пласта, освоивают и испытывают пласты.

Газ из нижнего газового пласта через перфорационные отверстия в потайной эксплуатационной колонне попадает в подпакерный хвостовик и затем в лифтовую колонну, где смешивается с газом и жидкостью из обводняющегося верхнего газового пласта во внутренней полости надпакерного клапана. Затем газ с жидкостью по лифтовой колонне поступает на устье скважины и далее в шлейф.

Предложенный способ позволит увеличить коэффициент газоотдачи верхнего газового пласта.

ТЕПЛОИЗОЛИРОВАННАЯ ЛИФТОВАЯ ТРУБА

Серегина Н.В.

(ООО «Газпром ВНИИГАЗ»)

ОАО «Газпром» начал освоение месторождений полуострова Ямал. Использование конструкций скважин с теплоизолированными лифтовыми трубами (ТЛТ) поможет предотвратить растепление грунтов вокруг ствола скважин в зоне мерзлоты, исключить приустьевые обвалы, перекосы арматур, смятие обсадных колонн и т.д.

Теплоизолированная лифтовая труба содержит соосно расположенные кожух и несущую трубу с конусно-упорной резьбой на концах для обеспечения резьбового соединения с муфтами, теплоизоляцию, вакуумный клапан, втулку, геттеры, патрубки и муфтовый вкладыш.

Пространство между кожухом и несущей трубой полностью заполнено теплоизоляцией, выполненной из теплоизолирующих блоков из открыто пористого материала (например, ТЗМК - термозащитный материал кварцевый) в форме полого цилиндра. Вакуумный клапан установлен в несущей трубе и предназначен для вакуумирования кольцевой полости ТЛТ. Патрубки выполнены в виде конического раструба, приварены торцами меньшего диаметра к торцам кожуха, а торцами большего диаметра - к внутренней поверхности торцевой части несущей трубы. Муфтовый вкладыш прижат металлической втулкой к внутренней поверхности патрубка и выполнен из прочного материала (например, фторопласт) с низким коэффициентом теплопроводности. Геттеры расположены в пространстве между кожухом и несущей трубой, предназначены для поглощения остаточного газа после вакуумирования.

Применение теплоизоляции из теплоизолирующих блоков из открыто пористого материала и вакуумирование ТЛТ создаст в пространстве между несущей трубой и кожухом условия, которые обеспечат низкий коэффициент теплопроводности теплоизоляции.

Использование ТЛТ повысит эффективность эксплуатации скважин, расположенных в зоне распространения многолетнемерзлых пород.

ПРИМЕНЕНИЕ ПОСЛЕДОВАТЕЛЬНОЙ ЗАКАЧКИ ГЕЛЕПОЛИМЕРА И ГОРЯЧЕЙ ВОДЫ НА МЕСТОРОЖДЕНИЯХ НАХОДЯЩИХСЯ НА ТРЕТЬЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ

Сорокина А.О.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Остаточные или неизвлекаемые промышленно освоенными методами разработки запасы нефти достигают в среднем 70% от первоначальных геологических запасов нефти в недрах. Поэтому актуальными являются задачи применения новых технологий нефтедобычи, позволяющих значительно увеличить нефтеотдачу уже разрабатываемых пластов, на которых традиционными методами извлечь значительные остаточные запасы нефти уже невозможно. Для них характерны высокие показатели вязкости нефти, высокая литологическая изменчивость, высокие темпы обводнения скважин по промытым в результате закачки пропласткам.

Предлагается применение последовательной закачки оторочки раствора гелеполимера с концентрацией 0,4% с целью выравнивания профиля приемистости, основной оторочки раствора гелеполимера с концентрацией 0,15%, далее во избежание деструкции гелеполимера буфер холодной воды с температурой 35°C, после чего закачка горячей воды с температурой 90 °C. В результате получаем увеличение коэффициента охвата при закачке гелеполимера и рост коэффициента вытеснения при закачке горячей воды и как следствие увеличение уровня добычи нефти, уменьшения уровня добычи жидкости и снижение обводненности.

Для визуализации эффективности предложенного метода были произведены расчеты с использованием секторной модели, построенной в ПО Eclipse 100. Для сравнения были просчитаны иные варианты: закачка холодной воды, закачка гелеполимера и последующей закачки холодной воды, закачка горячей воды.

Результаты расчетов в таблице:

	ХВ	П+ХВ	ГВ	П+ГВ
Qн, тыс м³	93,15	106,2	107,9	120,3
Qж, тыс м³	967,2	957	962,9	955,1
В, %	96,24	94,61	92,74	90,75

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ КОМПЛЕКСНОГО АНАЛИЗА

Султанова Д.А., Максютин А.В., Хусаинов Р.Р.

(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

Большинство нефтяных месторождений Российской Федерации представлено залежами, которые находятся на завершающей стадии разработки. Как правило, эксплуатация таких залежей сопровождается большим количеством осложняющих факторов, которые приводят к снижению надежности нефтедобывающего оборудования, например, высокая обводненность скважинной продукции и коррозия.

Отметим, что из основных причин сокращения межремонтного периода нефтегазопромыслового оборудования, является коррозия. Процессу коррозии могут способствовать воздействие сразу нескольких факторов – повышение обводненности продукции скважин, увеличение выноса солей и механических примесей, повышение скорости движения пластовой жидкости, увеличение токов и напряжений в кабельных линиях и погружных электродвигателях.

Способы защиты от коррозии подразделяются на следующие виды: химические, физические, технологические. В данной работе рассматривается химический метод, который осуществляется посредством использования ингибиторов коррозии. Как правило, ингибиторную защиту применяют как предупреждающую меру до внедрения более радикальных способов. За счет адсорбции ингибитора или образования с катионами металла труднорастворимых соединений происходит изменение состояния поверхности металла, в результате чего уменьшается площадь активной поверхности или изменяется энергия активации коррозионного процесса. При этом скорость коррозии значительно понижается и ингибитор не оказывает негативного воздействия на сам металл.

В данной работе приводятся результаты экспериментальных исследований и оценки эффективности действия ингибиторов коррозии в условиях углекислотной коррозии по анализу поляризационных кривых, полученных методом поляризационного сопротивления. В результате оценки эксплуатационных свойств образцов, а также защитного действия тестируемых 20 ингибиторов, была получена единая линейка сравнительной эффективности ингибиторов коррозии для месторождений углеводородов, на основании которой рассматривалась зависимость изменения коррозионного потенциала под воздействием внешнего постоянного тока от скорости коррозионного процесса.

Исследования выполнены при поддержке Совета по грантам Президента Российской Федерации для государственной поддержки молодых российских ученых – кандидатов наук (МК-315.2014.5).

ВЫБОР ПОЛОЖЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН И ОЦЕНКА ИХ ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ДОБЫВНЫХ ВОЗМОЖНОСТЕЙ

Токарев М.А., Токарева Н.М.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

В последнее десятилетие регулирование разработки и доизвлечение остаточных запасов на поздней стадии разработки нефтяных месторождений становится все более актуальной промысловой задачей. При этом возникает много проблем требующих решения и обоснования.

Выбор оптимального положения забоев боковых стволов (БС) скважин является актуальной задачей для многих месторождений России.

Нами было проведено обобщение опыта выбора положения и эксплуатации по 61 боковому стволу скважин по пластам D1 и DII на Туймазинском нефтяном месторождении.

Для изучения степени влияния технических параметров положения забоя бокового ствола в пространстве, геологического строения вскрываемых объектов, а также промысловых показателей эффективности работы окружающих скважин на обводненность продукции и производительность бокового ствола использовался механизм регрессионного анализа. При проведении обобщения использовались геолого-промысловые данные по 11 параметрам. Важнейшими из этих параметров являлись величины градиентов давления, начальных балансовых запасов на скважину, текущая обводненность продукции.

По данным обобщения получены статистические модели прогноза эффективности работы боковых стволов (Токарева Т.В., Токарева Н.М., 2011).

Проведен дифференцированный прогноз возможной дополнительной добычи нефти по скважинам, на основании которого определен возможный коэффициент прироста использования запасов как по скважинам отдельно, так и в целом по залежам. Построены карты использования запасов, отражающие величину приходящихся на скважину балансовых запасов, долю отобранных запасов $K_{и}$, а также долю потенциально возможных отборов нефти $\Delta K_{и}$.

По основным залежам исследуемых месторождений определена суммарная фактическая величина дренируемых балансовых запасов, текущий коэффициент нефтеотдачи, суммарная потенциальная величина дополнительных отборов до предела рентабельности и возможный прирост нефтеотдачи $\Delta K_{и}$. Определена прогнозная величина конечной нефтеотдачи при существующей системе разработки.

Полученный опыт был применен для двух месторождений Западной Сибири для целей интенсификации выработки пластов путем бурения боковых стволов скважин по пластам БС₁₀¹⁻², Ю₁², Ю₁³.

КОНТРОЛЬ И РЕГУЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ РЕЗУЛЬТАТОВ ВРЕМЕННЫХ ЗАМЕРОВ ИНДУКЦИОННОГО КАРОТАЖА В СКВАЖИНАХ, ОБОРУДОВАННЫХ СТЕКЛОПЛАСТИКОВЫМИ ХВОСТОВИКАМИ

Токарева Н.М.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

На поздних стадиях разработки нефтяных месторождений эффективным инструментом контроля состояния выработки запасов и динамики изменения нефтенасыщенности является периодическое проведение комплекса геофизических исследований, включающих индукционный каротаж (ИК) в скважинах, оборудованных электронепроводящими стеклопластиковыми хвостовиками, а также бокового каротажа (БК), бокового каротажного зондирования (БКЗ) и ИК в скважинах, оборудованных стеклопластиковыми хвостовиками дискретной проводимости. Данная технология была внедрена и успешно действовала несколько десятилетий на Арланском нефтяном месторождении. При этом было отмечено несколько тенденции изменения нефтенасыщенности перекрытых стеклопластиковыми хвостовиками продуктивных пропластков:

1. Равномерное снижение нефтенасыщенности, свидетельствующая об эффективной выработке пропластка. Средняя остаточная нефтенасыщенность в таких случаях составила 55%.

2. Нефтенасыщенность оставалась неизменной в течение длительного периода времени. Это следствие невовлеченности пропластка или его участка в процесс разработки. В данном случае полученные результаты исследований позволили оперативно планировать и проводить мероприятия по интенсификации разработки данных участков.

3. Временное снижение нефтенасыщенности с последующим ее увеличением, что становилось следствием вовлечения в процесс разработки ранее не участвовавших в ней участков пласта с ухудшенными коллекторскими свойствами.

По данным В.И. Дворкина, абсолютная погрешность определения нефтенасыщенности путем геофизического мониторинга пластов, обсаженных стеклопластиковыми трубами составляет 1,2-6%. При наличии дифференциально определенных значений коэффициентов остаточной нефтенасыщенности по пропласткам нами оценена текущая нефтеотдача в целом по терригенной толще нижнего карбона Арланского месторождения. Полученное значение, равное 42,5%, показывает реальную возможность достижения и даже превышения конечной нефтеотдачи над проектной по рассматриваемому объекту месторождения.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ ВОДНЫХ РАСТВОРОВ СОЛЯНОЙ КИСЛОТЫ НА «АНОМАЛЬНО» ТЯЖЕЛУЮ НЕФТЬ.

Фесан А.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Зачастую месторождения трудноизвлекаемых запасов тяжелых, высоковязких нефтей и битумов, доля которых в России постоянно растет и составляет на данный момент около 60%, разрабатывают с применением кислотной обработки пласта. Однако, известны случаи, когда применение соляно-кислотной обработки пласта приводило к существенному уменьшению дебита обработанной скважины, в том числе из-за ухудшения реологических характеристик нефти. Обычно считают, что главной причиной ухудшения реологических свойств нефти после контакта с водными растворами соляной кислоты является эмульсиеобразование, т.е. добавление капель раствора кислоты в существовавшую дисперсную фазу нефти на основе коллоидов асфальтенов. При этом в результате эмульгирования происходит увеличение эффективной вязкости на несколько десятков процентов. Результаты же наших исследований позволяют сделать вывод, что для тяжелых нефтей, основную роль в ухудшении реологических характеристик нефти после обработки кислотой играет не эмульгирование, а качественное изменение структуры дисперсной фазы нефти. Основной механизм подобного изменения состоит, по-видимому, в усилении связей между частицами асфальтенов и переходе от «жидкообразной» дисперсной структуры нефти к «твердообразной» даже при повышенных температурах в результате специфических эффектов взаимодействия молекул кислоты с молекулами нефти.

В описываемых исследованиях изучали изменение реологических свойств «аномально» тяжелой нефти ($\rho=964 \text{ кг/м}^3$) при смешении с концентрированным раствором соляной кислоты (35,6%) в соотношении 1:1. После интенсивного перемешивания при 45°C измеряли реологические свойства кислотно-нефтяной эмульсии, которая имела консистенцию очень вязкой гранулированной пасты. Также были измерены реологические свойства необработанной нефти. После воздействия кислоты было зафиксировано увеличение эффективных вязкостей нефти как минимум в несколько раз при больших скоростях сдвига, а при малых скоростях сдвига - в несколько десятков раз, что гораздо больше величин, характерных для эффектов эмульгирования.

МОДЕЛИРОВАНИЕ РАЗРАБОТКИ ГЛИНИСТЫХ КОЛЛЕКТОРОВ НЕФТИ С УЧЕТОМ ИОНООБМЕННЫХ ПРОЦЕССОВ

Чагиров П.С., Кадет В.В.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Проведен анализ механизма ионного обмена между глинистым минералом и раствором электролита в диффузионном слое капилляра. Анализ ионообменных процессов между закачиваемым агентом и породой позволил получить зависимость фильтрационно-емкостных характеристик коллектора от коэффициента глинистости и минерализации закачиваемой воды. Полученные зависимости показывают, что со снижением минерализации закачиваемого агента происходит преобразование структуры порового пространства так, что растет доля «тонких» пор за счет снижения доли «толстых», снижается дисперсия функции распределения пор по радиусам, а также значительно уменьшается пористость. На основе микромеханического описания процесса течения жидкостей в решеточной модели пористой среды получены аналитические зависимости кривых относительных фазовых проницаемостей. Проведено моделирование процесса двухфазного течения ньютоновских жидкостей в глиносодержащей пористой среде. Исследовано влияние параметров пористой среды и нагнетаемой жидкости на процесс вытеснения нефти.

Результаты расчетов показывают, что при закачке пластовой воды до момента прорыва водонасыщенность на фронте вытеснения выше, а координата фронта растет медленнее, чем при закачке слабоминерализованной воды. Связано это с более высокой подвижностью нефтяной фазы. Однако в случае закачки агента пониженной минерализации, после прорыва воды к добывающей скважине происходит снижение обводненности продукции и стабилизация дебита по нефти, тогда как при закачке пластовой воды наблюдается рост обводненности и резкое падение дебита. При прокачке более десяти поровых объемов, это приводит к росту нефтеотдачи. Такой результат объясняется существенным снижением пористости, которое приводит к довытеснению нефти, находящейся в крупных порах. Снижение радиусов поровых каналов приводит к тому, что в процесс фильтрации вовлекается все большая доля проводящих капилляров, за счет чего поступающая в поры вода приводит в движение нефтяную фазу.

ТЕОРЕТИЧЕСКИЙ ОБЗОР ВЛИЯНИЯ ОСНОВНЫХ ПАРАМЕТРОВ БУРОВОГО РАСТВОРА НА СКОРОСТЬ БУРЕНИЯ И ПРОХОДКУ НА ДОЛОТО

Леушева Е.Л., Шаймухаметова А.Ф.

(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

Одними из ключевых факторов, которые влияют на эффективность бурения скважин, являются тип и качество бурового раствора. Буровой раствор и режим промывки скважины должен обеспечивать: прочность стенок скважины, вынос шлама, максимальное сбережение коллекторских свойств продуктивного пласта и т. д.

Как известно, основные показатели свойств бурового раствора (плотность, вязкость, показатель фильтрации, содержание и состав твердой фазы) зависят, прежде всего, от компонентного состава. Нет ни одного материала для буровых растворов, который бы избирательно воздействовал на показатели свойств приготовленной системы. Так, с увеличением содержания твердой фазы возрастает плотность, но уменьшается показатель фильтрации, обработка полимерами с целью уменьшения показателя фильтрации сопровождается повышением вязкости системы. Разбавление бурового раствора, как правило, увеличивает показатели его фильтрации, а разжижение приводит к диспергированию глинистой фазы и повышению вязкости фильтрата. Таким образом, основные показатели технологических свойств бурового раствора взаимосвязаны. Однако путем комбинации реагентов удастся избирательно регулировать любой показатель при фиксировании остальных.

Качественные зависимости механической скорости проходки от показателей свойств бурового раствора свидетельствуют о том, что эффективность работы долота ухудшается по мере увеличения плотности, количества твердой фазы, вязкости раствора и уменьшения фильтрации. Однако эти зависимости не равнозначны. Наибольшее влияние на механическую скорость проходки оказывают плотность и наличие твердой фазы бурового раствора. Воздействие вязкости всегда заметно, но менее существенно. Что касается показателя фильтрации, то его влияние установлено, однако скорее обусловлено изменением вязкости: с увеличением показателя фильтрации уменьшается вязкость бурового раствора.

Выбор параметров промывочной жидкости для бурения всегда является компромиссным решением в той или иной степени удовлетворяющим требованиям эффективного разрушения горных пород, выноса шлама и сохранения устойчивости открытого ствола скважины.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОБВОДНЕНИЯ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ СМЕШАННОГО МАССИВНО-ПЛАСТОВОГО ТИПА

Шаяхметов А.И., Пономарев А.И.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Несмотря на мощное развитие гидродинамических симуляторов, приближенные методики прогнозирования обводнения газовых залежей, не теряют своей ценности, поскольку на начальном этапе разработки не представляется возможным построение адекватной трехмерной геологической модели залежи, а для принятия решения по разработке месторождения необходимо выполнить прогнозные расчеты основных показателей разработки на весь период.

Сеноманские залежи крупных газовых месторождений севера Западной Сибири характеризуются слоистой неоднородностью пласта-коллектора и обладают в своей структуре множеством непроницаемых глинистых линз достаточно хорошо выдержанных по площади. Указанные залежи можно отнести к смешанному массивно-пластовому типу.

В данной работе предложен метод расчета обводнения газовых залежей смешанного массивно-пластового типа. При проведении расчетов используется модель залежи, представляющая собой набор пропластков различной толщины, проницаемости, пористости и т.д. При построении слоистой модели используется вероятностно-детерминированный подход. Учитывается внедрение воды в модель залежи, как вдоль напластования, так и в перпендикулярном напластованию направлении. Для того чтобы определить минимально и максимально возможное количество внедрившейся пластовой воды, тем самым получить диапазон, в котором будет находиться истинное значение, рассматривается два крайних случая: модель пласта представляется в виде полосообразной и круговой формы.

Глинистые линзы по объему залежи распределены крайне неравномерно и в некоторых областях встречаются так называемые “литологические окна”, где происходит интенсивное внедрение пластовой воды в вертикальном направлении. Для учета, неравномерно распределенного по площади, продвижения воды в вертикальном направлении, нашу модель мы разбиваем на зоны с различным значением вертикальной эквивалентной проницаемости.

При сравнении расчетных значений объема внедрившейся пластовой воды, полученных на основе имеющихся на начальном этапе разработки данных о геологическом строении залежи и темпах отбора, с фактическими на месторождениях Ямбургское и Медвежье, получаются довольно схожие зависимости. Фактические значения укладываются в пределах полученного диапазона. При этом фактические значения на Ямбургском месторождении более приближены к расчетным для круговой модели залежи, а на Медвежьем – для полосообразной модели, что подтверждается их геологическим строением.

ЯВЛЕНИЯ АДСОРБЦИИ В ПРОЦЕССАХ ФИЛЬТРАЦИИ И ВЫТЕСНЕНИЯ

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

Поверхностные явления в породах-коллекторах нефти и газа являются определяющим фактором формирования остаточной нефти. Одной из причин снижения коэффициента нефтеотдачи является формирование граничного слоя нефти на поверхности минеральной поверхности. Граничный слой представляет собой структурированные моно- и полимолекулярные слои жидкости и обладает свойствами, отличными от свойств жидкости в объёме. Изучение граничного слоя жидкости является предметом работы многих учёных, однако исследования углеводородных систем на минеральной поверхности немногочисленны. Также недостаточно изучены возможности перехода от свойств граничного слоя к макроскопическим свойствам породы-коллектора: проницаемости, остаточной водо- и нефтенасыщенности. Вместе с тем развитие данного научно-технического направления является ключом к пониманию физической сути процесса нефтеизвлечения, механизмов увеличения нефтеотдачи продуктивных пластов.

Целью работы является определение состояния граничного слоя углеводородов в поровом пространстве горных пород и оценка его влияния на проницаемость горных пород и коэффициент замещения углеводородов пластовой водой.

Большая часть работ по исследованию граничного слоя рассматривает поведение жидкости на плоской твёрдой подложке. В настоящей работе использовался неразрушающий метод ядерного магнитного резонанса, способный изучать состояние жидкостей *in situ* в пористых средах.

Объектом исследования являются образцы песчаников, насыщенные моделью нефти (гептадеканом с асфальтенами и нафтеновыми кислотами).

В ходе исследований была предложена методика определения величины граничного слоя углеводородов в образце керна. Разработанная методика позволила скоррелировать величину граничного слоя с проницаемостью керна по углеводородам, пластовой воде и коэффициентом замещения.

Экспериментально показано, что присутствие высокомолекулярных компонентов нефти оказывает влияние на величину граничного слоя углеводородов и фильтрационно-емкостные свойства породы-коллектора. Нафтеновые кислоты увеличили граничный слой, асфальтены – не изменили. Присутствие нафтеновых кислот и асфальтенов увеличило проницаемость по углеводородам и пластовой воде при замещении углеводородов; при этом коэффициент замещения уменьшился.

ИССЛЕДОВАНИЕ СТРУКТУРЫ ИСКУССТВЕННЫХ ОБРАЗЦОВ ПЛАСТА ДО И ПОСЛЕ ПЕРФОРАЦИИ

Исаев В.И., Шепель К.Ю.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Прискважинная область является одной из важнейших частей продуктивного пласта на пути притока нефти или газа к скважине. Загрязнение этой области буровым раствором, скважинной жидкостью и другими веществами негативно влияет на фильтрационные характеристики и приводит к уменьшению дебитов нефти или газа.

Для связи продуктивного пласта со скважиной и увеличения интенсификации притока флюида одним из наиболее распространенных методов является кумулятивная перфорация прискважинной области.

В докладе рассматривается способ вскрытия пласта кумулятивной перфосистемой «Спарка» [1]. Приводятся результаты исследований структуры (пространственного расположения пор в объеме и в заданных плоских сечениях) искусственных образцов пласта до и после проведения перфорации в лабораторных условиях.

Исследования внутренней структуры простреленных бетонных образцов цилиндрической формы с размерами \varnothing 120 x 250 мм, моделирующих нефтегазовый пласт, были проведены с помощью рентгеновского компьютерного томографа V|tome|X S240 (*GE Phoenix X-ray*), то есть без нарушения исследуемых образцов.

Получены графики изменения пористости по длине для неперфорированного образца и для двух перфорированных образцов: одним кумулятивным зарядом (штатная перфорация) и парой кумулятивных зарядов (перфосистема «Спарка»). Графики показывают, что кривая распределения пористости, по длине образца полученная после перфорирования перфосистемой «Спарка», лежит выше кривой после перфорации одним зарядом, которая в свою очередь лежит выше неперфорированного образца. Та же картина получается и после сравнения средних величин пористости исследуемых образцов.

На основе этих результатов можно сделать оценку коэффициентов проницаемости исследованных образцов.

Способ кумулятивной перфорации перфосистемой «Спарка» в настоящее время широко применяется на предприятиях нефтегазового промысла.

Список литературы:

1. Исаев В.И., Ликуттов А.Р., Шепель К.Ю., Галеев А.А., Стаценко Е.О. Исследование структуры горных пород после перфорации перфосистемой «Спарка» с использованием рентгеновской томографии// Практическая микротомография. Материалы Всероссийской конференции: ГНУ Почвенный институт имени В.В. Докучаева Россельхозакадемии, Москва, 2013. – С. 156 – 163. www.microctconf.com

ТЕХНИЧЕСКОЕ ПЕРЕВООРУЖЕНИЕ И РЕКОНСТРУКЦИЯ ОБЪЕКТОВ ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА ОНГКМ В ПЕРИОД ПАДАЮЩЕЙ ДОБЫЧИ

Ямбаев Р.Ф.

(ООО «Газпром добыча Оренбург» Газопромысловое управление)

Поздняя стадия разработки газоконденсатного месторождения характеризуется падающей добычей, снижением пластового давления, изменением состава пластового флюида, обводнением скважин, увеличением содержания пластовой влаги в газе и другими, осложняющими процесс извлечения углеводородного сырья факторами.

На данной стадии применяемая с начального периода технология подготовки УВС в связи с изменившимися условиями требует серьезных корректировок, а порой и принципиальных изменений, без которых становится невозможным, в том числе и выполнение требований технических условий к качеству подготовки углеводородного сырья.

Целями технического перевооружения объектов добычи является поиск оптимальных решений следующих проблем:

- обводнение залежи;
- утяжеление состава конденсата;
- ввод новых мощностей ДКС, ДНС;
- снижение воздействия на окружающую среду и др.

Пути совершенствования промышленной подготовки жидких углеводородов заключаются в создании максимально возможных условий подготовки на УКПГ и ДКС, благодаря реконструкции имеющегося технологического оборудования и оптимизации технологического процесса, в котором бы присутствовали все необходимые операции по обезвоживанию сырья (подогрев, подача деэмульгатора, отстой, утилизация и др.).

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Российский государственный университет
нефти и газа имени И. М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

X ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

10-12 февраля 2014 г.

Секция 3 Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта углеводородов и нефтегазопродуктообеспечение

Москва
2014 г.

ОСОБЕННОСТИ ЗАЩИТЫ ОТ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УДАРА МОРСКИХ НЕФТЕНАЛИВНЫХ ТЕРМИНАЛОВ С ВЫНОСНЫМИ ПРИЧАЛЬНЫМИ УСТРОЙСТВАМИ

Арбузов Н.С.

(ООО «ИМС Индастриз»)

Увеличение объемов поставки за рубеж нефти и нефтепродуктов требует строительства новых и расширения существующих наливных терминалов. Однако к настоящему времени удобные для морских терминалов участки побережья расположенных вдоль границ России морей, как правило, уже заняты портовыми сооружениями, поэтому будущее в перевалке за рубеж нефти и нефтепродуктов за выносными причальными устройствами (ВПУ).

Рассматриваются способы защиты морских нефтеналивных терминалов от гидравлического удара в зависимости от протяженности подводного участка наливного трубопровода, возможности размещения на ВПУ системы защиты от гидравлического удара (СЗГУ) и т. п. Анализ выполнен

- для относительно коротких трубопроводов и продолжительного времени закрытия судовых задвижек защита от гидравлического удара обеспечивается отключением насосных агрегатов в момент начала закрытия судовых задвижек;

- при невозможности размещения СЗГУ на ВПУ (например, когда в качестве ВПУ используется донный манифольд) в качестве СЗГУ может использоваться быстрозакрывающаяся задвижка, расположенная на трубопроводе у береговой линии;

- при удалении ВПУ от наливных насосных агрегатов, находящихся на берегу, не более, чем на 5 км, для защиты терминала от гидравлического удара может оказаться достаточной система защиты, размещенная на самих ВПУ;

- для уменьшения размеров СЗГУ, располагаемой на выносном причальном устройстве, и входящей в ее состав сбросной емкости, может помочь комбинированная система защиты с использованием береговой СЗГУ с определенным образом подобранными настроечными параметрами;

- при значительном удалении ВПУ от береговой линии (на 10 и более километров) можно использовать на ВПУ быстродействующую задвижку безопасности, которая будет закрываться одновременно с судовыми задвижками, что позволит защитить наиболее слабое звено ВПУ – шлангующий трубопровод, который находится между ВПУ и судном;

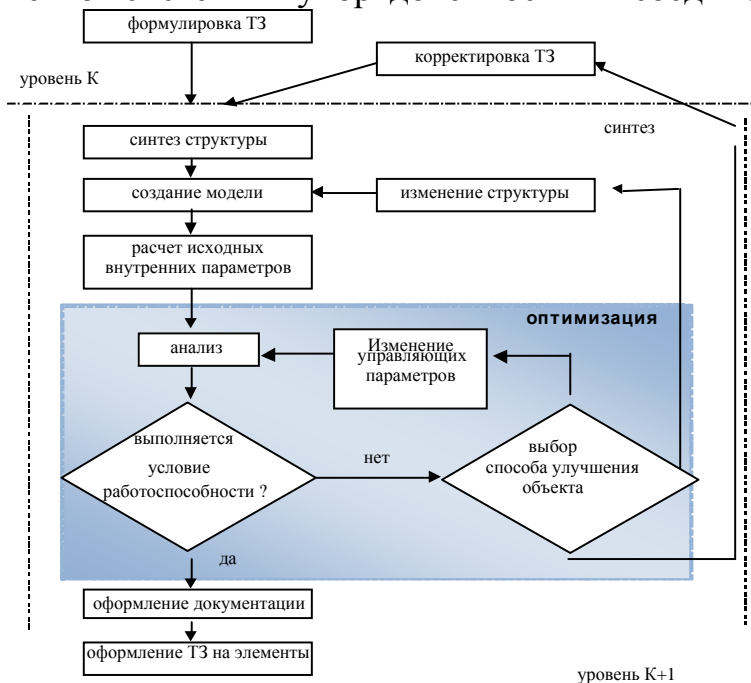
- в зависимости от конкретных условий размещения ВПУ и условий погрузки судов возможно использовать комбинации всех выше упомянутых способов защиты.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА ОПТИМАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Бабич А.В.
(ОмГТУ)

Одной из актуальных на сегодняшний день задач трубопроводного транспорта нефти является оптимизация проектирования технологических объектов нефтеперекачивающих станций и линейной части магистральных трубопроводов.

Цель оптимального проектирования — приведение объекта к органически цельному и компактному построению, в котором наиболее целесообразно располагаются функциональные и структурные элементы в соответствии с требованиями наиболее строгой соразмерности сопрягаемых элементов системы и упорядоченности их соединения.



На схеме представлена типичная последовательность проектных процедур на одном из этапов нисходящего проектирования технического объекта.

Представленная взаимосвязь проектных процедур анализа и синтеза имеет характер вложенности процедуры анализа в процедуру оптимизации, а процедуры оптимизации в процедуру синтеза, объединяющую синтез структурный и параметрический.

Процедура анализа осуществляется посредством методов поддержки принятия решений, в ходе детального анализа был выбран метод анализа иерархий, являющийся наиболее эффективным средством, позволяющим принимать решения о выборе компонентов сложных технических систем на этапе проектирования.

УСТРОЙСТВО БЕЗУДАРНОГО ПУСКА И ОСТАНОВА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ

Бармаева Е.С., Горбунов А.С., Корнеева О.А., Афиногентов А.А.
(Самарский государственный технический университет)

Скачки давления, возникающие в следствие отключения насосных агрегатов на нефтеперекачивающих станциях (НПС), представляют собой серьезную опасность для трубопровода, особенно для участков с высоким статическим давлением. Для защиты магистрального трубопровода (МТП) от проходящих волн высокого давления на НПС предлагается пневмогидравлическое энергонезависимое устройство плавного (безударного) пуска/отключения НПС (УБПО).

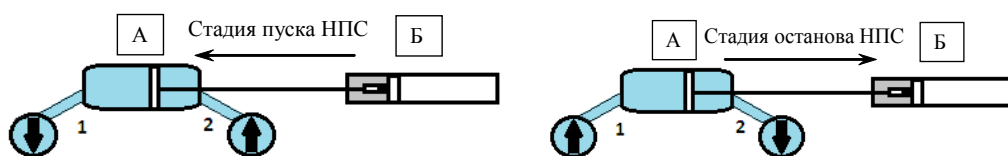


Рисунок 1. Принцип действия УБПО НПС

Принцип работы оборудования (рисунок 1) заключается в своевременном сбросе/приеме в специальный поршень-разделитель (А) соединенный с пневмоцилиндром (Б), определенного объема нефти. Данное устройство подключается параллельно магистральной насосной станции промежуточной НПС.

Согласно расчетам, для обеспечения оптимальной длительности снижения давления на выходе НПС, объем сброса нефти (активной емкости поршня-разделителя) при остановке насосного агрегата при максимальной производительности нефтепровода $Q=10000 \text{ м}^3/\text{час}$ должен составлять 25 м^3 [1].

Преимуществами предлагаемой системы УБПО НПС являются её энергонезависимость, возможность работы, как на этапе пуска, так и на этапе остановки насосных агрегатов НПС, а также отсутствие емкостей для сброса нефти и необходимости закачки нефти в нефтепровод после срабатывания системы.

Список литературы:

1. Горбунов А.С., Бармаева Е.С., Корнеева О.А. Оптимальное управление переходными режимами работы магистральных нефтепроводов // Труды XVII Международного симпозиума имени академика М.А. Усова студентов и молодых ученых. Том II; Томский политехнический университет. – Томск: Изд-во ТПУ, 2013. – с 452-454.

ДИАГНОСТИКА ЛОПАТОК ГТУ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Валетдинова Э.Р., Годовский Д.А.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Газотранспортная система представляет собой уникальный технологический комплекс, включающий в себя объекты добычи, переработки, транспортировки, хранения и распределения газа, которая обеспечивает непрерывный цикл поставки газа от скважины до конечного потребителя. В ее состав входят 168,3 тыс. км магистральных газопроводов и отводов; 222 линейные *компрессорные станции*, на которых установлено 3738 газоперекачивающих агрегатов общей мощностью в 43,87 тыс. МВт; 25 объектов *подземного хранения газа*.

На компрессорных станциях газопроводов России эксплуатируются газотурбинные установки как отечественного, так и иностранного производства, максимальная наработка которых в настоящее время составляет более 100000 часов. Лопаточный аппарат газотурбинной установки (ГТУ) составляет основную ее часть, определяющую ресурс и стоимость ГТУ.

Диагностирование дефектов рабочих лопаток турбомашин в процессе их работы является сложной инженерной задачей, от эффективности решения которой зависит долговечность и безопасность эксплуатации турбоагрегатов.

Для нормальной эксплуатации газотурбинного двигателя и предотвращения аварийных ситуаций, необходимо тщательно контролировать состояние лопаток в процессе эксплуатации. В настоящее время достаточно примеров о недостаточности проведения контроля лопаток традиционными методами неразрушающего контроля. Используемые методы обнаруживают образовавшиеся дефекты и не позволяют их возможное месторасположение и определить ресурс материала.

Решению этой задачи посвящено большое количество исследований во всем мире, тем не менее, надежных методов диагностирования очень мало.

В настоящее время традиционные методы диагностики фиксируют только существующие дефекты лопаток и не позволяют определить степень деградации материала, что актуально для оценки остаточного ресурса лопаток при эксплуатации. Поэтому на основе анализа существующих методов диагностики и по результатам проводимых исследований разработана методика комплексной диагностики с учетом деградации материала лопаток.

ПРИМЕНЕНИЕ НАЗЕМНОГО ЛАЗЕРНОГО СКАНИРОВАНИЯ ДЛЯ ДИАГНОСТИКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ НАЗЕМНЫХ ПЛОЩАДОЧНЫХ СООРУЖЕНИЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Васильев Г.Г., Сальников А.П.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Первостепенное значение при эксплуатации зданий и сооружений имеет своевременный контроль их технического состояния (по средствам контроля параметров эксплуатационных качеств (ПЭК)), систематическая проверка исправности строительных конструкций и инженерного оборудования.

Наиболее важными с инженерной точки зрения из контролируемых ПЭК у наземных площадных сооружений магистральных трубопроводов являются: геометрические размеры зданий и сооружений; допустимые общие и местные деформации (отклонение стен от вертикали, осадка конструкций, прогибы перекрытий и другое).

В настоящее время для контроля за геометрическими размерами и общими деформациями зданий и сооружений применяются различные геодезические приборы и инструменты (нивелиры, теодолиты, тахеометры, клинометры). Для измерения местных деформаций – прогибов служат прогибомеры конструкций Максимова, Аистова и различные индикаторы.

Применение данных средств контроля является достаточно простой задачей. Однако можно выделить два существенных недостатка их использования: измерение малого числа точек и необходимость множества времени для увеличения их количества; большой объем работ по последующей ручной обработке полученных данных.

Одним из новых методов диагностики и контроля параметров эксплуатационных качеств является использование наземного лазерного сканирования. Использование наземного лазерного сканирования позволит комплексно контролировать геометрические параметры, общие и местные деформации зданий и сооружений. При этом исключаются недостатки присущие указанным выше средствам контроля.

Получаемое в результате сканирования облако точек несет в себе информацию о множестве точек конструктивных элементов, позволяя иметь полное представление о техническом состоянии зданий и сооружений, его общих и местных деформациях.

Последующая камеральная обработка полученных данных позволяет построить трехмерную модель сооружения. Данная модель содержит информацию не только о геометрических дефектах здания, но и позволяет определить и спрогнозировать напряженно-деформированное состояние каждого элемента при использовании дополнительного специализированного программного обеспечения (например, ANSYS).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ОСИ ТРУБОПРОВОДА ПРИ ТЕХНОГЕННОМ НАРУШЕНИИ ГЕОКРИОЛОГИЧЕСКОЙ СТРУКТУРЫ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

Гаррис Н. А., Безбородов Г. Р.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Решения по прокладке теплых трубопроводов в районах многолетнемерзлых грунтов со сложным литологическим строением, включающим слои пучинистых и просадочных грунтов, должны приниматься в соответствии со СНиП 2.02.04-88.

Предварительные инженерные изыскания, в соответствии со СНиП 1.02.07-87 дают полное представление о теплофизических и механических характеристиках мерзлых и талых грунтов по трассе трубопровода.

Положение оси трубопровода при подземной прокладке будет определяться его взаимодействием с подстилающими грунтами, которые могут быть как просадочными, так и пучинистыми.

Величина осадки определяется с учетом толщины i -ых слоев оттаявшего грунта ξ_i и величины δ_i – относительное сжатие i -го слоя.

$$S = \sum_{i=1}^n \xi_i \delta_i$$

Рассмотрен пример прокладки трубопровода на переходе, выполненный методом наклонного бурения с относительной глубиной заложения оси трубопровода $h_0/r_{ins} = 32$ в суглинистых грунтах. Поверхностный слой грунта, мощностью до 4,5 м, представлен пучинистыми грунтами.

Расчеты показали, что осадки трубопровода при таком глубоком заложении оси трубопровода не должно быть.

Наоборот, трубопровод на переходе, выполненный по схеме "труба в трубе", имеющий тепловую изоляцию из пенополиуретана и защитный кожух с воздушным наполнением, имеет значительно меньший вес, чем вытесненный грунт.

Выталкивающая сила, приложенная к 1 пог. м газопровода "труба в трубе", равна

$$F_{\text{выт}} = G_{\text{грунта}} - G_{\text{тр}} = 610,6 - 300,8 = 309,8 \text{ кгс} = 3036 \text{ н.}$$

На каждые 100 м перехода газопровод будет действовать выталкивающая сила, максимальная величина которой (без учета сопротивления грунта) равна

$$F_{\text{max}} = F_{\text{выт}} \cdot L = 3039 \cdot 100 = 30390 \text{ н.}$$

Для предупреждения всплытия трубопровода необходимо рассчитывать опорные конструкции с учетом вертикальной выталкивающей силы.

Необходимо также учесть, что сила воздействия на опорные конструкции может увеличиваться на счет сезонного пучения грунтов верхнего горизонта.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ РАЙОНА ГОРОДА МОСКВЫ

Дейнеко С.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Проблема обеспечения безаварийной эксплуатации газового хозяйства города Москвы и бесперебойной подачи газа потребителям является весьма актуальной, так как аварии и отказы в системе газоснабжения города могут привести к катастрофам с человеческими жертвами, повлечь крупный экономический ущерб и вызвать рост социальной напряженности.

В институте проблем развития кадрового потенциала топливно-энергетического комплекса РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина совместно с ОАО «МОСГАЗ» были проведены исследования и разработаны рекомендации по повышению надежности газоснабжения района Митино города Москвы. Задачами исследования явились:

- анализ и оценка надежности действующей газораспределительной сети района Митино г. Москвы и части Красногорского района Московской области (на основании выявления уязвимых участков эксплуатации с учетом рисков);

- выбор и обоснование способов повышения надежности исследуемой газораспределительной сети;

- проведение расчетов повышения надежности газораспределительной сети с учетом модернизации и оценки выигрыша по надежности модернизированной газораспределительной сети;

- разработка рекомендаций организации мероприятий по повышению надежности газораспределительной сети.

Реализация проектов нового строительства и реконструкции объектов газоснабжения в Московском регионе сталкивается с проблемой наличия *высокоразвитой инженерной инфраструктуры* (автодороги, сети, коллекторы и т.д.), поэтому повысить надежность системы газоснабжения района Митино необходимо решать с учетом комплексного и поэтапного выполнения мероприятий с учетом результатов проведенной диагностики и установленного остаточного ресурса оборудования.

В качестве рекомендаций предложено сочетание локальных способы повышения надежности с закольцовкой сети и резервированием ГРП.

Финансирование проекта закольцовки газораспределительной сети возможно предусмотреть как за счет бюджета субъекта федерации, так и из внебюджетных источников, с привлечением инвестиционных программ.

Строительство нового газопровода и реконструкция действующего газопровода, монтаж ГРПБ повлекут сравнительно небольшие затраты в масштабах города Москвы, при этом вопрос повышения надежности газоснабжения района Митино будет решен.

САМОТЕЧНОЕ ЗАПОЛНЕНИЕ НАКЛОННЫХ УЧАСТКОВ НЕФТЕПРОВОДА

Дидковская А.С.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Рассматривается самотечное заполнение участка нефтеналивного трубопровода. Предполагается, что трубопровод имеет большой перепад высот, так что в нем организован самотечный участок для разгрузки трубы от статического давления. Подобную технологию используют, например, в нефтеналивном порте города Новороссийск. Исследуется вопрос о предотвращении гидротаранных явлений, которые могут возникать в штатных и, особенно, аварийных режимах на начальной стадии погрузки судов. Показано, что системы налива с самотеком успешно противостоят гидравлическим ударам, вызванным прекращением погрузки, но требуют особенно тщательного соблюдения технологии в начале процесса погрузки

Основные уравнения, описывающие самотечное течение слабо сжимаемой жидкости в наклонном трубопроводе имеют вид:

$$\begin{cases} \frac{\partial \rho s}{\partial t} + \frac{\partial \rho v s}{\partial x} = 0, \\ \frac{\partial \rho v s}{\partial t} + \frac{\partial}{\partial x} \left(\rho v^2 s + \rho g \cos \alpha \cdot \int_0^h s(h) dh \right) = S \rho g \left(\sin |\alpha| - \frac{v^2}{R_r C_{III}^2} \right), \end{cases}$$

где $s(x,t)$ – площадь сечения, занятая жидкостью; $v(x,t)$ – скорость жидкости; $h(x,t)$ – максимальная глубина жидкости в сечении; C_{III} – коэффициент Шези ($C_{III} = \sqrt{8g/\lambda}$); α – угол наклона оси трубопровода к горизонту ($\rho = const.$). Решение этих уравнений ищется в виде бегущей волны.

Показано, что форма поверхности бегущей волны определяется обыкновенным дифференциальным уравнением

$$\frac{d\varphi}{d\xi} = \frac{b^2 - \left[\frac{2\varphi - \sin 2\varphi}{2\varphi} \right]^{4/3}}{\operatorname{ctg} |\alpha| \cdot \sin \varphi \cdot \left[\frac{2\varphi - \sin 2\varphi}{2\varphi} \right]^{4/3}},$$

где параметр b определяется выражением $b = v/52,497 \cdot R_0^{2/3} \cdot \sqrt{\sin |\alpha|}$; $\xi = x/R_0$ – безразмерная координата вдоль оси трубопровода; $2\varphi(\xi)$ – центральный угол, под которым видна свободная поверхность жидкости из центра сечения. Исследованы решения этого уравнения. Показано, что если выполняется неравенство $Q > 27,92 \cdot \sqrt{|\sin \alpha|} \cdot d^{8/3}$ (d – диаметр трубопровода), имеет место режим полного заполнения нисходящего участка; в ином случае, заполнение является частичным. Исследовано гидротаранное воздействие бегущей волны жидкости на трубопровод в конце самотечного участка.

УПРАВЛЕНИЕ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ ОБОРУДОВАНИЯ И ТРУБОПРОВОДОВ ГАЗОДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЙ НА ОСНОВЕ КОЛИЧЕСТВЕННОЙ ОЦЕНКИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ

Завьялов А.П., Имансакипов Р.М.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В процессе эксплуатации оборудования и трубопроводов газотранспортных и газодобывающих предприятий их техническое состояние непрерывно ухудшается, что связано с явлениями коррозионного и эрозионного износа, возникновением и развитием локальных дефектов, воздействием на конструкции непроектных кинематических и малоцикловых нагрузок.

Со временем это приводит к возникновению «узких мест» – единиц оборудования и участков трубопроводов, имеющих пониженную надежность и ограничивающих технологические возможности всей производственной системы. Такие «узкие места» требуют первоочередного ремонтно-технического обслуживания и проведения компенсирующих мероприятий для нормализации их технического состояния. Выявление участков производственной системы, обладающих пониженной надежностью, и ранжирование их по приоритетности вывода в ремонт являются основными задачами системы технической диагностики.

Усложняет ситуацию наличие в составе оборудования и трубопроводов большого количества разнотипных конструктивных элементов, для которых нормативно – техническая документация предусматривает различную номенклатуру контролируемых параметров и объемы обследования в процессе технической диагностики.

Таким образом, при ранжировании участков производственной системы по приоритетности вывода в ремонт приходится решать задачу сравнения технического состояния объектов различного типа с различными известными параметрами технического состояния.

Решение данной задачи возможно на основе применения инструментария теории надежности и определения количественных значений показателей надежности обследуемых объектов.

В докладе представлена иллюстрация возможностей методов теории надежности при проведении ранжирования оборудования газодобывающих предприятий по приоритетности вывода в ремонт.

Также обоснованы порядок и методика проведения научно-исследовательских работ такого типа с учетом требований к безопасности эксплуатации опасных объектов газодобывающей отрасли и нормативно-технической документации.

ИССЛЕДОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТОЛСТОСТЕННЫХ ТРУБ НА ПРИМЕРЕ ГАЗОПРОВОДА БОВАНЕНКОВО – УХТА

Василье Г.Г., Иманов К.Э.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Строительство газопроводов с использованием толстостенных труб, на сегодняшний день, одна из открытых и актуальных проблем. **Целью проведенных нами исследования являлось изучение** вопросов укладки труб с большой толщиной стенки на примере газопровода Бованенково – Ухта с диаметром 1220 мм, толщиной стенки 27 мм, и весом трубы 24 тонны. Такой вес труб создает очень мощный слой обетонирования, толщина которого, местами, доходила до 110 мм.

Проектными решениями было предусмотрено проведения сварочно-монтажных работ непосредственно в траншее, сваривая отдельно каждую трубу в нить. Модель трубоукладчиков, выбранных для проведения укладочных работ, технологически не способна удержать плеть из 2-х и более труб используемых в проекте. В связи с этим, увеличивалось количество земляных работ, что привело к сильному удорожанию сметной стоимости проекта.

На основе анализа рынка современного оборудования для укладки трубопроводов, нами был рекомендован трубоукладчик KOMATSU D355C-3, как способный выдерживать нагрузку на вертикальном вылете стрелы до 90 тонн. Согласно нашим расчетам и проведенным полевым испытаниям, плеть из 2-х труб могут поднять и опустить в траншею 3 трубоукладчика КАМАТСУ D355С-3. Так же был произведен расчет напряженно-деформированного состояния трубы на момент ее укладки в траншею и построены эпюры на разные типы нагрузок.

В задаче была рассмотрена ситуация, когда плеть, состоящая из 2-х секций, находится в подвешенном состоянии. Плеть была заменена балкой, а трубоукладчики динамическими пружинами. Задача решалась в автоматизированном режиме.

На основании проведенных расчетов и натурных экспериментов, нами был сделан вывод о возможности реализации проекта по строительству газопроводов из толстостенных труб с помощью поточного типа укладки трубопровода с применением современного трубоукладчика КАМАТСУ D355С-3, что позволит значительно снизить объемы земляных работ и, как следствие, приведет к снижению сметной стоимости строительства, а так же сократит время реализации проекта.

ВЫБОР СХЕМЫ КОМПРИМИРОВАНИЯ И РАСПРЕДЕЛЕНИЕ ЗАГРУЗКИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ГПА РАЗЛИЧНОЙ ЕДИНИЧНОЙ МОЩНОСТИ НА КС ПХГ

Калинин А.Ф., Коновалов А.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ООО «Газпром развитие»)

Режимы работы компрессорных станций (КС) подземных хранилищ газа (ПХГ) характеризуются значительными колебаниями подачи газа через компрессорные цеха (КЦ), относительная амплитуда которых в период закачки на 30–50 % больше аналогичного показателя для линейных компрессорных станций. Подобные колебания вызывают необходимость формирования систем компримирования, способных обеспечивать закачку газа во всем диапазоне возможных режимов работы КЦ с наименьшими энергетическими затратами.

Анализ возможностей агрегатного парка, планируемого к установке на некоторых КС ПХГ в ходе реконструкции, показал, что при резких скачках расхода газа через цех могут возникать такие режимы, при которых газоперекачивающие агрегаты (ГПА) будут работать либо в зонах неэффективной работы нагнетателей, либо в зонах низкой загрузки газотурбинных установок, а в некоторых случаях в области близкой к помпажным режимам центробежных нагнетателей, что приводит к необходимости использования регуляторов давления. Все эти обстоятельства могут повлечь за собой увеличение энергетических затрат на сжатие природного газа и снижение надежности работы газоперекачивающего оборудования в системе компримирования.

В работе в качестве способа снижения энергетических затрат на сжатие природного газа и повышения надежности работы газоперекачивающего оборудования рассматривается использование на КС ПХГ агрегатов различной единичной мощности, а также выбор оптимальных режимов работы агрегатов в областях, где есть возможность и целесообразность эксплуатации разнотипных агрегатов. При этом предлагается метод определения момента перехода цеха на ту или иную схему компримирования для минимизации энергетических затрат в КЦ.

Проведенные исследования показали, что использование агрегатов различной единичной мощности в системах компримирования на КС ПХГ позволяет не только расширить диапазон возможных режимов работы цеха, но и в некоторых случаях дает возможность подобрать такую схему компримирования и режимы работы ГПА, при реализации которых достигается снижение энергетических затрат в период закачки газа в подземное хранилище на величину порядка 1,5 – 5,5 %.

ИНЖЕНЕРНАЯ ЗАЩИТА МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА ЭРОЗИОННО-ОПАСНЫХ И ОПОЛЗНЕВЫХ ТЕРРИТОРИЯХ

Васильев Г. Г., Ковалева Т. Н.

(ФГБОУ ВПО «РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина»)

В настоящее время в Российской Федерации нефтегазовая отрасль является одной из приоритетных в экономике государства. В связи с этим на территории России возросли объемы добычи нефти и газа, повсеместно строятся трубопроводы для их транспортировки. Общая длина магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов, газопроводов достигает 230 тысяч километров. В результате строительства и эксплуатации трубопроводов увеличивается техногенная нагрузка на территорию, усиливается деградация земель, особенно в районах подверженных эрозии почв и оползням. Поэтому важной является задача обеспечения устойчивого функционирования трубопроводного транспорта углеводородов в стране.

Для устойчивого землепользования в зоне расположения газо- и нефтепроводов нами рекомендуется организация и проведение мониторинговых работ с применением трехмерного лазерного сканирования. Периодическая цифровая аэрофотосъемка в сочетании с воздушным лазерным сканированием позволяет получить максимально полное представление об объекте съёмки. Ведение географической информационной системы (ГИС) на основе данных мониторинговых исследований обеспечивает изучение динамики происходящих на местности процессов, прогнозирование и моделирование их развития во времени.

Нами проводится исследование причин деградации территории на эрозионно-опасных и оползневых участках трассы, влияние этих процессов на состояние подземных нефте-, газопроводов, а так же разрабатывается усовершенствованная технология проектирования, сооружения и инженерной защиты магистральных трубопроводов, формируется специализированная прикладная ГИС на основе данных трехмерного лазерного сканирования территории.

В процессе исследования нами изучена масштабность деградации территории на эрозионно-опасных и оползневых участках трасс магистральных трубопроводах в РФ и мире; выделены перспективы и проблемы использования материалов трехмерного лазерного воздушного и наземного сканирования, методов их дешифрирования; разработана усовершенствованная технология проектирования, сооружения и инженерной защиты магистральных трубопроводов на эрозионно-опасных и оползневых участках трассы; предложены методы построения специализированной ГИС на основе материалов трехмерного лазерного сканирования; рекомендованы производству технологии совершенствования проектирования, сооружения, инженерной защиты и мониторинга состояния магистральных трубопроводов на эрозионно-опасных и оползневых участках трассы.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ТРУБОПРОВОДНОГО ТРАНСПОРТА НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Бармаева Е.С., Горбунов А.С., Корнеева О.А., Афиногентов А.А.
(Самарский государственный технический университет)

Наиболее распространенным и эффективным способом передачи нефти и нефтепродуктов на большие расстояния, является их транспортировка по системе магистральных трубопроводов (МТП), имеющих значительную пространственную протяженность.

Магистральный трубопровод предлагается рассматривать, как объект управления с распределенными параметрами (ОРП). В работе предлагается решение специальной краевой задачи для технологического расчета трубопровода на основе уравнений движения капельной сжимаемой жидкости в трубах с учетом гидравлического сопротивления, где взаимосвязь основных параметров (давления в трубопроводе p и скорости потока перекачиваемого продукта ω) в любой точке x , по направлению движения потока, и момент времени t , описывается системой двух дифференциальных уравнений, в общем случае нелинейных [2].

Для учета прироста давления в насосном агрегате промежуточной перекачивающей станции или отбора продукта по трассе сосредоточенных на относительно малом участке трубопровода, в правые части уравнений включены функции распределения внутренних источников жидкости/расхода и давления/напора.

Краевая задача математического моделирования позволяет рассматривать магистральный трубопровод в качестве системы с распределенными параметрами (СРП) с источниками давления и расхода. Такой подход позволяет в дальнейшем формулировать и решать задачи управления процессами трубопроводного транспорта жидких углеводородов с применением методов теории управления системами с распределенными параметрами.

Список литературы:

1. Афиногентов А.А., Плишивцева Ю.Э., Снопков А.С. Математическое моделирование управляемых гидродинамических процессов трубопроводного транспорта жидких углеводородов// Вестник Самарского государственного технического ун-та. Сер. Технические науки. – Самара: СамГТУ, 2010. – Вып. 7(28). – С. 137-144.

АНАЛИЗ ПОЖАРОВЗРЫВООПАСНОСТИ МНОГОТОПЛИВНЫХ АВТОЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ С МУЛЬТИПРОДУКТОВЫМИ ТОПЛИВОРАЗДАТОЧНЫМИ КОЛОНКАМИ

Красногорская Н.Н., Ахмеров В.В.

(Уфимский государственный авиационный технический университет)

Ввиду своей экономичности и экологичности, сжиженный углеводородный газ (СУГ), активно используется в качестве альтернативного вида моторного топлива за рубежом и в России.

В соответствии с постановлением Правительства РФ [1] планируется перевести на газ не менее 50% общественного транспорта России, что будет способствовать увеличению количества объектов снабжения автомобилей СУГ и развитию газомоторной отрасли России.

В качестве наиболее оптимального варианта развития рассматривается создание многотопливных АЗС (МАЗС) путем перепрофилирования существующих АЗС в многотопливные [1].

При перепрофилировании АЗС в МАЗС возникают затруднения, связанные с обеспечением требований пожарной безопасности и противопожарных расстояний между топливораздаточными колонками жидкого моторного топлива (ЖМТ) и СУГ [2].

В связи с чем предложено использовать мультипродуктовые топливораздаточные колонки (МТРК), позволяющие заправить с одной МТРК как бензин и дизельное топливо, так и СУГ. Подобные МТРК применяют в странах Европы, например в Чехии, Германии.

Для оценки возможности применения МТРК на МАЗС в России, в настоящей работе оценивались степень пожаровзрывоопасности МТРК при различных режимах эксплуатации и последствия аварийных ситуаций.

При этом осуществлялись: сбор исходных данных о параметрах топлива при различных температурах; анализ особенностей технологического процесса на МАЗС, способствующих образованию паровоздушных смесей; оценка образования взрывоопасных паровоздушных смесей при заправке автомобилей ЖМТ и СУГ через МТРК с учетом метеорологических данных; экспертная оценка программных продуктов для 3D-моделирования МАЗС с МТРК и визуализации аварийных процессов; обоснование возможности применения МТРК в составе МАЗС.

На основании выполненной работы разработаны мероприятия, направленные на повышение пожаровзрывобезопасности МАЗС.

Список литературы:

1. Постановление Правительства РФ о переводе транспорта на газ (от 14 мая 2013г.) // Нефтегаз. URL: <http://neftegaz.ru/news/view/109863/> (дата обращения: 10.06.2013).
2. НПБ 111-98* «Нормы пожарной безопасности. Автозаправочные станции».

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИЙ РЕЖИМ КОМПРИМИРОВАНИЯ РЕАЛЬНОГО ГАЗА В НАГНЕТАТЕЛЯХ КС

Лурье М.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Принято считать, что компримирование природного газа в центробежных нагнетателях компрессорных станций (КС) имеет политропический характер, причем показатель m степени в политропической зависимости отличается от показателя k адиабаты Пуассона. Последнее обстоятельство свидетельствует якобы о наличии теплообмена газа с нагнетательным оборудованием и необратимости происходящих процессов. Однако это утверждение, по-видимому, не верно. Учет реальных свойств компримируемого газа показывает, что сжатие газа в центробежных нагнетателях КС представляет собой процесс, весьма близкий к адиабатическому ($dQ = 0$), а влияние необратимости и теплообмена газа с окружающим оборудованием пренебрежимо мало.

Будь природный газ совершенным, т.е. $e^{внут}(\rho, T) = e(T)$, $J(p, T) = J(T)$, то при $dQ = 0$ связь между параметрами ρ_n, T_n газа в линии нагнетания и параметрами ρ_b, T_b в линии всасывания выражалась бы классическими соотношениями адиабаты Пуассона

$$\frac{\rho_n}{\rho_b} = \left(\frac{p_n}{p_b} \right)^k, \quad \frac{T_n}{T_b} = \left(\frac{p_n}{p_b} \right)^{\frac{k-1}{k}}, \quad \text{где } k = \frac{C_p}{C_v} - \text{показатель адиабаты; } C_p, C_v - \text{теплоемкости}$$

газа при постоянном давлении и объеме, соответственно ($C_p - C_v = R$). Однако практика показывает, что при сжатии природного газа в промышленных нагнетателях эти соотношения не имеют место, поэтому в инженерных расчетах процесс сжатия природного газа в нагнетателях считают политропическим ($m \neq k$).

Для *реального* газа, удельная энергия $e^{внут} = e(\rho, T)$ и удельная энтальпия $J = J(T, p)$ зависят не только от температуры, но от плотности и давления, поэтому при $dQ = 0$ из основного уравнения термодинамики получаем:

$$\underbrace{\left(\frac{\partial J}{\partial T} \right)_p}_{C_p} dT + \underbrace{\left(\frac{\partial J}{\partial p} \right)_T}_{-C_p D_*} dp = \frac{1}{\rho} dp \Rightarrow C_p dT = \left(\frac{1}{\rho} + C_p D_* \right) dp \Rightarrow$$

$$\frac{dT}{dp} = D_* + \frac{1}{\rho C_p} = \frac{\rho C_p D_* + 1}{\rho C_p},$$

где $D_* = D_*(p, T)$ – коэффициент Джоуля-Томсона. Сопоставляя это уравнение для *реального* газа с аналогичным уравнением для *совершенного* газа, можно заметить, что они отличаются наличием в правой части слагаемого D_* . Поскольку $D_* > 0$, то это означает, что при сжатии реального газа имеет место *дополнительное увеличение температуры за счет джоулева нагрева*.

В докладе показано, что уравнение адиабаты реального газа представляется уравнением $\frac{dT}{dp} = \frac{C_p(p, T) - C_v}{C_p(p, T)} \cdot \frac{T}{p} \cdot \frac{1 - p/Z(p, T) \cdot (\partial Z / \partial p)_T}{1 + T/Z(p, T) \cdot (\partial Z / \partial T)_p}$, которое, хотя и не интегрируется аналитически, но имеет приближенное степенное решение с показателем m степени, порядка 1,38 - 1,42.

РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ НА ИХ СКЛОННОСТЬ К КОРРОЗИОННОМУ РАСТРЕСКИВАНИЮ

Ляпичев Д.М.

(ОАО «Оргэнергогаз», РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) металла газопроводов высокого давления – одна из основных технических проблем газотранспортных организаций всего мира.

В представляемой работе обосновывается необходимость:

- изучения процесса КРН в пространстве факторов, определяемых НДС металла, изменением структурно-чувствительных характеристик металла в процессе эксплуатации, условиями взаимодействия поверхности металла с коррозионно-активными средами;

- применения для прогнозирования КРН металла газопроводов современных методов расчетно-экспериментальной оценки НДС, а также подходов механики разрушения;

- использования при прогнозировании КРН для оценки НДС металла газопроводов критерия, прямо пропорционального абсолютному значению коэффициента интенсивности напряжений (КИН) в окрестности вершины возможного дефекта КРН, а также амплитуде изменения КИН за один период циклического нагружения.

С использованием выбранного критерия, известных решений теории упругости и механики разрушения, а также на основании численных расчетов, обосновывается возможность повышения точности прогнозирования КРН за счет учета вклада технологии производства труб и дефектов их формы в общее НДС газопровода.

На основании проведенных теоретических исследований формулируется вывод о целесообразности использования для диагностики КРН металла газопроводов расчетной оценке НДС газопроводов с применением оболочковых и объемных расчетных моделей газопроводов.

Также в работе приводится описание разработанной методики исследования стойкости труб газопроводов к КРН, учитывающей влияние истории нагружения металла в течение жизненного цикла, состояние поверхностного слоя труб и его изменение в процессе эксплуатации, вклад технологии производства труб в общее НДС, а также сложность НДС газопровода. Приводятся результаты оценки по разработанной методике влияния вида нагружения металла газопроводов и степени пластической деформации в кольцевом направлении на склонность металла труб класса прочности К60 и К65 к КРН в нейтральных средах.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИЧЕСКОЙ И СТАТИЧЕСКОЙ ОПРЕДЕЛЕННОСТИ ТОНКОСТЕННОГО ТРУБОПРОВОДА БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

Нгуен В.Х.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Наиболее часто принимаемая в расчете трубопроводов базовая расчетная модель в виде стержня с недеформируемым контуром поперечного сечения является существенно приближенным представлением тонкостенного трубопровода большого диаметра. Здесь не удается учесть многие важные факторы, свойственные реальным трубопроводам. Например, по этой расчетной модели невозможно учесть влияние внешнего или внутреннего давления на динамические характеристики и устойчивость трубопровода. Стержневая модель не пригодна для динамического расчета морских глубоководных трубопроводов.

В данной статье предлагается единая, более сложная расчетная модель тонкостенного трубопровода большого диаметра в виде оболочки, соотношения статики и динамики которой основаны на классической гипотезе Кирхгофа-Лява. Для прямых участков трубопровода - это цилиндрическая оболочка, для криволинейных - тороидальная. Такая расчетная модель дает возможность учесть наибольшее число факторов, которые могут повлиять на изучаемые характеристики реальных трубопроводов.

ОЦЕНКА ХЛАДОСТОЙКОСТИ МЕТАЛЛА ТРУБ, МАШИН И ОБОРУДОВАНИЯ С ПРИМЕНЕНИЕМ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ УДАРНЫХ ИСПЫТАНИЙ

Пелих Э.А., Зорин Е.Е.

(ОАО «Оргэнергогаз», РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина)

Последствиями пренебрежения мерами по предотвращению аварий могут стать как финансовые потери, так и ущерб здоровью или угроза жизни людей. Большинство аварий происходит из-за отказов. В то же время, наивысшая критичность отказа для машин и оборудования в условиях низких температур эксплуатации приходится на отказы по причине разрушения металлических частей конструкций.

Фактически все непредвиденные разрушения металлических конструкций являются хрупкими. Такое разрушение происходит вследствие чрезвычайно быстрого развития трещины с малыми энергозатратами, что обеспечивает непредсказуемость такого процесса и нередко катастрофические последствия. Одним из важнейших аспектов изучения такого вида разрушений является приобретение некоторыми металлами при понижении температуры склонности к хрупкому разрушению, называемое явлением хладноломкости. Этому явлению в том числе подвержены конструкционные низколегированные стали.

Существующие на текущий момент теории хладноломкости не могут дать гарантированных сведений о поведении металла в условиях эксплуатации. Недостаточная изученность этого явления объясняется сложностями изучения поведения материала при пониженных температурах. Некоторые особенности явления, такие как наличие вязкохрупкого перехода на кривой зависимости энергии разрушения металла от температуры и вероятностный характер наступления хрупкого разрушения на этом участке кривой, затрудняют правильную интерпретацию результатов испытаний. Однако с развитием техники увеличиваются и возможности проведения экспериментов и получения достоверных результатов. Многие ученые, занимающиеся изучением этого явления, указывают на необходимость восполнения недостаточности экспериментальных сведений для построения качественной теории

В рамках данной работы были проведены испытания на ударный изгиб при различных температурах стандартных образцов с надрезом типа Шарпи из низколегированных сталей, вырезанных из конструкций, бывших в эксплуатации. В процессе испытаний были выявлены отклонения от классически принятого представления о динамических характеристиках металла при пониженных температурах.

АНАЛИЗ СПОСОБОВ ЗАЩИТЫ МОРСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ ОТ КОРРОЗИИ

Пыстин В.А., Самигуллин Г.Х.

(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный»)

Сооружение морских трубопроводов сопряжено с необходимостью строительства громадным количеством металлических, в основном стальных, конструкций различного назначения. Скорость коррозии стали в морской воде зависит от содержания кислорода в воде, условий ее движения, температуры, солесодержания и лишь в незначительной степени от величины рН.

О преимуществах и недостатках способов защиты с наложением тока от постороннего источника и с помощью протекторов имеется обширная литература, в которой высказываются самые разнообразные мнения. При способе катодной защиты с наложением тока от внешнего источника неправильное обслуживание, механическое повреждение анодов (анодных заземлителей) или недостаточно прочное крепление кабелей и анодов, неэффективная изоляция могут привести к выходу защитных установок из строя. При протекторной защите может произойти пассивация протекторов; в особенности в загрязненных прибрежных водах.

Возрастающие темпы строительства и эксплуатации трубопроводов в районах со сложным рельефом местности, с повышенной коррозионной активностью требуют особого подхода. Протяженность морских участков трубопроводов «Северный поток» и «Южный поток» составляет 2100 км. В 2013 году построено 1719 километров морских трубопроводов, после 2013 года проектами предусматривается строительство еще 3653 километра. Основными нормативными документами, регламентирующими защиту морских трубопроводов от коррозии являются СТО Газпром 2-3.7-050-2006, РД ГМ-01-02, СТО Газпром 9.2-001-2009, СТО 9.2-002-2009, СТО Газпром 2-2.2-130-2007, СТО Газпром 2-2.2-178-2007. Однако большинство их них носят рекомендательный характер. В настоящее время при строительстве морских участков магистральных систем используются стандарты других стран, имеющих больший опыт в укладке трубопровода на морское дно. Морские защищаемые объекты характеризуются малой доступностью для проведения контроля параметров защиты от коррозии, осуществления контроля в режиме «On-line», как это реализовано на материковых объектах. То есть, в системе защиты от коррозии отсутствует постоянная обратная связь, если только через водолазные работы, которые, как известно, применимы не везде и обладают высокой стоимостью. Указанное требует совершенствования методов защиты от коррозии, учитывающего реальное состояние защиты реального защищаемого объекта, обустройства с учетом изменения дефектности защитных покрытий, продолжительности эксплуатации, изменения климатических условий за период эксплуатации и др.

ОЦЕНКА ВЕРОЯТНОСТИ БЕЗОТКАЗНОЙ РАБОТЫ КОРПУСА ИЗОТЕРМИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Рахманин А.И.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Вертикальные надземные изотермические резервуары (ИР) являются наиболее распространенными в мировой практике конструкциями, используемыми для хранения сжиженного природного газа (СПГ). В условиях отсутствия отечественной нормативной базы по прочностному расчету ИР актуальными становятся исследования по обоснованию коэффициентов запаса путем вычисления вероятностной прочности несущих элементов. В настоящей работе предложен подход к определению вероятности безотказной работы (ВАБ) внутренней и внешней оболочек ИР, изготовленных из металла.

В рамках предложенной модели состояние оболочки формализуется в виде вероятностной системы, состоящей из двух псевдоэлементов. Работа первого характеризуется отказами по критерию наступления первого предельного состояния, работа второго – отказами по критерию достижения температурой эксплуатации второй критической температуры хрупкости элемента в условиях двухосного напряженно-деформированного состояния. Отказы элементов являются коррелированными. ВАБ данной двухэлементной системы $H(t)$ вычисляется с учетом корреляции отказов ее элементов:

$$H_1 = P(\sigma_{экр} < R_p); H_2 = P(t_{c2}^k < t_{экс});$$

$$H(t) = P\{\sigma_{экр} < R_p; t_{c2}^k(t) < t_{экс}; \tau \in [0, t]\}; H(t) = \frac{H_1 H_2}{H_1 + H_2 - H_1 H_2},$$

где $\sigma_{экр}$ - напряжение в оболочке по энергетической теории прочности; R_p - расчетное сопротивление резервуарной стали; t_{c2}^k - вторая критическая температура хрупкости корпуса; $t_{экс}$ - температура эксплуатации конструкции; H_1 - надежность первого псевдоэлемента; H_2 - надежность второго псевдоэлемента;

С целью практического применения методики в настоящей работе:

- произведена схематизация нагрузок и внешних воздействий на исследуемые элементы конструкции;
- предложен алгоритм, позволяющий вычислить ВАБ методами имитационного моделирования;
- предложена модель работы теплоизоляционного слоя в условиях деформаций оболочек резервуара;
- показано применение методов непараметрической статистики для восстановления плотности вероятности случайных величин, описать которые известными распределениями не представляется возможным (например, температура).

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ АВАРИЙНЫХ И ЧРЕЗВЫЧАЙНЫХ СИТУАЦИЙ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ

Ревазов А.М., Леонович И.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Система магистрального трубопроводного транспорта газа — важнейший фактор стабильного экономического роста и развития России. Газопроводные системы в настоящее время покрывают значительную часть территории России. В густонаселенной европейской части значительное количество зданий и сооружений находятся на минимально допустимом расстоянии от магистральных трубопроводов. К газопроводам и компрессорным станциям (КС) предъявляются высокие требования по обеспечению надежности и безопасности их функционирования.

КС, являясь стационарными объектами в составе магистрального газопровода, выполняют важнейшую функцию по поддержанию рабочего давления в газопроводе, тем самым обеспечивая транспортировку по трубопроводу необходимого объема газа. Аварии на КС приводят к значительно большему ущербу, чем аварии на линейной части газопровода. Продолжительность сроков ликвидации аварий на КС также выше, поскольку аварии на КС повреждают или уничтожают сложное оборудование, ремонт и замена которого занимает большое время.

Причины аварий на КС магистральных газопроводам могут происходить по различным причинам, которые чаще всего усугубляются человеческим фактором. Рассматривая причины аварийности МГ следует выделить аварии, происходящие по причине ошибок при проектировании КС, ошибок сооружения элементов КС, ошибок эксплуатации КС и др..

Существующие методики основаны на анализе риска аварийных и чрезвычайных ситуаций на основании вероятностной оценки различных сценариев возникновения и развития таких ситуаций. В процессе эксплуатации КС происходят изменения эксплуатируемого оборудования, которые могут существенно изменять вероятностные параметры отказов оборудования, зданий и сооружений, входящих в комплекс КС.

Основное требование к разрабатываемой методике предотвращения аварий — снижение рисков катастрофических аварийных и чрезвычайных ситуаций. Составляющими этой концепции являются принципы:

- приоритета наихудшего сценария;
- непрерывного эксплуатационного наблюдения;
- оперативного анализа наиболее опасных отклонений.

Эти составляющие одновременно являются и направлениями в перспективном научном исследовании, и каждая из них определяет свой круг задач, который необходимо решать при разработке новых и совершенствовании уже существующих методик предотвращения аварий на МГ.

ЗАКОНОМЕРНОСТИ РАЗВИТИЯ ТРЕЩИНОПОДОБНЫХ КОРРОЗИОННЫХ ДЕФЕКТОВ НА ГАЗОПРОВОДАХ

Романов А.П.

(ООО «Газпром ПХГ»)

Несмотря на значительный опыт, накопленный российскими и зарубежными учеными в исследовании процесса коррозионного растрескивания под напряжением (КРН), до сих пор отсутствует общепринятая теоретическая модель, однозначно описывающая данное явление. Существующие гипотезы коррозионного растрескивания, как-то: Дикса, Хора, пленочная, адсорбционно-электрохимическая, сорбционная, не объясняют в полной мере зависимость времени до разрушения от величины растягивающих напряжений, влияние коррозионной среды, химического и фазового состава стали на сопротивление коррозионному растрескиванию.

В рамках данной работы ставилась задача изучения влияния вида нагружения металла трубы (статическое/циклическое) на развитие трещиноподобных дефектов при свободном потенциале коррозии. Контроль трещинообразования с одновременным отслеживанием поведения системы «металл-электролит» обеспечивал метод, основанный на анализе кинетики изменения общего электродного потенциала рабочей зоны модельных образцов.

Лабораторные испытания проводились при комнатной температуре в нейтральной карбонат-бикарбонатной среде (6,5% NaHCO_3 + 6,5% Na_2CO_3), рекомендованной СТО Газпром 2-5.1-148-2007. Объектами исследования являлись модельные образцы прямоугольного сечения, размерами 300x60x20 мм, вырезанные в окружном направлении из прямошовной трубы диаметром 1420 мм из стали класса прочности К60. Схема нагружения, как в случае статической нагрузки, так и циклической представляла собой четырехточечный изгиб. Циклическое нагружение проводилось на установке ZDM-100-Ru с коэффициентом асимметрии по нагрузке $R=0,9$ при частоте $\nu=5$ Гц и максимальном напряжении в цикле $\sigma_{\max}=0,9\sigma_T$. Полученные результаты показали, что одним из факторов, значительно влияющим на сопротивление металла труб развитию коррозионных трещиноподобных дефектов, является вид нагружения. Развитие трещины, вызванное циклической нагрузкой, полностью прекращается при смене нагружения на статическое с величиной растягивающих напряжений равной $0,9\sigma_T$. Сопоставляя полученные результаты со статистикой отказов на линейной части магистральных газопроводов за последние 30 лет (доля аварийных отказов по причине КРН более 50%), можно предполагать, что нагружение магистральных газопроводов линейной части нельзя считать статическим и главной причиной разрушений является коррозионная усталость.

ВНЕДРЕНИЕ ПОДОГРЕВАТЕЛЯ ГАЗА С ПРОМЕЖУТОЧНЫМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЕМ ПГПТ-3 НА ГРС «СУДЖА» ОАО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ МОСКВА»

Сахнюк А.А., Широков В.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В этом столетии, по многочисленным исследованиям экспертов, будет наблюдаться резкое возрастание роли природного газа в энергетике многих стран. Опубликованные прогнозы свидетельствуют, что к 2030 году потребление газа в мире может удвоиться, а межрегиональные поставки утроиться. Для достижения цели стабильного, бесперебойного и экономически эффективного удовлетворения постоянно возрастающего внутреннего и внешнего 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. Но прежде чем внедрять новую технологию на газораспределительную станцию необходимо учесть, что при использовании на ГРС подогревателей для нагрева газа, перед редуцированием, важным вопросом является экономия газа на собственные нужды.

В настоящее время по оценкам специалистов в газотранспортной системе ОАО «Газпром» эксплуатируются около пяти тысяч подогревателей газа различных типов и большая их часть (в том числе и ГРС «Суджа» ОАО «Газпром трансгаз Москва») была построена в период 60-х – начала 80-х годов, и на сегодняшний день оборудование этих ГРС, подогреватели газа в том числе, имеет большую степень износа, физически и морально устарело. 84% подогревателей имеют срок эксплуатации более 10 лет, 40% подогревателей эксплуатируются более 20 лет, 20% эксплуатируются более 30 лет. Тепловая мощность выпускающихся Российскими предприятиями подогревателей превышает реальные потребности ГРС. В результате – 75% подогревателей работают с нагрузкой менее 50%, 51% с нагрузкой менее 30%, 15% с нагрузкой менее 10%. Из более 150 модификаций подогревателей газа прямого нагрева и с промежуточным теплоносителем, выпускаемых отечественной промышленностью, по тепловой мощности удовлетворяют только несколько видов подогревателей. Подогреватели газа с промежуточным теплоносителем, выпускаемые отечественными предприятиями, имеют наименьшую тепловую мощность – 170 кВт (ПТПГ-5) и пропускную способность по нагреваемому газу 5000 нм³/час. Для заполнения пробела в этом сегменте подогревателей ООО Фирма «СППА» разработан и изготовлен опытный образец подогревателя газа с промежуточным теплоносителем ПГПТ-3 мощностью 100 кВт на номинальную производительность 3000 нм³/час, что является оптимальным параметром для внедрения на ГРС «Суджа» ОАО «Газпром трансгаз Москва». Подогреватель предназначен для эксплуатации на открытом воздухе в районах с сейсмичностью до 9 баллов с умеренным климатом в условиях, нормированных для исполнения У1. Система автоматики подогревателя обеспечивает его бесперебойную эксплуатацию.

В конструкции подогревателя применен ряд новых решений. Так для интенсификации теплообмена в жаровой трубе врезаны наклонные патрубки. Малый объем промежуточного теплоносителя позволяет при привязке подогревателя на объекте не предусматривать систему слива-заправки. Опытный образец подогревателя ПГПТ-3 сдан Постоянно действующей комиссии ОАО «Газпром». Применение ПГПТ-3 позволит более рационально использовать мощность подогревателя на ГРС «Суджа», уменьшить габаритные размеры и массу подогревателя, снизить затраты на его производство и эксплуатацию.

ОБОСНОВАНИЕ НАИБОЛЕЕ ЭФФЕКТИВНОГО СПОСОБА ВЫРАБОТКИ ЗАПАСОВ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ В КРАЕВОЙ ЗОНЕ ПЕРМО-КАРБОНОВОЙ ЗАЛЕЖИ УСИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Тараскин Е.Н.

(филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг» «ПечорНИПИнефть» в г. Ухте)

Пермо-карбоновая залежь высоковязкой нефти Усинского месторождения является уникальным по своему геологическому строению объектом.

Залежь вводилась в разработку по частям. В 70 - 90-ые годы прошлого столетия практически полностью была разбурена и введена в разработку внутренняя (присводовая) часть залежи, где сконцентрировано около 60 % начальных геологических запасов. В настоящее время эта часть залежи сильно обводнена и в ней существенно снизилось пластовое давление. Разбуривание краевой части залежи ведется с 2010 года. Результаты бурения новых скважин свидетельствуют о том, что эта зона ведет себя как новый объект, основные показатели разработки которого соответствуют показателям разработки внутренней части залежи 30 летней давности.

В связи с высокой неоднородностью геологического строения и различным текущим состоянием внутренняя и краевая зоны залежи не могут разрабатываться по одной технологии. Рекомендуется придерживаться тенденции выбора индивидуального способа разработки, учитывающего основные особенности геологического строения и состояния выработки запасов каждой зоны.

Основная цель работы заключалась в поиске наиболее эффективного варианта дальнейшей разработки краевой зоны залежи на основе результатов термогидродинамического моделирования.

Для этого из гидродинамической модели залежи в целом для адаптации и проведения численных экспериментов была вырезана секторная модель южной оконечности залежи, где в настоящее время ведется интенсивное бурение новых скважин.

После сопоставления результатов прогнозных расчетов было определено, что наибольшей эффективностью отличается вариант разработки краевой зоне залежи, предусматривающий многократное проведение в добывающих скважинах ПЦО без вскрытия в них высокопроницаемых пропластков. Паронефтяное отношение при таком варианте не превышает 2 т/т.

В целях пролонгации эффекта от ПЦО рекомендуется организовать на залежи систему удаленного законтурного заводнения с оптимальным уровнем компенсации отборов жидкости закачкой ненагретой воды.

Дальнейшая интенсификация разработки краевой зоны также связана с уплотнением сетки скважин до 3,125 га и эксплуатацией их в режиме ПЦО с последующим переходом к внутриконтурной площадной закачки теплоносителя в комбинации с химическими реагентами.

ОЦЕНКА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ МАГИСТРАЛЬНОГО ТРАНСПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА

Калинин А.Ф., Фатхутдинов Р.Р.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В качестве показателей энергоэффективности эксплуатации технологических участков магистральных газопроводов (МГ) в настоящее время используются удельная энергоёмкость и удельная энергоэффективность транспорта газа.

Удельная энергоёмкость определяется как отношение затрат энергетических ресурсов к объёму полученной полезной продукции. При этом полезной продукцией является товарно-транспортная работа (ТТР)

$\sum_{i=1}^n Q_{ki} \cdot L_i$, а в качестве затрат энергетических ресурсов используется работа энергопривода газотурбинных газоперекачивающих агрегатов (ГГПА) на компрессорных станциях (КС) рассматриваемого технологического участка МГ $\sum_{j=1}^m N_{ej} \cdot T_j$ за учетный временной период T (m – число работающих ГГПА, а T_j – время работы каждого агрегата за учетный временной период).

Критерий удельной энергоэффективности находится как отношение объёма полученной полезной продукции к затратам энергетических ресурсов. В этом показателе полезной продукцией является также ТТР, а в качестве затрат энергетических ресурсов используется объём потребления топливного газа ГГПА КС рассматриваемого технологического участка МГ за учетный временной период T .

Следует отметить, что при определении этих критериев не учитываются энергетические затраты в электроприводных газоперекачивающих агрегатах (ЭГПА), которыми оснащены большое число КС МГ, и в системах охлаждения технологического газа на КС МГ, что может повлиять на результаты оценки энергоэффективности эксплуатации технологических участков МГ.

И особенно важно отметить зависимость значений рассматриваемых критериев от колебаний подачи транспортируемого газа, так как затраты мощности на компримирование природного газа от подачи газа имеет нелинейной характер, что существенным образом влияет на объективность оценки эффективности эксплуатации МГ.

В результате проведенного исследования был предложен стоимостной критерий оценки энергоэффективности эксплуатации КС и технологических участков МГ, учитывающий энергетические затраты в ЭГПА и в системах охлаждения технологического газа на КС МГ, дисбаланс цен на используемые энергоносители, в котором также исключено влияние на значение показателя энергоэффективности колебаний подачи транспортируемого газа.

РАЗРАБОТКА ОСНОВНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ ТРЕБОВАНИЙ К СИСТЕМАМ НЕПРЕРЫВНОГО МОНИТОРИНГА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ НЕФТЕПРОВОДОВ

Федоренко А.А., Ляпичев Д.М.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ОАО «Оргэнергогаз»)

Неотъемлемой частью систем мониторинга трубопроводов в условиях возможного протекания опасных геологических процессов являются системы непрерывного мониторинга их напряженно-деформированного состояния (НДС).

В настоящее время наибольшее распространение для экспериментальной оценки НДС получил метод тензометрии, основанный на измерении деформации поверхности металла с помощью приклеиваемых или привариваемых датчиков и последующем определении действующих напряжений с учетом закона Гука. Перспективными для применения на трубопроводах являются тензодатчики (тензометры), основанные на оптико-волоконных технологиях. Основными преимуществами применения таких датчиков является их устойчивость к внешним электромагнитным воздействиям, взрыво- и пожаробезопасность, возможность использования одного канала связи для различных датчиков (например температуры и перемещения), меньшее затухание передаваемого сигнала, а также долговечность оптического волокна.

С недавнего времени промышленной эксплуатации уже используются системы контроля деформации и макроперемещений элементов металлоконструкций, основанные на оптико-волоконных тензометрах, при этом в качестве элементной базы в таких системах используются датчики, основанные на различных принципах:

- точечные датчики на основе волоконных дифракционных решеток;
- распределенные датчики, основанные на анализе обратного рассеивания в оптоволокне.

Показания с точечных датчиков могут с высокой точностью характеризовать только НДС сечений трубопровода, в которых они установлены. Для того что бы характеризовать НДС участков нефтепроводов, прилегающих к месту установки датчиков, необходимо решение обратной задачи механики деформируемого твердого тела – определение тех нагрузок и воздействий, которые вызвали изменение НДС в зоне датчиков и последующее решение прямой задачи – определения влияния этих нагрузок и воздействий на прилегающие участки.

В представляемой работе на основании частного решения дифференциального уравнения балки постоянного сечения на упругом основании обосновываются требования к составу и объему установки точечных датчиков на протяженных нефтепроводах.

ВЫБОР ПАРАМЕТРОВ ГАЗОВОГО КОЛПАКА, ИСПОЛЬЗУЕМОГО В КАЧЕСТВЕ СИСТЕМЫ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДА ОТ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УДАРА

Федосеев М.Н.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Газовый колпак представляет собой герметичную емкость, заполненную инертным газом, которая подключается через подводящий патрубок к защищаемому трубопроводу. В случае возникновения гидравлического удара часть жидкости сбрасывается в емкость, снижая тем самым скорость нарастания волны давления. Иными словами, газовый колпак «затягивает» процесс увеличения давления в трубопроводе до момента прихода волны разрежения. При этом газовый колпак после срабатывания не требует установки дополнительных насосов для обратной закачки жидкости в трубопровод и, кроме того, исключает возможность переполнения устройства нефтью.

В качестве модели совместной работы трубопровода с подключенным газовым колпаком используется система уравнений, описывающая неустановившееся изотермическое течение слабо сжимаемой жидкости в трубопроводе:

$$\begin{cases} \frac{\partial p}{\partial t} + \rho_0 c^2 \frac{\partial v}{\partial x} = 0, \\ \rho_0 \frac{\partial v}{\partial t} + \frac{\partial p}{\partial x} = -\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho_0 v^2}{2} - \rho g \sin \alpha, \end{cases}$$

где $p(x,t)$, $v(x,t)$ – давление и скорость жидкости; c – скорость распространения волны давления в трубопроводе; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; d – внутренний диаметр трубопровода; ρ_0 – плотность перекачиваемой жидкости. Эти уравнения дополняются условиями сопряжения параметров в сечении x_k установки воздушного колпака: $p^-(x_k, t) = p^+(x_k, t) = p_k(t)$ и $v^- - v^+ = q/S$, где q – расход жидкости из трубопровода во внутреннюю полость колпака, который, в случае изотермического сжатия газа, рассчитывается по формуле $q = -p_0 V_0 \frac{d}{dt} \left(\frac{1}{p(t)} \right)$, где p_0, V_0 – начальные давление и объем колпака; $p(t), V(t)$ – давление и объем колпака в текущий момент времени t .

В работе показано, что газовый колпак способен эффективно выполнять свою функцию при достаточном начальном объеме. При этом представленные в работе результаты позволяют при известных эксплуатационных параметрах трубопровода оценить необходимый объем газового колпака для предотвращения последствий гидравлического удара.

АКТУАЛЬНЫЕ МЕТОДИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ РАЗРАБОТКИ СПЕЦИАЛЬНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ ДЛЯ ОБЕСПЕЧЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Чуркин Г. Ю., Алекперова С. Т.

(АНО «Агентство исследований промышленных рисков»)

Современные проекты строительства и реконструкции магистральных трубопроводов (МТ) характеризуются сложными условиями по составу и режимам перекачки транспортируемого продукта, негативным влиянием природно-климатических факторов, таких как суровый климат, сложное геологическое строение районов, чувствительность экологического ландшафта к загрязнениям, удаленность района строительства от производственных мощностей или строительство МТ в стесненных условиях существующей инфраструктуры.

Анализ действующих нормативно-технических документов (НТД) в области магистральных трубопроводов показал, что положения, содержащиеся в них, не в полной мере содержат требования к обеспечению безопасности МТ при строительстве/реконструкции МТ в сложных условиях или содержат устаревшие требования, от которых в проекте необходимо сделать вынужденные отступления.

Для случаев недостаточности требований НТД при сооружении МТ, или вынужденных отступлений от требований НТД согласно действующему законодательству необходима разработка Специальных технических условий (СТУ). Главной задачей разработки СТУ является определение компенсирующих мероприятий (КМ), обеспечивающих надежность и безопасность МТ, проектируемых с отступлением от действующих норм или при их отсутствии.

Накопленный опыт разработки СТУ для систем трубопроводного транспорта углеводородов позволяет систематизировать опыт разработки СТУ для проектов МТ и применяемые в СТУ компенсирующие мероприятия.

Работа по обобщению имеющего опыта, на взгляд авторов, должна осуществляться по следующим направлениям:

- 1) Разработка систем классификации отступлений от требований НТД или недостающих требований и соответствующих им компенсирующих мероприятий.
- 2) Наполнение прецедентной базы знаний конкретными примерами «отступление(я)-компенсирующее(ие) мероприятия».
- 3) Разработка методики выбора компенсирующих мероприятий для обеспечения безопасности МТ, проектируемого с отступлением от действующих НТД с учетом конкретных условий проекта.
- 4) Разработка комплексной методики оценки достаточности КМ для обеспечения безопасности МТ.

В докладе рассмотрена постановка задачи исследования, а также основные направления ее решения, в том числе: фрагмент системы классификации типовых отступлений от норм проектирования и строительства трубопроводов и используемых КМ, основные этапы методик выбора КМ и оценки их достаточности для обеспечения безопасности МТ.

ТОПОЛОГИЧЕСКИЕ МЕТОДЫ ОПИСАНИЯ СЛОЖНЫХ ТРУБОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ

Шарипова Л. Д., Салимзянова А. А., Майский Р. А.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет, Уфимский государственный авиационный технический университет)

Для получения математических моделей сложных трубопроводных систем целесообразно использовать свойства направленных графов. Согласно этому способу вводят граф сигналов, соответствующий системе линейных уравнений и включающий совокупность вершин и ветвей. Вершины представляют собой искомые и задающие переменные. Ветви графа изображают отрезками. Направление ветви указывают стрелкой от источника к стоку. Вершины, с которыми связаны только выходящие ветви, являются источниками, поскольку сигналы таких вершин зависят от сигналов других вершин. Каждой из ветвей придают значение соответствующей частной передаточной функции изучаемой трубопроводной системы.

При анализе сложных трубопроводных систем методом графов роль сигналов вершин играют массовые расходы и давления. Представление линейной части газопровода в матричном виде дает возможность получить число переменных, которое равно 4 (давление и массовый расход для входа и выхода трубопровода). В этом случае возможны шесть различных графов сигналов, связывающие давление и массовый расход на входе и выходе.

Направленный граф содержит ту же информацию, что и система уравнений, только информация эта выражена графически. Графы изображают в наглядной форме связь между переменными уравнениями, и, следовательно, они в такой же мере могут быть использованы для анализа физических систем, как и математические уравнения.

Из теории направленных графов используют терминологию описания топологических свойств, определяемую следующими понятиями.: Путь — непрерывная последовательность дуг (в указанном стрелками направлении), вдоль которой каждая вершина встречается не более одного раза Топологические элементы: контур — однократно замкнутый путь, прямой тракт — разомкнутый путь, соединяющий вход и выход графа. Топологические элементы и их взаимное расположение представляют топологию графа, которая имеет важное значение при математическом анализе трубопроводных систем.

В зависимости от постановки задачи в ориентированном графе можно выделить некоторую совокупность вершин, соотношение между сигналами которых представляет интерес. К ним относятся источники и стоки графа, которые называют внешними вершинами. Остальные вершины являются промежуточными вершинами, посредством которых связываются между собой сигналы внешних вершин. Промежуточные вершины и соответствующие им вершины графов могут быть исключены из системы уравнений графа. Разумеется, полученный в результате такого преобразования граф будет эквивалентен исходному относительно внешних вершин. Преобразование графа удобно осуществлять, пользуясь эквивалентными преобразованиями простейших подграфов и правилами преобразования графов.

Для упрощения направленных графов любой топологии используют определенные правила, позволяющие найти искомое решение непосредственно по виду структур схем соединения элементов трубопровода. Все вычисления значительно упрощаются благодаря тому, что правило Мейсона (формула топологической передачи) может быть непосредственно применено к графам.

Сложная трубопроводная система представляет собой соединение взаимосвязанных элементов. Поскольку в зависимости от поставленной задачи ее структурная схема может быть различна, то и получаемый на ее основе граф может иметь разные конфигурации.

Матричные описания элементов трубопроводных систем позволяют без трудностей представлять системы уравнений всех элементов трубопроводных систем в виде направленных графов.

Располагая описание элементов трубопроводных систем в виде шести возможных форм сигнальных графов, можно определить граф полной схемы путем соединения элементарных графов, соответствующих простейшим элементам трубопроводной системы.

При анализе системы существуют два способа соединения отдельных графов. При первом способе наносят узлы, отражающие один и тот же тип переменной, и объединяют источник и сток для образования связи. Каждый граф содержит два источника и два стока. Сток одного графа может быть источником присоединяемого графа. При соединении графов можно объединять в общий узел только сток и источник. Кроме того, узел стока расхода можно объединять с узлом источника расхода, но нельзя объединять непосредственно с узлом другого стока расхода или с узлом источника или стока давления. Этот метод предъявляет определенные требования к форме графа каждого элемента трубопроводной системы. При втором способе для образования связи присоединяют дополнительный промежуточный граф. Это дает большую свободу в выборе формы графов отдельных элементов.

При сложной конфигурации трубопроводов следует подбирать наиболее удобные комбинации типов графов. При некотором сочетании графов можно избежать графов, образующих несколько контуров. Однако при этом усложняются преобразованные графы полной системы, они не приобретают вид, удобный для исследования данной системы.

Таким образом, соединение элементов трубопроводных систем с помощью графов обладает значительно более широкими возможностями, чем их соединения при помощи матриц. Для каждого вида соединения здесь также приходится подбирать графы в соответствующих формах, однако эти формы неоднозначны, что значительно расширяет возможности метода и упрощает его использование.

Список литературы:

1. Грачев В. В., Гусенайдзе М. А., Ксенз Б. И., Яковлев Е. И.// *Сложные трубопроводные системы*, 1989, Твердый переплет, 256 с.
2. dic.academic.ru – Топологическая динамическая система

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЛИТ «ПЕНОПЛЭКС» ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ТРУБОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Шарипова Л.Д., Салимзянова А.А., Гаррис Н.А.
(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Прокладка магистральных трубопроводов в районах Крайнего Севера требует довольно крупного объема подготовительных и предварительных работ, тщательного планирования, анализа грунтов и выбора схемы прокладки. Одним из предпочитаемых, для районов Крайнего Севера, способов прокладки является наземный. Но и здесь возникают такие проблемы, как: нарушение работы трубопровода, его повреждение и экологические проблемы, то есть проявляются отрицательные моменты по отношению к окружающей среде.

Наземная прокладка трубопроводов осуществляется на опорах, которые служат как для придания устойчивости, так и для обеспечения постоянного уклона трубопроводов. Следует отметить, что силовое взаимодействие подземных магистральных трубопроводов с грунтами, в силу морозного пучения и оттаивания, может приводить к существенным немонокотным деформациям металла труб и, в конечном счете — к аварийным ситуациям.

Плиты « ПЕНОПЛЭКС» - это способ устранения проблем. Эффект применения этих плит: сохранение грунта в основании насыпей в мерзлом состоянии в течение всего периода эксплуатации трубопроводов, а на талых участках, сложенных пучинистыми грунтами, в зонах островной, прерывистой мерзлоты и мерзлых перелетков предотвращение многолетнего промерзания и сопровождающего его многолетнего пучения грунтов основания насыпи.

В работе представлен теплотехнический расчет. Выбрана толщина «ПЕНОПЛЭКС», обеспечивающая многолетнее непротаивание мерзлых грунтов в основании насыпи. А на талых участках в зонах островной и прерывистой мерзлоты в зоне мерзлых перелетков, определена толщина, которая обеспечивает недопущение многолетнего промерзания.

Таким образом, при строительстве трубопроводов на многолетнемерзлых грунтах, с использованием плит выбранной толщины, повышается надежность и долговечность конструкций, снижается экологический ущерб при эксплуатации трубопроводов на мерзлых грунтах.

Использованная литература:

1. *Методические рекомендации по расчетам и технологии устройства теплоизоляционных слоев дорожных конструкций из пенополистирольных плит «ПЕНОПЛЭКС» в районах распространения вечномерзлых грунтов, М., СОЮЗДОРНИИ, 2005.*

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДИКИ РАСЧЕТА НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ИЗОГНУТОГО ТРУБОПРОВОДА

Шадрин В.С., Завьялов А.П.
(ОАО «Оргэнергогаз»)

В северных районах трубопроводы испытывают сложное взаимодействие с окружающими грунтами, смещаются от первоначального положения, деформируются, что создает опасность аварийного отказа. Обеспечение их надежности требует проведения мониторинга и оценки технического состояния. Одним из этапов этих работ является оценка и прогноз напряженного состояния с учётом конструктивных особенностей и фактического нагружения, взаимодействия с грунтом, результатов обследования. Расчет основан на использовании полученных дифференциальных уравнений, связывающие смещения трубопровода с внешними и внутренними силами в общем случае с учётом исходной кривизны участков.

При традиционном подходе расчет трубопровода для случая продольно-поперечного изгиба ведется по классическому уравнению упругой оси трубопровода:

$$E J \cdot \frac{d^4 V}{dZ^4} - N \frac{d^2 V}{dZ^2} - q_Y = 0 \quad (1)$$

При расчете по данному уравнению не учитывается исходная пространственная конфигурация трубопровода, в большинстве случаев в той или иной степени отличающаяся от прямолинейной.

В этой связи для повышения качества расчетов напряженно-деформированного состояния трубопровода авторы рекомендуют использовать усовершенствованное уравнение, учитывающее исходную кривизну участка трубопровода:

$$E J \cdot \left(\frac{d^4 U}{dZ^4} - \frac{d^2 K_x}{dZ^2} \right) - N \frac{d^2 U}{dZ^2} - q_x = 0 \quad (2)$$

$$E J \cdot \left(\frac{d^4 V}{dZ^4} - \frac{d^2 K_y}{dZ^2} \right) - N \frac{d^2 V}{dZ^2} - q_Y = 0 \quad (3)$$

Здесь E – модуль упругости металла трубы; J – момент инерции поперечного сечения трубы; U , V – смещения по осям X и Y соответственно; N – продольная сила в данном сечении трубопровода; q_x , q_Y – компоненты внешних поперечных сил в неподвижной системе координат; K_x , K_y – кривизна в горизонтальной и вертикальной плоскостях (величины, обратные радиусам).

В докладе проанализированы результаты расчетов НДС трубопроводных систем с использованием традиционного и усовершенствованного подхода и показана более высокая точность расчетов, учитывающих изначальную кривизну трубопровода.

ФУНДАМЕНТ РЕЗЕРВУАРА ПОВЫШЕННОЙ НАДЕЖНОСТИ

Якупов Р.Р., Околот А.А., Землеруб Л.Е., Терегулов М.Р.

(Самарский государственный технический университет)

Проведя анализ устройства фундаментов для резервуаров, мы выяснили, что существующие аналоги имеют существенные недостатки.

В процессе решения данной проблемы нами была разработана принципиально новая конструкция фундамента, совмещающая в себе сильные стороны уже известных свайных и ленточных фундаментов. Ростверк для вертикального стального цилиндрического резервуара (РВС) мы предлагаем выполнить в виде сегментно-сферической конструкции. Предлагаемая конструкция фундамента позволяет увеличить площадь контакта с грунтом и перераспределить нагрузки в различных направлениях. Повышенная надежность достигается за счет того, что при нагрузке на фундамент, сегменты сферы будут сжиматься за счет распора, который возникает в частях фундамента в направлении, перпендикулярно касательным к точкам давления, передавая нагрузки на опоры. Опоры устроены в местах пересечения 3-х сегментов сфер. Опора представляет собой усеченную треугольную пирамиду, которая помогает увеличить площадь контакта с грунтом и обеспечить устойчивость конструкции и консолидацию грунта. Несущая способность пирамидальных опор гораздо выше, чем призматических, что подтверждается расчетами. Также, будет обеспечено предварительное уплотнение грунта за счет того, что будет использоваться погружение данных опор без выемки грунта. Опоры будут устроены путем выштамповки в грунте скважин. Полусферы расположены таким образом, чтобы второй ряд опор был расположен под стенкой резервуара. Последующие ряды расположены так, чтобы максимально компенсировать поперечные нагрузки.

Проинтегрировав распределение нагрузки по площади полусфер, мы вычислили, что доля горизонтальной составляющей нагрузки составляет примерно 25,7% от общей, вертикальной – 74,3%.

Рассматривая свайный фундамент, мы выяснили, что для построения фундамента под предложенный РВС понадобится 1500 свай с объемом бетона около 1,09 м³ каждая. В этом случае, расход бетона только на сваи будут превышать расход бетона на предложенный фундамент.

Резюмируя выше сказанное, мы можем отметить, что применение фундаментов данного типа имеет некоторые преимущества, а именно:

- улучшение деформационных характеристик грунта, за счет предуплотнения грунта в процессе выштамповки формы для заливки опор;
- увеличение надежности за счет сжатия сегментов сфер и перераспределения части нагрузки на пирамидальные опоры;
- снижение неравномерных осадок и, как следствия, расходов на их устранение.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Российский государственный университет
нефти и газа имени И. М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

X ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

10-12 февраля 2014 г.

Секция 4

**Технология переработки нефти и
газа, нефтехимия и химмотология
топлив и смазочных материалов**

Москва

2014 г.

123

ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕЭМУЛЬГАТОРОВ ДЛЯ ИНГИБИРОВАННОГО ТУРБИННОГО МАСЛА ТП-32Р

Ардышев В.П., Татур И.Р., Спиркин В.Г., Шеронов Д.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

При перекачке сероводородсодержащего природного газа детали маслосистем газоперекачивающих агрегатов (ГПА) подвергаются интенсивной коррозии и коррозионно-механическому износу. Сокращается надежность их работы и срок службы ГПА, возрастают объёмы отработанных масел, загрязняющих окружающую среду. Наиболее эффективно защищают от коррозии детали маслосистем ГПА ингибированные смазочные масла. В частности, нами разработано ингибированное турбинное масло Тп-32Р, которое превосходит турбинное масло Тп-22с по антиокислительным свойствам, ингибирующей и смазочной способности. В состав традиционного пакета присадок для турбинного масла Тп-32Р дополнительно входит ингибитор сероводородной коррозии. Однако введение ингибитора сероводородной коррозии приводит к увеличению эмульгируемости масла, что требует дополнительного введения деэмульгатора.

Цель данной работы - исследование различных деэмульгаторов для расширения сырьевой базы производства ингибированных турбинных масел с высокими эксплуатационными свойствами.

Объектами исследования являлись деэмульгаторы: Lubrizol 5172 (фирма ЛУБРИЗОЛ), ADDITIN M 10.394 (фирма Rhein Chemie), Synative PE 10100 (фирма BASF); российские ингибиторы коррозии серии Телаз (марки Телаз 1, Телаз 1/3) и Нефтехимеко-1.

Эффективность деэмульгаторов в турбинных маслах оценивалась по величине поверхностного натяжению, определяемой на приборе Easy Drop (KRÜSS GmbH, Германия) с программным обеспечением DSA1, времени деэмульсации турбинных масел (метод ASTM 1401-09) и защитной способности (методика кафедры Промысловой химии РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина).

Установлено, что область критической концентрации мицеллообразования (ККМ) для деэмульгаторов Lubrizol 5172, ADDITIN M 10.394, Synative PE 10100 и ингибиторов Нефтехимеко-1, Телаз 1, Телаз 1/3 находится в пределах 0,001 - 0,0025 % мас.

Показано, что деэмульгаторы Lubrizol 5172, ADDITIN M 10.394, Synative PE 10100 в композиции с ингибиторами коррозии Телаз и Нефтехимеко-1 имеют ККМ в области более низких концентраций, чем индивидуальные добавки.

Установлено, что наиболее эффективным деэмульгатором турбинных масел, содержащих ингибиторы серии Телаз, является Synative PE 10100 в концентрации 0,01 % мас.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ПЕРСПЕКТИВНОГО ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО СИНТЕЗА БИОЭФИРОВ МЕЖМОЛЕКУЛЯРНОЙ ДЕГИДРАТАЦИЕЙ БИОСПИРТОВ

Ахметов С.А., Шириязданов Р.Р., Матюшина Р.Р.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Автотранспортные средства являются наиболее массовыми загрязнителями окружающей среды и, что наиболее негативно, мощным источником выбросов парникового газа - диоксида углерода. Как наиболее перспективным моторным топливом рассматриваются возобновляемые альтернативные энергоресурсы - биотоплива: биоспирты (гидролизные этанол и бутанол) и получаемые каталитической их переработкой - биоэфиры (этилтретбутиловый, диэтиловый и дибутиловые эфиры).

Из биотоплив по химмотологическим и экологическим характеристикам более эффективны биоэфиры, обладающие по сравнению со спиртами следующими достоинствами: коррозионно малоактивны; по детонационной стойкости не уступают спиртам. Кроме того, симметричные диалкилэфиры характеризуются принципиально новым химмотологическим свойством - высокими одновременно октановыми и цетановыми числами. В этой связи могут применяться в качестве октано- или цетаноповышающие компоненты (оксигентатов) или как универсальное моторное топливо как для бензиновых, так и для дизельных двигателей.

Нами в отличие от традиционной технологии производства метил- и этилтретбутиловых эфиров (МТБЭ, ЭТБЭ) этерификацией спирта с изобутиленом предлагается наиболее эффективный каталитический процесс получения биоэфиров из ненефтяного сырья - биоспиртов (этанола, бутанола или их смесей). Разработаны теоретические и технологические основы каталитического синтеза дибутилового эфира (ДБЭ) межмолекулярной дегидратацией (ММД) биобутанола на кислотных катализаторах: модифицированных цеолитах Y и широко применяемом в производстве МТБЭ сульфокатионите КУ-2ФПП. Лабораторными исследованиями определены основные кинетические показатели и оптимальные режимные параметры синтеза; как наиболее активный катализатор рекомендован модифицированный цеолит типа H-USY (силикатный модуль 35, содержание Na 0,03%). Для цеолита H-USY максимальные показатели синтеза ДБЭ достигаются при температуре 90⁰С и скорости подачи сырья W=0,5ч⁻¹. На менее активном, но промышленно испытанном в процессах синтеза оксигентов, сульфокатионите КУ-2ФПП максимальные показатели конверсии бутанола, селективности и выходу ДБЭ составляют 65,5; 42,6 и 27,9% масс соответственно при температуре 90⁰С и W=1ч⁻¹.

По результатам лабораторных исследований разработана технологическая схема синтеза ДБЭ ММД-ией биобутанола.

ЭНЕРГО- И РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ГЛУБОКОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ПРОИЗВОДСТВУ ЭКОЛОГИЧНЫХ ТОПЛИВ ДЛЯ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТОПЛИВОУНИВЕРСАЛЬНЫХ ДВИГАТЕЛЕЙ

Ахметов С.А., Еникеев Р.Д.
(УГНТУ, УГАТУ)

Общим недостатком традиционных двух типов поршневых ДВС (бензиновых и дизельных) – является монотопливность, что вынуждает производителей выпускать десятки марок с различными показателями по октановому числу (ОЧ) и цетановому числу (ЦЧ) с использованием многостадийных энерго- и ресурсозатратных термокаталитических и массообменных процессов. Наиболее рациональным решением является внедрение ПДВС, обладающих многотопливливностью, т.е. способных работать на топливах независимо от их детонационной стойкости и воспламеняемостью.

Нами разработано и апробировано на практике принципиально новое поколение двигателя с унифицированным рабочим процессом, обеспечивающим бездетанационное сгорание любого типа моторного топлива (бензинового или дизельного) в условиях высоких степеней сжатия ($\epsilon=13\div 15$) и с качественным регулированием нагрузки.

Рабочий процесс базируется на впрыске в камеру сгорания со сжатым воздухом струи богатой тонкодиспергированной топливно-воздушной смеси и ее воспламенении свечой зажигания вблизи верхней мертвой точки. В результате значительного повышения давления и температуры несгоревшей части топливно-воздушной смеси, происходит многоочаговое воспламенение и сгорание всего топлива. Унифицированный рабочий процесс реализуется при помощи специальной топливной компрессорно-форсуночной аппаратуры и электронной зажигания.

Топливная универсальность предлагаемого перспективного экодвигателя достигается тем, что в качестве моторного топлива можно использовать глубоко гидроочищенные дистилляты прямой переработки нефти и некоторых термокаталитических процессов НПЗ без ограничений по октановым и цетановым числам, а также биотоплива. Организация производства на НПЗ унифицированного топлива не потребует дополнительных капитальных и эксплуатационных затрат, наоборот, позволит вывести из эксплуатации следующие дорогостоящие энерго- и ресурсозатратные технологические процессы: каталитический риформинг, алкилирование, гидроизомеризация и др.

Экономический эффект при реализации предлагаемой химмотологической разработки достигается на НПЗ за счет: исключения из технологической структуры излишних энерго-ресурсозатратных процессов, тем самым значительного снижения капитальных и эксплуатационных затрат; унификации и сокращения ассортимента моторных топлив; увеличения выпуска моторных топлив и экономии нефти на 10-15% масс.; отказа от применения и производства октано- и цетаноповышающих присадок и оксигенатов.

ПРОИЗВОДСТВО БЕНЗИНОВ В РОССИИ

Баимова Г.Ю., Долматов Л.В.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Бензины являются одним из основных видов горючего для двигателей современной техники. Автомобильные и мотоциклетные, лодочные и авиационные поршневые двигатели потребляют бензины. В настоящее время производство бензинов является одним из главных в нефтеперерабатывающей промышленности и в значительной мере определяет развитие этой отрасли[1].

Современными конкурентоспособными автомобильными бензинами могут быть только бензины, сочетающие в себе высокие потребительские свойства с выполнением требований действующих экологических стандартов[2].

Главное направление и перспективы развития мировой автомобильной промышленности – снижение вредных выбросов автотранспортом и производство автомобилей с «нулевой токсичностью».

27 февраля 2008г. был принят специальный технический регламент «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту», который устанавливает следующие сроки введения нормативов на применение транспортными средствами автомобильных топлив: класса 2 – апрель 2006г.; класса 3 – январь 2008 г.; класса 4 – январь 2010 г. и класса 5 – январь 2014 г.[3].

Установленные техническим регламентом временные рамки впоследствии переносились дважды. В первый раз – в 2009 г., когда сроки производства каждого экологического класса бензина были продлены на два года. Второй раз – в 2011 г. На данный момент производство бензинов экологического класса 2 разрешено до конца 2012 г., класса 3 – до конца 2014 г., класса 4 – до конца 2015 г. Применение автомобильного бензина экологического класса 5 пока не ограничено[4].

Список литературы:

1. <http://www.himhelp.ru>
2. Горшков С.А., Фролова Н.В., Маликов И.В. Производство автомобильных бензинов с улучшенными экологическими характеристиками в России: проблемы и перспективы// Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе, 2012. - №10-12. –С.12-40.
3. Емельянов Е.В. Проблемы производства отечественных автомобильных бензинов и пути их решения// Мир нефтепродуктов, 2010. - №3-5.– С.10-12.
4. <http://kortex.com>

СОДЕРЖАНИЕ ЙОДА В ПЛАСТОВЫХ ВОДАХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ УКРАИНЫ

Бандурина Е.В.

(Полтавский национальный технический университет имени Юрия
Кондратюка)

Подземные воды с высоким содержанием йода чаще формируются в краевых прогибах и межгорных впадинах с высокими значениями тепловых потоков. Известно, что плотность пластовой воды месторождения Улично достаточно высокая. Химический состав пластовых вод в значительной степени зависит от величины их минерализации. В результате исследований были отобраны пробы с месторождения Улично, которое относится к Внутренней зоне Предкарпатского прогиба. По построенным графикам изменения содержания йода в воде от ее минерализации месторождения Улично выявлено корреляционную зависимость (рис. 1).

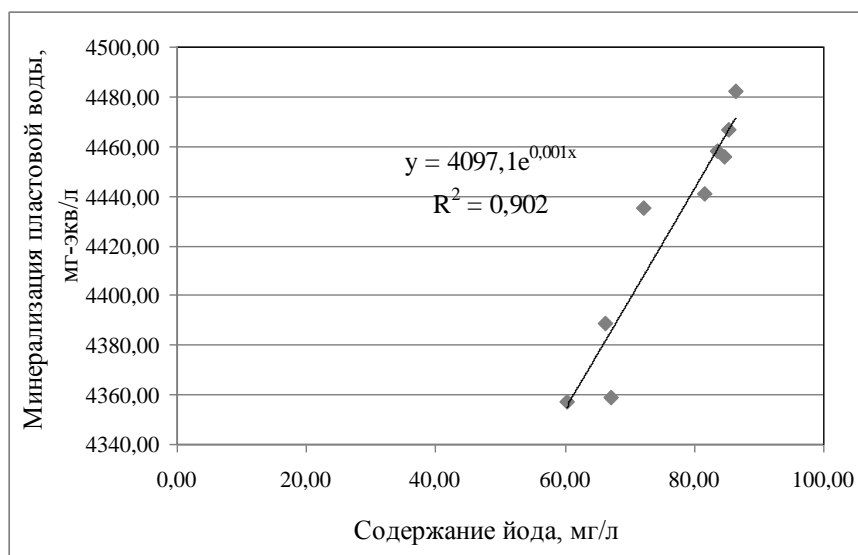


Рисунок 1 - График зависимости содержания йода от минерализации воды в пластовых водах месторождения Улично Внешней зоны Прикарпатья

По результатам исследований выявлено экспоненциальную зависимость между содержанием йода и минерализацией пластовых вод месторождения уличного Внутренней зоны Предкарпатского прогиба в виде:

$$I = 4097,1a^{0,001M}, \quad (1)$$

де M – минерализация пластовых вод, мг-экв/л;

I – содержание йода в пластовой воде, мг/л.

Зависимость построена обращая внимание на степень достоверности аппроксимации R^2 , которая выбрана достаточно высокой и равна 0,902.

ПРОИЗВОДСТВО ПЛАСТИЧНЫХ СМАЗОК НА ОСНОВЕ ЭКСТРАКТОВ СЕЛЕКТИВНОЙ ОЧИСТКИ

Бергельсон М.Б., Татур И.Р., Спиркин В.Г.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Одним из побочных продуктов процессов производства базовых масел являются экстракты селективной очистки. Большая их часть в настоящее время используется в качестве компонентов топочных мазутов, однако содержащиеся в экстрактах селективной очистки гетероатомные углеводородные соединения могут обладать антиокислительными, адгезионными и противоизносными свойствами и способны положительно влиять на эксплуатационные характеристики пластичных смазок.

Целью работы было исследование реологических, термоокислительных и трибологических свойств экстрактов селективной очистки и определение возможности их применения в качестве дисперсионной среды пластичных смазок.

Были установлены вязкостно-температурные и вязкостно-скоростные зависимости для смесей остаточного экстракта селективной очистки и индустриального масла И-40А. Показано, что при содержании масла в смеси свыше 40% происходит разрушение межмолекулярных связей, что приводит к потере псевдопластичных свойств системы. Полученные данные дают возможность регулирования структуры пластичных смазок при использовании в качестве дисперсионной среды смесей масла с остаточным экстрактом.

Исследование эффективности действия современных антиокислительных присадок в среде экстрактов селективной очистки показало, что только 2,6-дитретбутилфенол способен ингибировать процесс окисления. Таким образом, присадки данного типа целесообразно использовать для производства пластичных смазок на базе экстрактов. Кроме того было определено, что 2,6-дитретбутилфенол улучшает противоизносные и противозадирные свойства как остаточных экстрактов селективной очистки, так и продуктов на их основе.

Полученные образцы пластичных смазок, дисперсионной средой которых были экстракты селективной очистки, обладали лучшими трибологическими свойствами, коллоидной стабильностью и более высокими температурами каплепадения по сравнению с аналогичными смазками на основе индустриального масла И-40. Для канатных смазок был установлен синергетический эффект композиции смешанного загустителя в среде остаточного экстракта селективной очистки, что позволило расширить температурный интервал их применения.

Предложены рецептуры литиевой смазки общего назначения, полужидких редукторных и канатных смазок с улучшенными эксплуатационными характеристиками.

ХИМИЧЕСКАЯ МОДИФИКАЦИЯ ДОРОЖНОГО БИТУМА α-ОЛЕФИНАМИ

Бикмухаметова А.Р., Фахрутдинов Р.З.
(КНИТУ)

Для строительства дорог федерального значения разрешено использовать дорожный битум только модифицированный полимерами. Совмещение битума и полимера способствует повышению тепло- и морозостойкости, улучшению адгезионных свойств вяжущего. Наиболее распространенным подходом получения полимер-битумных композитов является растворение уже готового полимера с битумом. Однако этот подход не универсален, поскольку существует весьма ограниченный ряд полимеров, совместимых с битумом. Поэтому в данной работе сам битум использовался в качестве среды для проведения полимеризации. Было изучено влияние на эксплуатационные свойства окисленных битумов добавок α-олефинов и серной кислоты в роли ионного катализатора. В качестве добавок использовались α-олефины фракции C8, C12-C14, C16-C18, C20-C26, а также промышленные образцы побочных продуктов олигомеризации пропилена.

Было отмечено, что только при совместном введении α-олефина и серной кислоты в исходный немодифицированный битум происходит улучшение адгезионных свойств – изменение адгезии от 3 до 1 балла по трехбалльной шкале при одновременном снижении температуры хрупкости битума. Результаты исследований образцов на импульсном ЯМР релаксометре показали, что при низких температурах действие серной кислоты на исходный битум в каталитическом комплексе α-олефина и кислоты преобладает над влиянием α-олефина, а при высоких температурах наоборот, α-олефин активнее, чем кислота. Также оказалось, что серная кислота способствует реакциям сульфирования и алкилирования масляной фазы, а асфальтены и смолы подвергаются химическому воздействию: они разрушаются и уплотняются, а их количество становится меньше в пользу масел.

В ходе исследований выяснилось, что лучшие эксплуатационные параметры показал битум, модифицированный 5% α-олефинов фракции C20-C26 и 1% серной кислоты. При данном соотношении модификатора произошло увеличение температуры размягчения на 18,5°C, уменьшение пенетрации на 4 единицы и температуры хрупкости на 6,3°C, что в свою очередь привело к улучшению адгезии и морозоустойчивости. Данный цикл работ интересен еще и тем, что выявлены добавки кислого характера, хотя известно, что все адгезионные добавки, как отечественные (БП-3, БП-КСП, СОНДОР), так и зарубежные (AKZONOBEL Wetfix BE) носят основной характер.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ХАРАКТЕРА ДИСПЕРСИОННОЙ СРЕДЫ НА СВОЙСТВА СУЛЬФОНАТНЫХ ПЛАСТИЧНЫХ СМАЗОК

Викулова А.А., Багдасаров Л.Н., Килякова А.Ю.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Пластичные смазки занимают особое место среди смазочных материалов. Благодаря своей уникальности, которая заключается в сочетании свойств жидкого и твердого вещества, смазки применяют там, где нет возможности использовать жидкие масла.

Сульфонатные пластичные смазки обладают природными противозадирными свойствами, высокими температурой каплепадения и водостойкостью, также могут быть использованы в пищевой промышленности, что делает их привлекательной альтернативой другим смазкам.

В состав сульфонатной пластичной смазки входят две основных составляющих, таких как сульфонат кальция и смазочное масло, где сульфонат кальция является загустителем, масло – дисперсионной средой.

В данной работе представлено исследование влияние различных дисперсионных сред на свойства сульфонатной смазки. Были исследованы нефтяные и синтетические масла различной вязкости. Все смазки были приготовлены по технологии, разработанной в РГУ нефти газа имени И.М. Губкина. У всех смазок были исследованы эксплуатационные и физико-химические свойства, которые сравнили со свойствами эталонов. За эталонные образцы были приняты французская сульфонатная смазка компании Total и украинская сульфонатная смазка «Сулина».

По результатам работы были сделаны следующие выводы, что оптимальными характеристиками обладает сульфонатная смазка на основе масла для прокатных станов П-40; сульфонатные смазки, у которых в качестве дисперсионной среды использовались нефтяные масла, имеют характеристики не хуже, а иногда даже лучше, чем смазки, у которых дисперсионная среда – синтетическое масло; сульфонатные смазки на основе сложного эфира Nycobase 5750 имеют неудовлетворительные показатели смываемости, что подтверждается литературными данными.

ВЛИЯНИЕ ВОДЫ НА КИСЛОТНЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ БИФУНКЦИОНАЛЬНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ ИЗОМЕРИЗАЦИИ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФРАКЦИЙ

Газаров Р.А., Мещеряков С.В., Газаров К.Р., Мкртычан В.Р.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Изучена стабильность кислотных характеристик катализаторов изомеризации на основе сульфатированного оксида циркония при контакте с водой на примере промышленного катализатора СИ-2. Цель проведенных исследований - оценка возможных негативных последствий при продолжительной работе на реальном сырье с имеющимся остаточным содержанием влаги.

Установлено, что при контакте с водой значительная часть сульфатов, фактически около 50%, вымывается с поверхности катализатора. Для количественной оценки изменений в протонной кислотности поверхностных функциональных групп твердого катализатора в настоящей работе был использован метод потенциометрического титрования. Сравнение кривых кислотного титрования для исходного образца катализатора СИ-2 и для «дезактивированного» образца СИ-2 (после водной обработки) показало радикальное изменение кислотных характеристик исходного образца в результате длительного контакта катализатора с водой. Кривая кислотного титрования для «дезактивированного» образца СИ-2 (после водной обработки) демонстрирует существенное уменьшение числа сильных протонных брэнстедовских центров по сравнению с образцом исходного катализатора СИ-2.

Исследование поверхностных ОН-групп методом ИК-спектроскопии подтвердило, что сульфаты, которые вымываются с поверхности катализатора при контакте с водой (т.н. лабильные, то-есть, подвижные и реакционноспособные), и являются, в первую очередь, ответственными за сильные брэнстедовские (протонные) центры катализаторы.

В целом, результаты проведенных исследований позволяют говорить о том, что наличие в углеводородном сырье (фракции легких углеводородов) даже очень небольших остаточных количеств воды (до ~30 ppm) может существенным образом сказываться на эффективности катализаторов на основе сульфатированного оксида циркония при их продолжительной работе на промышленных установках. Кислотные характеристики (протонная брэнстедовская кислотность) сульфатированного оксида циркония будут постепенно ухудшаться. Соответственно, показатели получаемого на промышленных установках продукта – изомеризата (по октану) также будут постепенно снижаться и, естественно, будут сказываться на рентабельности процесса.

ВЛИЯНИЕ ТЕМПЕРАТУРЫ НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ РАБОТЫ СУЛЬФАТНО-ЦИРКОНИЕВОГО КАТАЛИЗАТОРА ИЗОМЕРИЗАЦИИ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФРАКЦИЙ

Газаров Р.А., Мещеряков С.В., Газаров К.Р., Мкртычан В.Р.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Как известно, на эффективность работы катализаторов изомеризации различного типа существенным образом влияет температурный режим процесса изомеризации, реализуемый на промышленных установках. В частности, для низкотемпературного катализатора на основе хлорированного оксида алюминия оптимальный диапазон (перепад) температур в слое катализатора составляет 150-160°C. При этом даже небольшой перегрев катализатора крайне нежелателен, поскольку с повышением температуры хлорированный оксид алюминия будет заметно терять в кислотности и, соответственно, в активности в процессе изомеризации.

Промышленные катализаторы изомеризации на основе сульфатированного оксида циркония также весьма чувствительны к температуре процесса и наиболее эффективны при температурах 170°C - 180°C (получаемый при этом продукт-изомеризат имеет О.Ч.~83-84).

Как известно, реакции изомеризации сами по себе являются экзотермическими (то есть, сопровождаются выделением тепла). Поэтому процесс изомеризации в промышленных установках проводят в адиабатическом режиме. При этом очевидно, что в условиях промышленной эксплуатации и с учетом достаточно больших объемов катализатора, используемых на промышленных установках изомеризации (20-30 тонн), и, соответственно, больших объемов сырья, пропускаемого через каталитический реактор, всегда возможен локальный перегрев катализатора.

Для оценки стабильности катализатора в условиях локального небольшого перегрева нами проведены ресурсные испытания промышленного сульфатно-циркониевого катализатора СИ-2 при 200°C.

По результатам проведенных исследований установлено значительное снижение показателя кислотности для катализатора СИ-2 по мере увеличения продолжительности ресурсных испытаний. Наблюдаемое ухудшение показателя кислотности катализатора связано, как было показано, с интенсификацией при температурах в слое катализатора 200°C (и выше) процесса восстановления сульфатов в катализаторе водородом, содержащимся в реакционном потоке (с выделением сероводорода, который наблюдался в эксперименте).

Снижение показателя кислотности приводит, соответственно, к закономерному ухудшению показателей активности катализатора СИ-2 в процессе изомеризации C5-C6 углеводородов. Выход изомеров по мере увеличения времени ресурсных испытаний при 200°C постепенно снижается и конечный продукт – «изомеризат» по окончании ресурсных испытаний характеризуется октановым числом О.Ч.~80,51.

О СВЯЗИ ФИЗИКО-ХИМИЧЕСКИХ СВОЙСТВ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК МОТОРНЫХ ТОПЛИВ

Гарипов И.И., Подъячева К.И., Дезорцев С.В.
(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Исследования взаимосвязи между эксплуатационными характеристиками бензинов и их основными физико-химическими свойствами является актуальной задачей, поскольку могут открыть пути к получению моторных топлив с заданными свойствами.

Октановое число - это один из самых важных эксплуатационных показателей качества, характеризующий стойкость бензинов к преждевременной детонации в камерах сгорания под действием температуры и давления в двигателях внутреннего сгорания [1].

Исследования связи между октановым числом по моторному методу и термодинамическими свойствами модельных углеводородов рассмотрены в [2]. Необходимо также отметить, что за последние 20 лет физико-химические методы определения ОЧ продвинулись далеко вперед по сравнению со стандартными методами [3].

В настоящей работе методом однофакторного корреляционного анализа исследована взаимосвязь октанового числа, определяемого исследовательским методом, с показателем преломления модельной смеси н-гептана и изо-октана при температуре 20⁰С.

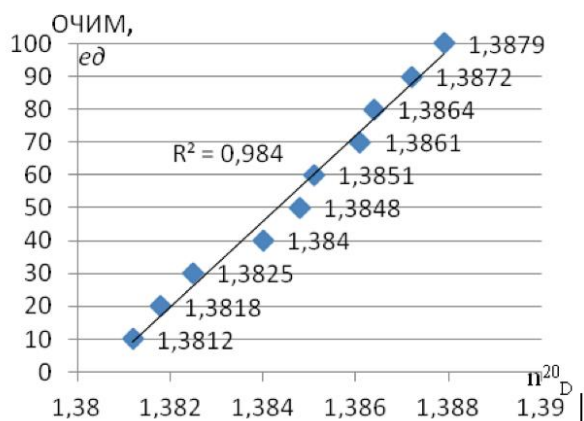


Рисунок - Диаграмма связи ОЧИМ и показателя преломления модельных смесей углеводородов

Результаты исследований показали, что коэффициент линейной корреляции R между показателем преломления и ОЧИМ близок к единице и составляет 0,99.

Список литературы:

1. Anton Perdih, Franc Perdih /Acta Chim. Slov. 2006, 53, 306–315.
2. Рао П. Исследования зависимости между детонацией и физическими свойствами //Нефтегазовые технологии. - 2007. - №7.- С. 103-109.
3. К.И. Подъячева, В.В. Тузова, И.И. Гарипов, С.В. Дезорцев // Баш. хим. журн. - №2. - 2013. – С.99.

ВЛИЯНИЕ РАЗЛИЧНЫХ ДИСПЕРСИОННЫХ СРЕД НА СВОЙСТВА ПОЛИМОЧЕВИННЫХ СМАЗОК

Гаршин М.В., Килякова А.Ю.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В данной работе было исследовано влияние различных дисперсионных сред на свойства полимочевинных смазок. Данные смазки отличаются высокой химической и термической стабильностью, обладают хорошими антиокислительными свойствами, что повышает к ним интерес.

Компонентами смазок являются дисперсионная среда и загуститель. Нами изучались различные дисперсионные среды – минеральные и синтетические, загуститель во всех образцах использовался единый - на основе полимочевины.

В результате эксперимента были исследованы нефтяные и синтетические масла различной вязкости. У полученных образцов смазок были исследованы эксплуатационные и физико-химические характеристики.

Было выявлено:

1. Смазки, приготовленные на основе синтетических масел, обладают более высоким пределом прочности;
2. У полимочевинных смазок, приготовленных на минеральных маслах противоизносные свойства лучше, чем у смазок на синтетических маслах;
3. Температура каплепадения полимочевинных смазок в большей степени зависит от дисперсной фазы (загустителя), чем от дисперсионной среды.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЛОКНИСТЫХ МАТЕРИАЛОВ ПРИ ОЧИСТКЕ ВОДНЫХ БАССЕЙНОВ ОТ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ

Еремин И.С.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В настоящее время производят и используют большое количество дисперсных и капиллярно-пористых сорбентов, нашедших применение в технологии очистки поверхностных водоемов с пресной и морской водой от загрязнения нефтью и нефтепродуктами. Настоящая технология довольно проста. Сорбирующий материал, как правило, изготавливают в сыпучем виде и применяют для этого, в том числе, вспученный перлит и вермикулит, пенополиуретан, тонковолокнистые материалы из лавсана, торф, торфяной мох, опилки, солому и другие вещества, обладающие ад- или абсорбирующей способностью к нефти и нефтепродуктам. Он впитывает нефть и образует густое нефтяное пятно на поверхности воды.

Важным условием при выборе сорбционных материалов для очистки водоемов, является их гидрофобность и сорбционная способность. Особенностью волокнистых материалов является в ряде случаев способность его многократного использования после извлечения поглощенных нефтепродуктов, высокая плавучесть (более 72 ч), способность впитывать около 98 % (площади) нефтепродукта. Данный материал должен не проявлять ярко выраженных токсических свойств. Кроме этого, производителям необходимо учитывать, что транспортирование сорбирующих материалов может происходить в крытых транспортных средствах всеми видами транспорта, что накладывает определенные ограничения к параметрам сыпучести и пылеобразованием.

Волокнистый материал может быть использован для локализации проливов нефти и нефтепродуктов при разгерметизации и авариях стационарных транспортных емкостей, сбора проливов нефти с воды при аварийных выбросах с предприятий, авариях нефтеналивных судов, трубопроводов и диспергирования нефтяной пленки, препятствующей доступу кислорода, что кроме дополнительного отрицательного влияния на водную флору и фауну является фактором, замедляющим биодеструкцию растворенных углеводородов и самовосстановления природной системы.

Поглощенный сорбирующим материалом, нефтепродукт может быть отжат, утилизирован. Освобожденная от нефтепродукта масса с разрушенными капиллярами может быть сожжена, захоронена на полигоне бытовых отходов. Также при поглощении нефтепродуктов данный сорбент может быть сразу модифицирован культурой микроорганизмов, разрушающих нефть до простых неорганических структур.

Ряд особенностей волокнистых материалов, позволяют производить из них боновые ограждения и специальные сорбирующие маты, что повышает ряд эксплуатационных параметров.

УЛАВЛИВАНИЕ И РЕКУПЕРАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ ИЗ ПАРОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ

Жуковская Е.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В настоящее время в России в ходе транспортировки и перевалки нефти и нефтепродуктов, их хранения и реализации, в атмосферу ежегодно выбрасывается от 1,3 млн. т. паров легких фракций углеводородов (ЛФУ) на сумму более 30 млрд. руб., которые оказывают вредное воздействие на окружающую среду и организм человека.

Для определения возможности снижения данного воздействия был проведен сравнительный анализ существующих методов улавливания и рекуперации паров углеводородов. Результаты анализа показали, что наиболее эффективным и безопасным методом является абсорбция с последующей вакуумной десорбцией. В связи с этим был разработан новый горизонтальный дисковый теплообменный аппарат (ГДТМОА).

Инновационная составляющая нового поколения ГДТМОА заключается в том, что они сочетают в себе все достоинства тарельчатых, насадочных и пленочных теплообменных аппаратов, не наследуя их недостатков (при длине, меньшей в 5-10 раз, массе, меньшей в 20-40 раз, существенно меньшем гидравлическом сопротивлении по рабочему тракту (всего 50-150 мм. вод. ст.), высоком качестве разделения веществ и автоматическом обеспечении 10 – 100 рецикл по каждой секции при коэффициенте массопереноса, большем в 10-18 раз). Использование ГДТМОА позволит увеличить глубину и качество разделения компонентов (нефтепродуктов) в 5–8 раз при меньших занимаемых монтажных площадках, комплексно предотвратить выбросы ЛФУ в ходе всех операций перевалки и реализации нефти и нефтепродуктов и обеспечит возможность создания компактных, эффективных и впервые рентабельных систем улавливания и рекуперации паров углеводородов.

При оснащении 80% крупнейших АЗС и НБ РФ системами улавливания ЛФУ, прямой экономический и экологический эффекты составят до 100 млрд. рублей в год.

ОСОБЕННОСТИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО АЛКИЛИРОВАНИЯ ФЕНОЛОВ -СЫРЬЯ ДЛЯ ПРОИЗВОДСТВА ПОВЕРХНОСТНО- АКТИВНЫХ ВЕЩЕСТВ

Заворотный В.А., Тонконогов Б.П., Трофимов В.А., Тополук Ю.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина)

В настоящее время предприятия нефтегазового комплекса на различных стадиях производства применяют поверхностно-активные (ПАВ), свойства которых зависят от строения исходных соединений, входящих в состав компонентов технологических жидкостей, применяемых при строительстве скважин.

Так многие неионогенные ПАВ производятся на основе алкилфенолов различного строения.

Представления о механизме алкилирования фенола высшими олефинами уточнялись по мере накопления экспериментальных фактов, установленных с применением различных Кт.

На ранних стадиях изучения алкилирования фенолов считалось, что первоначально образуются алкилфениловые эфиры (АФЭ), которые с течением времени и при повышении температуры перегруппировываются в алкилфенолы (АФ) либо через промежуточные хиноидные структуры, либо через dealкилирование и повторное взаимодействие фенола и олефинов.

На современном экспериментальном и теоретическом уровне кинетика гомогенного Кт-алкилирования фенола высшими олефинами нормального строения с БСК (или ТСК) подтвердила параллельное образование о- и п-втор.АФ, АФЭ, а также последовательное –ди-ВАФ из моно-ВАФ. Составлена и решена с применением ЭВМ (по результатам анализа состава продуктов алкилирования) система дифференциальных уравнений, отражающих установленную схему реакций.

Аналогичным образом выведена кинетическая схема реакций алкилирования фенола изоолефинами.

Сопоставление найденных эффективных констант скорости образования продуктов реакции позволило впервые выявить гораздо более быстрое образование моно-о-АФ по сравнению с п-изомерами, а наблюдаемая меньшая концентрация моно-о-АФ (в сравнении с моно-п-АФ) обусловлена, как оказалось, еще более высокой скоростью dealкилирования о-изомеров.

Ди-трет.ВАФ, особенно о,о-изомеры, получают в значительно меньшем количестве, чем ди-втор.ВАФ, как за счет известного влияния стерических факторов, так и интенсивного dealкилирования о-трет.алкильного заместителя, по аналогии с моно-о-трет.ВАФ. АФЭ в алкилате практически не обнаружены

Таким образом, было установлено, что реакционная способность высших олефинов в условиях гомогенного кислотного катализа повышается с увеличением разветвленности их молекул и удлинением молекул нормального строения. При удлинении молекул изоолефинов их алкилирующая способность снижается вследствие нарастания стерических факторов.

ИЗУЧЕНИЕ СТРУКТУРНЫХ ПРЕВРАЩЕНИЙ АСФАЛЬТЕНОВ В ПРОЦЕССЕ ГИДРОКОНВЕРСИИ ГУДРОНА С РЕЦИРКУЛЯЦИЕЙ ВАКУУМНОГО ОСТАТКА ДИСТИЛЛЯЦИИ ГИДРОГЕНИЗАТА

Зайцева О.В., Кадиев Х.М., Чернышева Е.А., Магомадов Э.Э.

(Институт нефтехимического синтеза им. А.В. Топчиева РАН, РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В настоящее время возрастает интерес к вторичным деструктивным процессам переработки тяжелого нефтяного сырья, которые позволяют получать дополнительное количество компонентов моторных топлив. Одним из наиболее эффективных процессов переработки тяжелых фракций нефти с высоким содержанием металлов и высокомолекулярных гетероатомных соединений – смол и асфальтенов, является процесс гидроконверсии в присутствии наногетерогенных частиц катализатора, синтез которых проводят «in situ» в углеводородной среде.

В данной работе были изучены изменения характеристик молекулярной структуры и физико-химических свойств асфальтенов гудрона и продуктов его гидроконверсии в зависимости от числа циклов превращений компонентов сырья. Повышение времени пребывания асфальтенов в системе гидроконверсии гудрона осуществлялось за счет проведения экспериментов с возвратом (рециркуляцией) вакуумного остатка дистилляции гидрогенизата – фракции > 520 °С (рисайкла) в процесс.

Для расчета основных структурных параметров молекул асфальтенов использовали методику структурно-группового анализа, которая основана на совместном использовании результатов элементного анализа, средних молекулярных масс (ММ) и данных о распределении водородных атомов. На основе полученных закономерностей был сопоставлен характер изменения молекулярной структуры асфальтенов при варьировании времени пребывания и температуры в зоне реакции при гидроконверсии.

Отмечено, что молекулярная структура асфальтенов в зависимости от числа стадий рециркуляции, как и при различных температурах процесса, изменяется дискретно и проходит через стадии переходных состояний, где в результате наибольшей восприимчивости к внешним условиям наблюдается качественная перестройка структуры молекул, вследствие чего резко снижается величина ММ асфальтенов. Показано, что при различных способах повышения глубины превращения сырья момент, при котором изменения молекулярной структуры асфальтенов проходят через стадии переходных состояний, соответствует достижению определенной степени конверсии гудрона в условиях процесса. При этом величина конверсии зависит от свойств сырья, чем выше ММ асфальтенов исходного гудрона, тем выше степень конверсии, при достижении которой наблюдается переходное состояние.

ЦИКЛИЧЕСКИЕ АЦЕТАЛИ В НЕФТЕХИМИЧЕСКОМ СИНТЕЗЕ. ПОЛУЧЕНИЕ И ПРЕВРАЩЕНИЯ

Злотский С.С., Михайлова Н.Н., Казакова А.Н., Раскильдина Г.З.
(ФГБОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический
университет)

На основе дешевых и доступных продуктов нефтехимии – олефинов и диенов, полиолов и карбонильных соединений разработано и реализовано получение циклических ацеталей различного строения. Главным образом это алкил(арил, винил)-1,3-диоксаны – продукты поликонденсации алкенов, арилалкенов и диенов с формальдегидом, а также 1,3-диоксоланы, образующиеся при взаимодействии 1,2-диолов, либо α -окисей с карбонильными соединениями. В две стадии из этаноламина (N-алкилирование и циклизация) синтезируют 3-замещенные-1,3-оксозалиды, используемые в качестве присадок к моторным и индустриальным маслам.

Нами разработаны методы трансформации и функционализации 1,3-дигетероциклоалканов с целью получения на их основе ингибиторов коррозии, флотореагентов, пластификаторов и др. В докладе рассматриваются инновационные регио- и стереоселективные пути получения моноэфиров гликолей, эфиров галоидгидринов, 1,4-дигетероциклогексанкарбоновых кислот и других соединений с ценными и полезными свойствами из циклических ацеталей и их аналогов. Показаны преимущества применения циклических ацеталей в качестве реагентов и полупродуктов в синтезе химических средств защиты растений и других биологически активных соединений.

ВЛИЯНИЕ УГЛЕВОДОРОДНОГО СОСТАВА ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ НА РАБОТУ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК

Иванова Л.В., Буров Е.А., Бобровский Е.С.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

По данным Минэнерго России производство дизельного топлива в России в мае 2013 года выросло на 9,3% по сравнению с аналогичным периодом предыдущего года. Основная доля производимого топлива приходится на летнее дизельное топливо, объем которого достигает 90% от общего количества, в то же время, с учетом климатических условий России, потребность в зимних и арктических дизельных топливах может достигать до 40% от общего объема производства. Дефицит последних объясняется тем, что при производстве низкотемпературных топлив приходится снижать температуру конца кипения фракции с 360°C до 320-300°C – при производстве зимнего дизельного топлива, а при производстве арктического до 280°C, что приводит к снижению суммарного выхода светлых нефтепродуктов.

Одним из наиболее технологически и экономически эффективных способов регулирования низкотемпературных свойств и расширения ресурсов топлива является введение присадок: депрессорных и депрессорно-диспергирующих. Эффективность действия присадок оценивается рядом показателей, наиболее важным из которых является предельная температура фильтруемости (ПТФ).

Целью данной работы была оценка влияния углеводородного состава на низкотемпературные свойства топлив и эффективность действия депрессорных присадок. Чтобы исключить действие самого главного фактора влияющего на приемистость присадок – фракционного состава из 9 базовых топлив крупных нефтеперерабатывающих заводов России были отобраны 2 топлива сорта С, имеющие близкие физико-химические характеристики, однако отличающиеся по низкотемпературным свойствам. Так температура застывания топлива 2 на 6 градусов выше, чем у топлива 1. Такие различия в функциональных свойствах связаны с различиями в групповом химическом составе рассматриваемых топлив, в первую очередь с содержанием n-алканов и их молекулярно-массовым распределением (ММР). В качестве депрессоров были испытаны две присадки полимерной природы Keroflux 6100 и ВЭС-410Д. Сравнение данных по эффективности указывает на различные действия данных присадок в рассматриваемых топливах и указывают на различную приемистость присадок в топливах, различающихся по групповому химическому составу. Так, депрессор ВЭС-410Д эффективен только в топливе 2, а присадка Keroflux 6100 работает стабильно независимо от химического состава топлив.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДЕТАНДЕРНЫХ ЦИКЛОВ В СИСТЕМАХ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ КОНДЕНСАЦИИ ДЛЯ ПОПУТНЫХ НЕФТЯНЫХ ГАЗОВ

Ившина Л.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Попутный нефтяной газа (ПНГ) – ценнейшее углеводородное сырье наряду с нефтью и природным газом, поэтому его рациональное использование так же является неотъемлемой частью эффективного энергопользования и одним из важнейших показателей уровня промышленного развития страны.

Решение проблемы утилизации попутного газа является не только вопросом экологии и ресурсосбережения, но еще и потенциальным национальным проектом стоимостью \$10 - \$15 млрд.

Среди возможных вариантов утилизации ПНГ существует переработка газа с получением ценных химических продуктов. Организация сбора ПНГ с некоторых месторождений по схемам, предложенным для строительства крупных газоперерабатывающих заводов, является весьма капиталоемким мероприятием, требует значительного времени для реализации, не позволяет утилизировать нефтяные газы конечных ступеней сепарации и фактически неприменима к территориально разобобщенным малым и средним месторождениям.

Одним из наиболее эффективных, ввиду тяжелого состава ПНГ, является процесс извлечения индивидуальных углеводородов, в частности сжиженных пропан-бутана. Наиболее высокой степенью извлечения углеводородов и меньшими эксплуатационными и капитальными затратами обладает процесс низкотемпературной конденсации (НТК), в котором разделение углеводородных газов осуществляется путем охлаждения их до заданной температуры при постоянном давлении.

Наличие турбодетандерного агрегата в схеме НТК усложняет ее технологическую часть и приводит к увеличению капитальных вложений, но энергетические затраты при этом меньше, а значение коэффициента извлечения целевого компонента выше.

Получаемые в ходе исследования зависимости становятся фактическим материалом для принятия технологического решения производителем в выборе схемы и параметров процесса переработки ПНГ конкретного месторождения и разграничивают области применения низкотемпературных процессов для переработки ПНГ в зависимости от его состава.

ГИДРОКОНВЕРСИЯ РАПСОВОГО МАСЛА НА ВК-ЦЕОЛИТНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ

Исаева Е.А., Дедов А.Г., Локтев А.С., Голиков С.Д., Спесивцев Н.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В последнее время внимание исследователей привлекает подход к производству биотоплив последнего поколения и продуктов нефтехимии путем переработки липидов, продуцируемых как разнообразными сельскохозяйственными культурами, так и другими возобновляемыми природными источниками, такими, как грибы и определенные культуры водорослей. Однако переработка липидов в настоящее время ограничивается в основном, их переэтерификацией метанолом, что приводит к получению низкокачественного биодизельного топлива и глицерина. Нами развит новый подход – использование катализа для переработки липидов в продукты нефтехимии. В качестве модельного соединения для каталитической переработки использовано рапсовое масло. В качестве катализаторов использовали синтезированные нами высококремнеземные (ВК) цеолиты в водородной и промотированной форме, а также катализаторы на основе ВК-цеолитов производства ОАО "Новосибирский завод химконцентратов". Использованные катализаторы имели структуру ZSM-5. Кроме того, на основе цеолитов ZSM-5 подвергнутых щелочной обработке (десиликатизации) получены материалы, содержащие дополнительную систему мезопор.

Гидроконверсию рапсового масла проводили при атмосферном давлении с использованием лабораторной установки проточного типа в токе водорода, рапсовое масло подавали в реактор при помощи микронасоса. Конверсия рапсового масла во всех экспериментах составила 100%, что установлено сравнением ИК - спектров рапсового масла и катализаторов. Все исследованные нами катализаторы позволяют получать в качестве основных продуктов ароматические углеводороды и газообразные алканы и алкены. Введение промоторов (цинк, хром, галлий) и процедура десиликатизации приводят к увеличению выхода ароматических углеводородов.

Полученные результаты показывают, что гидроконверсия рапсового масла, катализируемая промотированными цинком и хромом ВК-цеолитами структуры ZSM-5 и теми же цеолитами, содержащими дополнительно сформированную систему мезопор, является перспективным процессом получения ценных продуктов нефтехимии-ароматических углеводородов, низших олефинов и жидких алифатических углеводородов из сырья, альтернативного нефти.

Исследования поддержаны грантом РФФИ № 14-03-31816.

РАЗРАБОТКА СУСПЕНЗИОННОГО РЕАГЕНТА НА ОСНОВЕ ПОЛИАКРИЛАМИДА ДЛЯ ПРОЦЕССОВ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

Канаева К.А., Магадова Л.А., Малкин Д.Н.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Институт промышленной химии.)

Проблема увеличения степени извлечения нефти из пластов является одной из наиболее важных и обсуждаемых в нефтедобывающей промышленности. Поэтому, для достижения стратегических целей развития отрасли необходима разработка и внедрение современных методов увеличения нефтеотдачи (МУН).

В России наиболее развитыми и перспективными являются химические МУН, основанные на закачке растворов ПАВ, щелочей, геле- и осадкообразующих реагентов, полимерных растворов.

Одним из реагентов, который широко используется в технологиях повышения нефтеотдачи пластов, является синтетический водорастворимый полимер - полиакриламид (ПАА).

Спектр технологий МУН на основе ПАА включает: полимерное заводнение для изменения подвижности нагнетаемой воды; создание в пласте оторочек раствора полимера со сшивающим агентом для выравнивания профиля приемистости; создание в пласте оторочек осадкогелеобразующими составами.

Однако при вводе сухого порошка ПАА возникает ряд сложностей, связанных с длительным временем гидратации полимера в воде, технологическими трудностями при дозировании, введением ПАА «в поток» без использования специальной техники. Поэтому, в НОЦ «Промышленная химия» при РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина был разработан состав, представляющий собой суспензию ПАА в углеводородной жидкости – керосине, стабилизированную поверхностно-активными веществами (ПАВ).

Состав обладает малой вязкостью и высокой седиментационной устойчивостью. Свойства суспензии ПАА приведены в таблице 1.

Таблица 1. Свойства суспензии ПАА

Эффективная вязкость при 24 °С, сП	62,47
Температура застывания, не выше, °С	минус 35
Концентрация ПАА в суспензии, %	25

Были проведены исследования реологических характеристик водных растворов суспензии ПАА и сухого ПАА. В результате испытаний было установлено, что разработанный состав показывает наилучшие значения реологических показателей и может применяться в процессах ПНП. Состав позволит значительно упростить технологию приготовления загущенной воды, посредством дозирования суспензии ПАА «в поток» при закачке водного геля в систему ППД.

ВЛИЯНИЕ ПРОМОТИРОВАНИЯ И ЩЕЛОЧНОЙ ОБРАБОТКИ ВК-ЦЕОЛИТОВ НА СЕЛЕКТИВНОСТЬ КАТАЛИТИЧЕСКИХ ПРЕВРАЩЕНИЙ ЛЕГКИХ АЛКАНОВ

Караваяев А.А., Левченко Д.А., Локтев А.С., Дедов А.Г., Голиков С.Д.,
Спесивцев Н.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Исследовано влияние добавок цинка, хрома и галлия и обработки раствором NaOH на селективность в образовании ароматических углеводородов (АрУ) и свойства катализаторов структуры MFI (далее обозначены как HZSM-5). Катализаторы синтезированы нами в лабораторных условиях или приготовлены из порошкообразного цеолита в водородной форме произведенного ОАО "Новосибирский завод химконцентратов". Промотирование осуществлялось пропиткой расчетным количеством водных растворов нитратов. Кроме того, был получен материал, в структуре которого методом десиликатизации (обработки водным раствором NaOH) формировались дополнительные мезопоры. Превращениям подвергалась смесь легких алканов состава (% мас.): пропан – 80%; бутаны – 17%; этан – 1% с примесью 2% пропилена.

Показано, что введение цинкового и хромового промоторов, проведение щелочной обработки и участие в процессах превращения ПБФ с последующей окислительной регенерацией не меняют кристаллическую структуру MFI, характерную для исходного цеолита. Использование синтезированного нами гидротермально-микроволновым методом цеолита HZSM-5 вместо цеолитов, полученными традиционным гидротермальным синтезом позволяет увеличить конверсию с 55-58 до 66%, селективность по АрУ с 12-13 до 23%, по бензол-толуол-ксилольной фракции (БТК) с 8-9 до 18%. Установлено, что процедура десиликатизации цеолита HZSM-5 приводит к формированию дополнительных мезопор и позволяет увеличить селективность образования ароматических углеводородов на непромотированном цеолите до 37%. Совместное промотирование цеолита HZSM-5 ионами цинка и хрома позволяет получать катализатор ароматизации смеси алканов, показывающий конверсию 94%, селективность по АрУ 47%, по БТК 34%. Суммарный выход ароматических углеводородов, достигаемый на данном катализаторе – 44%, сопоставим с показателями лучших известных аналогов. Показано, что совместное промотирующее действие цинка и хрома требует соблюдения оптимального содержания (по 1% мас.) цинкового и хромового промоторов, присутствие которых определяет кислотные свойства и селективность катализатора.

Исследования выполнены при поддержке ОАО «Газпром» (договор № 2214-1400-10-2).

**ИССЛЕДОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ДЕАСФАЛЬТИЗАЦИИ
ОСТАТОЧНЫХ И ДИСТИЛЛЯТНЫХ ЭКСТРАКТОВ
Н-ПЕНТАНОМ С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКИ
ЧИСТЫХ ПЛАСТИФИКАТОРОВ ДЛЯ ШИННЫХ РЕЗИН**

Каримова А.Ф., Кожевников Д.А., Тонконогов Б.П., Багдасаров Л.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

С 1 января 2010 года Европейский Союз запретил применение канцерогенных пластификаторов в составе шин. Если в применяемых в настоящее время пластификаторах содержание полициклических ароматических соединений (ПЦА) составляет более 17,0% масс., то в перспективных – не более 3,0% масс. (по методу IP 346).

Технология производства пластификаторов для шин – традиционное направление исследований для кафедры «Химии и технологии смазочных материалов и химмотологии». В этой области защищено 12 кандидатских диссертаций. Самое большое значение имеет изучение химического состава пластификаторов и технологические методы его регулирования. Для снижения концентрации ПЦА в последние годы предложен ряд технологий – экстракция нежелательных компонентов диметилсульфоксидом, фенолом, фурфуролом и N-метилпирролидоном. Однако все предлагаемые методы либо значительно повышают анилиновую точку пластификаторов, что отрицательно сказывается на качестве шин, либо экологически небезопасны.

В настоящей работе изучена возможность осуществления экстракции желательных компонентов из сырья при помощи неполярных растворителей, в частности нормального пентана. Показано, что н-пентан позволяет разделять остаточные и дистиллятные экстракты с большой селективностью и достигать заданных параметров по содержанию ПЦА без увеличения анилиновой точки, особенно, если вводить в сырье специальные коагулянты. В промышленности такой метод может быть реализован на установках пропановой деасфальтизации гудронов, которые на ряде НПЗ имеют значительные резервные мощности.

РАЗРАБОТКА ИНГИБИТОРОВ КОКСООБРАЗОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ ПИРОЛИЗА УГЛЕВОДОРОДОВ GTL

Карпов А.Б., Жагфаров Ф.Г.
(РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина)

Процесс термического пиролиза углеводородного сырья остаётся основным способом получения низших олефинов — этилена и пропилена. Уровень развития этого основного процесса нефтехимии во многом определяет возможности всей отрасли. Предназначавшийся вначале лишь для производства этилена, этот процесс теперь является также крупнотоннажным поставщиком пропилена, бутадиена, бензола и других продуктов.

Сырьевая база пиролиза может меняться от попутных газов до нефти, газойля и даже сырой нефти. Перспективным сырьевым вариантом является использование синтетических фракций углеводородов, получаемых по технологии GTL. Продукт синтеза Фишера-Тропша в общем случае — широкая фракция углеводородов преимущественно линейного строения — наилучший вариант, дающий максимальный выход этилена при пиролизе.

При проведении исследований, было обнаружено, что при пиролизе синтетических бензиновых фракций значительно увеличивается количество коксовых отложений. Это можно объяснить отсутствием в синтетических бензиновых фракциях серосодержащих соединений, которые присутствуют в традиционном сырье пиролиза — нефти и являются природными ингибиторами коксообразования.

В настоящее время большинство проблем при эксплуатации печей пиролиза связано именно с отложением кокса в трубах змеевиков. Отложения кокса существенно затрудняют теплопередачу и увеличивают перепад давления в пиротрубах. Кроме того, диффузия атомов углерода из коксовых отложений внутрь стенки приводит к охрупчиванию металла и последующему образованию трещин в змеевиках.

Для уменьшения коксоотложений при пиролизе синтетических жидких углеводородов предложено использовать диметилдисульфид или дитретбутилполисульфид. Оптимальная добавка серы (в составе серосодержащих соединений) к пиролизуемому синтетическому бензину — от 0,01 до 0,10%, при этом отложение кокса на стенках реактора снижается в 4 – 20 раз.

Таким образом, введение серосодержащих соединений в синтетические бензиновые фракции позволяет снизить коксообразование при использовании их в качестве сырья процесса пиролиза.

ЗАЩИТНЫЕ СМАЗОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ ТРОПИЧЕСКОГО КЛИМАТА

Карпов В.А., Макарова Ю.Н., Михайлова О.Л., Ковальчук Ю.Л.
(Институт проблем экологии и эволюции им. А.Н. Северцова РАН)

В настоящее время экономика стран Юго-Восточной Азии быстро развивается, растет потребление современной металлоемкой техники и, как следствие, стремительно растут убытки от коррозии. Рост потерь от коррозии вызван крайне неблагоприятными климатическими условиями: высокой температурой и влажностью воздуха, повышенной солнечной радиацией при воздействии коррозионно-агрессивных аэрозолей, в частности хлоридов, которые из-за тайфунов заносятся вглубь материка.

На климатических испытательных станциях совместного Российско-Вьетнамского тропического научно-исследовательского и технологического центра нами проведены исследования около сотни различных защитных смазочных материалов: консервационных масел, смазок, пленкообразующих ингибированных нефтяных составов, защитных водовытесняющих составов, водно-восковых составов.

Нами было установлено, что климатическое старение пленок нефтепродуктов в умеренном и тропическом климате протекает по различному механизму. Поэтому, иногда наиболее эффективные материалы для умеренного климата имеют низкие защитные свойства в условиях тропиков, а ингибиторы коррозии в некоторых условиях работают как стимуляторы коррозионного процесса металлов.

Было показано, что необходима разработка специальных смазочных материалов, предназначенных для использования в условиях повышенной влажности и температуры воздуха и интенсивного солнечного излучения, и сформулированы основные принципы подбора компонентов к защитным смазочным материалам.

Эти рекомендации были реализованы при разработке защитных составов для длительной (Тропикон-Т) и межоперационной защиты (Тропик). Испытания этих материалов в условиях влажного тропического климата (без прямого воздействия атмосферных осадков) показали, что гарантийные сроки защиты металлов от атмосферной коррозии составляют соответственно 2,5 года и 9 месяцев.

ВЛИЯНИЕ ПЕРОКСИДА БЕНЗОИЛА НА СОСТАВ ПРОДУКТОВ ИНИЦИИРОВАННОГО КРЕКИНГА ВАКУУМНОГО ГАЗОЙЛЯ НОВОКУЙБЫШЕВСКОГО НПЗ

Карпов Ю.О., Кривцов Е.Б., Головки А.К.

(Учреждение Российской академии наук ИХН СО РАН)

Вопрос о целесообразном использовании нефти стоит особенно остро в последнее время. Увеличение выходов товарных нефтепродуктов и продуктов нефтехимии стало одним из актуальнейших направлений совершенствования современной технологии переработки нефти.

В качестве объекта исследования выбран вакуумный газойль Новокуйбышевского НПЗ. Согласно полученным данным, вакуумный газойль содержит: масел – 94,98 %, смол – 4,95 %, асфальтенов – 0,07 %, содержание серы в образце составляет 2,02 % мас. Объект исследования не содержит фракций, выкипающих до 200 °С, содержание фракций 200–360 °С составляет 49,6 % мас.

Проведение крекинга газойля без добавок при температурах 400 – 500 °С в целом приводит к улучшению фракционного состава (содержание фракции нк–200 °С возрастает на 12,3 % мас). Увеличение продолжительности крекинга при 450 °С с 40 до 100 мин. приводит к схожим результатам (происходит увеличение содержания фракций нк–200 °С на 7,7 %, 200–360 °С на 6,2 % мас.).

Крекинг смеси вакуумного газойля и пероксида бензоила (5 % мас., 400 – 500 °С, 60 мин) приводит к ухудшению свойств получаемого продукта (содержание масел падает на 7 % мас., содержание фракций нк–360 °С увеличивается на 6,2 % мас.) при этом содержание $S_{\text{общ}}$ в маслах снижается лишь на 0,14 % мас. Предварительная окислительная обработка газойля пероксидом бензоила (мольное соотношение ПБ:S = 1:1, продолжительность окисления 1 час, температура – 80 °С, скорость перемешивания 1500 об/мин) с последующим термолизом (450 °С, 60 мин) приводит к схожему снижению содержания количества масел в продуктах крекинга (на 15 мас. %), однако при этом содержание серы снижается на 0,71 % мас. (на 38,4 % отн.) и содержание фракций нк-360 °С возрастает на 11 % мас.

Показано влияние иницирующих добавок на термические превращения высокомолекулярных соединений тяжелого углеводородного сырья, а так же определена зависимость изменения содержания S в маслах в зависимости от условий проведения крекинга и предварительной обработки. Показано, что введение добавки позволяет увеличить выход легких углеводородов, снизить содержание серы в маслах и получить дополнительные выходы дистиллятных фракций.

СМАЗОЧНЫЕ МАТЕРИАЛЫ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ В УСЛОВИЯХ ЭКСТРЕМАЛЬНО НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУР

Кашин Е.В., Шабалина Т.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В феврале 2013 г была утверждена «Стратегия развития Арктической зоны Российской Федерации и обеспечения национальной безопасности до 2020 года». Данная стратегии включает освоение шельфа и новых месторождений нефти, газа и других природных ископаемых в районах с холодным климатом. Значительное количество техники предполагается эксплуатировать в широком диапазоне температур: от минус 60 до плюс 40 °С, поэтому разработка смазочных материалов для использования в условиях экстремально низких температур может быть актуальной и своевременной.

На первом этапе целью работы является выявление группы смазочных материалов, обеспечивающих работоспособность техники и механизмов в условиях экстремально низких температур, изучение состава, свойств и требований предъявляемых к ним. Ассортимент таких материалов составляют моторные, трансмиссионные и гидравлические масла, а также пластичные смазки.

Объем мирового производства смазочных материалов для холодных климатических зон по результатам маркетинговых исследований составляет около 38-42 тыс. т/год, а российское производство - только четверть от этого объема. Однако, потребность российского рынка оценивается в 15-18 тыс. т. Следовательно, доля импорта этих материалов составляет порядка 45-50%.

К числу важнейших параметров качества низкозастывающих смазочных материалов относятся: кинематическая и динамическая вязкость при положительных и отрицательных температурах, температура застывания и температура вспышки, индекс вязкости.

Достижение требуемых параметров возможно сочетанием гидрокаталитических процессов и технологий, основной задачей которых является получение низкозастывающей основы, обладающей высокими значениями индекса вязкости и минимальной вязкостью при отрицательных температурах.

Основными процессами для производства низкозастывающих основ являются различные модификации гидрокаталитических процессов, а именно: гидрокрекинг, гидрооблагораживание, гидроочистка, гидроизомеризация, каталитическая депарафинизация и др. Ключевым элементом технологий являются катализаторы, состав которых определяется качеством сырья и уровнем применяемых процессов.

ПАРАФАЗНОЕ ОКИСЛЕНИЕ ПРОПИЛЕНА ДО АКРИЛОВОЙ КИСЛОТЫ

Кильмухаметов М.Д., Садретдинов И.Ф., Султанбекова И.А.
(ФГБОУ ВПО УГНТУ, ООО «НТЦ Салаватнефтеоргсинтез»)

«План развития российской газо- и нефтехимии на период до 2030г.», предложенный Министерством энергетики РФ, прогнозирует к 2030 г. ввод семи установок пиролиза средней мощностью 1-1,5 млн. тонн в год, что обеспечит производство дополнительных 2,8 млн. тонн пропилена, а это в свою очередь ставит задачу по его квалифицированному использованию. [1]

В связи с высоким спросом на продукты, полученные из акриловой кислоты, одним из перспективных направлений использования пропилена является его окисление до акриловой кислоты (АК). Различают техническую и ледяную акриловую кислоту (высокоочищенная АК чистотой более 99% масс.). АК и ее эфиры используются в качестве сырья в производстве лакокрасочных материалов, адгезивов, добавок к полимерам, детергентов и дисперсантов. Ледяная АК в основном применяется для синтеза суперабсорбентов и флокулянтов.

Помимо производства АК через пропилен в промышленности применяются методы получения через окись этилена, глицерин или ацетилен, однако эти методы отличаются относительно высокими затратами на этапе строительства или эксплуатации, поэтому наибольшее распространение получил метод окисления пропилена.

Каталитическое парофазное окисление пропилена проходит в две стадии. На первой стадии пропилен окисляется до акролеина при температуре 300-350°C на оксиде $Bi - Fe - Mo$ в качестве катализаторе. Результатом второй стадии является акриловая кислота, температура процесса 250-300°C, катализатор – оксиды $Mo - V$. Давление в реакторах 0,5-1,5 ати.

Аппаратурно процесс представлен двумя кожухотрубчатыми реакторами (диаметром 4-7 м, высотой 4-7 м, с 10 000 – 40 000 трубным пучком, заполненным катализатором). В связи с высокой экзотермичностью процесса отвод тепла осуществляется за счет эвтектической смеси – расплава солей $KNO_3 + NaNO_2 + NaNO$, подаваемых в межтрубное пространство. В промышленности применяются комбинированные реактора (реактора установленные один над другим с единым кожухом) и тандем реакторов (реактора, установленные на одной высоте и соединенные трансферной линией) [1].

Для получения ледяной АК в промышленности примерно в равной доле применяются методы дистилляции и кристаллизации (температура плавления АК 13 °C) [1].

Список литературы:

1. *Ullmann's Encyclopedia of Industrial Chemistry DVD Edition 2013 [electronic resource]. – Wiley-VCH., 2013. – 1 electronic .opt.disk (DVD-ROM).*

О ПОЛУЧЕНИИ ПОЛИМЕРНО-БИТУМНЫХ ВЯЖУЩИХ

Колышева Е.О., Евдокимова Н.Г., Губайдуллина А.А., Заплахова Я.Е.
(ФГБОУ ВПО УГНТУ, филиал ФГБОУ ВПО УГНТУ в г. Салавате)

Нефтяные битумы являются одним из наиболее широко используемых в строительной индустрии продуктов нефтепереработки, в особенности в дорожном строительстве. В настоящее время битумы производятся более чем в 70 странах мира. В зарубежной практике для устройства и ремонта дорожных покрытий используются композиционные материалы на основе битума и модификаторов, таких как сера, каучук, термопластичные полимеры. Наибольшее применение находят полимеры типа СБС.

С возникновением модифицированных и битумно-полимерных материалов началась новая эпоха в области производства нефтяных битумов. Температурный диапазон работоспособности современного покрытия должен быть расширен. И хотя межгосударственный стандарт ГОСТ 9128 “Смеси асфальтобетонные дорожные, аэродромные и асфальтобетон” не содержит конкретных повышенных (в сравнении с предыдущей редакцией стандарта) и специфических требований к асфальтобетону, практика показывает, что проблема повышения интервала пластичности вяжущего с одновременным повышением его эластичности существует и требует скорейшего решения.

Решение же заключается в том, что в состав битума вводят полимерный модификатор, который загущает битум, повышая его температуру размягчения, улучшает его низкотемпературные характеристики, придает ему повышенную эластичность, переводя такой битум из класса термопласта в класс термоэластопластов.

Целью работы является разработка технологии получения полимерно-битумных веществ (ПБВ) на основе нефтяных битумов и низкомолекулярного полиэтилена (НМПЭ) и кубового остатка ректификации стирола (КОРС).

В процессе исследований из КОРС и НМПЭ были получены сополимеры с различным соотношением компонентов, которые вводились в битумы марок БНД 60/90 и БНД 90/130, полученных по технологии «окисление» и «окисление-компаундирование» гудрона западносибирской нефти. В результате исследований свойств полученных ПБВ установлено полиэкстремальное изменение температуры размягчения компаундированных битумов от содержания добавок. Максимальным структурирующим эффектом обладает добавка с соотношением НМПЭ:КОРС = 2:1 при компаундировании ее с битумами, полученными по окислительной технологии. Полученные ПБВ обладают высокими значениями пенетрации, что дает возможность использования результатов исследований для получения ПБВ в соответствии с требованиями ГОСТ Р 25056-2003.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ СОПОЛИМЕРНЫХ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК К ДИЗЕЛЬНЫМ И СУДОВЫМ ТОПЛИВАМ

Кондрашева Н.К., Кондрашев Д.О., Рудко В.А.

(Национальный минерально-сырьевой университет «Горный», ОАО
«Газпром нефть», Национальный минерально-сырьевой университет
«Горный»)

Увеличение доли парафинистых нефтей в общем объеме добычи и переработки и суровые климатические условия большей части территории России обуславливают необходимость разработки и выпуска дизельных и судовых топлив с улучшенными низкотемпературными свойствами.

Наиболее целесообразным и экономически выгодным решением является введение в состав дизельных и судовых топлив депрессорных присадок, снижающих температуру застывания нефтепродуктов. К таким присадкам относятся присадки типа ВЭС, представляющие собой концентраты сополимеров этилена с винилацетатом (ВА). Для топлив с различным содержанием парафиновых углеводородов эффективность добавляемого депрессора будет варьироваться в определенных пределах, и определяться химическим составом и строением, как молекул самой присадки, так и базового топлива, а также ее концентрацией в последнем.

Для проведения исследований с промышленных установок были отобраны следующие фракции: прямогонные дизельные фракции 180-360 °С и 275-400 °С, экстракт после селективной очистки последней; легкие газойли замедленного коксования и каталитического крекинга 180-360 °С; керосино-газойлевые фракции замедленного коксования и каталитического крекинга; мазут из смеси западносибирских нефтей.

Авторами были изучены две серии опытных образцов депрессорных присадок ВЭС с различной концентрацией активного вещества (звеньев винилацетата) и молекулярной массой, оцениваемой по показателю текучести расплава (ПТР), на примере десяти промышленных образцов нефтяных фракций различного фракционного и углеводородного состава.

Максимальная депрессия температуры застывания исследуемых фракций достигается при концентрации присадки 0.1-0.25% масс., и в зависимости от природы и состава топлива составляет 28-40 °С. При дальнейшем увеличении содержания присадки температура застывания топлива не меняется. Из десяти исследуемых опытных сополимеров наиболее эффективными оказались три присадки из первой серии с содержанием ВА 30-40% и две присадки второй серии с ПТР 0.7-19.2.

Таким образом, все исследуемые фракции обладают хорошей приемистостью к присадкам ВЭС, и в зависимости от фракционного и углеводородного состава снижение их температуры застывания достигает минус 20-40 °С при концентрации присадок 0.1-0.5% масс.

ВЛИЯНИЕ СООТНОШЕНИЯ СМОЛ И АСФАЛЬТЕНОВ НА СОСТАВ ПРОДУКТОВ ТЕРМОЛИЗА ТЯЖЕЛЫХ НЕФТЕЙ

Корнеев Д.С., Певнева Г.С., Головки А.К., Левашова А.И.
(ИХН СО РАН, НИ ТПУ)

В настоящее время для углубления переработки тяжелого нефтяного сырья предлагаются различные подходы с использованием термических процессов с целью получения более легкой «синтетической» нефти с уменьшенным содержанием высокомолекулярных гетероатомных соединений – смол и асфальтенов.

Целью данной работы является исследование влияния соотношения смол и асфальтенов тяжелого нефтяного сырья на состав продуктов их термолиза.

Исследования проведены на модельных смесях, основой которых явились тяжелая нефть Барсуковского месторождения (Б) ($\rho=886 \text{ кг/м}^3$) и ашальчинский битум (А) ($\rho=978 \text{ кг/м}^3$). Барсуковская нефть является среднесмолистой (7,1 % смол) с низким содержанием асфальтенов (0,4 %), соотношение смолы : асфальтены составляет 17,8. В ашальчинском битуме смол содержится 26,2 %, а асфальтенов - 6,2 %, соотношение смолы : асфальтены равно 4,2. Смешением этих нефтей приготовлены модельные смеси, в которых соотношение смолы : асфальтены составляло 9,5; 7,0; 5,0 ; 4,6. Термический крекинг нефтяных систем проводился в реакторах объемом 12 см^3 в изотермическом режиме в течение 2 часов при температуре $450 \text{ }^\circ\text{C}$. По данным материального баланса при термолизе нефтяной системы с минимальным соотношением смолы: асфальтены (4,2) образуется наибольшее количество газообразных (8,4 %) и твердых (0,5 %) продуктов, в то время как термолиз нефтяной системы с максимальным соотношением смолы: асфальтены, равным 17,8, приводит к образованию значительно меньших количеств газов (1,4 %) и твердых (0,1) продуктов. Основными компонентами газообразных продуктов термолиза всех смесей являются водород, метан и этан.

В процессе термолиза в жидких продуктах наблюдается снижение содержания смол ~ на 30 % и увеличение количества асфальтенов в 1,5- 2 раза.

Методом структурно-группового анализа определены структурные параметры средних молекул смол и асфальтенов исходных смесей и продуктов их термолиза.

Показано, что в процессе термического крекинга протекают реакции деструкции смолисто-асфальтеновых компонентов, приводящие к образованию низкомолекулярных смол и легких углеводородов, и параллельно реакции поликонденсации, способствующие образованию дополнительных количеств асфальтенов и твердого остатка.

ПЛАЗМОХИМИЧЕСКОЕ УДАЛЕНИЕ СЕРОВОДОРОДА ИЗ ПНГ

Кривцова К.Б., Очерedyкo А.Н., Кудряшов С.В., Рябов А.Ю.
(ФГБУН Институт химии нефти СО РАН)

В настоящее время остро стоит проблема очистки попутного нефтяного газа от сероводорода и других серосодержащих компонентов. Традиционные методы имеют ряд недостатков, которые не позволяют использовать их в условиях нефтепромысла [1]. Авторы предлагают для этой цели использовать плазмохимический способ с использованием барьерного разряда (БР). Способ не чувствителен к наличию примесей и позволяет обрабатывать сырьё за один проход реактора в условиях окружающей среды без использования катализаторов.

В данной работе представлены результаты по обработке смесей метана, пропан-бутановой смеси (ПБС) с сероводородом в диапазоне от 0,5 до 10 % об. Исследованы зависимости конверсии сероводорода, углеводородов, концентрации продуктов от состава исходной смеси газов.

Для экспериментов использовался газоразрядный металлический реактор с планарным расположением электродов (зазор 1 мм) с одним диэлектрическим барьером, разряд в котором возбуждался высоковольтными импульсами напряжения, подаваемыми от генератора. Активная мощность БР ~9 Вт. Время контакта исходной смеси с разрядной зоной реактора – 12 с. Начальная концентрация сероводорода составила 0,5 – 10 % об.

Практически полное удаление сероводорода достигается при его начальной концентрации в метане 0,5 % об. Дальнейшее увеличение начальной концентрации сероводорода приводит к снижению его конверсии. При прочих равных условиях удаление сероводорода из ПБС протекает менее эффективно – при начальной концентрации сероводорода 0,5 % об. его конверсия составляет ~80 % об. Конверсия углеводородов в обоих случаях не превышает 5 % об.

В составе газообразных продуктов реакции обнаружены водород (не более 15 % об.), газообразные C_2 - C_3 углеводороды. Газообразные серосодержащие соединения не обнаружены.

Таким образом, показана высокая эффективность использования БР для очистки углеводородных газов от сероводорода. Установлены основные закономерности его удаления из газообразных углеводородов.

Список литературы:

1. Исмагилов Ф.Р., Плечев А.В., Сафин З.З., Вольцов А.А., Исмагилова З.Ф. // Химия и технология топлив и масел. 2000. № 6. С. 3-6.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВ С ЦЕЛЬЮ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Лалаев К.Э., Мастобаев Б.Н., Бородин А.В.
(УГНТУ, ОАО «Ямал СПГ»)

Обеспечение крупных отраслей отечественной промышленности, таких как топливно-энергетический комплекс, автомобилестроение, строительство, производство товаров повседневного спроса, химическая и др., сырьем требует постоянной модернизации производственных мощностей по производству продуктов переработки попутного нефтяного газа (ПНГ). ПНГ - побочный продукт добычи нефти, а также - ценное углеводородное сырье, где в каждом кубическом метре в среднем содержится 200-300 грамм жидкой фракции, которая является сырьем для производства сжиженных углеводородных газов, стабильного газового бензина, широкой фракции легких углеводородов и других продуктов.

В России по объемам переработки попутного нефтяного газа лидером является вертикально интегрированная газоперерабатывающая и нефтехимическая компания ОАО «СИБУР Холдинг» (далее – СИБУР).

Целью исследований является изучение проводимых реконструкций, модернизаций и технических перевооружений предприятий СИБУРа, направленных на увеличение степени извлечения целевых фракций углеводородов из попутного нефтяного газа.

Одно из направлений модернизации предприятий является реконструкция компрессорных станций:

- до 2004 года Губкинский ГПК работал в режиме компрессорной станции, выделяя из ПНГ лишь незначительные объемы бензина газового стабильного. В 2010 году на Губкинском ГПК степень извлечения целевых фракций из попутного нефтяного газа возросла до 99%;

- в 2004 году Муравленковский ГПЗ, работавший ранее лишь в качестве компрессорной станции, осушающей газ, заработал в полную силу по проектной схеме с извлечением жидких углеводородов свыше 90%;

- в 2012 году Вынгапуровский ГПЗ был введен в эксплуатацию на базе одноименной компрессорной станции с расширением существующих мощностей и углублением извлечения целевых фракций до 99%;

- в декабре 2013 года СИБУР и ОАО «Газпром нефть» подписали соглашение о строительстве в Ханты-Мансийском автономном округе нового газоперерабатывающего завода мощностью 900 млн кубометров попутного нефтяного газа в год на базе Южно-Приобской компрессорной станции. Коэффициент извлечения целевых компонентов на ГПЗ составит не менее 95%, что соответствует мировым аналогам.

ОСОБЕННОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЯЖЕЛОЙ СМОЛЫ ПИРОЛИЗА В КАЧЕСТВЕ СЫРЬЯ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ИГОЛЬЧАТОГО КОКСА

Лапшин И. Г.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Тяжелая смола пиролиза (ТСП) это фракция выкипающих выше 160°C. Значительная часть высококипящих ароматических углеводородов, это компоненты ТСП выкипающие выше 350°C (указаны в таблице), которые повышают структурообразование и при коксовании получают анизотропные области, которое достигают существенной величины и напоминают пластинчатую структуру [2]. Однако неблагоприятными для формирования анизотропной структуры являются асфальтены. При увеличении концентрации асфальтенов изменяется структура тяжелого нефтяного остатка, появляются “агрегаты” адсорбирующиеся на поверхности асфальтенов смол и парафинов, при этом значительно увеличивается вязкость смеси [3]. Последнее будет препятствовать дальнейшему структурообразованию кокса. Формирование игольчатой составляющей кокса является направление течение жидкой коксующей массы, когда сферы мезофазы коалесцируют в направлении этого течения и когда директор (вектор направленности) параллелен ему [1].

Таблица – Компонентный состав выделенных фракций ТСП

Компоненты фракций, %	160-к.к. °С	315-355°С	355-к.к. °С
Алкилбензол	4,10	0	0
Инден и стирол	32,20	0	0
Нафталин и метилнафталин	29,03	0	0
Диметилнафталин	3,80	0	0
Высоки кипящие алкилнафталины	15,12	6,50	0
Трехкольчатая ароматика	9,33	30,37	21,00
Фенантрен	4,99	23,13	26,00
Высоки кипящая ароматика	0,69	35,20	40,60
Бензольные смолы	0,72	4,80	12,40

Для получения игольчатого кокса необходимо определенное соотношение группового состава и технологических условий коксования.

Список литературы:

1. Запорин В. П. Влияние технологии коксования на качественные характеристики анизотропного кокса и графита. / Запорин В. П., Садыков Р. Х., Сухов С. В., Хатмуллина И. Г. - Сб. науч. тр./ БашНИИ НП. - Москва, - 1990, вып. 29. - С. 14-20.
2. Пеппель П. Карбонизация пиролизной смолы и ее компонентов до высокоанизотропного кокса. / Пеппель П., Тейбель И. - *Freiberger Forschungshefte*. - 1980. т. А - № 618. - С. 11-12.
3. Торбеева Л. Р. Взаимосвязь свойств и химического группового состава высококипящих битумов с температурой размягчения выше 100°C. - Сб. науч. тр. М. / ЦНИИТЭнефтехим, - 1981. - С. 43-44.

О ПОДБОРЕ СЫРЬЯ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ИГОЛЬЧАТОГО КОКСА

Леонов М.Г., Хабибуллина Д.Д., Евдокимова Н.Г., Сорокин С.А.
(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет»)

Нефтяной игольчатый кокс – ключевое сырье для изготовления высококачественных, дорогостоящих электродов, применяемых в черной металлургии. Нефтяной кокс, производимый на российских нефтеперерабатывающих заводах, в основном, используется в качестве твердого топлива, так как не соответствует стандартам качества сырья электродной промышленности. Поэтому производители электродов, а также металлургические комбинаты зависят от поставок высококачественного игольчатого кокса из-за рубежа. Поэтому целью данной работы является исследование возможности получения нефтяного игольчатого кокса на базе ОАО «Газпром нефтехим Салават».

Из всех разновидностей процессов коксования, только процесс замедленного коксования позволяет получить анизотропную (игольчатую) структуру целевого продукта. Для проведения экспериментов в лабораторных условиях была собрана установка замедленного коксования.

Известно, что для производства кокса анизотропной структуры сырье процесса коксования должно быть высокоароматизированным, малосернистым, малозольным. Поэтому первым этапом исследований стал выбор сырьевых потоков ОАО «Газпром нефтехим Салават», которые отвечают требованиям качества сырья производства игольчатого кокса.

Был произведен выбор компонентов сырья коксования (тяжелый газойль каталитического крекинга (ТГКК), тяжелая смола пиролиза (ТСП), кубовый остаток ректификации стирола (КОРС)) и оценка их основных показателей качества, результаты которой представлены в таблице 1.

Таблица 1 - Показатели качества сырья коксования.

Показатели качества	ТГКК	ТСП	КОРС
Плотность, кг/м ³	970	1080	942
Коксуемость по Конрадсону, % масс.	18,76	11,97	17,48
Массовая доля серы, %	1,45	0,60	0,22

Анализ показателей качества компонентов сырья коксования свидетельствует о возможности получения малосернистого анизотропной структуры кокса.

ВЛИЯНИЕ ПОЛИМЕТАКРИЛАТНЫХ ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК НА ВЯЗКОСТНЫЕ И НИЗКОТЕМПЕРАТУРНЫЕ СВОЙСТВА ГОРЮЧЕ-СМАЗОЧНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Ильин С.В., Леонтьев А.В., Спиркин В.Г., Татур И.Р., Шеронов Д.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Важной и актуальной для РФ и других северных стран является проблема улучшения низкотемпературных свойств горюче-смазочных материалов (холодная климатическая зона в РФ занимает 80% территории страны). Наиболее эффективным и экономически целесообразным способом улучшения низкотемпературных свойств топлив и масел является использование депрессорных присадок.

Целью данной работы является улучшение низкотемпературных свойств дизельных топлив и базовых промышленных масел.

Объектами исследования являлись депрессорные присадки полиметакрилатного типа: ПМА «Д» (ТУ 38.401-58-339-2004), LLK-2508-1 (ТУ 0257-001-79345251-2006), VISCOPLEX 1-330 (фирма DEGUSSA), Максойл «Д» (ТУ 0257-001-48328353-2006), BASF 3501, BASF 6402.

Установлено, что наиболее эффективные депрессоры - присадка Максойл «Д» в концентрации в 0,8-1% мас. снижает температуру застывания промышленного масла И-20А (ГОСТ 20799-88) на 22 °С, а присадка VISCOPLEX 1-330 в концентрации 0,02 -0,04% мас. снижает температуру застывания дизельного топлива летнее топливо (ТУ 38.401-58-296-2001) на 19 °С

Показано, что при высокотемпературном окислении масла И-20А по СТО Газпром 2-2.4-134-2007 (180 °С, 3 ч) в присутствии присадок Максойл «Д», ПМА «Д», LLK-2508-1, VISCOPLEX 1-330 температура застывания повышается в среднем на 2-4 °С, кинематическая вязкость при 40 °С увеличивалась на 3-6 мм²/с.

Выявлено, что ультразвуковая обработка промышленного масла И-20А с присадками Максойл «Д», ПМА «Д», LLK-2508-1, VISCOPLEX 1-330 в масле И-20А в концентрации 0,25-1,5 % мас. снижала температуру застывания масла на 3-7 °С и кинематическую вязкость на 2-7 мм²/с.

Термообработка промышленного И-20А в присутствии присадок Максойл «Д», ПМА «Д», LLK-2508-1, VISCOPLEX 1-330, взятых в оптимальных концентрациях, снижала температуру застывания масла на 2-4 °С и повышала кинематическую вязкость на 2-6 мм²/с. Однако положительный эффект от применения термообработки носит временный характер.

Установлено, что присадка Максойл «Д» в промышленном масле И-20А является депрессором в концентрации 0,25 -1% мас., а в концентрации более 1% мас. – вязкостной присадкой.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭКСТРАГЕНТА ДЛЯ БОРЬБЫ С ПЕНООБРАЗОВАНИЕМ РАСТВОРОВ АЛКАНОЛАМИНОВ ПРИ ОЧИСТКЕ КИСЛЫХ ГАЗОВ

Лыков О.П., Толстых Л.И., Спасенков А.М., Лазарев В.И.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ООО «Газпромдобыча Оренбург»,
ОАО «НИИОГАЗ»)

Газовый комплекс – важный элемент российской экономики, в высокой степени интегрированный в мировую. Ежегодный экспорт газа составляет 160 – 200 млрд. м³. Добыча газа в РФ в 2011 г. составила 670,7 млрд. м³.

Часть газовых месторождений страны (Астраханское, Оренбургское) содержит значительное количество сероводорода (свыше 22,5% в астраханском газе) и меркаптанов. Перед подачей в магистральные газопроводы такие газы подвергаются очистке. Наиболее распространенным методом очистки является абсорбционный – очистка водными растворами алканоламинов, при котором отмечается интенсивное пенообразование, а потери раствора алканоламина могут достигать 100 г/1000 м³ очищаемого газа.

Было показано, что удаление из растворов алканоламинов поверхностно-активных пенообразующих веществ (ПОВ) с помощью органического экстрагента (полифенилового эфира – ПФЭ) позволяет снизить их количество и поддерживать допустимый уровень их содержания в циркулирующем алканоламиновом растворе. Использовался рабочий водный раствор алканоламинов с установки сероочистки Оренбургского ГПЗ, содержащий 15,2% МДЭА, 14,1% ДЭА и 4,3% МТрЭГ. Показано, что оптимальная концентрация ПФЭ в алканоламиновом растворе составляет около 4 г/л.

Определены оптимальные скорости и время перемешивания раствора до полного извлечения ПОВ. Регенерация отработанного экстрагента проводилась путем его смешивания с метилэтилкетон (МЭК) и механического удаления выпадающего осадка веществ, растворимых в ПФЭ, но нерастворимых в смеси ПФЭ и МЭК (1 : 1÷), с последующей отгонкой МЭК из осветленного раствора и возвратом регенерированного ПФЭ на стадию экстракции.

Разработана принципиальная технологическая схема и предложены технические решения реализации циклического экстракционного способа очистки водных растворов алканоламинов от пенообразующих веществ в условиях Оренбургского ГПЗ.

МНОГОФАКТОРНЫЙ АНАЛИЗ ФОРМИРОВАНИЯ ЛИНЗ НЕФТЕПРОДУКТОВ, КАК СПОСОБ ПЛАНИРОВАНИЯ РЕАБИЛИТАЦИИ ПОЧВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Остах С.В., Миронова О.С.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Линзы нефтепродуктов – это образования являющиеся объектами экологического ущерба, накопленного вследствие многочисленных разливов сырья и готовой продукции на рельеф местности. Риски определяют процессы миграции нефтепродуктов и продуктов преобразования нефтяного загрязнения. Очевидную опасность представляют: пожароопасная обстановки из-за, так называемой «газовой шапки» - зоны испарения легких углеводородов и загрязнения подземных вод, вследствие миграции свободных форм УВ в водоносные слои горизонта (движущая сила - градиент скорости подземного потока вод, загрязненного растворенными углеводородами, по направлению к местам их естественной разгрузки – естественным (реки, моря и т.д.) или искусственным (водозаборные скважины, колодцы, дрены и т.д.) объектам).

Выбор технологий восстановления нефтезагрязненных почвенных объектов чаще всего основывается на сложившемся опыте работ и требованиях действующих нормативных документов. Во многих случаях эффект, достигаемый в ходе таких мероприятий, не совпадает с ожидаемыми показателями, ввиду не учета, в том числе, специфических особенностей конкретного загрязненного ландшафта и его отдельных компонентов, а также свойства самого загрязнителя.

Для получения максимально ожидаемого результата при реабилитации природной среды необходимо принимать во внимание совокупность многофакторной зависимости: свойств сформировавшегося глубинного нефтяного загрязнения – объекта, характеристик технологического оборудования – факторов, и технологических параметров процесса ликвидации глубинных загрязнений – откликов.

Способом достижения этого должна считаться информация получаемая: с помощью геохимических, геофизических, микробиологических съемок, химических анализов проб почвы и подземных вод из скважин наблюдательной сети мониторинга; по средством обработки справочных данных о почвенном профиле или почвенно-геохимических барьерах; глубине залегания грунтовых вод и их режимах и т.д.

Средством достижения результата является формирование физических и математических моделей распространения загрязнения, включая ретроспективный анализ. Их первостепенная значимость объясняется способностью выявления наиболее опасных экологических последствий, и причинно-следственную связь «действие-последствие».

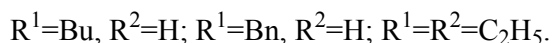
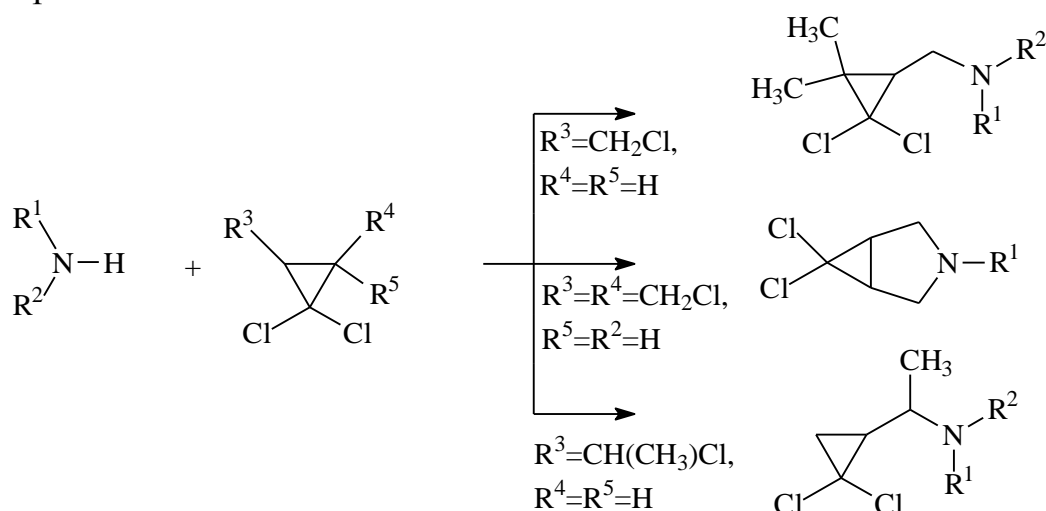
ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ ПОЛИГАЛОГЕНЦИКЛОПРОПАНОВ С АМИНАМИ

Михайлова Н.Н., Богомазова А.А., Аминова Э.К., Шаякберов Э.В.
(ФГБОУ ВПО Уфимский государственный нефтяной технический университет, Стерлитамакский филиал Башкирского государственного университета)

Особую роль в органическом синтезе играют замещенные *гем*-дихлорциклопропаны, имеющие в своей структуре, наряду с циклопропановым кольцом, другие функциональные группы. К таким полифункциональным соединениям относятся галоген-, галогеналкил-, алкенил-*гем*-дихлорциклопропаны, которые нашли применение в качестве ценных реагентов в синтезе полизамещенных циклопропанов, олефинов, диенов и алленов.

Нами оценено влияние заместителей в циклопропановом кольце на взаимодействие *гем*-дихлорциклопропанов с некоторыми первичными и вторичными аминами (бутил-, бензил- и диэтиламины).

Обнаружено, что монохлоралкил-*гем*-дихлорциклопропаны реагируют с трехкратным избытком аминов в ДМСО при температуре 80°C, образуя в течение 4-20 ч продукты замещения *экзо*-циклических атомов хлора.



Установлено, что 2,2-диметил-3-хлорметил-*гем*-дихлорциклопропан реагирует с аминами медленнее, чем вторичный этилхлорид. Так, выход третичного амина равный 93%, был достигнут за 15 ч, тогда как выход первичного амина даже за 20 ч не превышал 50%.

ОСОБЕННОСТИ ВЫДЕЛЕНИЯ ГЕЛИЯ НА ГЕЛИЕВОМ ЗАВОДЕ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ОРЕНБУРГ»

Молчанов С.А.

(Гелиевый завод ООО «Газпром добыча Оренбург»)

На нашей планете гелий является уникальным химическим элементом, который используется в большинстве наукоемких технологий. В перспективе в связи с развитием новых направлений научно-технического прогресса, включая управляемый термоядерный синтез, роль гелия будет возрастать. Поэтому индустриальное и технологическое развитие передовых стран пропорционально потреблению гелия научно-промышленным комплексом этих стран.

Основными доступными на сегодняшний день источниками гелия являются природные газы: углеводородные, азотные, углекислотные. Согласно прогнозам, спрос на гелий в период до 2030 года будет расти в среднем примерно на 4-6% в год и к 2030 году его суммарное потребление достигнет по разным оценкам от 225 до 300 млн.м³.

Современные заводы, производящие гелий, работают на природных газах, содержащих от 0,05 до 0,9 % об. гелия. Разработка гелиеносных месторождений с содержанием гелия менее 0,1 % об. в настоящее время считается экономически нецелесообразной.

В 1978 году в составе ООО «Оренбурггазпром» был введен в эксплуатацию завод по производству гелия – единственный крупнотоннажный производитель гелия в нашей стране проектной мощностью 15 млрд.м³ в год сырьевого газа с содержанием гелия 0,055%.

Оренбургский гелиевый завод – уникальное в своем роде предприятие. Основной особенностью гелиевых блоков является низкотемпературная (до минус 196 °С) конденсация природного газа, требующая высокой очистки газа от сернистых соединений (сероводорода, меркаптановой серы), а также глубокой осушки газа от влаги.

Первый гелиевый блок фактически имел статус опытно-промышленной установки, на которой проверялись технические и проектные решения. Каждый последующий гелиевый блок проектировался индивидуально. Специалисты ООО «ЛенНИИхиммаш», ООО «ВНИИгаз», ОАО «ЮжНИИгаз» стремились использовать все передовые, на тот момент, достижения в отечественной технике.

Последняя технологическая линия по производству гелия, этана и ШФЛУ была пущена в эксплуатацию в 1989 году. На этом интенсивное строительство на заводе было завершено. Тем не менее, постоянно на заводе работали специалисты ВНИИгаза, ЛенНИИхиммаша, ЮжНИИгаза. Совместными усилиями специалистов институтов и завода велась постоянная работа по оптимизации технологического режима, модернизация оборудования. В результате этой работы обслуживающий персонал и инженерно-технические работники завода получили неоценимый опыт и знания в области низкотемпературных процессов.

МОДИФИЦИРОВАНИЕ БИТУМОВ ПОЛИСУЛЬФИДАМИ

Назарова А.Р., Евдокимова Н.Г.

(ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» в г. Салавате)

Перспективным направлением повышения качества дорожных битумов является использование серы для их модификации. Техническая сера является недорогим и многотоннажным побочным продуктом промышленности. Накопление технической серы как побочного продукта нефте- и газоперерабатывающих, нефтехимических и металлургических производств постоянно увеличивается. Применение технической серы для модификации битумов экономически целесообразно и позволяет также решать экологические проблемы во многих регионах.

Известно, что сера может вступать в химические взаимодействия с непредельными углеводородами, образуя полисульфиды, которые можно использовать как модификаторы свойств битумов.

В работе исследовался процесс синтеза полисульфидов и последующее модифицирование ими битумов.

Процесс получения полисульфидов заключался в сополимеризации элементарной серы с кубовым остатком ректификации стирола (КОРС), который содержит непредельные мономеры стирола и другие соединения. Сополимеризация проводилась при температуре 140 °С при содержании серы в смеси 30; 40; 50; 60 % масс. в течение 4 часов при постоянном перемешивании. Были определены свойства полученных полисульфидов, по которым было установлено, что реакция сополимеризации для всех смесей полностью состоялась, за исключением смеси, содержащей 60% масс. серы.

Полученные полисульфиды компаундировали с битумом марки БНД 90/130 и глубокоокисленным битумом при температуре 140 °С.

Установлено, что полисульфиды сильно разжижают битум марки БНД 90/130, максимальное их содержание может быть не более 5% масс., что является неэффективным при решении проблемы утилизации серы и экономии битумного вяжущего при устройстве асфальтобетонных покрытий.

Битумополисульфидные вяжущие, соответствующие маркам битума БНД 60/90 и 90/130 были получены на основе глубокоокисленного битума при содержании 10-20 % масс. полисульфидов. Анализ свойств показал, что полученные битумополисульфидные вяжущие соответствуют требованиям ГОСТ 22245-90 на дорожные битумы марок БНД 60/90 и БНД 90/130. Таким образом, с целью обеспечения существенного экономического эффекта и уменьшения количества используемого битума в дорожном покрытии целесообразно использовать компаундирование глубокоокисленного битума с полисульфидами, полученными на основе реакции сополимеризации серы с кубовым остатком ректификации стирола.

ВЛИЯНИЕ СВОЙСТВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ НА ПРОЦЕСС ДЕАСФАЛЬТИЗАЦИИ ДОРОЖНОГО БИТУМА

Петров А.М., Дезорцев С.В., Кисмерешкин С.В.
(ФБГОУ ВПО БГУ, ФБГОУ ВПО УГНТУ, ФБГОУ ВПО УГУЭС)

Для подготовки остаточного нефтяного сырья к каталитической переработке и удалению нежелательных компонентов в нефтепереработке применяют процесс деасфальтизации углеводородными растворителями.

Целью данной работы является изучение влияния свойств углеводородных растворителей на материальный баланс деасфальтизации окисленного дорожного битума марки БНД 60/90 углеводородными растворителями (число атомов углеводорода от пяти до восьми) в лабораторных условиях (температура 20 °С, давление атмосферное).

Таблица 1 – материальный баланс процесса деасфальтизации различными углеводородными растворителями дорожного битума

Взято/получено	Растворители									
	н-Пентан		н-Гексан		н-Гептан		Петролейный эфир 40/70		Изо-октан	
	г	%	г	%	г	%	г	%	г	%
Сырье	49,57	100,00	42,31	100,00	43,62	100,00	46,37	100,00	41,77	100,00
Концентрат асфальто-смолистых веществ	4,22	8,51	5,30	12,51	2,71	6,20	2,81	6,06	3,49	8,36
Деасфальтизат	44,33	89,43	36,27	85,75	39,94	91,57	42,60	91,86	37,44	89,62
Потери	1,02	2,06	0,74	1,74	0,97	2,23	0,96	2,08	0,84	2,02
Сумма	49,57	100,00	42,31	100,00	43,62	100,00	46,37	100,00	41,77	100,00

Наибольший выход продуктов деасфальтизации нефтяного окисленного битума наблюдается при деасфальтизации н-гексаном, наименьший н-пентаном. Наибольшие потери при фильтровании остатка на обеззоленной бумаге также обнаруживаются для н-гептана.

ВЛИЯНИЕ СВОЙСТВ УГЛЕВОДОРОДНЫХ РАСТВОРИТЕЛЕЙ НА ПРОЦЕСС ДЕАСФАЛЬТИЗАЦИИ ОСТАТКА ТЕРМИЧЕСКОГО КРЕКИНГА

Петров А.М., Дезорцев С.В., Кисмерешкин С.В.
(ФБГОУ ВПО БГУ, ФБГОУ ВПО УГНТУ, ФБГОУ ВПО УГУЭС)

В связи с общей тенденцией к утяжелению нефтей, процессы подготовки нефтяного сырья к каталитической переработке становятся все более перспективными. Особое значение в промышленности имеет процесс деасфальтизации углеводородными растворителями ряда n-алканов. Подбор растворителя позволит получить деасфальтизаты с оптимальным выходом и параметрами. Известные результаты подобных исследований, проводившихся ранее, касаются в основном прямогонного сырья и углеводородных газов.

Целью данной работы является изучение материального баланса процесса деасфальтизации остатка термического крекинга углеводородными растворителями, с числом атомов углерода в молекуле от пяти до восьми, в лабораторных условиях (температура 20 °С, давление атмосферное).

Таблица 1 – Материальный баланс процесса деасфальтизации углеводородными растворителями остатка термического крекинга

Взято/ получено	Растворители									
	n-Пентан		n-Гексан		n-Гептан		Петролейный эфир 40/70		Изо-октан	
	г	%	г	%	г	%	г	%	г	%
Сырье	67,96	100,00	48,00	100,00	43,58	100,00	48,21	100,00	40,52	100,00
Концентрат асфальто-смолистых веществ	20,28	29,84	11,90	24,79	9,98	22,89	10,43	21,63	8,84	21,82
Деасфальтизат	46,23	68,03	35,08	73,08	32,69	75,02	36,86	76,45	30,83	76,08
Потери	1,45	2,13	1,02	2,13	0,91	2,09	0,92	1,92	0,85	2,10
Сумма	67,96	100,00	48,00	100,00	43,58	100,00	48,21	100,00	40,52	100,00

Наибольший выход продуктов деасфальтизации остатка термического крекинга наблюдается при деасфальтизации n-пентаном, наименьший - петролейным эфиром 40/70. Наибольшие потери при фильтровании остатка на обеззоленной бумаге обнаруживаются для n-пентана и n-гексана.

БЕЛЫЕ МАСЛА – ПРОИЗВОДСТВО, ТРЕБОВАНИЯ, ТЕХНОЛОГИИ

Пиголева И.В., проф., д.т.н. Шабалина Т.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Белые масла представляют собой прозрачные глубокоочищенные дистиллятные фракции углеводородов с очень малым или полным отсутствием токсических полициклических ароматических соединений, тяжелых металлов, серо- и азотсодержащих соединений. Они обладают повышенной стабильностью и имеют исключительную химическую инертность.

Белые масла применяют в таких областях, как медицина, косметическая, текстильная и пищевая промышленности, где возможно соприкосновение масла с пищей или кожей человека и где чистота используемых продуктов имеет большое значение.

Белые масла делятся на два класса: технические; медицинские и пищевые. Основными требованиями, предъявляемыми к белым маслам, является степень их чистоты, которая, согласно фармакопее характеризуется отсутствием твердых парафинов, сернистых и коксующих соединений, а также нейтральной или слабокислой реакцией.

В России долгие годы традиционным и единственным методом получения белых масел являлась серно-кислотно-контактная очистка концентрированной серной кислотой. Большим недостатком технологий сернокислотно-контактной очистки является высокая экологическая опасность процесса, обусловленная наличием вредных отходов и стоков. Способы утилизации отходов являются весьма затратными, что ухудшает экономику производства белых масел.

В настоящее время широкое распространение получили технологии получения белых масел с использованием гидрокаталитических процессов. В этом случае, базовое масло после стадий селективной очистки и депарафинизации поступает на двухстадийную гидрокаталитическую переработку, с использованием высокоактивных и селективных катализаторов гидроочистки и гидрирования. Основными лицензиарами и разработчиками этих технологий являются такие компании, как Exxon Mobil, Shell, Chevron, BASF.

Отечественное производство отличается чрезвычайно низким уровнем ассортимента (вазелиновое масло, маловязкие рабочие жидкости). Практически единственным производителем белых масел в РФ является ЗАО «МедХим» (г. Самара), выпускающий белые масла по отсталой технологии, не позволяющей вырабатывать полный ассортимент белых масел.

Проблему импортозамещения белых масел можно решить только созданием современного гидрокаталитического производства, которое даст возможность вырабатывать высококачественные белые масла конкурентоспособного качества. Важнейшими факторами, влияющими на процесс получения глубокодеароматизированных белых масел с применением гидрокаталитических процессов, являются качество сырья, эффективные катализаторы и высокое парциальное давление водорода.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ГРУППОВОГО СОСТАВА ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ С ПОМОЩЬЮ ИК - СПЕКТРОМЕТРИИ

Иванова Л.В., Примерова О.В.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Одним из современных методов, применяемых для характеристики группового состава нефти и нефтепродуктов является метод высокоэффективной жидкостной хроматографии (ВЭЖХ). Данный метод позволяет подробно описать ароматические углеводороды, выделив моно-би и полициклические арены, но не дает никакой информации о структуре алкано - нафтеновой части топлив, которая важна для объяснения многих функциональных свойств топлив, в частности, низкотемпературных, смазывающих характеристик. В данной работе предлагается использовать инфракрасную (ИК) спектроскопию для описания насыщенных углеводородов топлив.

Групповой состав гидроочищенного базового компонента дизельного топлива был определен методом ВЭЖХ. Данные приведены в таблице 1.

Табл. 1 Групповой состав дизельного топлива по ВЭЖХ

Компонент	%
Парафино-нафтеновые углеводороды	63,53
Моно арены (МАУ)	24,23
Би арены (БАУ)	11,00
Поли арены (ПАУ)	1,23
Сумма ароматических углеводородов	36,46

Табл. 2 Детализированный групповой состав дизельного топлива

Структурные группы	%
Метильные	12
Метиленовые в нафтеновых циклах	41
Ароматические кольца	32
Метиленовые в пятичленных циклах	22
Метиленовые в шестичленных циклах	19
Метиленовые в парафиновых цепях	10
Третичные и четвертичные атомы С в нас. стр.	5

Детализированный групповой состав топлива был определен с помощью ИК-Фурье-спектроскопии на приборе ФСМ-1201. Результаты приведены в таблице 2.

Сравнение данных, приведенных в таблицах 1 и 2 показывает, что ИК-спектроскопия является высокоинформативным методом, позволяющим подробно описать групповой химический состав топлива.

СИНТЕЗ ВЫСОКОМОДУЛЬНОГО ЦЕОЛИТА ТИПА MOR

Саликаев В.А., Травкина О.С., Гильмутдинов А.Т.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Целью данной работы является синтез цеолита типа MOR высокой фазовой чистоты и степени кристалличности близкой к 100% с модулем $\text{SiO}_2/\text{Al}_2\text{O}_3 = 15-24$ в глубокодекатонированной форме и исследование его свойств.

Исследования проводили используя реакционные смеси (РС) следующего состава: $(4,6-9,0)\text{R}_2\text{O} \cdot (2,2-3,2)\text{Na}_2\text{O} \cdot \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot (15-30) \text{SiO}_2 \cdot (400-540)\text{H}_2\text{O}$, содержащие тетраэтиламмоний бромид (ТЭАВr) - органический темплат.

В ходе опытов установлено, что с увеличением соотношения $\text{R}_2\text{O} / \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot$ и $\text{Na}_2\text{O} / \text{Al}_2\text{O}_3 \cdot$ растёт скорость кристаллизации, что в свою очередь сокращает продолжительность синтеза с 48 до 18 часов.

В процессе получения цеолитов с использованием органических темплатов часть катионных позиций занимают катионы тетраэтиламмония, которые после отмывки от компонентов маточного раствора остаются в каналах цеолита. С целью удаления катионов тетраэтиламмония термообработку цеолита типа MOR осуществляли до ионного обмена.

Синтез глубокодекатонированных форм цеолита производили ионным обменом катионов Na^+ на катионы NH_4^+ и последующей обработкой при температуре 600°C продолжительностью 4 часа в воздушной среде. Промежуточная прокалка между ионными обходами не проводилась в виду того, что цеолит типа MOR имеет канальную структуру, которая предполагает отсутствие труднодоступных для обмена кристаллографических позиций катионов Na^+ . В результате ионообменных обработок были приготовлены образцы цеолита типа MOR с различным модулем в HNa-форме со степенью обмена Na^+ на H^+ равной 0,95.

Установлено, что при замене катионов Na^+ на катионы H^+ значения равновесных адсорбционных емкостей по парам H_2O , C_6H_6 и C_7H_{16} увеличиваются, следовательно, увеличивается доступность внутрикристаллического объема цеолита.

Концентрации кислотных центров образцов цеолита были определены методом термопрограммируемой десорбции (ТПД) предварительно адсорбированного аммиака. Делая выводы из полученных результатов, можно заключить, что при замене катионов Na^+ на катионы H^+ концентрация кислотных центров всех образцов цеолита типа MOR увеличивается.

ИЗМЕНЕНИЕ СОСТАВА И СТРУКТУР ВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ БИТУМА АШАЛЬЧИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ В РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ КРЕКИНГА

Свириденко Н.Н, Кривцов Е.Б., Головки А.К.
(ИХН СО РАН)

Проблема переработки альтернативных источников углеводородного сырья состоит в значительном содержании в них асфальтенов и смол - до 50 % мас.

В качестве объекта исследования выбран битум Ашальчинского месторождения содержащий: смолисто-асфальтовых компонентов – 32,4 %, серы – 4,57 %, фракций н.к.–200 °С – 4,6 % , 200–360 °С – 28,9 % мас. Оптимальным количеством озона является 6 г/кг при 450 °С при котором наблюдается наилучшая деструкция высокомолекулярных компонентов Ашальчинского битума. Крекинг битума проводился в автоклавах объемом 12 см³ при температуре 450 °С и продолжительности 60 минут.

Таблица 1. Структурно-групповые параметры молекул смол и асфальтенов Ашальчинского битума и продуктов крекинга предварительно обработанного озоном

Параметры	Исходный битум	Крекинга битума предварительно обработанного озоном		
	Смолы	Асфальтены	Смолы	Асфальтены
Молекулярная масса, а.е.м.	640	1285	911	1323
Число атомов S в средней молекуле	0.84	1.77	1.55	2.53
число блоков в молекуле	1.45	2.15	2.06	3.10
Кнас	0	0	8.11	2.05
Сп	15.76	15.6	1.72	6.79
fa	44.84	59.87	34.14	48.37

Установлено, что предварительное озонирование с последующим крекингом битума приводит к увеличению молекулярной массы смол и асфальтенов, что может быть связано с процессами конденсации молекул. Увеличивается содержание серы. В структурах появляются нафтеновые циклы, что связано с протеканием процессов циклизации алкильных фрагментов, на что указывает уменьшение средней длины алифатических заместителей в молекуле (Сп).

Процесс крекинга предварительно обработанного озоном битума приводит к частичному разрушению и циклизации алифатических фрагментов, распаду ароматических колец, увеличению содержания S в составе молекул смол и асфальтенов. При этом, увеличивается общее содержание колец за счет образования нафтеновых структур в среднем структурном блоке молекул смол и асфальтенов. Снижается степень замещенности колец, уменьшается длина алифатических цепей. Так же крекинг приводит к снижению количества структурных блоков в средних молекулах смол и асфальтенов в полтора раза.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЯЗКОСТНО-ТЕМПЕРАТУРНЫХ СВОЙСТВ И ТЕРМООКИСЛИТЕЛЬНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ РАСТВОРОВ ПОЛИИЗОБУТИЛЕНОВ В ИНДУСТРИАЛЬНОМ МАСЛЕ

Севастьянова Е. С., Пиголева И. В., Шеронов Д. Н., Татур И.Р.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Вязкостные присадки получили широкое применение в моторных, гидравлических, редукторных, трансмиссионных маслах, в производстве пластичных смазок для улучшения вязкостно-температурных и адгезионных свойств базовой основы. Широкое распространение в качестве вязкостных присадок получили полиизобутилены, которые производятся в России и за рубежом различными фирмами.

Цель работы – изучение загущающих, реологических свойств и термоокислительной способности растворов полиизобутиленов различных производителей в базовом масле.

Исследованы полиизобутилены фирмы ЗАО «НЕО Кемикал» с молекулярной массой 30000, 40000, 60000 марок SDG-8350, SDG-8450, и SDG-8650 соответственно в сравнении с отечественными полиизобутиленами производства ОАО «Ефремовский завод синтетического каучука» с молекулярной массой 200000 марки П-200 (ГОСТ 13303-86) и 30%-й раствор полиизобутилена с молекулярной массой 20000 марки КП-20С (ТУ 38.303-02-107-2002). Полиизобутилены вводились в концентрации от 1,0 до 9,0 % масс. в индустриальное масло И-20А (ГОСТ 20799-88).

Загущающие свойства полиизобутиленов оценивали по кинематической вязкости при 100°C (ГОСТ33-2000), реологические – по динамической вязкости на приборе RheotestRN1.4 при скоростях сдвига до 1000 мин⁻¹, а термоокислительную стабильность растворов полиизобутиленов изучали на аппарате Папок-Р (СТО Газпром 2-2-4-134-2007) при температуре 140°C в течение 3 часов.

Установлено, что загущающий эффект исследуемых марок полиизобутилена в индустриальном масле И-20А зависит от их молекулярной массы и располагается в ряд: П-200>SDG-8650>SDG-8450>SDG-8350>КП-20С. Установлено, что растворы полиизобутиленов независимо от молекулярной массы в пределах концентраций 3 – 5 % масс. обладают наибольшим загущающим эффектом. После окисления загущающий эффект полиизобутиленов разных марок уменьшается в среднем на 3 – 10%.

Показано, что по величине характеристической вязкости раствора полиизобутилена можно судить о степени его загущающей способности.

Определены значения характеристической вязкости для полиизобутиленов с различной молекулярной массой.

Установлено, что введение 4-метил-2,6-дитретбутилфенола в концентрации 0,5% мас. в состав растворов различных полиизобутиленов в индустриальном масле повышает их термоокислительную стабильность в среднем на 10%, а также уменьшает падение молекулярной массы полиизобутиленов после окисления в 2 – 2,5 раза.

Выявлена связь энергии активации растворов полиизобутиленов в индустриальном масле со степенью их окисления.

КИСЛОРОДНАЯ КОНВЕРСИЯ МЕТАНА В СИНТЕЗ-ГАЗ НА КОБАЛЬТ-КРЕМНЕЗЕМНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ

Спесивцев Н.А., Локтев А.С., Дедов А.Г., Пархоменко К.В.,
Рогалева Е.В., Моисеев И.И.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Страсбургский университет,
Франция)

Для России актуальной задачей является вовлечение газообразных углеводородов в химическую переработку, что позволит расширить сырьевую базу нефтехимии, экономить нефтяное сырье и решить ряд экологических проблем. Большинство продуктов нефтехимии может быть получено не из нефтяного, а из газового сырья (природного, попутного нефтяного газа и биогаза) через стадию получения синтез-газа. В настоящее время преимущественно получение синтез-газа осуществляется методом паровой конверсии метана. Альтернативный способ – кислородная конверсия – позволяет получать синтез-газ оптимального состава для его дальнейшей переработки в углеводороды и кислородсодержащие соединения. Реализация процесса сдерживается отсутствием высокоэффективных стабильных и селективных катализаторов.

Темплатным золь-гель синтезом нами получены новые мезопористые аморфные материалы на основе кобальта, диспергированного в матрице диоксида кремния, содержащие от 1 до 20% мас. кобальта. Полученные материалы изучали как катализаторы кислородной конверсии метана в синтез-газ при атмосферном давлении с использованием лабораторной установки с проточным кварцевым реактором. Показано, что образцы с содержанием Со – 1%, 2%, 5% мас. являются малоактивными – конверсия метана не превышала 31%, а селективность по СО была не более 72%. Увеличение содержания кобальта привело к увеличению конверсии метана до 54% на катализаторе с 10% мас. кобальта и до 95% на катализаторе с 20% Со. Одновременно увеличилась и селективность по СО – до 81% на 10% катализаторе и до 96 – 100% на 20% Со катализаторе. Этот катализатор позволяет получать синтез-газ с соотношением $H_2:CO = 1,9-2$.

Методами рентгеновской дифрактометрии и сканирующей электронной микроскопии установлено, что активный и селективный катализатор 20% Со/SiO₂ отличается от образцов с меньшим содержанием Со склонностью к формированию кристаллических фаз оксида кобальта и металлического кобальта.

Выражаем благодарность Бурмистрову А.А., НЦ "Износостойкость" МЭИ ТУ за помощь в съёмке и интерпретации данных сканирующей электронной микроскопии.

Работа выполнена при финансовой поддержке РФФИ, грант № 13-03-00381.

РАЦИОНАЛЬНАЯ ОБЛАСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ БАЗОВЫХ ОСНОВ, ПОЛУЧЕННЫХ ИЗ ОТРАБОТАННЫХ МАСЕЛ

Станьковски Л., Дорогочинская В.А., Чумаков Д.А., Тонконогов Б.П.
(ООО «Роса-1», РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Изучены свойства базовых масел, полученных переработкой коммерчески доступных отработанных масел (ОМ), с применением процессов коагуляции щелочным раствором, вакуумной разгонки и кислотнo-контактной доочистки.

Структурно-групповой состав этих базовых масел сопоставим со структурно-групповым составом масел селективной очистки, однако в них ниже содержание нафтеновых углеводородов и примерно на 3% выше содержание парафиновых углеводородов. Кроме того, их структурно-групповой состав сопоставим с базовыми маслами II группы по API (маслами гидрокрекинга), за исключением повышенного содержания гетерогенных, в первую очередь, кислородсодержащих соединений.

Установлено, что базовые масла, полученные из ОМ, не уступают маслам селективной очистки по термоокислительной стабильности и приемистости к ингибиторам окисления. В то же время они несколько превосходят масла селективной очистки по приемистости к противозадирным и противоизносным присадкам, что, по-видимому, связано с содержанием в их составе кислородсодержащих соединений.

Отмечено, что структурно-групповой состав базовых масел, полученных из ОМ, колеблется в зависимости от вида сырья. В частности в масле МК-20, полученном из ОМ и являющемся аналогом масла селективной очистки И-20А, содержание ароматических колец, колеблется в пределах 2 - 7 %. Значительные различия в структурно-групповом составе для различных партий масел, полученных из ОМ, должны быть учтены при определении рациональной области применения этих масел. В частности, при производстве моторных масел, базовые масла, полученные из ОМ, следует смешивать с маслами селективной очистки или маслами II группы.

Нами были установлены следующие группы продуктов, для которых применение базовых масел, непосредственно полученных из ОМ, является рациональным:

трансмиссионные масла; при этом надо учесть, что вязкость качественных основ, полученных из ОМ, обычно не превышает $8\text{мм}^2/\text{с}$; поэтому эти масла, в первую очередь, пригодны для трансмиссионных масел типа ТМ-5-9, ТМ-5-12, а для масел типа ТМ-5-18 надо их смешивать с остаточным компонентом;

гидравлические масла;

масла для гидромеханических коробок передач.

Для других видов продукции целесообразно базовые масла, полученные из ОМ, смешивать с маслами селективной очистки или другими компонентами.

ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОТХОДОВ И РЕКУЛЬТИВАЦИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ

Сушкова А.В., Остах С.В.
(РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина)

Проблема утилизации нефтесодержащих отходов имеет большое экологическое и экономическое значение не только для России, но и для всех развитых стран мира. С одной стороны, значительное количество нефтяных отходов, характеризующихся низкими темпами утилизации, негативно воздействует практически на все компоненты природной среды, с другой - нефтяные отходы относятся к вторичным материальным ресурсам и по своему химическому составу и полезным свойствам могут быть использованы в экономике вместо первичного сырья.

Ни в одной нефтедобывающей компании России проблема обезвреживания и утилизации нефтешламов не решена полностью, хотя во многих компаниях объемы как выполненных природоохранных работ, так и материальных затрат постоянно растут. Проблема утилизации или ликвидации нефтесодержащих отходов, как правило, является сложной технической задачей.

Основными этапами решения проблемы утилизации нефтесодержащих отходов являются:

- совершенствование системы мониторинга и проведение учета запасов нефтесодержащих отходов;
- создание банка данных по нефтяным отходам, технологиям их использования и обезвреживания;
- развитие систематического учета сбора, накопления, размещения, использования и перемещения нефтяных отходов, образующихся на территории Российской Федерации;
- регистрация действующих технологий использования и (или) обезвреживания отходов;
- классификация и присвоение кода технологии использования или обезвреживания нефтесодержащих отходов.

Одной из самых острых проблем Российской Федерации является загрязнение почв нефтесодержащими отходами (нефтью и нефтепродуктами), многие из которых являются высокотоксичными канцерогенами. Основными негативными экологическими последствиями при этом являются: угроза здоровью человека, нарушение экологического равновесия в почвенном биоценозе, деградация почвенного покрова, изменение структуры почвы, выведение земель из сельскохозяйственного оборота вследствие снижения их продуктивности, аккумуляция почвой токсичных веществ.

Основной объем нарушений почвенного покрова приходится на разработку месторождений полезных ископаемых. Прямое загрязнение земель нефтепродуктами происходит при авариях на нефтепроводах и разливах нефти в процессе её хранения и транспортировки. Кроме того, к основным причинам увеличения площади нефтезагрязненных земель можно отнести и отведение земель под шламовые амбары для размещения отходов бурения при бурении скважин.

Сдерживающим фактором в решении проблем по рекультивации нефтезагрязненных земель, является отсутствие научно-обоснованных и законодательно утвержденных предельно-допустимых концентраций нефти и ее компонентов для различных типов почв.

Решение проблемы рекультивации нефтезагрязненных земель возможно только после разработки и утверждения нормативных документов, обеспечивающих оптимизацию работ в этой области. Прежде всего, это:

- научно-обоснованные предельно-допустимые концентрации нефти и ее компонентов в почвах, с учетом типа почв, их состояния, характера нефтезагрязнения и т.п.;
- критерии по приемке очищенных от нефтезагрязнений земель;
- стоимостные показатели для кадастровой оценки земель, загрязненных нефтесодержащими отходами;
- методология рекультивации нефтезагрязненных земель и обезвреживания нефтешламов, с учетом предъявляемых требований по отношению к участкам земель различного местоположения и использования;
- требования к качеству рекультивируемых земель, с учетом характеристик восстанавливаемых биогеоценозов;
- система показателей для принятия решений о необходимости начала проведения восстановительных работ на нефтезагрязненных земельных участках и водных объектах с учетом текущего состояния экосистем и их потенциала самоочищения.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ СРОКОВ ЗАЩИТЫ МЕТАЛЛОИЗДЕЛИЙ ОТ КОРРОЗИИ КОНСЕРВАЦИОННЫМ МАСЛОМ ТИПА К-17

Тишина Е. А., Татур И.Р., Спиркин В.Г., Вижанков Е.М., Шеронов Д.Н.,
Трофимова Е.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, 25 ГосНИИ химмотологии МО)

К средствам временной противокоррозионной защиты относятся консервационные масла, представляющие собой смесь минеральных масел с ингибиторами коррозии и другими присадками.

Консервационное масло К-17 (ГОСТ 10877-76) предназначено для долговременной противокоррозионной защиты от атмосферной коррозии наружных и внутренних поверхностей изделий из черных и цветных металлов, хранящихся под укрытием. В настоящее время в связи с отсутствием производства окисленного петролатума и ряда присадок консервационное масло К-17 не производится.

На основе доступного сырья нами разработан аналог консервационного масла К-17. Для определения защитной эффективности разработанного масла проведены лабораторные испытания в сравнении с товарным маслом К-17. Согласно полученным лабораторным данным аналог консервационного масла К-17 удовлетворяет по физико-химическим показателям требованиям, предъявляемым к товарному маслу К-17.

Для прогнозирования защитной эффективности разработанного консервационного масла в реальных условиях был использован метод прогнозирования сроков защиты смазочными материалами, основанный на определении комплексного показателя защитной способности (КПЗС), в который входят единичные показатели всех методов испытания по ГОСТ 9.054 с учетом их коэффициента весомости.

При расчете сроков защиты объекта новым консервационным маслом типа К-17 было установлено, что в зависимости от условий хранения при варианте упаковки ВУ-2, ВУ-4 они соответствуют срокам хранения металлоизделий с применением консервационным маслом К-17.

РЕГУЛИРОВАНИЕ РЕОЛОГИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК МОДЕЛЬНЫХ И РЕАЛЬНЫХ АСФАЛЬТЕНСОДЕРЖАЩИХ СИСТЕМ ВВЕДЕНИЕМ ПРИСАДОК И ДОБАВОК

Туманян Б.П., Петрухина Н.Н., Щербаков П.Ю.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Как известно, регулирование вязкостно-температурных характеристик парафинистых нефтей достигается введением полимеров, которые, однако, малоэффективны в асфальтовых нефтях. Регулирование реологических характеристик последних должно осуществляться по пути диспергирования агрегатов асфальтенов и блокирования их межмолекулярных взаимодействий. Эффективными регуляторами вязкости и предельного напряжения сдвига асфальтеноносных НДС являются ПАВ, оказывающие пептизирующее действие и блокирующие плоскости сцепления частиц.

Цель настоящей работы — исследование возможностей регулирования реологических характеристик высоковязкой нефти Ашальчинского месторождения (Республика Татарстан) с содержанием асфальтенов 6,8% мас. Нефть модифицировали диспергирующей присадкой и биодобавками, оказывающими пептизирующее действие на асфальтеновые агрегаты.

Показано, что максимальная степень снижения вязкости нефти, равная 75%, достигается при введении в нефть диспергирующей присадки. Введение биодобавок снижает вязкость нефти на 33%. Меньшую эффективность биодобавок в сравнении с диспергирующей присадкой можно объяснить тем, что первые участвуют лишь в сольватации агрегативных комбинаций. Это способствует утолщению разделяющего их слоя и снижению прочности структуры, благодаря чему вязкость несколько снижается за счет повышения подвижности агрегатов. Однако значительные размеры агрегатов и развитый сольватный слой препятствуют существенному снижению вязкости. Присадка же обеспечивает разрушение агрегативных комбинаций с образованием более мелких структур наряду с их сольватацией. Вместе с улучшением реологических характеристик нефти при введении присадки и биодобавок достигается повышение ее устойчивости к выпадению асфальтенов.

Исследованы также вязкость и устойчивость модельных систем — растворов фракций асфальтенов А1 и А2 в толуоле, содержащих нефтяной парафин. Обнаружено значительное повышение устойчивости систем, содержащих высокомолекулярную фракцию асфальтенов А1, при введении парафина. Показано, что растворы асфальтенов А1 и парафина в толуоле имеют меньшую вязкость, чем растворы асфальтенов А2 и парафина, несмотря на большую склонность первых к ассоциации. Указанные эффекты связаны с образованием агрегатов асфальтен–парафин, частично препятствующих ассоциации асфальтенов, и выполнения асфальтенами А1 роли диспергаторов парафина.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ДИСУЛЬФИДНОГО МАСЛА В КАЧЕСТВЕ ИНГИБИТОРА ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛИСТОПАРАФИНИСТЫХ ОТЛОЖЕНИИ НА ОБОРУДОВАНИИ ОГПЗ

Узун К.П.

(Газоперерабатывающий завод, ООО «Газпром добыча Оренбург»)

В процессе стабилизации газового конденсата, сопровождающегося разгазированием, происходит резкое снижение растворимости в нем парафинов, асфальтенов и смолистых веществ, что в сочетании с шероховатостью поверхностей оборудования, ведет к интенсивному осаждению асфальтосмолистопарафинистых отложений на поверхности аппаратов и трубопроводов. В результате происходит повышение гидравлических сопротивлений в трубопроводах, что приводит к уменьшению межремонтного периода и эффективности работы насосных установок.

В соответствии с методикой хроматографического анализа определен состав «дисульфидного масла», получаемого на ОГПЗ и нестабильного конденсата в смеси с нефтью ОНГКМ, определены физико-химические показатели.

Для проведения исследований эффективности растворения АСПО была использована смесь дисульфидного масла с углеводородами 3:7.

Для дальнейших исследований были взяты отложения с оборудования У-330(отделения стабилизации конденсата) так как в течении межремонтного периода она принимала конденсат с ОНГКМ.

Дисульфидное масло испытывали на растворяющую способность. Растворение остатка нестабильного конденсата в дисульфидном масле проводили при различных температурах и соотношениях.

Предложена простая в осуществлении экспресс - методика, позволяющая определить растворяющую способность ДСМ. Методика не требует привлечения сложных инструментальных методов анализа и математического моделирования и позволяет в короткие сроки с минимальными затратами определить растворяющую способность.

Проведенные мероприятия по растворению АСПО позволяет рекомендовать к использованию новый тип растворителя АСПО на основе дисульфидного масла. При этом будут решены задачи как квалифицированного использования этого побочного продукта Оренбургского ГПЗ, так и повышения эффективности очистки оборудования от АСПО.

Экономический расчет показывает, что проект реконструкции установки экономически выгоден.

ПРОЦЕСС ГИДРОКРЕКИНГА В СХЕМЕ ПРОИЗВОДСТВА ВЫСОКОИНДЕКСНЫХ БАЗОВЫХ МАСЕЛ

Фамутдинов Р.Н., Дезорцев С.В.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

За рубежом появились новые нормативы на показатели качества базовых минеральных масел по классификации API, в которой базовые масла в зависимости от индекса вязкости, степени насыщенности (содержания парафино-нафтеновых углеводородов) и содержания серы подразделяются на 5 групп.* Для получения таких продуктов широкое распространение получили гидрокаталитические процессы, в том числе гидрокрекинг вакуумных дистиллятов при высоком давлении.

В ходе гидрокрекинга изменяется химический состав сырья вследствие глубокого гидрирования ароматических углеводородов и частичного раскрытия нафтеновых колец.

Для сравнения качества рафинатов селективной очистки IV масляной фракции остатка гидрокрекинга (ГК) и рафинатов селективной очистки, полученных по классической схеме из прямогонных вакуумных газойлей (ВГ), на лабораторной установке была проведена селективная очистка IV масляной фракции остатка ГК одного из НПЗ РФ.

Результаты эксперимента приведены в таблице 1.

Таблица 1. Физико-химические свойства образцов рафинатов

Показатели	IV масляная фракция остатка ГК	Рафинат селективной очистки (ГК)	Рафинат селективной очистки (ВГ)
Вязкость, мм ² /с			
40 °С	41,49	36,79	38,56
100 °С	6,46	6,33	5,96
Индекс вязкости	105	124	96
Показатель преломления, 50 °С	1,4692	1,4596	1,4695
Содержание общей серы, % масс.	0,0095	0,0002	0,57
Температура плавления, °С	34,5	37,9	34,0
Цвет, ед. ЦНТ	2,0	1,0	2,0

Рафинат остатка ГК по сравнению с рафинатом, полученным по классической схеме из ВГ, характеризуется более высоким индексом вязкости, значительно меньшим содержанием серы, улучшенными показателями цвета и преломления.

Таким образом, использование процесса гидрокрекинга вакуумного дистиллята при высоком давлении в схеме производства масел позволит вырабатывать масла II и/или III группы качества по классификации API.

* Новые разработки в области смазочных материалов на минеральной и синтетической основе. М., ЦНИИТЭнефтехим, 2001 г. – 45 с.

ОСНОВНЫЕ ВОЗМОЖНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА БИТУМА

Фасхутдинов А.Г., Арпишкин И.М.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Основными причинами разрушения дорожных одежд являются физико-механические свойства применяемых вяжущих, которые во многом определяются типом исходного нефтяного сырья [1]. Считается, что на сегодняшний день до 70% выпускаемых в РФ дорожных битумов не соответствует по ассортименту и качеству требованиям к современным вяжущим для асфальтобетонных покрытий [2].

Одним из основных направлений улучшения качества битума для дорожных и строительных адгезивов является модификация полимерами, главная цель которой состоит в управлении физико-механическими свойствами. Наиболее часто используются два основных вида модификаторов: атактический полипропилен (АПП) и стирол-бутадиен-стирольный каучук (СБС). Битумы, модифицированные АПП и СБС отличаются от окисленных битумов высокой теплостойкостью, прочностью, эластичностью, повышенной адгезией к бетону, устойчивостью к УФ-излучению. Однако при этом усложняется технологическая подготовка вяжущих и происходит удорожание материалов из-за высокой стоимости полимеров.

Вторым основным направлением улучшения качества дорожных покрытий является применение такого материала, как битумная эмульсия (БЭ). БЭ – это продукт на основе компаундированного битума, воды, эмульгаторов и модификаторов. Правильный подбор эмульгатора играет определяющую роль в получении эмульсий с заданными свойствами. Различают две группы эмульгаторов, используемых для приготовления эмульсий:

1) поверхностно-активные вещества (ПАВ), растворимые в обеих фазах эмульсий (или в одной из них). Здесь рекомендуется использовать продукты, содержащие анионные ПАВ – высшие органические кислоты (жирные, смоляные, нафтеновые и др.) или их щелочные вещества;

2) твердые высокодисперсные минеральные порошки (глины, окислы, карбонаты и сульфаты, сажа и др.).

Как показывает опыт, БЭ обладают экономичностью, технологичностью, а также экологичностью. БЭ требует меньше капиталовложений и дает экономию битума в 30-40%. Однако в настоящее время незначительное использование материалы на основе БЭ объясняется недостаточной изученностью таких сложных коллоидных систем. Кроме того, процесс получения и применения БЭ и смесей на их основе предъявляет высокие требования к качеству исходных материалов, строгому выполнению технологических регламентов производства и квалификации обслуживающего персонала.

Список литературы:

1. И.М. Руденская, А.В. Руденский. *Органические вяжущие для дорожного строительства*, Транспорт, Москва, 1984, 228 с.
2. Р.Н. Гайнанова, В.А. Будник, Р.Н. Муратишин. *Современное представление о битумных продуктах // Нефтепереработка и нефтехимия. 2011. - №10, с. 8 – 13.*

ГИДРОГЕНОЛИЗ НЕФТЯНЫХ ТОПЛИВНЫХ ФРАКЦИЙ В ПРИСУТСТВИИ НОВЫХ МАССИВНЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ

Федущак Т.А., Уймин М.А., Щеголева Н.Н., Акимов А.С.,
Петренко Т.В., Восмерилов А.В.

(Институт химии нефти СО РАН, Институт физики металлов УрО РАН,
Институт физики металлов УрО РАН, Институт химии нефти СО РАН)

Важнейшая проблема современной нефтепереработки связана с повышением эффективности гидрогенизационных процессов для получения высококачественных топливных дистиллятов. В последние годы интенсивно развиваются технологии процессов гидрокрекинга в "slurry"-режимах, в которых используют массивные (без носителя) сульфидные катализаторы.

Целью данного исследования являлось получение массивных сульфидных каталитических систем в одну стадию с использованием метода твердофазного сочетания крупнокристаллических порошков MoS_2 , MoC , Ni , Co , электровзрывного псевдобемита и нанодиамаза в условиях механохимического синтеза, а также определение их активности.

Были определены основные тенденции влияния химического состава исходных компонентов, их соотношения, времени механообработки, на активность получаемых систем в модельной реакции гидрогенолиза дибензотиофена и гидроочистки дизельной фракции на проточной установке высокого давления. Уровень активности оценивали по величине содержания остаточной серы в гидродесульфуризаторах и значениям константы скорости реакции гидрогенолиза модельного соединения. Показано, что полученные массивные сульфидные каталитические системы обладают высокой гидродесульфурирующей, гидрирующей, изомеризирующей способностью относительно сернистых, ароматических, парафиновых углеводородов дизельной фракции, которая в значительной мере зависит от времени механообработки, в частности, от степени упорядоченности кристаллов в нанокристаллитных пачках MoS_2 . Приведены предварительные результаты по исследованию природы активных центров в массивных сульфидных катализаторах. Показано, что размер образующихся нанокристаллитов дисульфида молибдена и полнота сульфидирования не являются реперными признаками высокой активности синтезированных систем. Модельная реакция гидрогенолиза дибензотиофена реализуется по двум механизмам: гидрирующему и крекирующему. Выявлены компоненты, способствующие протеканию реакции по одному из названных маршрутов. Получены результаты, которые свидетельствуют в пользу образования слоистых структур с расположением активных центров в межслоевом пространстве нанокристаллитных пачек дисульфида молибдена. Таким образом, показана возможность получения эффективных массивных каталитических систем гидрогенолиза экологичным способом и в одну стадию.

РАЗРАБОТКА ПОЛИСАХАРИДНОЙ ЖИДКОСТИ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ И ПРОМЫВКИ СКВАЖИН (ПСЖП)

Черыгова М.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Эффективность эксплуатации добывающих скважин сильно зависит от условий вскрытия нефтяных пластов, применяемых составов жидкостей глушения (ЖГ) скважин перед ремонтными работами, поэтому необходим научно-обоснованный выбор ЖГ. В настоящее время к ЖГ предъявляются следующие требования:

- плотность раствора должна обеспечивать создание противодавления на продуктивный пласт, но не превышать расчетного значения;
- ЖГ скважин должна быть химически инертна к горным породам, составляющим коллектор, совместима с пластовыми флюидами, должна исключать необратимую коагуляцию пор пласта твердыми частицами;
- фильтрат ЖГ должен обладать ингибирующим действием на глинистые частицы, предотвращая их набухание при любом значении рН пластовой воды;
- ЖГ не должна образовывать водных барьеров и должна способствовать гидрофобизации поверхности коллектора и снижению капиллярных давлений в порах пласта за счет уменьшения межфазного натяжения на границе раздела фаз «жидкость глушения - пластовый флюид»;
- ЖГ не должна образовывать стойких водонефтяных эмульсий первого и второго рода.

Разработка технологических жидкостей многофункционального назначения, выполняющего одновременно функции жидкости глушения и удалителя АСПО, является актуальной научной и практической задачей совершенствования технологий глушения скважин.

Разрабатываемая полисахаридная жидкость глушения и промывки представляет собой полисахаридный водный гель на основе комплекса гелирующего "Химеко-В".

В результате лабораторных исследований был разработан состав, отвечающий требованиям, предъявляемым к жидкостям глушения, а также обладающий эффективной отмывающей способностью от АСПО. Это стало возможным благодаря введению в состав полисахаридной жидкости глушения скважин (ПСЖГ) дополнительного количества поверхностно-активных веществ и небольшого количества углеводородной жидкости. Также состав легко удаляется из скважины, за счет потери вязкости под воздействием разбавленного раствора соляной кислоты, что также очень важно для сохранения проводимости коллектора.

СКРИНИНГ КАТАЛИЗАТОРОВ ГИДРИРОВАНИЯ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Шайжанов Н.С., Загидуллин Ш.Г., Ахметов А.В., Габдраупов А.Р.
(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

В настоящий момент актуальной является проблема гидрирования ароматических углеводородов, входящих в состав дизельных фракций вторичных процессов, так как они обладают низкими экологическими и эксплуатационными характеристиками.

Целью исследования являлось сравнение активности катализаторов в процессе гидрирования ароматических углеводородов. Сырье представляет собой фракцию 220-300 °С, выделенную из остаточного продукта нефтехимического комплекса. В сырье содержится 21 % моноциклических ароматических углеводородов, 79 % бициклических ароматических углеводородов, не содержится серы. В виду отсутствия серы в сырье в работе рассматривались катализаторы, содержащие в качестве активного компонента платину, палладий и никель. Носителями катализаторов являлись окись алюминия и специальный углеродный материал, полученный из сажи и тяжелых нефтяных остатков.

Результаты исследования представлены на рисунке. В качестве сравнительной характеристики активности катализаторов оценивалась конверсия бициклических ароматических углеводородов в сырье.

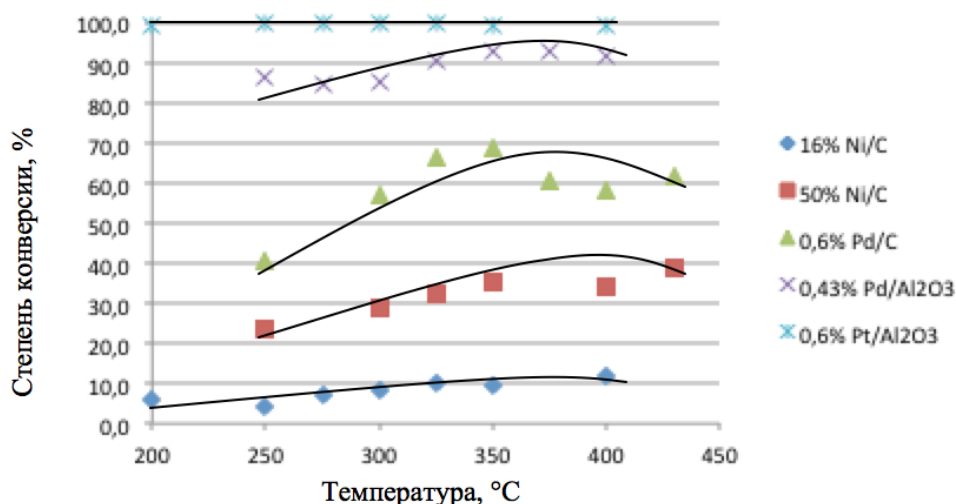


Рисунок – Конверсия бициклических ароматических углеводородов на различных катализаторах в зависимости от температуры (давление 6,0 МПа, объемная скорость подачи сырья 0,5 ч⁻¹, Н₂:сырье = 1500 об.)

Из графика видно, что катализаторы следует расположить в следующем порядке по убыванию активности: 0,6% Pt/Al₂O₃, 0,43% Pd/Al₂O₃, 0,6% Pd/C, 50% Ni/C, 16% Ni/C. Низкую активность катализаторов на углеродном носителе следует объяснять их слаборазвитой поровой структурой.

ОЧИСТКА СТОЧНЫХ ВОД ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА ПРИ ПОМОЩИ БИОГИБРИДНЫХ МАТЕРИАЛОВ

Шаронова А. Н., Иванова Е.А., Кащеева П.Б.
(РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина)

Предприятия нефтегазового комплекса оказывают существенную экологическую нагрузку на окружающую среду. Основным загрязнителем сточных вод нефтеперерабатывающих предприятий являются нефтепродукты, а среди поллютантов сточных вод ПХГ присутствуют неорганические анионы (нитрит-, сульфат-, нитрат- и фосфат-ионы) и спирты, концентрации которых могут многократно превышать уровень ПДК. В настоящее время предприятия нефтегазового комплекса, как правило, используют достаточно затратную двухстадийную схему очистки сточных вод: на первом этапе применяют механические и физико-химические методы очистки, которые не достаточно эффективны и не способны очистить сточные воды от широкого спектра органических и неорганических токсикантов, кроме того они сами способствуют возникновению нежелательных побочных эффектов. Поэтому на втором этапе практически все типы сточных вод перед сбросом в водоемы проходят дополнительную стадию биологической очистки. В связи с этим задача создания одностадийной эффективной и многофункциональной технологии очистки сточных вод нефтегазового комплекса является чрезвычайно актуальной.

Целью данной работы является разработка новых биогибридных материалов для очистки сточных вод предприятий нефтегазового комплекса от поллютантов органической и неорганической природы.

Были созданы биогибридные материалы на основе нетканых полимерных материалов и ассоциации бактерий для очистки сточных вод от неорганических анионов, спиртов и углеводов. Исследования по биодеструкции поллютантов при помощи биогибридных материалов проводили в анаэробных и аэробных условиях как на модельных смесях, так и с использованием сточных вод Касимовского и Увязовского ПХГ. Контроль массовых концентраций поллютантов в исследуемых пробах проводили методом капиллярного электрофореза, газовой хроматографии и хроматомасс-спектрометрии.

Показана высокая эффективность биогибридных материалов в очистке сточных вод в анаэробных условиях: так, при изначальном превышении ПДК различных загрязнителей в исследуемых растворах в 2-10 раз за 7 суток, степень биодegradации неорганических анионов составила 10-20%, спиртов – 35-50% , углеводов – 85-90%.

Работа проводится при финансовой поддержке ОАО «Газпром» (договор № 2215-0800-10-2).

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЗАЩИТНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ БАКОВ-АККУМУЛЯТОРОВ СИСТЕМ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Шеронов Д.Н., Пиголева И.В., Татур И.Р., Спиркин В.Г.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Баки-аккумуляторы горячего водоснабжения (БАГВ) применяются в системах горячего водоснабжения промышленных и социальных объектов. БАГВ являются самыми крупными сооружениями в системах горячего водоснабжения ГВС. Наиболее экономичным способом защиты БАГВ от коррозии является применение защитных жидкостей (ЗЖ). ЗЖ представляют собой раствор высокомолекулярного полиизобутилена в индустриальном масле со специальными добавками. Срок эксплуатации ЗЖ в среднем составляет 5 лет и зависит от скорости термической деструкции растворенного в ней полимера.

Одним из самых эффективных путей повышения термоокислительной стабильности ЗЖ является применение стабилизаторов окисления полимеров.

Цель работы – увеличение срока службы ЗЖ путем применения стабилизаторов окисления полимеров, удовлетворяющих требованиям по экологической безопасности.

Объектами исследования являлись ЗЖ, загущенные высокомолекулярным полиизобутиленом марки П-200 и стабилизаторы окисления полимеров алкилфенольного и аминного типа. Оценка термоокислительной стабильности проводилась на приборе Папок-Р (СТО Газпром 2-2.4-134-2007) при температуре 140°C и времени окисления 3 – 6 ч.

В работе изучено изменение эксплуатационных свойств ЗЖ в процессе их окисления. Предложены параметры, позволяющие оценивать термоокислительную стабильность ЗЖ.

Найдены наиболее эффективные стабилизаторы окисления ЗЖ *n*-(1,3-диметилбутил)-*n*-фенил-парафенилендиамин производства Eastern Chemical Company и 2,6-дитретбутилфенол компании Afton в концентрации от 0,25 до 0,5 % мас.

Разработаны рецептуры ЗЖ с высокой термоокислительной стабильностью и увеличенным сроком эксплуатации по сравнению с существующими аналогами.

КОМПЛЕКСНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Широков В.А., Сахнюк А.А., Новгородский Е.Е.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, РГСУ)

Недостаточная степень использования теплоты отходящих продуктов сгорания природного газа от технологического оборудования отрицательно сказывается на общей эффективности применения этого высококачественного топлива. В связи с наличием значительного количества вторичных энергетических ресурсов (ВЭР) в промышленности задача создания высокоэффективных установок использования ВЭР имеет большое значение. Применяя теплоту уходящих газов от высокотемпературных печей для технологических целей, теплоснабжения, вентиляции, кондиционирования, можно получить существенную экономию топлива. Суммарный КПД использования теплоты уходящих газов в комплексных установках может быть доведен до величины близкой к 100%.

На основе анализа существующих схем использования тепловых ВЭР авторами разработан и внедрен ряд установок комплексного использования теплоты продуктов сгорания природного газа на промышленных предприятиях.

Установки можно условно разделить на следующие группы:

-установки использования теплоты для технологических потребителей (нагрев воздуха, подаваемого на горение топлива, подогрев сжатого воздуха, обогрев низкотемпературных и сушильных агрегатов и т.п.) и для целей отопления и вентиляции;

-установки совместной выработки тепловой и электрической энергии;

-установки использования теплоты для кондиционирования воздуха (одновременная выработка тепла и холода);

-установки использования теплоты только для теплоснабжения и вентиляции;

-установки использования теплоты для подогрева воздуха в системе теплоснабжения заводской котельной или ТЭЦ.

Зарубежный и отечественный опыт показывает, что комплексные энергосберегающие технологии, требующие подчас немалых денежных средств, в любом случае выгоднее, чем разработка и добыча дополнительных объемов топлива и строительство новых энергетических мощностей. Одновременно сберегаются невозобновляемые источники энергии, затрачивается меньше энергии на выпуск единицы продукции, уменьшаются выбросы загрязняющих веществ в атмосферу.

ОЦЕНКА ДИСПЕРГИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТИ Са- и Fe-НАСЫЩЕННЫХ ГУМИНОВО-ГЛИНИСТЫХ КОМПЛЕКСОВ В ОТНОШЕНИИ НЕФТИ В ВОДЕ

Щукина В.Д., Холодов В.А., Гречищева Н.Ю., Мещеряков С.В.,
Перминова И.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Почвенный институт им.
В.В. Докучаева, МГУ им. М.В. Ломоносова)

До 10% нефти при разливе может быть диспергировано в естественных условиях под воздействием взвешенных в толще воды частиц, выполняющих роль твердого эмульгатора и ускоряющих ее биodeградацию. Этот механизм может быть использован при создании нетоксичных дисперсантов. В качестве таких дисперсантов предложено использовать гуминово-глинистые комплексы (ГГК), которые получают путем сорбции гуминовых веществ (ГВ) на глинах, насыщенных ионами многовалентных металлов.

Цель данного исследования – изучить влияние природы обменного катиона на способность ГГК на основе монтмориллонита диспергировать нефть в воде. В качестве обменных катионов были выбраны кальций и трехвалентное железо. Для насыщения использовали 0,001М (CaCl₂) и 0,00002М (FeCl₃) с pH=5,5. С помощью метода сорбционных изотерм было показано, что сорбционная емкость Fe- и Ca-монтмориллонита по отношению к ГВ составляла 144 и 20 мг/г, соответственно.

Диспергирующую способность ГГК оценивали спектрофотометрическим методом с использованием модифицированной колбы Эрленмейера. Для диспергирования была выбрана Куюмбинская нефть (845 кг/м³). В качестве дисперсионной среды использовали модельную морскую воду. Эффективность диспергирования определяли по отношению внесенной и диспергированной нефти. Для Ca- и Fe-монтмориллонита она составила 46±5% и 48±5%, соответственно, при соотношении нефть:дисперсант=3:1, и 29±5% и 25±5% при соотношении нефть:дисперсант=10:1. Для монтмориллонита без ГВ это значение составляло 14±5%.

Полученные результаты показали существенное возрастание диспергирующей способности гуминово-глинистых комплексов по сравнению с немодифицированными глинистыми частицами. При этом существенного влияния насыщающего иона металла на диспергирующую способность ГГК выявлено не было: оба исследованных препарата показали сопоставимую диспергирующую способность при получении эмульсий нефти в воде.

ДИНФ и ДИДФ – ПЛАСТИФИКАТОРЫ НОВОГО ПОКОЛЕНИЯ

Ягудина Д.И., Садретдинов И.Ф., Султанбекова И.А.
(ФГБОУ ВПО «УГНТУ», ООО «НТЦ СНОС»)

Мировые тенденции развития химии ПВХ-смол свидетельствуют о тенденции активной замены пластификатора ДОФ (диоктилфталата на основе 2-этилгексанола) на менее летучие пластификаторы диизонилфталат (ДИНФ) и диизодецилфталат (ДИДФ) на основе высших спиртов – изононилового и изодецилового. В России такие пластификаторы практически не производятся, ввиду отсутствия собственных мощностей по производству высших спиртов. Потребности удовлетворяются за счет импортных поставок.

Согласно прогнозам, ежегодный рост мирового производства ДИНФ составит 3,3 %, ДИДФ – 2 % до 2020 года.

Важным моментом использования пластификаторов является их непосредственное влияние на здоровье человека и окружающую среду. Исследования о влиянии пластификаторов велись более десяти лет, в результате которых, ученые пришли к выводу, что при использовании пластификаторов ДИНФ и ДИДФ не существует каких-либо ограничений, тогда как ДОФ в Европе уже запрещен (согласно регламенту Европейского Союза по химическим веществам REACH № 1907/2006).

В настоящее время в России мощности по выпуску различных марок пластификаторов имеют: ОАО «Газпром нефтехим Салават» (г. Салават), ОАО «Камтэкс-Химпром» (г. Пермь), ООО «Рошальский завод пластификаторов» (г. Рошаль), ОАО «Химпласт» (г. Новосибирск), ООО «Дзержинский химический завод» (г. Дзержинск), ОАО «Урал-химпласт» (г. Нижний Тагил), ОАО «Химпром» (г. Волгоград).

На данный момент единственным производителем пластификатора ДИНФ в России является Рошальский завод пластификаторов. Однако мощности этого российского производителя способны удовлетворить спрос потребителей РФ только на 3 % [1].

Следует отметить, что в нашей стране имеется собственное производство фталевого ангидрида, необходимого для получения высших фталатов.

Для выпуска пластификаторов ДИНФ и ДИДФ можно реконструировать действующие установки производства ДОФ или рассмотреть вариант создания принципиально новых установок.

Организация собственного производства пластификаторов ДИНФ и ДИДФ в России позволит сократить импортные поставки и использовать новые типы пластификаторов отечественного производства для пластификации ПВХ и для получения некоторых продуктов нефтехимии.

Список литературы:

1. Дугин А. // ХИМкурьер. 2012. №15 (358). С. 20-21.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Российский государственный университет
нефти и газа имени И. М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

X ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

10-12 февраля 2014 г.

Секция 5

**Проектирование, изготовление и
эксплуатация оборудования и
сооружений нефтегазового комплекса**

Москва
2014 г.

УСТАНОВКА ДЛЯ ОБРАБОТКИ СВЕРХВЫСОКОЧАСТОТНЫМ ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМ ИЗЛУЧЕНИЕМ ТРУБОПРОВОДНЫХ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ ДЛЯ УЛУЧШЕНИЯ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ

Абуталипова Е.М., Сулейманов Д.Ф., Шулаев Н.С.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Экспериментальные исследования показали, что под действием электромагнитного излучения сверхвысокочастотного диапазона улучшаются эксплуатационные характеристики полимерных изоляционных материалов на основе поливинилхлорида, такие как прочность, водопоглощение, электрическое сопротивление. На основе результатов этих исследований возможна разработка конструкций установок для обработки полимерных пленок, позволяющая улучшать эксплуатационные характеристики покрытий и их адгезионные свойства.

На рисунке представлена схема одной из конструкций электродинамической установки.

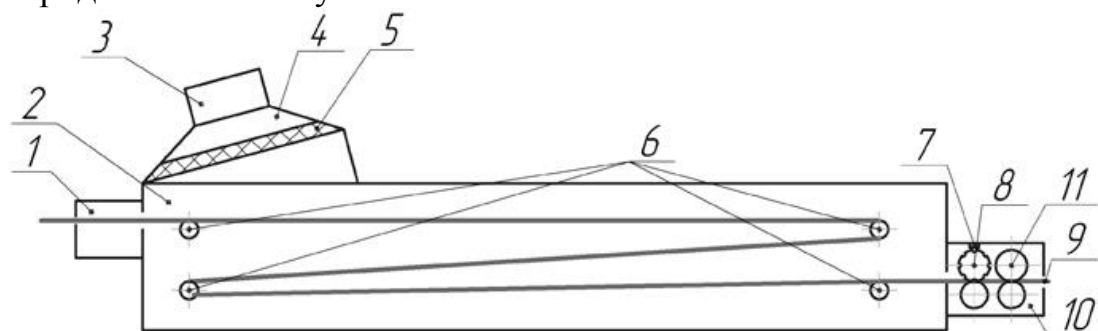


Рисунок – Электродинамическая сверхвысокочастотная установка

1 – загрузочное устройство; 2 – рабочая камера; 3 – СВЧ-генератор; 4 – антенна; 5 – мембрана; 6 – направляющие ролики; 7 – рифленый барабан для нанесения клеящей композиции; 8 – каналы для подачи клеящей композиции; 9 – полимерная лента; 10 – узел выгрузки продукта; 11 – гладкий барабан для распределения клеящей композиции.

Работа СВЧ-установки осуществляется следующим образом: Полимерная лента 9 подвергается обработке излучением, через загрузочное устройство 1 подается на направляющие керамические ролики 6. На выходе из резонатора на ленту 9 наносится клеящая композиция, поступающая на цилиндрический рифленый барабан 7, через каналы 8, и распределяется по поверхности ленты гладким цилиндрическим барабаном 11. Далее движется к узлу выгрузки продукта 10.

Электромагнитное излучение (с частотой 2450 МГц) создается СВЧ-генератором 3 и излучается в корпус установки, являющийся резонатором, с помощью излучающей антенны 4. Мембрана 5, проницаемая для СВЧ-излучения, предохраняет генерирующее устройство от попадания влаги.

В результате обработки прочность и электрическое сопротивление повышается в два раза, а водопоглощение снижается в три раза.

МАТЕМАТИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАБОТЫ КЛАПАНА ВОЗВРАТНО-ПОСТУПАТЕЛЬНОГО НАСОСА

Балденко Ф.Д., Кривенков С.В.
(РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина)

Эффективность нефтепромысловых и буровых возвратно-поступательных насосов в значительной степени зависит от надежности их клапанных узлов. Наибольшее применение нашли самодействующие конические тарельчатые пружинные клапаны. Особенность работы клапанов современных насосов связана с широким диапазоном их режимных параметров (частота ходов, давление, диаметр втулок) и свойств рабочей жидкости (плотность, вязкость, газосодержание). Основные требования, предъявляемые к клапанам: быстродействие, герметичность, износостойкость, небольшое гидравлическое сопротивление, безударная посадка тарели на седло, простота осмотра и замены. Указанные требования часто противоречат друг другу, например, требование минимального гидравлического сопротивления ведет к необходимости увеличения высоты подъема тарели, в то время как уменьшение времени запаздывания закрытия запорного элемента и его скорости в момент посадки – наоборот, требует уменьшения высоты подъема.

В этой связи для оптимизации конструктивных и режимных параметров клапанного узла по определенному для заданных условий эксплуатации критерию необходима его адекватная математическая модель. Трудность разработки такой математической модели заключается в том, что практически все показатели, характеризующие работу клапана, являются переменными величинами, которые могут быть определены только при установившемся режиме работы системы «всасывающая линия–всасывающий клапан–цилиндр–поршень–нагнетательный клапан–напорная линия». Дополнительные сложности математического моделирования конического тарельчатого клапана – необходимость учета сжимаемости жидкости и деформации стенок гидрокоробки; изменение коэффициента расхода в щели от высоты подъема тарели, установление гидродинамической силы, действующей на тарель, с учетом распределения давления по длине щели и сопротивлений при обтекании тарели; влияние гидродинамических процессов в окрестности мертвых точек клапана и поршня, законы движения которых не подчиняются жесткой взаимосвязи.

Разработанная математическая модель работы клапана (всасывающего и нагнетательного) в целом представляет собой систему трех уравнений: баланса расходов жидкости; истечения струи из щели и суммы сил, действующих на тарель при ее движении. Результаты численного эксперимента показали удовлетворительную сходимость с опытными данными. Для дальнейшего совершенствования модели и возможности ее применения в широком диапазоне режимных параметров предполагается уточненное исследование гидродинамических процессов в пакете программ SolidWorks Flow Simulation.

СОЗДАНИЕ И ПРИМЕНЕНИЕ БАЗЫ ОПИСАНИЙ РЕСУРСОВ В ТЕХНИЧЕСКОЙ И ПРИРОДНОЙ СРЕДЕ, ТЕХНОЛОГИЙ ИХ ПРЕОБРАЗОВАНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ, КАК ИНСТРУМЕНТА ПОДДЕРЖКИ КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ И ТЕХНИКИ

Башмаков А.И., Жедяевский Д.Н., Попов В.В.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Эффективность любой технической и экономической системы в значительной степени зависит от рационального использования ресурсов, лежащих в основе реализации ее полезных функций, а также присутствующих или возникающих на разных этапах жизненного цикла в самой системе и ее окружении (природной среде).

Под ресурсами в технической сфере понимаются вещественно-полевые и информационные объекты, их связи, источники энергии, особенности реализации технической системы (ТС) и организации протекающих ней процессов, а также функциональные и иные возможности, имеющиеся в ТС и ее окружении, которые могут быть использованы для получения полезного эффекта. Систематизированные знания о ресурсах в техносфере и окружающей среде имеют продуктивный характер, способствующий порождению на их основе новых знаний, указывающих на перспективные направления качественного совершенствования ТС, разрешения содержащихся в них противоречий, а также создания новых поколений технологий и техники. Число видов ресурсов и вариантов их применения очень велико. Анализ научно-технической литературы показывает, что существуют десятки тысяч видов ресурсов, способов их преобразования и типовых вариантов применения, которые не описаны, не систематизированы и, соответственно, активно не используются.

Выполняемый проект создания информационной системы, содержащей базу описаний ресурсов, технологий их преобразования и применения, направлен на обеспечение эффективных возможностей сбора, систематизации и использования сведений о ресурсах в технической и природной среде при решении задач концептуального проектирования ТС. В рамках проекта предложена эвристичная классификация ресурсов, разработаны информационные модели ресурса, ТС и окружающей ее среды, в контексте которых рассматриваются ресурсы, способа преобразования ресурса, описаний механизмов создания (наличия) ресурса и использования ресурса. Определены методика подготовки данных описаний, а также способы их систематизации. Предложены эвристические алгоритмы использования базы описаний ресурсов при решении задач концептуального проектирования. Разработан Интернет-редактор базы описаний ресурсов, проведено ее начальное наполнение.

РАЗРАБОТКА НАЦИОНАЛЬНОГО СТАНДАРТА «СИСТЕМЫ ВИНТОВЫХ НАСОСОВ ДЛЯ МЕХАНИЗИРОВАННОЙ ДОБЫЧИ»

Белозерцева Л.Ю.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Винтовые насосы являются одной из перспективных технологий для добычи нефти в России и за рубежом. Основным преимуществом винтовых насосов является способность перекачивать практически любые виды жидкости, в том числе высоковязкие, содержащие газовые и твердые включения, а также многофазные смеси. Только поршневые насосы, значительно более сложные по конструкции, дорогие в изготовлении и металлоемкие, могут сравниться с винтовыми насосами по универсальности применения. В отличие от насосов динамического типа, винтовые насосы имеют высокую всасывающую способность и сравнительно невысокую скорость жидкости в проточной части насоса, что увеличивает долговечность насоса. При относительно невысоких показателях дебета скважин также существует ряд преимуществ по сравнению с возвратно-поступательными насосами, такие как отсутствие мертвого пространства рабочих камер, высокая быстроходность и меньшие габариты насоса.

В последние годы в связи с разработкой трудно извлекаемых запасов нефти роль винтовых насосов существенно возросла, поскольку во многих условиях они оказываются единственно возможной технологией для добычи нефти.

В настоящее время в России ведется разработка национального стандарта на системы винтовых насосов для механизированной добычи на основе стандарта ISO 15136-1:2009 Petroleum and natural gas industries – Progressing cavity pump systems for artificial lift – Part 1: Pumps, в чем я как член авторского коллектива принимаю непосредственное участие.

Гармонизация стандартов имеет важнейшее значение для расширения взаимовыгодного обмена товарами, заключения соглашений по сертификации, развития и углубления промышленного сотрудничества и совместного решения научно-технических проблем.

Для рассматриваемого стандарта был выбран принцип модификации международного стандарта, так как необходимо внесение дополнительных требований и изменений, отражающих потребность экономики Российской Федерации и технической совместимости объектов. Сложностью разработки модифицированных стандартов является необходимость в четкой идентификации и объяснении причин внесения всех дополнений и изменений, в связи с различными погодными и техническими условиями.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ДИАГНОСТИКИ УЗЛОВ ТРЕНИЯ ПО СОСТОЯНИЮ СМАЗОЧНЫХ СРЕД

Бодягина Г.В.

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

Переход на обслуживание оборудования по техническому состоянию, заявленный рядом нефтегазовых компаний, требует разработки методического обеспечения для проведения непрерывной диагностики особо ответственных узлов. В газоперекачивающих агрегатах к таким узлам относятся узлы трения. Для проведения их непрерывной диагностики в настоящее время разработаны и могут применяться различные методы: акустоэмиссионные, электрофизические, температурные, феррографический, спектральный и другие методы. Использование этих методов позволяет оценить состояние узла трения в том случае, когда в нем уже возник очаг разрушения. Вместе с тем, значительно большую актуальность имеет вопрос проведения диагностики узла трения в режиме нормальной работы для выявления момента вывода на техническое обслуживание с целью предупреждения возникновения разрушения.

Целью работы явилась оценка возможности применения используемых методов для диагностики технического состояния газоперекачивающих агрегатов и формулировка подхода к разработке методики диагностирования узла трения на этапе стабильной работы.

Проведенный анализ показывает, что практически все перечисленные методы наряду с их несомненными достоинствами имеют существенное ограничение – требуют разборки узлов трения и не могут применяться в условиях непрерывной эксплуатации. Поэтому, для экспресс-диагностики состояния узлов трения в условиях эксплуатации был выбран подход, основанный на комплексном анализе состояния смазочного сред по данным оптико-эмиссионной и ИК-спектроскопии. Данный метод достаточно широко используется для определения свойств смазочных материалов, однако отсутствует методика и база данных, которые можно применять для определения остаточного ресурса элементов узла трения по составу и количеству растворенных металлов, которые накапливаются в смазочном материале в процессе эксплуатации на этапе стабильной эксплуатации узла трения.

Таким образом, для диагностики состояния узла трения на этапе стабильной эксплуатации необходимо разработать методику определения величины накопленного износа контактирующих поверхностей по количеству растворенных металлов в пробах смазочной сред, определенных по данным оптико-эмиссионного и ИК-спектрального анализа.

УНИФИЦИРОВАННЫЙ ПОДХОД ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ И РАЗРАБОТКЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ СХЕМ ОБЪЕКТОВ ПОДГОТОВКИ НЕФТИ ООО «ЛУКОЙЛ-КОМИ»

Борозна А.О.

(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», «ПечорНИПИнефть»)

1. Актуальность унификации:

Унификация как направление в технической политике и средствах развития технического прогресса ставит своей главной целью выполнение основной задачи – создание такой номенклатуры технологических процессов и схем в таком количестве, чтобы экономическая эффективность в сфере производства и строительства, а также в сфере эксплуатации была бы наибольшей;

2. Определение направления для унификации:

Начальным этапом унификации является четкое определение направления, вида и уровня унификации. В процессе проведения унификации предполагается, что выбранное техническое решение обладает высокими техническими и экономическими показателями, при этом основными ее показателями являются перспективность, высокий уровень, отражающий последние достижения науки и техники, а также опыта эксплуатации;

3. Методы технологических подходов для унификации технологических схем объектов подготовке нефти ДНС, ДНС с УПСВ, УПН:

- выявить четкую технологическую связь между технологиями подготовки нефти, а также их логическую последовательность до получения кондиционной нефти;

- определить оптимальное сочетание всех технологических процессов, которое обеспечивает получение продукции высокого качества;

- разработать минимальное количество компоновочных решений и оптимальный набор оборудования для осуществления унифицированных технологических схем;

- предусмотреть гибкость унифицированной схемы, позволяющей образовывать из нее новые технологические варианты в зависимости от конкретных условий месторождения, т.е. способность адаптироваться к новым условиям, не внося в нее существенных изменений.

ВЛИЯНИЕ СЛУЧАЙНЫХ МЕХАНИЧЕСКИХ ВОЗДЕЙСТВИЙ ПРИ УКЛАДКЕ, РЕМОНТЕ И ЭКСПЛУАТАЦИИ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ НА НАДЕЖНОСТЬ РАБОТЫ ПОЛИМЕРНЫХ ИЗОЛЯЦИОННЫХ ПОКРЫТИЙ

Васильев А.А., Прыгаев А.К., Селезнева И.О.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Основной задачей по реализации федерального закона «О защите населения и территорий от чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера» (от 21 декабря 1994 г., № 68) является разработка и реализация целевых научно-технических программ, направленных на предупреждение чрезвычайных ситуаций и повышение устойчивости функционирования системы трубопроводов для нефтяной и газовой отрасли в чрезвычайных ситуациях. При этом под предупреждением чрезвычайных ситуаций (ЧС) понимается комплекс мероприятий, проводимых заблаговременно и направленных на максимально возможное уменьшение риска возникновения ЧС, а также на сохранение здоровья людей, снижение размеров ущерба окружающей природной среде и материальных потерь в случае их возникновения.

Доминирующими причинами отказов на действующих объектах нефтяной и газовой отрасли являются:

- коррозия - 27,0 %;
- механические повреждения - 23,1 %;
- дефекты строительно-монтажных работ (СМП) -21,1%.

Одной из основных причин приводящих к возникновению техногенных ЧС является коррозия трубопроводов используемых в нефтяной и газовой отрасли. Защита трубопроводов от коррозии должна нести комплексный характер, вне зависимости от района прокладки трубопровода и коррозионной агрессивности грунта.

Для изучения развития аварийной ситуации была построена семантическая модель дерева событий, целью которой являлось моделирование последствий механического повреждения защитного покрытия трубопровода, и последующей коррозии незащищенного участка трубопровода.

Было показано, что случайные механические воздействия связанные с укладкой, ремонтом и эксплуатацией подземных трубопроводов, оказывают существенное влияние на защитные свойства полимерных изоляционных покрытий. Применение полученных результатов позволит повысить срок службы изоляционных покрытий, снизить эксплуатационные затраты при обслуживании подземных трубопроводов, что в свою очередь приведет к снижению риска возникновения ЧС, так как возможность разрушения трубопровода и последующий ущерб от ЧС напрямую зависит от сохранения сплошности защитного покрытия.

По построенному дереву событий можно сделать выводы о комплексе мер необходимых к рекомендации для обеспечения бесперебойной работы трубопровода.

МЕТОДОЛОГИЯ ОЦЕНКИ СОВМЕСТИМОСТИ НОРМАТИВНЫХ ТРЕБОВАНИЙ ОТЕЧЕСТВЕННОЙ И ЗАРУБЕЖНОЙ ПРАКТИКИ ПРИ ПОСТРОЕНИИ СИСТЕМ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА

Ващенко Н.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, кафедра управления качеством,
стандартизации и сертификации нефтегазового оборудования,
АНО КЦ «АТОМВОЕНСЕРТ»)

На предприятиях нефтегазового машиностроения в последнее время все чаще возникает необходимость создавать системы управления, соответствующие не основополагающему стандарту ISO 9001, а усовершенствованным (модернизированным в соответствии с требованиями времени и спецификой конкретной отрасли) стандартам на системы менеджмента качества (например, стандарты Газпрома, РЖД и т.п.).

Хотя на большинстве российских предприятий давно внедрена и достаточно успешно функционирует система разработки и постановки продукции на производство (СРПП), соответствующая национальным стандартам РФ, многие потребители сегодня требуют от поставщиков внедрения современных систем менеджмента качества, ориентированных на стандарты, учитывающие отраслевую специфику (например международный стандарт ISO/TS 16949, AS 9100 и аналогичные им).

При внедрении этих стандартов необходимо дублировать многие уже существующие на предприятии процедуры, внедренные в организации и реализующие требования стандартов СРПП. Нет сомнений, что это ведет к дополнительным нерациональным затратам всех видов ресурсов.

Поэтому задача сокращения временных, человеческих и финансовых ресурсов на внедрение требований международных стандартов к методам и процедурам обеспечения качества с использованием опыта действующих национальных стандартов РФ представляется чрезвычайно актуальной.

Целью работы являлась разработка методологии и алгоритма освоения на российских предприятиях международных систем управления качеством с учетом специфики накопленного предшествующего опыта функционирования отечественных систем по критериям оптимизации затрат ресурсов различного рода: трудовых, финансовых, временных и пр.

Научная новизна настоящей работы состоит в разработке методологии внедрения современных методов обеспечения качества на основе предложенного автором механизма построения алгоритма внедрения требований международных стандартов.

Практическая значимость проводимых исследований лежит в области разработки практических рекомендаций (регламента освоения) поэтапной реализации требований международных стандартов для предприятий, имеющих опыт внедрения национальных стандартов РФ на системы разработки и постановки продукции на производство (СРПП).

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА ЗА СЧЕТ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ МЕТОДОВ АНАЛИЗА ВИДОВ И ПОСЛЕДСТВИЙ НЕСООТВЕТСТВИЙ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ОБЪЕКТОВ

Вихрев А.К.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Процессный подход и улучшение процессов происходящих в организации при реализации проекта является основой СМК и улучшения деятельности компании. На сегодняшний день системный подход к управлению деятельностью является одним из важнейших и успешных подходов. Для систематизации процесса управления качеством требуется понимание значимости отдельных процессов, а также взаимодействия между процессами входящими в СМК, которые должны быть определены и описаны с целью достижения запланированных результатов деятельности компании.

Целью работы является разработка методических основ управления качеством организации строительства энергетических объектов, на этапе поставок оборудования и материалов при которых формальный подход к обеспечению функционирования СМК будет невозможен.

Научная новизна. Научная новизна диссертационного исследования заключается в разработке алгоритма улучшения СМК за счет применения методов анализа видов и последствий несоответствий в процессе поставок оборудования и материалов. Данный алгоритм позволит высшему руководству организации выбрать стратегию развития предприятия, направленную на достижение качественных показателей возводимого объекта и установление долгосрочного устойчивого взаимодействия с заказчиком и поставщиками при дальнейшем осуществлении деятельности в данном секторе.

Содержание:

- Анализ действующей системы менеджмента качества проектной организации.

- Выявление основных рисков проекта.

- Исследование выявленных несоответствий реализованных проектов.

- Классификация оборудования как инструмент совершенствования.

Практическая значимость работы.

Результаты диссертационного исследования использованы в организации, осуществляющей реализацию проектов строительства энергетических объектов, а также могут быть использованы заказчиками таких объектов и организациями производящими комплектующие, оборудование и материалы, являющимися поставщиками и субподрядчиками энергетической и иных отраслей промышленности.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПАЙКИ АЛМАЗОСОДЕРЖАЩИХ СЕГМЕНТОВ ПОРОДОРАЗРУШАЮЩЕГО ИНСТРУМЕНТА

Вышегородцева Г.И., Левин С.М.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

При восстановлении породоразрушающего инструмента применяется технология высокотемпературной пайки алмазосодержащих сегментов серебряным припоем с содержанием серебра 49 %. Для повышения экономической эффективности ремонта необходимо рассмотреть возможность применения более экономичных припоев с меньшим содержанием серебра.

Целью работы явилось проведение комплекса металлографических и физико-механических испытаний соединений, полученных пайкой серебряными припоями с разным содержанием серебра.

Основной сложностью является ограничение максимальной температуры при пайке с целью не допустить графитизации алмазов сегментов, при этом обеспечить необходимую прочность сцепления.

Для проведения испытаний были выбраны 3 типа припоя BrazeTec с содержанием серебра 40, 45 и 49 %. Пайка производилась на аппарате Лига-31. По время пайки проводились пиротехнические исследования с помощью дистанционного инфракрасного пирометра IP 140 с целью определения фактической температуры используемого припоя и сегментов.

Из проведенных исследований следует, что изменение состава припоя для пайки алмазных сегментов буровых коронок, на припой с меньшим содержанием серебра связано с повышением температуры пайки на 56-75 °С, что создает предпосылки для графитизации алмазов в сегментах. Снижение процента серебра приводит к уменьшению прочности на отрыв с величиной усилия от 28 до 23 Нм, что однако соответствуют предъявляемым к соединениям требованиям.

Проведенные металлофизические исследования показывают, что степень графитизации алмазов при пайке припоем с содержанием серебра 45%, не является критичной и позволяет сохранить эксплуатационные свойства алмазов. Исходя из этого, были разработаны рекомендации по совершенствованию технологии пайки.

При переходе на припой меньшим содержанием серебра в частности на припой с 45% Ag, следует соблюдать требования по минимизации нагрева сегмента. Данное требование достигается переходом на меньший размер горелки, с целью минимизировать пятно нагрева, и сосредоточить нагрев на месте пайки, а также соблюдать направление нагрева в сторону корпуса коронки для уменьшения термического влияния на сегмент.

ТРИБОТЕХНИЧЕСКИЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ КОМПОЗИЦИОННЫХ ПОРИСТЫХ МДО-ПОКРЫТИЙ, ПРОПИТАННЫХ СВЕРХВЫСОКОМОЛЕКУЛЯРНЫМ ПОЛИЭТИЛЕНОМ

Вольхин А.М., Малышев В.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Сегодня микродуговое оксидирование (МДО) занимает все новые области применения в промышленности, являясь перспективной технологией формирования покрытий с универсальными свойствами. МДО-покрытия обладают высокой износостойкостью, что обуславливает их все более широкое применение в парах трения различных механизмов и машин. Однако такие покрытия имеют свои недостатки: пористый поверхностный слой, который влияет на физико-механические характеристики, и необходимость механической обработки поверхности. Поэтому проблема поиска эффективных путей повышения износостойкости при одновременном улучшении технологичности МДО-покрытий является актуальной.

В работе исследована возможность расширения диапазона триботехнических характеристик, по сравнению с традиционными МДО-покрытиями, за счет пропитки пористого поверхностного слоя, сформированного микродуговым методом, антифрикционным полимерным материалом. В качестве полимерного материала для пропитки выбран сверхвысокомолекулярный полиэтилен (СВМПЭ).

В результате экспериментальных исследований выявлен механизм процесса трения композиционного керамико-полимерного покрытия.

Показано, что конструкция МДО-покрытие + СВМПЭ снижает коэффициент трения в средах с низкими смазывающими свойствами при удельных нагрузках до 5 МПа от 1,1 до 1,7 раза, а при удельной нагрузке до 10 МПа – более чем в 3 раза, что обеспечивает повышение износостойкости поверхностей трения в 1,5 – 2 раза, по сравнению с традиционными МДО-покрытиями. В средах с хорошими смазывающими свойствами процесс трения осуществляется в пределах полимерного слоя, удерживаемого в зоне контакта за счет пористости МДО-покрытия, чем обеспечивается стабилизация коэффициента трения на уровне 0,05-0,10 в диапазоне удельных нагрузок от 2 до 15 МПа. Это способствует повышению износостойкости композиционного материала от 2 до 3 раз, по сравнению с традиционными МДО-покрытиями.

Таким образом, пропитка МДО матрицы СВМПЭ позволяет расширить номенклатуру деталей с МДО-покрытиями, работающих в условиях трения скольжения в различных смазывающих средах, например в шаровых кранах запорной арматуры и в уплотнениях плунжерных и поршневых насосов, что позволит повысить срок службы этих изделий.

УСТРОЙСТВО БАЙПАСИРОВАНИЯ УЭЦН, С ПРИМЕНЕНИЕМ НЕСТАНДАРТНОГО (УЛИТОЧНОГО) ПРОФИЛЯ БАЙПАСНОЙ ТРУБЫ, ПРИ ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ПО СХЕМЕ (УЭЦН+УЭЦН)

Габдулов И.Н., Ивановский В.Н.
(РГУ нефти газа имени И.М. Губкина)

В последнее время отмечается повышенный интерес к технологиям одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ). Это связано, прежде всего, с тем, что около 2000 месторождений на территории России являются многопластовыми, а бурение отдельных скважин на каждый объект разработки экономически не целесообразно. Последовательная разработка пластов замедляет процесс освоения запасов. Внедрение систем ОРЭ является наиболее рациональным в таких случаях, т.к. нет необходимости бурить новые скважины, когда можно использовать существующий неразработанный пласт, возможность разрабатывать три и более пластов одной скважиной. Только за 2011 год внедрено порядка 400 установок ОРЭ в таких компаниях как: Татнефть, ЛУКОЙЛ, ТНК-ВР. В результате увеличился средний прирост по нефти в 1-2 раза. Авторами рассмотрены несколько принципиальных схем ОРЭ фирм: REDA, Centrilift, NOVOMET.

В мире получили широкое распространение системы для скважин 168 диаметра и более, поэтому рассмотрена установка для скважин 146 диаметра, с использованием байпасной линии нестандартного (улиточного) профиля. Преимущество данного профиля трубы позволит установить верхний насос большего габарита, что обеспечит большую подачу насоса, напор и надежность всей установки в целом. При этом существует проблема крепления трубы данного профиля в Y-блоке (тройнике), а также немаловажным остается вопрос крепления кабеля.

Авторами предлагается разработка соединения трубы нестандартного (улиточного) профиля с Y-блоком (тройником) (рис.1.), результат которого сравнивается с существующей схемой.

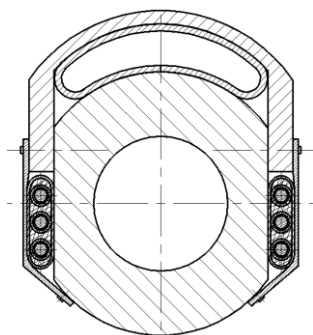


Рис. 1. Устройство байпасирования УЭЦН, с нестандартным (улиточным) профилем байпасной линии

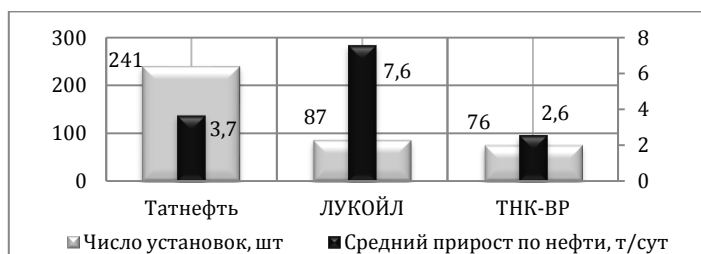


Рис. 2. Динамика внедрения технологии ОРЭ в 2011 г.

О ВОЗМОЖНОСТИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ДЕБИТА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИН ПО КОСВЕННЫМ ПОКАЗАТЕЛЯМ ПРИ ИХ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН

Герасимов И.Н.

(РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина)

За 2012 год в России было добыто 523.2 млн. тонн нефти, из которых более 70% приходится на установки электроприводных центробежных насосов (УЭЦН). Такое состояние добычи нефти требует повышенного внимания ко всем аспектам эксплуатации этого вида оборудования.

Этим объясняются масштабные работы в области создания новых видов как скважинного, так и наземного оборудования. Постоянно совершенствуются программные продукты, предназначенные для использования в станциях управления (СУ) на нижнем уровне, а также и на верхнем уровне мониторинга и управления работой системы «пласт – скважина – УЭЦН».

При этом одним из важнейших вопросов, требующим решения, остается оперативное определение фактической подачи жидкости установкой ЭЦН, т.е. – определение дебита скважины.

Современные системы замера продукции скважин позволяют получать достаточно точные величины по подаче жидкости (зачастую - отдельно по нефти и воде), по дебиту газа. Однако, на многих месторождениях существующие старые системы замера дебита являются морально, а иногда и физически устаревшими, а их результат замера по скважине является усредненным значением, что не дает истинной картины по работе скважинного оборудования.

Все эти проблемы, а также непостоянство дебитов скважин приводят к тому, что достоверность и оперативность замеров дебитов скважин (или подач центробежных насосов) становится очень низкой. Отсутствие достоверных замеров дебитов не позволяют эффективно использовать системы мониторинга, диагностики и, в результате, систему интеллектуализации работы скважин, кустов, месторождений. Неточность информации о дебите скважины приводит к необоснованным перерасходам ингибиторов электроэнергии, солеотложения, а как следствие коррозии и преждевременному износу оборудования.

В связи с этим актуальной становится задача оперативного определения дебита системы «пласт - скважина – насосная установка» », в режиме реального времени, без использования индивидуальных или групповых замерных установок.

На кафедре «Машины и оборудование нефтяной и газовой промышленности» проведены работы по созданию алгоритма и ПО, обеспечивающих определение дебита скважины при их эксплуатации УЭЦН. Успешно проведены промысловые испытания.

МЕТОДИКА ПОДБОРА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ОСНАСТКИ ПРИ ВЫПОЛНЕНИИ ОПЕРАЦИЙ МЕХАНИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ ДЕТАЛЕЙ ГАЗОНЕФТЯНОГО КОМПЛЕКСА

Гололобов Д.В., Гололобова А.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, МГТУ «СТАНКИН»)

В докладе рассмотрен общий принцип проектирования технологической оснастки для операций механической обработки деталей нефтегазового комплекса на металлорежущих станках. При постановке задачи выбора технологической оснастки для механической обработке деталей, необходим формализованный подход к решению данной задачи исходя из типовых решений существующей технологической оснастки, используемой в механической обработке деталей. Данный подход основан на принципе формализованного описания поверхностей обрабатываемой детали и формализованного описания поверхностей приспособления. Эта формализация реализуется на основании принципа декомпозиции (разбиения) детали и элементов приспособления на простые геометрические поверхности. При декомпозиции детали и элементов оснастки выявляются внешние связи групп поверхностей. Сопряжение элементов технологической оснастки с элементами приспособления описывается технологом с помощью матрицы бинарных отношений. Особенность выбора технологической оснастки также связана с особенностью используемого технологического оборудования на рассматриваемой технологической операции. А также с его компоновкой. Для этого составляются матрицы бинарных отношений, связывающие технологическое оборудование и возможность использования на нем, каждой из видов технологической оснастки. Также необходимо учитывать геометрические (габаритные размеры) как приспособления, так и оборудования, на котором оно будет использоваться. Данная методика позволяет облегчить выявление признаков, по которым САПР МО позволит выбирать готовые решения при проектировании технологического процесса механической обработки. Что как следствие повысит качество проектирования, и сократит время на проектирование технологических процессов.

ВОПРОСЫ ОЦЕНКИ УСТОЙЧИВОСТИ НОВОЙ ЛЕДОСТОЙКОЙ ПЛАТФОРМЫ ДЛЯ АРКТИЧЕСКОГО МЕЛКОВОДЬЯ

Громова Г. В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ООО «Нефтегазкомплектмонтаж»)

Практически все Российские шельфовые запасы нефти и газа находятся в условиях замерзающих морей, примыкающих к труднодоступным территориям, не имеющим развитой производственной и социальной инфраструктуры. Создание соответствующих условиям Арктики ледостойких сооружений является важнейшей инженерной задачей. Отсутствие мобильных технических средств, способных выполнять круглогодичные или, как минимум, длительные по времени буровые работы в акваториях арктического мелководья, сдерживает освоение углеводородных структур транзитной зоны.

С целью поиска эффективного и экономически целесообразного способа освоения перспективных месторождений замерзающего мелководья Арктики (Обской и Тазовской губ и Приямальского шельфа) была предложена концепция самоподъемной мобильной ледостойкой платформы нового типа. Предложенное гидротехническое сооружение сочетает в себе свойства и преимущества платформы погружного типа, когда она находится в режиме эксплуатации, и платформы самоподъемного типа, когда производится задавливание и извлечение шпунтов (свай) из грунта.

Использование платформы нового типа обеспечит не только круглогодичное бурение, но и повысит безопасность проведения работ, что подтверждается выполненными расчётами на устойчивость.

Для оценки устойчивости сооружения разработана методика расчета, использующая метод конечных элементов, реализованный в среде APM Structure 3D. На основании предложенной методики были исследованы варианты закрепления сооружения и обоснованы на стадии эскизного проектирования массогабаритные характеристики платформы нового типа.

Предлагаемое техническое решение оформлено заявкой на патент RU 2011126812 от 29.06.2011.

СОВРЕМЕННЫЕ ПРОБЛЕМЫ ОБНОВЛЕНИЯ СТАНДАРТОВ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Гусева Т.А., Кершенбаум В.Я.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В настоящее время один из главных принципов отечественной стандартизации заключается в применении международных норм как основы для создания национального стандарта. При этом применительно к нефтегазовому оборудованию (НГО) национальные стандарты разрабатываются преимущественно методом утверждения документов в идентичном международным подходам виде. В лучшем случае положения стандартов носят модифицированный характер и учитывают некоторые особенности эксплуатации оборудования на российских месторождениях. Разработка же абсолютно новых требований является исключительной ситуацией, которая идет вразрез с действующим законодательством.

Следует отметить, что курс на гармонизацию отечественных стандартов в идентичной международной документации форме может привести к принятию и утверждению устаревших требований к ограниченной номенклатуре оборудования, не соответствующих российским условиям, а также противоречащих с существующими подходами и терминологией.

Сложившаяся ситуация обусловлена, в том числе, тем, что в настоящее время не существует строго детерминированной методики по созданию стандартов, тем более, если разрабатываемый документ должен быть гармонизирован с иной нормативной документацией. Действующие в России основополагающие нормативы, которые регламентируют разработку национальных стандартов, дают только основные принципы, которыми следует руководствоваться, или ограничения, которые необходимо учитывать, чтобы исключить появление недопустимых положений в разрабатываемом документе.

Таким образом, возникает необходимость в методике создания обновленного стандарта, гармонизированного с международными подходами и учитывающего требования региональной, национальной, отраслевой отечественной и зарубежной документации. Подобный обновленный стандарт на НГО будет включать в себя не только положения стандартов ISO и ГОСТ Р, но и требования таких систем стандартизации, как ГОСТ, API, DNV, Norsok и др.

В конечном итоге, требования, устанавливаемые в обновленном стандарте и соответствующие передовому научно-техническому уровню, оказывают значительное влияние на процедуры проектирования (конструирования), изготовления, испытаний, монтажа, эксплуатации и ремонта НГО и приводят к повышению качества и конкурентоспособности российского нефтегазового оборудования.

СНИЖЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ ОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НА ОСНОВЕ ПОВЫШЕНИЯ ГОТОВНОСТИ ОПЕРАТИВНОГО ПЕРСОНАЛА К МЕРОПРИЯТИЯМ ПО ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ ПОСЛЕДСТВИЙ АВАРИЙ

Гуськов М.А., Глебова Е.В., Волохина А.Т.
(РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина)

Как свидетельствует практический опыт проведения аварийных работ, направленных на локализацию и ликвидацию последствий аварий на магистральных газопроводах, одним из основных факторов, определяющих их эффективность, является уровень предварительного планирования.

Любой организации, эксплуатирующей опасные производственные объекты (ОПО), приходится сталкиваться с такими понятиями, как различные планы локализации и ликвидации аварий, аварийных ситуаций, разливов нефтепродуктов и т.п.

В соответствии с федеральным законом N 22-ФЗ «О внесении изменений в Федеральный закон «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» вводится новое понятие – План мероприятий по локализации и ликвидации последствий аварий. Согласно Постановлению Правительства РФ от 26.08.2013 N 730 этот новый документ, необходимо разрабатывать для всех предприятий, эксплуатирующих объекты I,II,III класса опасности. Данный документ имеет расширенную структуру и является важным элементом в противоаварийной защите ОПО.

В соответствии с планом мероприятий, работники ОПО обязаны участвовать в проведении ежемесячных противоаварийных тренировок. Успешность данных тренировок зависит не только от профессионального уровня работника, но и от уровня развития индивидуальных психофизиологических качеств. По этой причине важной задачей является оценка указанных качеств персонала, участвующего в мероприятиях по локализации и ликвидации аварийных ситуаций на ОПО.

В данной работе объектом исследования был оперативный персонал филиалов ООО «Газпром трансгаз Югорск», а именно: электромонтер, мастер ЛЭС; линейный обходчик, машинист ТК, инженер ЭОГО; начальник диспетчерской службы.

На первом этапе работы с использованием математических методов статистического анализа данных обоснованы профессионально важные качества работников, необходимые для согласованности действий во время противоаварийных тренировок. Для количественной оценки уровня развития выявленных качеств были подобраны апробированные методики (тесты).

На основании результатов тестирования 580 работников ООО «Газпром трансгаз Югорск» с помощью уравнения множественной регрессии была рассчитана интегральная оценка профессиональной пригодности, позволяющая ранжировать персонал по уровню развития профессионально важных качеств. Установлено, что работников ООО «Газпром трансгаз Югорск» можно разделить на четыре категории: оценка 5 – 41 %, оценка 4 – 29 %, оценка 3 – 20 %, оценка 2 – 10 %. Для оценки профессионально важных качеств оперативного персонала была разработана специальная автоматизированная система (далее АС). АС включает следующие структурные компоненты:

- Комплект из 10-ти психодиагностических тестов, позволяющих оценивать основные профессионально важные качества кандидатов (методика «16-ти факторный личностный опросник» («16-ФЛО»); методика исследования особенностей мышления (МИОМ), 6 субтест «Числовые ряды»; методика «Коммуникативность и организаторские способности» («КОС»); методика «Шкалы»; методика «Опросник Айзенка» на исследование свойств темперамента; методика "Отыскивание чисел с переключением" («Черно-красная таблица, ЧКТ»); методика «Прогноз-2»; методика «Поведение в конфликтной ситуации» («ПКС»); методика «Корректирующая проба» (буквенный вариант); методика «Установление закономерностей».
- Базу знаний, включающую в себя решающие правила и критерии, позволяющие количественно оценить уровень профессиональной пригодности респондентов.
- Базу данных, обеспечивающую хранение, обработку и представление результатов обследования в виде таблиц и графиков.
- Блок анализа данных психологического обследования, реализующий автоматизированную обработку результатов тестирования и позволяющий получать интегральные оценки, показатель профессиональной пригодности.

АС прошла успешную апробацию в 21 филиале ООО «Газпром трансгаз Югорск».

ЭКСПЛУАТАЦИЯ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ МАЛОГО ДИАМЕТРА ШСНУ С КАНАТНОЙ ШТАНГОЙ

Деговцов А.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Малые внутренние диаметры доковых стволов (89-102 мм), значительное отклонение от вертикали (до 65°) и интенсивный набор кривизны (3-9° на 10 м) существенно ухудшают условия работы штанговых скважинных насосных установок (ШСНУ). Зачастую работа ШСНУ в таких условиях просто невозможна.

В РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина совместно с ОАО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» и ЗАО «Элкам-нефтемаш» была разработана скважинная насосная установка с канатной штангой (СНУ с КШ) для эксплуатации скважин с боковыми стволами внутренним диаметром 102 мм.

Прилегание каната к обсадной трубе в месте изгиба скважины происходит по большей поверхности, чем бы это было в случае использования обычных штанг. Большая поверхность взаимодействия каната с колонной насосно-компрессорных труб приводит к многократному уменьшению контактных нагрузок и, соответственно, обеспечивает очень низкую скорость износа и каната, и колонны насосно-компрессорных труб.

При эксплуатации наклонно-направленных скважин, и скважин с боковыми стволами канатная насосная штанга существенно снижает вероятность обрыва штанг и «протира» колонны НКТ, обеспечивая за счет этого повышение эффективности эксплуатации скважины.

В установке используется специально разработанный насос 2-СП45/Б24 длиной 7870 мм и диаметром 80 мм, изготовленный ЗАО «Элкам-нефтемаш».

Канатная насосная штанга состоит из каната закрытой конструкции диаметром 20 мм с Z – образными, X – образными и O – образными проволоками, а также заделок 2, обеспечивающих равномерное нагружение всех проволок каната. Минимальное разрывное усилие, которое выдерживает такой канат диаметром 20 мм группы прочности- 1960, составляет 474 кН (47 тонн), масса 1 м – 2,34 кг. На конце заделок имеется резьба, обеспечивающая соединение с насосом, полированным штоком или с обычной колонной штанг.

В настоящее время скважинной насосной установкой с канатной штангой (СНУ с КШ) проходит опытно-промышленные испытания в ООО «ЛУКОЙЛ ПЕРМЬ». Установками оборудовано три скважины Шагиртско-Гожанского месторождения. Средний прирост добычи по нефти составил 2,3 т/сут, максимальная наработка составляет 515 суток, все скважины находятся в работе.

В докладе представлены разработанная конструкция скважинной насосной установки с канатной штангой (СНУ с КШ), даны результаты опытно-промышленных испытаний.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ КЛАПАННЫХ УЗЛОВ СКВАЖИННЫХ НАСОСНЫХ УСТАНОВОК

Долов Т.Р.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В настоящее время многие скважины имеют очень сложную инклинометрию и малые диаметральные габариты. В России более 50 процентов скважин средне и мало дебитные. Для работы в таких скважинах необходимо специальное оборудование, в частности - специальные штанговые насосы (СШН). Для эффективной работы таких насосов необходимо рассчитывать их под определенные условия. При этом необходимо знать кинематику привода насоса для определения точных значений динамической составляющей нагрузки и скорости движения потока жидкости в разных узлах скважинного оборудования.

В России и зарубежом в СШН устанавливают шаровые клапана. Такой выбор не всегда верен, шаровые клапаны не всегда работают успешно. Конструкция клапана должна подбираться в зависимости от определенных параметров: вязкости жидкости, давления, инклинометрии скважины, количества газа и механических примесей в жидкости.

Для исследования эффективности работы клапанных узлов была построена модель привода СШНУ в программе SolidWorks. Была рассчитана кинематика привода, получены графики скорости движения точки подвеса, колонны штанг, плунжера насоса, скорости потока пластовой жидкости. Далее были построены и прошли компьютерное испытание в пакете FlowSimulation программы SolidWorks четыре вида клапанов, которые можно использовать в штанговых насосах: шаровой клапан; тарельчатый клапан; клапан с каплевидным запорным устройством; пальцевидный клапан.

В результате компьютерного эксперимента получены характеристики клапанов, дающие возможность оценивать работу клапанов в тех или иных условиях эксплуатации.

Для подтверждения правильности результатов математических исследований нами разработаны:

- 1) Стенд для определения ресурса клапанного узла ;
- 2) Стенд для испытаний клапанов на величину гидравлического сопротивления.

ПРОЕКТИРОВАНИЕ, ИЗГОТОВЛЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ОБОРУДОВАНИЯ И СООРУЖЕНИЙ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Донской Ю.А., Якимов С.Б., Шалагин Ю.Ю.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ОАО «Роснефть»)

Постоянный рост доли добычи нефти в России с помощью установок электроприводных центробежных насосов, которая перешагнула уже 75%-й рубеж, требует повышенного внимания ко всем аспектам эксплуатации этого вида оборудования.

Современные системы замера продукции скважин позволяют получать достаточно точные значения по подаче жидкости (зачастую отдельно по нефти и воде) и по дебиту газа. Однако на многих месторождениях существующие старые системы замера дебита являются морально, а иногда и физически устаревшими.

Все эти проблемы, а также непостоянство дебитов скважин приводят к тому, что достоверность данных замеров дебитов (или подачи центробежных насосов) становится очень низкой.

На кафедре машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина такой алгоритм был разработан и прошел успешные промысловые испытания, показавшие хорошее совпадение получаемых результатов расчета и замера дебитов скважин.

Разработанный алгоритм позволяет получить значение подачи центробежного насоса по нескольким независимым вариантам проанализировать результаты расчетов и выбрать, с помощью интеллектуального алгоритма наиболее вероятный результат, который и выдаётся системой за дебит скважины. Промысловые испытания показали хорошие результаты.

МОДЕРНИЗАЦИЯ МЕТОДИКИ ПОДБОРА ПОЛЫХ НАСОСНЫХ ШТАНГ

Дубинов Ю.С.

(РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина)

За 2012 год в России было добыто более 500 млн.тонн нефти из которых около 18 % - штанговыми скважинными насосными установками.

В процессе работы, колонна штанг испытывает изменяющиеся во времени и по длине колонны штанг статические и динамические нагрузки. Совместное воздействие на металл переменных напряжений с различной степенью асимметрии цикла и рабочей среды приводит к значительному снижению его циклической прочности по сравнению с аналогичным нагружением в нейтральной среде. Из-за этого в расчете насосных штанг используют не максимальные или эквивалентные напряжения, а приведенные напряжения.

В данной работе приведены:

- Результаты анализа применимости различных методик, используемых для расчета приведенных напряжений в насосных штангах на основе результатов работы штанговых колонн по скважинам Западной Сибири и Республики Коми, имеющим различные условия эксплуатации;

- Модернизация методики подбора полых насосных штанг;

- Созданные компьютерные модели нагружения натуральных образцов насосных штанг различного типоразмера и модели натуральных образцов полых насосных штанг разных фирм-производителей с различными диаметрами в системе Solid Works;

- Построенный с помощью компьютерного эксперимента график зависимости уровня напряжений от числа циклов нагружения в системе MathCAD.

- Стенд, разработанный на кафедре Машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности для испытания натуральных образцов с целью уточнения пределов выносливости насосных штанг различной конструкции, полученных с помощью компьютерного эксперимента.

- Выводы о возможности использования полых насосных штанг из различных материалов для одно временно-раздельной эксплуатации скважин.

ВЫБОР КОМПЬЮТЕРНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ КОНТАКТНОГО ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ РАБОЧИХ ОРГАНОВ ОДНОВИНТОВЫХ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ МАШИН С ЦЕЛЬЮ ИХ РАЦИОНАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ И ОПРЕДЕЛЕНИЯ ХАРАКТЕРИСТИК

Ковалёнок А.Е.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В последние годы всё большее распространение в нефтегазовой промышленности получают одновинтовые гидравлические машины (ОГМ), используемые в качестве насосов для добычи нефти и гидромоторов для бурения скважин. Эффективность применения ОГМ во многом связана со знанием их характеристик, необходимых для выбора оптимальных режимов эксплуатации и путей совершенствования конструкций ОГМ и технологических процессов с их использованием.

Одним из ответственных этапов при конструировании и исследовании ОГМ является выбор рационального алгоритма компьютерного моделирования рабочего процесса ОГМ и системы автоматизированного проектирования для воспроизведения контактного взаимодействия рабочих органов (РО) с целью определения напряженно-деформированного состояния пары ротор-статор, фактического положения ротора внутри упругого статора, зазоров и натягов в рабочей паре, интенсивности утечек через подвижные зазоры, что необходимо для разработки уточненной методики построения характеристик ОГМ с учетом геометрических параметров РО, физико-механических свойств материалов РО, режимных параметров и свойств рабочей жидкости.

Разработанная с использованием современных пакетов прикладных программ (Solid Works, ANSYS и др.) методика позволяет:

- уточнить общую теории механики контактного взаимодействия двух пространственных тел с различными геометрическими и физическими параметрами;
- определять объёмные и механические потери в рабочих органах ОГМ;
- строить характеристики ОГМ и оценивать влияние на них различных факторов (геометрических, физико-механических, режимных);
- проводить диагностику технического состояния ОГМ и оценку степени износа РО при тестировании ОГМ в процессе эксплуатации, прогнозировать остаточный ресурс ОГМ;
- осуществлять подбор материалов РО для определенных условий эксплуатации ОГМ и проводить модификацию их свойств;
- создавать алгоритмы автоматизированного управления ОГМ в различных технологических процессах нефтегазовой отрасли, в том числе при разработке АРМ оператора по добыче нефти или бурового супервайзера.

ИННОВАЦИОННЫЕ РАЗРАБОТКИ ДЛЯ ПРЕДПРИЯТИЙ ОТРАСЛИ МЕЖКАФЕДРАЛЬНОГО ЦЕНТРА ИССЛЕДОВАНИЯ НОВЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ ОБЪЕКТОВ ТЭК

Елагина О.Ю., Прыгаев А.К.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Реализация задач обеспечения энергоэффективности и энергосбережения в освоении и использовании углеводородных ресурсов требует неуклонного расширения спектра применяемых конструкционных материалов, обеспечивающих высокие эксплуатационные свойства в условиях постоянной интенсификации нагрузок, скоростей и контактов с агрессивными внешними средами.

Межкафедральный Центр является структурным подразделением факультета инженерной механики. С момента реализации программы НИУ в Центре было проведено кардинальное обновление материальной базы, что позволяет в настоящее время проводить научные исследования и опытно-конструкторские работы на мировом уровне.

Структура Центра состоит из 7 лабораторий и 2 технологических участков. Научно-исследовательский блок составляют лаборатории стендовых испытаний новых материалов, металлографических исследований, трибологическая и трибодиагностическая лаборатории и лаборатория коррозионных исследований.

Технологический блок представлен рядом лабораторий и технологических участков по различным методам нанесения покрытий: газопламенная наплавка и напыление с использованием установки ТОП-ЖЕТ/2; электродуговая металлизация; ионно-вакуумное напыление на тонкостенные детали различных форм; микродуговое оксидирование; плазменное напыление.

Антикоррозионные защитные покрытия из цинка и алюминия, полученные методом электродуговой металлизации, увеличивают срок службы металлоконструкций от 25 до 50 лет в зависимости от агрессивности среды.

Плазменное напыление по разработанной технологии на детали насосов, используемых для перекачки морской воды, химических растворов и скважинной нефтесодержащей жидкости позволило увеличить стойкость изнашиваемых деталей в 3-4 раза.

Межкафедральный Центр активно развивает международное сотрудничество. Российско-австрийский форум для прикладных исследований в области трибологии и химмотологии, в организации которого с российской стороны непосредственное участие приняли руководители Центра, плодотворно развивается.

ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ АЛЮМИНИЕВОЙ ФОЛЬГИ В РАЗЛИЧНЫХ СРЕДАХ

Елагина О.Ю., Некипелов В.С.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ООО «НПО
ВзрывоБезопасность»)

Взрывобезопасность хранения, транспортировки и перекачки различных горючих веществ и, в первую очередь, горючих газов и жидких нефтепродуктов представляет собой важный аспект в системе их использования, поскольку взрывы последних приводят к многочисленным человеческим жертвам и весьма серьезным материальным потерям. Как известно, вопросы пассивной взрывобезопасности емкостей, заполняемых горючими газами или жидкостями, эффективно решаются применением наполнителя из металлической растянутой сетки [1-3], помещаемого внутрь каждой емкости. Для изготовления сетки наполнителя в подавляющем большинстве случаев используется алюминиевый сплав, коррозионное воздействие на который для основных групп пожаро- и взрывоопасных веществ исследовано еще недостаточно. Бытующее представление о достаточности коррозионной защиты алюминия естественной оксидной пленкой на его поверхности, как показали наши исследования, оказалось несостоятельным.

Формирование МДО-покрытий способствует искусственному образованию на его поверхности керамических оксидных пленок. Коррозионная стойкость такого оксидного покрытия определяется химической инертностью самого покрытия.

Исследования коррозионной стойкости фольги из алюминиевого сплава с МДО-покрытиями и без покрытий проводились для восьми сред, отличающихся по своим физико-химическим характеристикам. Выдержка фольги из алюминиевого сплава в течение 600 часов показала наличие различной стойкости к агрессивному воздействию указанных сред.

На основе выполненных исследований можно сделать вывод о том, что ряд коррозионных сред, таких как дибутилфталат, дизельное топливо, Н-гексан и метилэтилкетон, показывают наличие повышенной коррозионной активности по отношению к фольге, выполненной из алюминиевого сплава. Нанесение МДО-покрытия толщиной от 5-7 мкм обеспечивает коррозионную защиту алюминиевого сплава в этих средах, что будет способствовать значительному увеличению срока службы наполнителя выполненного из этого материала. Повышение срока службы наполнителя может составить от 5-ти...10-ти кратного для углеводородов, эфиров, дибутилфталатов, кетонов, до пожизненного - для горючего и топлив, высших алкоголей, полиолов, сложных эфиров.

О ПРАКТИЧЕСКОМ ОПЫТЕ ОБУЧЕНИЯ ОСНОВАМ КОНЦЕПТУАЛЬНОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЙ, ТЕХНИКИ И ИЗДЕЛИЙ В НЕФТЕГАЗОВОМ ВУЗЕ

Жедряевский Д.Н., Попов В.В.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В 2009 году за комплекс работ «Разработка методологии и средств креативной педагогики, обеспечивающей развитие творческих способностей учащихся в системе высшего профессионального образования» научный коллектив из РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина был удостоен премии Правительства РФ в области образования.

На кафедре оборудования нефтегазопереработки при обучении студентов старших курсов и магистрантов первого года обучения применяются методические подходы креативной педагогики. При этом ключевым элементом является использование в учебном процессе информационно-методических материалов о генерации новых знаний на различных этапах концептуального проектирования технологий, техники и изделий (технических систем – ТС). В состав этих материалов входят: системная методология проектной деятельности; принципы формирования потребностей, функций ТС, потребительских свойств ТС, синтеза функциональных структур ТС и физических принципов действия ТС, оптимизации конструктивно-технологических решений ТС; методики: формулирования критериев прогрессивного развития; использования законов и закономерностей развития ТС; выявления и разрешения противоречий, выявления и переноса знаний методом аналогий ТС в природе и технике; выявления и поиска направлений использования ресурсов в ТС; выявления и использования эвристических приемов.

Обучение основам концептуального проектирования технологий, техники и изделий показало уникальные практические результаты: обучающиеся демонстрируют высокое качество освоения дисциплин и повышение мотивации к обучению а также получают значимые научные и практические результаты (за последние 2 года опубликовано 7 тезисов докладов, 2 научные статьи, 4 учебно-методических пособия), создают объекты интеллектуальной собственности (получено 14 патентов РФ), которые отмечены высокими международными наградами (2 золотые и 2 серебряные медали XVI Московского международного Салона изобретений и инновационных технологий «Архимед-2013»). Некоторые разработки инициативно доведены до стадии моделирования.

Учитывая высокую результативность применяемых подходов, целесообразно: масштабировать обучение концептуальному проектированию на все технологические направления нефтегазового комплекса; перенести обучение концептуальному проектированию на 6 или 7 семестр обучения.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ГЛУБИННО НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПУТЕМ РАССМОТРЕНИЯ ЗАМЕНЫ ЭЛЕКТРОДВИГАТЕЛЕЙ НА ВЕНТИЛЬНЫЕ И РЕАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИХ ТЕХНОЛОГИЙ ПОДЪЕМА СКВАЖИННОЙ ПРОДУКЦИИ

Зайнуллов Т.Х.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

За последние несколько лет активно проявляется тенденция к ухудшению структуры запасов нефти существующих месторождений. Данный процесс неуклонно ведет к снижению объемов добываемой нефти, усложнению условий эксплуатации добывающих скважин, что в свою очередь, вызывает сокращение межремонтного периода МРП и срока службы добывающего оборудования ГНО. Более того увеличивается стоимость самого оборудования специального исполнения. Главным итогом всех вышеперечисленных процессов является неуклонное снижение рентабельности добычи нефти, другими словами повышение ее себестоимости.

К тому же на практике, зачастую некорректно подобранное ГНО (насос+двигатель) и эксплуатация оборудования вне зоны оптимального режима, которая априори ведет к снижению КПД установки в целом и, как следствие, к увеличению затрачиваемой энергии на подъем скважинной продукции (удельного расхода энергии), могут стать основными причинами эксплуатации нефтяной скважины на вынужденном периодическом режиме. Как известно, эксплуатация нефтяных скважин в периодическом режиме по определению связана с потерями (а лучше сказать с недобором) нефти при добыче за счет падения среднеинтегральной депрессии на пласт.

Поэтому в особенности при эксплуатации малодебитного и среднедебитного фонда скважин к вопросу выбора технологии и режима эксплуатации необходимо подходить комплексно, учитывая экономические (объемы добычи, величина удельных затрат на подъем скважинной продукции, количество ремонтных работ МРП и износ оборудования) и технологические критерии (согласованный режим добывающей системы, режим работы оборудования и его износ).

Для этого в своей работе я рассмотрел и сравнил несколько высокоэффективных и энергосберегающих технологий, в комплектации как с обычным асинхронным ПЭД, так и с вентильным ЭД:

1) Постоянный режим при оснащении малопроизводительным насосом ЭЦН. Сравнение оснащения установки ПЭД и ВЭД.

2) Подбор УЭЦН с хорошими энергетическими параметрами (критерий наивысший КПД) для моделирования АПВ-режима (ПЭД-ВЭД);

3) Рассмотрение технологии кратковременной эксплуатации скважины КЭС. Также в сравнении ПЭД-ВЭД.

Рассмотрение и анализ был осуществлен на основе промышленной информации о работе нефтяных скважин, схожих по основным показателям и режимным характеристикам.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ СТАНДАРТИЗАЦИИ И ПОДТВЕРЖДЕНИЯ СООТВЕТСТВИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Золотаева М.В., Митина М.В.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Устойчивый рост экономики России во многом зависит от темпов развития нефтегазовой отрасли, доходы от которой составляют около 50 % бюджета России. Немаловажную роль в процессах обеспечения и повышения качества функционирования нефтегазовой отрасли играет проектирование, изготовление и эксплуатация нефтегазового оборудования.

Доля зарубежного оборудования (около 25 % от общих поставок) и расширение участия иностранных компаний в освоении нефтегазовых месторождений, ставят вопрос обеспечения конкурентоспособности и создания благоприятных условий для отечественных производителей нефтегазового оборудования.

Такие факторы как вступление России во Всемирную торговую организацию (ВТО), отмена обязательной сертификации для нефтегазового оборудования в рамках Технического регламента Таможенного союза ТР ТС 010/2011 «О безопасности машин и оборудования», отсутствие обязательных стандартов, их нехватка, недостаточно быстрые темпы актуализации существующей нормативной и технической документации на нефтегазовое оборудование и в целом отсутствие комплексной системы стандартов, создают предпосылки для выработки специальных мер по стимулированию и поддержке российских производителей нефтегазового оборудования.

К таким мерам могут быть отнесены разработка общей концепции развития отечественного нефтегазового оборудования, использование инновационных технологий в проектировании и изготовлении оборудования, создание комплексной системы стандартов, распространяющейся на нефтегазовое оборудование и строго учитывающей потребности потребителей и условия эксплуатации этого оборудования, введение специальных требований в подтверждение соответствия, в том числе в декларирование соответствия, которые создадут условия для обеспечения конкурентоспособности российского оборудования.

НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЕ И ОПЫТНО-ПРОМЫСЛОВЫЕ РАБОТЫ В ОБЛАСТИ ОРД И ЭКСПЛУАТАЦИИ БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН

Ивановский В.Н.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В настоящее время РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина совместно с ведущими нефтяными компаниями России проводит научно-исследовательские и опытно-промышленные работы по целому ряду направлений нефтедобычи, включая развитие и совершенствование скважинных технологий и борьбу с осложняющими добычу факторами. В рамках данных направлений ведется разработка техники и технологий одновременно-раздельной добычи (ОРД) и эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра (БСМД), интеллектуальных комплексов для определения дебита скважин (в том числе при ОРД), а также интеллектуальных программно-аппаратных комплексов защиты скважинного оборудования от коррозии, отложения солей и парафина, оборудования для защиты от механических примесей внутри-скважинного оборудования (ВСО) для добычи нефти и поддержания пластового давления (ППД), технологий и техники эксплуатации скважин с аномально высоким содержанием свободного газа.

Для работы в БСМД разработаны и прошли промышленные испытания на объектах Пермского края опытные образцы скважинных насосных установок с канатными штангами и струйные насосные установки.

Интеллектуальные комплексы определения дебита, а также защиты скважинного оборудования от коррозии, отложения солей и парафина прошли опытно-промышленные испытания (ОПИ) в Западно-Сибирском регионе.

Образцы оборудования для защиты от механических примесей ВСО для добычи нефти и поддержания пластового давления успешно отработали во время промышленных испытаний в нефтегазодобывающих компаниях в Пермском крае, в Нижневартовском и Стрежевом районах Западной Сибири.

По результатам ОПИ принято решение о тиражировании разработанного оборудования и расширении внедрения новых эффективных видов техники и технологии на другие нефтегазовые регионы России.

ПЕРСПЕКТИВЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ПЕРЕВООРУЖЕНИЯ ТРУБОПРОВОДНЫХ ОБВЯЗОК ОБОРУДОВАНИЯ ОЧИСТКИ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ОТРАСЛИ

Карелин И.Н., Мельситдинов В.К.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ОАО «Оргэнергогаз»)

На актуальность проблемы низкого фактического срока службы мелкоразмерных (до Ду 150 мм) элементов трубопроводов, используемых для управления потоками рабочих сред со сверхнормативным содержанием мехпримесей, указывалось в решениях недавнего совещания по запорно-регулирующей арматуре специалистов газовой промышленности. В обобщенном виде в отраслевых программах данная проблема сформулирована в следующей редакции: «Создание нового газотранспортного оборудования, реконструкция и модернизация объектов транспорта газа. Научно-техническое и методическое обеспечение эксплуатации и технического обслуживания магистральных газопроводов и компрессорных станций». Учитывая количества потребляемых в отрасли указанных элементов трубопроводов (около 1 млн. ед.), не отвечающих реальным условиям эксплуатации по параметрам надежности, цена вопроса в отрасли приближается к 1 млрд. руб. в год.

Анализ технической стороны вопроса показывает, что речь не идет о создании принципиально новых конструкций изделий, хотя это направление перспективно и сдерживается только экономическими ограничениями. Модернизация действующих конструкций и технологий с минимальными затратами на совершенствование долговечности и ремонтпригодности изделий является основой предлагаемой программы технического перевооружения, доказанная эффективность которой уже сейчас (по ограниченному количеству объектов) оценивается суммой порядка 400 млн. руб. в год. Перспективы технического перевооружения трубопроводных обвязок оборудования газонефтяных промыслов, подземных хранилищ газа, компрессорных станций, сборных и газораспределительных пунктов и нефтегазоперерабатывающих заводов очевидны в следующих направлениях:

- минимизация удельных затрат на обеспечение требуемых объемов производства в отрасли;
- сокращение вероятности негативного воздействия на окружающую среду и потерь природного газа на собственные нужды;
- стабилизация режима функционирования технологического оборудования производственных объектов;
- экстраполяция в другие отрасли промышленности страны (нефтяную, энергетическую, химическую и др.).
- рост конкурентоспособности продукции подотраслевого машиностроения.

К ВОПРОСУ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ СТОЙКОСТИ ТРУБОПРОВОДНЫХ ОБВЯЗОК ГАЗОНЕФТЯНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Карелин И.Н.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Превышение нормативных концентраций агрессивных компонентов в них (в частности, механических примесей) в продукции газонефтяных скважин особенно в условиях повышенных скоростей потоков, характерных для мелкогазонефтяных устройств высокого условного давления, приводит к резкому сокращению гарантированного заводом-изготовителем срока службы этих изделий, т.е. отказам изделий по причине их интенсивной абразивной эрозии. А это в свою очередь, как минимум, нарушает нормальный режим функционирования следующего по технологической цепочке значительно более сложного и дорогостоящего оборудования (например, компрессорного или насосного).

Для предотвращения подобных явлений в газонефтяной отрасли существуют разнообразные системы очистки природного газа до обеспечения регламентируемых корпоративными документами максимально допустимых в транспортируемом продукте концентраций мехпримесей в 10 мг/нм³ для газа и 0,010% для нефти. Вместе с тем оборудование от забоя скважины (даже при наличии призабойных фильтров) до системы очистки (подготовки) включительно с высокой степенью вероятности работает в условиях повышенного содержания агрессивных примесей. Косвенным подтверждением тому является, к примеру, принятая в газовой отрасли типовая программа и методика приемочных испытаний трубопроводных устройств на полигоне испытательной лаборатории ООО «Саратоворгдиагностика». Для моделирования реальных условий эксплуатации предусмотрено наличие в потоке испытательной среды механических примесей в виде песка, сварочного грата до 2 мм и кусков электродов до 20 мм диаметром 3 мм. Сварочный грат и куски электродов, как известно, характерны и для вновь сооружаемых и ремонтируемых участков трубопроводов.

Вышеуказанными факторами и обусловлена актуальность не только разработки более совершенных методов очистки добываемого газонефтяного сырья, но и повышения долговечности действующих (хотя бы в масштабах Единой системы газоснабжения России) и разрабатываемых трубопроводных устройств и элементов.

Разработанный автором принцип разделения функций в конструкциях элементов и устройств газонефтяных трубопроводов реализован им в 28 изобретениях и 4 заявках. Ряд изделий по патентам автора экспонировались на 12-й Международной выставке "Насосы. Компрессоры. Арматура. Приводы и двигатели" в 2013 году в Москве.

АНАЛИЗ КОНСТРУКЦИИ ЗАДВИЖКИ ОБОРУДОВАНИЯ УСТЬЯ СКВАЖИНЫ. НОВЫЙ ТИП ПРИВОДА

Каштанов И.М.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Россия является одним из мировых лидеров в добыче углеводородов. На территории РФ на сегодняшний день существует более 200 тыс. действующих эксплуатационных скважин и примерно столько же скважин другого назначения. В составе оборудования устья добывающей скважины в среднем находится 10÷15 запорных устройств (в основном, задвижки). По требованию руководящих документов в каждой устьевой задвижке вне зависимости от типа привода (электро-, пневмо-, гидро- и т.д.) всегда есть дублирующий механический привод, представляющий из себя механическую передачу «винт-гайка» (т.н. «ходовая пара»). Таким образом, в настоящее время на промыслах «работают» более 3 млн. ходовых пар.

В ходе анализа конструктивного исполнения специальной запорно-регулирующей арматуры (ЗРА) была определена тенденция перехода от задвижек с выдвигным шпинделем к задвижкам с невыдвигным шпинделем ввиду преимуществ последних. Главным недостатком задвижек с невыдвигным шпинделем является влияние скважинного флюида (вместе с механической и коррозионной составляющей) на ходовую пару, расположенную в обечайке задвижки и не отделенную от среды сальником.

Анализ материально-конструктивного исполнения устьевой арматуры отечественного производства показал, что российские заводы-изготовители не проводят специальных исследований ходовой гайки, расположенной в корпусе задвижки.

В ходе исследовательской работы был проведен кинематический расчет различных типов механического привода: с выдвигным шпинделем, с невыдвигным шпинделем. Была определена динамограмма нагружения витков ходовой пары при открытии-закрытии задвижки и объяснены причины такой картины нагружения.

Проанализировав основные усилия, возникающие при управлении задвижкой, была предложена новая конструкция – с «полувыдвигным» шпинделем, позволяющая разгрузить ходовую гайку практически в 3 раза. Данное конструктивное решение позволяет: уменьшать габаритные размеры гайки (что, в свою очередь, позволит уменьшить массогабаритные размеры корпуса задвижки), использовать более «дешевые» материалы (в частности, черные).

СОЗДАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ПОДАЧИ ИНГИБИТОРА В СКВАЖИНУ С ЦЕЛЬЮ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЯ СОЛЕЙ НА РАБОЧИХ УЗЛАХ УЭЦН И НКТ

Клименко. К.И.

(РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина)

В России наиболее распространенным способом бесштанговой добычи нефти безусловно считается использование установок ЭЦН. Ими оборудовано до 40% всех скважин, и в будущем снижения использования этого оборудования не предвидится.

В этой связи перед нефтяниками ставится задача свести к минимуму возможные осложнения при работе УЭЦН. Наиболее значимые такие факторы как:

- солеотложения,
- засорение механическими примесями,
- субъективные причины,
- конструктивные причины и прочее.

При этом солеотложение является одной из наиболее частых причин отказа оборудования с показателем до 20-40%. Из известных способов предотвращения отложений наиболее эффективным и технологичным является способ с применением химических реагентов-ингибиторов.

В целях экономии дорогостоящих ингибиторов ставился вопрос о своевременном отслеживании солеотложений и оценки объемов закачки реагента. В настоящее время это реализуется методом контроля характеристик глубинно-насосного оборудования, таких как снижение производительности скважины, повышению температуры ПЭД и изменению давления на приеме насоса, реализуемых на базе погружной телеметрической системы (ТМС). При правильном выборе соответствующей технологии применения ингибиторов может быть обеспечено предотвращение осложнения солей на всем пути движения продукции скважины от забоя до пунктов подготовки нефти и воды.

В данном докладе будет представлена информация об эффективности интеллектуальной методики по предотвращению солеобразования, испытанной в Нижневартовском регионе, что является сочетанием программного обеспечения «СОЛЬ» с интеллектуальным программно-аппаратным комплексом управления процессом добычи нефти с использованием УЭЦН. Будет показано, что использование интеллектуального программно-аппаратного комплекса управления процессом добычи нефти с использованием УЭЦН позволяет эффективно использовать дорогостоящий ингибитор солеотложений и повысить эффективность добычи в осложненных условиях.

Проведенная работа позволила впервые в мировой практике разработать программный комплекс для защиты скважинного оборудования с интеллектуальным алгоритмом управления.

МЕТОДИКА ОЦЕНКИ ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО РИСКА ПЕРСОНАЛА МАЛЫХ НЕФТЕБАЗ НА ПРИМЕРЕ ООО ППОН «НОВОЕ»

Коробов А.В., Фомина Е.Е., Воронин И. В.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ООО «ППОН «Новое»»)

В соответствии с приказом Минздравсоцразвития России № 586 от 23 октября 2008 г., была утверждена программа действий по улучшению условий труда. Основной идеей программы является переход в системе управления охраной труда от реагирования на результаты воздействия опасных и вредных производственных факторов на здоровье работников к профилактике указанного воздействия путем создания системы управления рисками на рабочих местах. Один из основополагающих документов данной системы является OHSAS 18001:2007, в соответствии с которым система управления рисками концептуально соответствует циклу Деминга (планирование-действие-проверка-корректировка). При этом каждое из этих действий должно быть задокументировано.

Основным направлением обеспечения промышленной безопасности и охраны труда является управление рисками (риск аварии, профессиональный риск и др.). Процедура управления рисками достаточно сложна и неоднозначно понимаема. На сегодняшний день не существует единой нормативной правовой базы в области анализа риска. Существует множество методик различной сложности, некоторые из них требуют высокой квалификации сотрудников, проводящих оценку. Результаты оценки риска, проведенной по различным методикам, зачастую отличаются.

С 1 января 2014 года в Российской Федерации вступил в силу федеральный закон N 426-ФЗ "О специальной оценке условий труда", согласно которому, процедура аттестации рабочих мест заменена на процедуру специальной оценки условий труда. Данная процедура является своего рода оценкой риска и ряд усовершенствований позволит проводить оценку профессионального риска одновременно со специальной оценкой и производственным контролем.

В соответствии с OHSAS 18001:2007, для соответствия международным стандартам, на предприятии должна быть разработана методика оценки профессионального риска.

В работе предлагается проект методики, которая на наш взгляд будет наиболее подходящей для данной процедуры. Преимущество данной методики заключается в том, что все исходные данные для расчета берутся из результатов обязательных процедур, проводимых на предприятии, следовательно, не будет оказывать много дополнительной нагрузки на персонал объекта, который будет заниматься оценкой и управлением рисками.

РАСЧЕТ ПОТЕРЬ ДАВЛЕНИЯ ПРИ РАБОТЕ С ГИБКИМИ ТРУБАМИ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ

Коротков Е.А., Коротков С.А.
(ООО «ТюменНИИгипрогаз»)

В последнее время в нефтегазодобывающей отрасли все большую популярность приобретает использование длинномерных гибких труб (ГТ).

В течение последних лет было выполнено несколько экспериментальных исследовательских программ, посвященных количественной и качественной оценке влияния потерь давления (ΔP) на работу с бурильными ГТ. Однако эти экспериментальные программы выполнялись применительно к трубам с гладкими стенками. Поэтому полученные результаты и их последующая интерпретация игнорировали влияние шероховатости внутренней поверхности труб.

Методы, предложенные автором, позволяют определить ΔP для потока ньютоновской жидкости в намотанной на барабан и распрямленной частях бурильной колонны с учетом влияния шероховатости внутренней поверхности труб.

При турбулентном потоке относительная шероховатость – очень важная составляющая при точном расчете потерь давления от трения. Внутренняя поверхность стенок новых ГТ очень гладкая, в некоторых случаях приближающаяся к идеальной с точки зрения гидравлики (нулевая шероховатость). Однако в течение срока службы ГТ под влиянием коррозии и других факторов абсолютное значение шероховатости внутренней стенки может значительно увеличиться.

Если в ГТ имеется внутренний сварной шов, следует ожидать увеличения сил трения, так как увеличивается поверхность, омываемая потоком, а оплавление сварного шва обуславливает ее неровность.

Влияние изменения диаметра и абсолютной шероховатости на потери давления при турбулентном потоке иллюстрируется данными табл. 1, где падение давления на участке длиной 0,3 м рассчитано для прямых участков гибких полиэтиленовых труб наружным диаметром 63 мм.

Табл. 1 рассчитана для жидкости плотностью 1010 кг/м^3 (вода) при вязкости $\mu = 1,0 \text{ сП}$ и расходе $90 \text{ м}^3/\text{час}$. Для сравнения: сокращение внутреннего диаметра труб с 58,2 до 57,4 (на 1,4 %) вызывает увеличение ΔP примерно на 12 %. Соответственно, сокращение внутреннего диаметра на 4,3 % приводит к росту ΔP примерно на 37 %.

Таблица 1 - Сравнение потерь давления из-за сил трения для различных значений внутреннего диаметра ГТ с наружным диаметром 63 мм

Толщина стенки, мм	Внутренний диаметр, мм	Потери давления в трубах, кг/см^2 на 0,3 м	
		$e = 0,000005$	$e = 0,0000075$
2,4	58,2	0,0076	0,0098
2,6	57,8	0,008	0,0104
2,8	57,4	0,0083	0,011
3,2	56,6	0,0094	0,0125
3,4	56,2	0,0101	0,0134
4,0	55,0	0,012	0,016
4,5	54,0	0,014	0,02

Потери давления ΔP растут с увеличением абсолютной шероховатости внутренней поверхности. На этот факт указывает сопоставление величин ΔP при нулевой шероховатости со стандартными трубами из полиэтилена с абсолютной шероховатостью 0,000004.

Для расчета потерь давления вследствие воздействия сил трения при турбулентном потоке жидкости в ГТ с учетом шероховатости стенок автором проанализирован новый метод, который пригоден как для прямого участка колонны, так и участка, навитого на барабан. Предложена корректировка значений потерь давления для случая ламинарного потока в прямом и изогнутом участках колонны.

ПОВЫШЕНИЕ ХОЛОДОПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ДИСКОВОГО РЕГЕНЕРАТИВНОГО КРИСТАЛЛИЗАТОРА

Круглов С.С., Лукьянов В.А., Вишнеvский А.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Yutec Technologies Ltd.)

С целью получения нефтяных масел с низкой температурой застывания в технологию их производства включен процесс депарафинизации, цель которого - удаление твердых углеводородов. Для этого на установках депарафинизации с применением избирательных растворителей используются кристаллизаторы.

Дисковый регенеративный кристаллизатор (ДКР) предназначен для процессов депарафинизации масел и обезмасливания гачей и петролатумов. ДКР успешно эксплуатируется на российских нефтеперерабатывающих предприятиях.

ДКР в процессе депарафинизации выполняет две функции - обеспечивает благоприятные условия кристаллообразования и охлаждает сырьевую смесь. Эффективность кристаллизатора как холодильника зависит от коэффициента теплопередачи между потоками. Чем выше коэффициент теплопередачи, тем меньшая поверхность теплообмена необходима для достижения заданной конечной температуры суспензии.

Для исследования теплообмена в ДКР с целью его дальнейшей интенсификации, построена компьютерная модель секции аппарата. Модель позволяет провести уточненный расчет коэффициента теплопередачи при различных значениях факторов, влияющих на процесс теплообмена.

В результате численного моделирования гидро- и теплодинамики потоков в ДКР, была впервые получена зависимость значений коэффициента теплопередачи от частоты вращения скребковых устройств. Данные были сопоставлены с результатами промышленных испытаний кристаллизатора. Установлено, что предложенная модель адекватно описывает режимы работы промышленного аппарата.

Предложены различные варианты конструкций перемешивающих устройств для дополнительной турбулизации потока суспензии с целью интенсификации теплообмена между сырьем и хладагентом, а также повышения равномерности температурных и концентрационных полей в рабочем объеме кристаллизатора.

Оптимизация формы и расположения перемешивающих устройств проводилась с применением разработанной численной модели. Данные конструктивные решения проектировались с учетом обеспечения работы аппарата не только как эффективного холодильника, но и как производительного кристаллизатора, обеспечивающего получение крупных, хорошо фильтруемых кристаллов твердых углеводородов с минимальным содержанием в их структуре окклюдированного масла.

СРАВНЕНИЕ ОДНО- И ДВУХФОРСУНОЧНЫХ СИСТЕМ ВПРЫСКА ИНГИБИТОРОВ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ И КОРРОЗИИ В ГАЗОПРОВОДЫ

Куликов С.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

На кафедре машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина на стенде СИГЖФ 100-500 проведены исследования особенностей процесса впрыска ингибиторов коррозии и гидратообразования (ИКГ) в трубопроводы газожидкостными форсунками.

В работе рассмотрены две конструкции систем впрыска: с одной и двумя форсунками. Испытания проведены для диаметров трубопроводов Ду 150 мм, 300 мм и 500 мм при перепадах давления по газу 0,02 МПа, 0,05 МПа, 0,08 МПа и перепадах давления по жидкости от 0,05 МПа до 0,5 МПа. В ходе испытаний сняты данные оседания жидкости на внутренней поверхности трубопровода как в прифорсуночной зоне, так и на следующих за ней по длине участках.

Анализ данных, полученных в ходе проведения опытов системы впрыска с одной газожидкостной форсункой, показал, что основная часть впрыскиваемой жидкости имеет максимум осаждения на некотором удалении от места установки ГЖФ: на расстоянии от $1,5D_u$ до $3D_u$ исследуемого трубопровода. График зависимости отношения осевшей жидкости от длины газопровода имеет параболическую форму, вершина которой имеет максимум на расстоянии $1,5D_u$ до $3D_u$ исследуемого газопровода. При такой схеме в прифорсуночной зоне оседает количество жидкости, близкое нулю.

График зависимости отношения осевшей жидкости от длины трубопровода для системы впрыска с двумя газожидкостными форсунками монотонно снижается, начиная с прифорсуночной зоны. Т.е. максимальное количество жидкости на внутренней поверхности исследуемого трубопровода оседает в месте установки форсунок, и далее по ходу газа ее количество уменьшается.

Еще одним выводом исследования стало то, что системы впрыска с одной и двумя ГЖФ рассмотренных конструкций и в рассматриваемых условиях имеют большую эффективность при использовании их в газопроводах диаметром более 150 мм. В противном случае большая часть впрыскиваемой жидкости осаждается в прифорсуночной зоне.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПОДБОРА ОБОРУДОВАНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПНЕВМАТИЧЕСКОГО БАРЬЕРА ДЛЯ ЛОКАЛИЗАЦИИ РАЗЛИВОВ НЕФТИ НА ПОВЕРХНОСТНЫХ ВОДНЫХ ОБЪЕКТАХ НЕФТЯНЫХ ПРОМЫСЛОВ

Куликова И.С.

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

Наиболее вероятным источником разливов нефти в акваториях нефтяных промыслов являются водные переходы нефтепроводов. Осложняющими факторами при этом являются довольно высокая скорость распространения пятна разлива, и, зачастую, значительная удаленность их от мест базирования аварийно-спасательных формирований (АСФ). Современное законодательство предъявляет жесткие требования к локализации таких разливов. Согласно Постановлению Правительства РФ от 21.08.2000 г. №613 время на локализацию не должно превышать 4 часов.

В связи с этим, интерес представляют методы, которые позволяют проводить локализацию без доставки сил и средств АСФ к месту аварии, т.е. дистанционные. Одним из таких методов является локализация с помощью пневматического барьера.

Несмотря на то, что за рубежом данный метод довольно широко известен и успешно применяется, в литературе не встречается сведений об его использовании на территории РФ. Анализ литературы показывает также отсутствие в России методик расчета и подбора оборудования для создания подобных установок.

С этой целью на кафедре машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина проведена работа по созданию методики подбора оборудования для локализации разливов нефти и нефтепродуктов с использованием пневматического барьера на поверхностных водных объектах.

Данная методика позволяет спроектировать систему, обеспечивающую максимальную эффективность локализации в широком диапазоне природно-климатических и гидрологических условий.

Структура методики представляет собой пошаговую стратегию, включающую решение вопросов от обоснования целесообразности применения данного метода на выбранном объекте до экономического обоснования выбранной конструкции.

Разработанная методика вошла в состав методических рекомендаций, утвержденных учебно-научным центром повышения квалификации и переподготовки руководителей и специалистов по проблемам предупреждения и ликвидации чрезвычайных ситуаций, обусловленных разливами нефти и нефтепродуктов (МЧС России и РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина).

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЙ РАБОТЫ МУЛЬТИФАЗНЫХ НАСОСОВ

Кулыгин Р.П., Сазонов Ю.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В настоящее время многофазная технология становится стандартной составляющей современной системы добычи и транспортировки нефти и газа. Данные технологии дают возможность в значительной мере снизить давление на устье скважины, что позволяет увеличить продуктивность и продлить срок рентабельной эксплуатации месторождения, а так же значительно сокращает количество технологического оборудования. В частности при использовании двухвинтовых многофазных насосов отпадает потребность в эксплуатации сепараторов, компрессоров, насосов для перекачивания газонефтеводной смеси, и строительстве дополнительных дожимных насосных установок. Вся продукция поступающая со скважины транспортируется по одному трубопроводу, благодаря чему происходит рациональное использование попутного газа, и предоставляется возможность исключить факельное сжигание на месторождении, что в значительной степени помогает улучшить экологическую обстановку. Использование мультифазных насосов позволяет вести рентабельную эксплуатацию отдаленных месторождений, эксплуатация которых не выгодна при использовании традиционной технологии.

Не смотря на множество преимуществ использования мультифазных технологий, на сегодняшний день остается актуальной проблема наличия в перекачиваемой среде абразивных частиц, что способствует разрушению, износу, заклиниванию рабочих деталей оборудования и в целом негативно отражается на надежности насоса. Проводимые мною исследования нацелены на комплексное изучение мультифазной насосной системы, предназначенной для осложненных условий эксплуатации. В данной работе проанализированы различные типы фильтрационных систем, которые могут быть использованы для увеличения срока службы мультифазных насосов.

НЕКОТОРЫЕ АСПЕКТЫ МОДЕЛИРОВАНИЯ ПРОЦЕССА ТЕЧЕНИЯ СЖИМАЕМОЙ ЖИДКОСТИ В ПОРИСТОЙ СРЕДЕ

Максименко А.Ф.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Одним из способов повышения адекватности математического описания течения сжимаемой жидкостей в пористой среде является наиболее полный учёт геометрии пласта и построение более точной математической модели. В последнее десятилетие дискутируется идея представления нефтегазонасного пласта фрактальными множествами, где фрактальность понимается как промежуточное распределение материи между сплошной средой с целыми размерностями и дискретными распределениями с нулевой размерностью. Промежуточное топологическое положение фрактальных сред имеет для моделирования последствия, которые желательнее было бы учесть. Наиболее важным из них является промежуточный характер движения – ни строго детерминированный, ни чисто стохастический. Такое поведение называется иррегулярным, сложным. Его отличительная особенность состоит в том, что изображающая точка всегда сходится с траектории, которая предписывается уравнением движения, неважно детерминированным или стохастическим, поэтому поведение системы в этом случае определить, математически не удаётся.

Кажется бесспорным, что реальная картина течения в пористой среде должна носить диффузионный характер, разной степени дивергентности массы. Этот характер течения, очевидно, определяется скелетом пористой среды. В зависимости от геологических особенностей, физико-химических свойств пористых горных пород и энергетики, формирующего поток, степень проникновения жидкости в скелет горной породы, то есть воплощённая промежуточная асимптотика, будет различной. Другими словами, происходит процесс самоорганизации течения путём перераспределения энергии и массы. Это приводит к тому, что при течении жидкостей через пористую среду помимо действия классических законов механики наблюдается ещё и явление их переключения и смены.

Сложность порового пространства обуславливается и тем, что исследователь может провести измерение лишь «местных» характеристик среды. Их распределение в «большом», в масштабах пласта, невозможно описать какой либо математической моделью. Поэтому реальная задача исключает аналитический априоризм и требует от теории аналитической адаптивности, то есть элементов самоорганизации. Самоорганизация означает способность к смене типа уравнений движения, к переключению, смешению моделей.

Цель настоящей работы заключается в демонстрации принципиальной возможности математической реализации теоретической гибкости при моделировании течения сжимаемой жидкости в пористой среде, которой является насыщенный горный массив.

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ПАРОЖИДКОСТНОГО РАВНОВЕСИЯ КОМПОНЕНТОВ СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА

Мамаева Т.А., Мельников В.Б., Федорова Е.Б.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В настоящее время одной из основных тенденций на энергетическом рынке является глобализация газовых рынков за счет ускоренного развития производства сжиженного природного газа (СПГ). Производство СПГ дает преимущества в поставке газа в любой район мира и регион РФ без строительства дорогостоящих трубопроводов.

Одной из технологий сжижения природного газа является использование смешанного хладагента. Состав хладагента зависит от состава сжижаемого газа, поэтому для каждого месторождения приходится решать задачу подбора хладагента. Создание более эффективных техники и технологий СПГ и сжиженных углеводородных газов (СУГ) с использованием хладагента требуемого состава вызывает необходимость в исследованиях термодинамических свойств многокомпонентных углеводородных смесей.

Расчет термодинамических параметров чистых газов в настоящее время проводят с использованием многоконстантных статистических уравнений, отраженных в Госстандартах России. Эти уравнения работают до 100 МПа и описывают термодинамические параметры чистых газов с очень высокой точностью, например, летучесть газа с погрешностью на уровне 0,2 %.

Что касается многокомпонентных смесей, то традиционное использование достаточно простых кубических уравнений термодинамического состояния не дает столь удовлетворительных результатов. Так, популярное уравнение состояния Пенга-Робинсона описывает летучести компонентов газовых смесей с погрешностью на уровне 5-7 %.

Нами для получения термодинамических данных по многокомпонентным газовым смесям проведены исследования чистых углеводородов и бинарных систем на основе метана, этана и пропана при различных составах и термобарических условиях. Полученное распределение компонентов смесей в паровой и жидкой фазах позволит при переходе к изучению более сложных составов углеводородных систем судить о влиянии каждого из компонентов на равновесное состояние и создавать с учетом полученных экспериментальных данных номограммы и уравнения термодинамических свойств природного газа для получения хладагента заданного состава при целенаправленном осуществлении проектирования и оптимизировать действующую технику и технологию СПГ и СУГ.

ОБ ОПЫТЕ ПРОВЕДЕНИЯ ПУСКО-НАЛАДОЧНЫХ РАБОТ И ПУСКЕ ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА №2 БОВАНЕНКОВСКОГО НГКМ

Исмаилов А.И., Мельников В.Б., Кутанов Р.Б., Слугин П.П.
(ООО «Газпром добыча Надым», РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина,
ООО «Газпром добыча Надым», ООО «Газпром добыча Надым»)

Современная газовая промышленность РФ интенсивно развивается в направлении освоения гигантских месторождений Севера и Арктики России.

Развитие газовой промышленности РФ в ближайшие десятилетия будет обусловлено, главным образом, вводом новых крупных газовых и газоконденсатных месторождений севера РФ, в том числе п-ова Ямал, а именно месторождения Бованенково.

Рассматривается опыт обустройства и эксплуатации Бованенковского НГКМ на примере УКПГ-2.

Подготовка газа на УКПГ-2 БНГКМ заключается в применении установки низкотемпературной сепарации (НТС) с турбодетандерным агрегатом.

Установка НТС с турбодетандерным агрегатом (20ТДА-1 состоит из 10 технологических линий. В состав каждой технологической линии входят: теплообменник «газ-газ» 20Т-1; сепаратор промежуточный 20С-1; турбодетандерный агрегат 20ТД-1; низкотемпературный сепаратор 20С-2; теплообменник «газ-газ» 20Т-2.

Предварительно газ проходит первичную сепарацию во входных сепараторах 10С-1 и 10ФС-1 и охлаждается в теплообменнике 20Т-1 за счёт рекуперации холода осушенного газа из низкотемпературных сепараторов 20С-2. Затем газ через арматурный блок 20Ар-1 поступает в промежуточный сепаратор 20С-1, где отделяется от образовавшейся жидкости, и направляется на турбину турбодетандерного агрегата (20ТДА-1), где в результате расширения охлаждается до температур минус -25,6...минус 35°С.

Газ с указанными параметрами направляется в низкотемпературный сепаратор 20С-2, где происходит окончательное отделение влаги и обеспечивается поддержание заданной температуры точки росы газа по влаге и углеводородам.

На всех этапах пуско-наладочных работ осуществлялся анализ по оценке эффективности низкотемпературной сепарации на УКПГ-2 Бованенковского НГКМ.

Проведенный комплекс мероприятий позволил успешно ввести УКПГ-2 Бованенковского НГКМ в эксплуатацию и подать первый газ в магистральный газопровод Бованенково-Ухта.

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ГИДРАВЛИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ МУЛЬТИФАЗНОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЙ

Моисеев Д.П., Сазонов Ю.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В целях повышения эффективности разработки нефтяных месторождений на смену традиционному способу перекачивания нефти и газа приходит более прогрессивный метод, основанный на применении многофазных насосов. В частности при использовании винтовых многофазных насосов отпадает необходимость в сепарации поступающей из скважины нефтегазоводяной смеси на местах добычи, что позволяет отказаться от строительства новых дожимных насосных станций, а также повышается нефтеотдача пласта за счет понижения устьевых давлений в скважине. Улучшается экологическая обстановка за счет ликвидации газовых факелов путем транспортирования газа вместе с жидкостью до объектов, обустроенных системой газосбора. Уменьшаются инвестиционные затраты, особенно при вводе в эксплуатацию новых месторождений. Появляется возможность централизованной утилизации полученного газа. Значительно уменьшаются эксплуатационные затраты.

К малоизученным вопросам в этой теме можно отнести уменьшение КПД насоса при перекачке газожидкостных смесей, необходимо комплексное исследование данной проблемы. Не решена до конца проблема, связанная с наличием механических примесей в потоке перекачиваемой среды, что негативно отражается на надежности насоса. Проводимые исследования нацелены на комплексное изучение гидравлической системы мультифазной насосной установки, предназначенной для осложненных условий эксплуатации. Проанализированы различные типы гидравлических машин, которые могут быть использованы в качестве мультифазного насоса. Показано, что детальное изучение рабочих процессов динамических и объемных насосов позволяет наметить новые пути развития техники и технологий для многофазной перекачки углеводородов.

СИСТЕМНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ПРИВОДОВ ШТАНГОВОГО СКВАЖИННОГО НАСОСА

Молчанов А.Г., Романенко С.В., Певнев В.Г.
(РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина)

Штанговыми скважинными насосными установками (ШСНУ) оборудовано более 60 тыс. скважин. Важность этого оборудования очевидна. Конструкция привода – балансирного станка-качалки сложилась к середине прошлого века и с тех времен не претерпела принципиальных изменений. Их положительным свойством является высокая долговечность. К недостаткам балансирных станков-качалок относятся - большая масса, они требуют сооружения массивного фундамента, обладают низким КПД при малых числах качаний и т.д.

Основным направлением совершенствования наземной части привода является увеличение длины хода точки подвеса штанг. Оно реализовывалось путем создания длинноходовых механических приводов и использования гидравлического привода. В настоящее время известно более двух десятков конструкций доведенных до «металла», испытанных в промышленных условиях. Однако лишь единицы были запущены в опытную серию и, к сожалению, не получили массового применения. Причиной этого является применение в качестве уравнивающих устройств грузовых или пневматических аккумуляторов, энергетические показатели которых не позволяют создать привод, удовлетворяющий современным требованиям.

В результате ведущихся на кафедре технической механики работ по системному проектированию новых приводов было установлено, что ключом к процессу совершенствования ШСНУ является применение более эффективного уравнивающего устройства – инерционного – с использованием в качестве аккумулятора маховика, энергоемкость которого на порядок больше традиционных (грузового и пневматического).

Системное проектирование привода с инерционным уравниванием потребовало выполнения значительного объема работ по подбору конструкции маховиков, их прочностных расчетов, выбора оптимального комплекта гидравлических машин и аппаратов, разработки новой компоновочной схемы всего привода.

На первом этапе работ была спроектирована установка в моноблочном исполнении, два опытных экземпляра которой прошли испытания в ПО «Когалымнефтегаз». При ее создании был учтен опыт, накопленный в Университете при проектировании гидроприводных установок АГН. По результатам испытаний совместно с ЗАО НПО «Энерпром» в настоящее время выполнен проект установки с инерционным уравниванием, техническая документация которой подготовлена для производства. Установка характеризуется полиблочной компоновкой и использованием унифицированных элементов, позволяющих компоновать изделие под заданные условия эксплуатации.

РАСЧЕТНО-ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНАЯ ОЦЕНКА ПРОЧНОСТНОЙ НАДЕЖНОСТИ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ С НЕТРЕЩИНОПОДОБНЫМИ ДЕФЕКТАМИ

Насонов В.А., Захаров М.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Применительно к эксплуатируемому технологическому оборудованию, выявление на нем сварочных дефектов размерами, превышающими нормативно допустимые, с одной стороны может быть вполне объяснимо ужесточением со временем соответствующих требований к качеству сварных соединений; с другой стороны это делает весьма актуальным вопрос оценки реальной прочности такой конструкции с целью минимизации объема ремонтных работ и, как следствие, сокращения материально-временных затрат на действующем производстве.

Проведенные эксперименты по разрушению сварных образцов (сталь 09Г2С), содержащих нетрещиноподобный дефект шва, а также исследование механических свойств непосредственно основного и наплавленного металла, позволяют сделать ряд качественных выводов о прочностной надежности такого соединения, а главное обеспечивают практический базис для последующего изучения напряженно-деформированного состояния сварной детали в области дефекта. Эффективным инструментом для такого изучения является компьютерное моделирование исследуемой конструкции, которое при грамотно заданных начальных условиях позволяет не только наиболее точно количественно оценить поведение детали при критических нагрузках, но и дает возможность путем варьирования тех или иных данных получить важные параметрические закономерности распределения полей напряжений. В свою очередь, полученные закономерности могут быть без труда апробированы на основе результатов проведенной серии экспериментов.

Таким образом, практическим результатом углубленного прочностного анализа должна явиться методика, позволяющая на основе данных о геометрии сварного соединения с недопустимым дефектом максимально точно оценить напряженно-деформированное состояние в зоне дефекта и общее напряжение в рассматриваемой конструкции. Последующая оценка максимально допустимой нагрузки с учетом всех необходимых коэффициентов запаса будет напрямую способствовать принятию решения о возможности дальнейшей эксплуатации диагностируемого оборудования.

РАСЧЕТ КОРЕННОГО ВАЛА БУРОВОГО НАСОСА

Пекин С.С. , Булат А.В.

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

Основная доля бурение, на сегодняшний день, приходится на глубокие скважины и проводится в районах с практически не развитой инфра структурой. Такое сочетание условий требует использования оборудования высокой мощности и, относительно, небольших габаритов и веса. Кроме того оборудование должно обладать высокими показателями надежности. Эти требования в полной мере относятся к буровым насосам.

Наиболее нагруженной деталью является коренной(эксцентриковый) вал. На вал в процессе эксплуатации действует крутящий и изгибающие моменты. Изгиб вала вызван действием нагрузок в зубчатой передаче и усилиями от шатунно-кривошипного механизма. При этом, в зависимости от положения всасывающего и нагнетательного клапана, нагрузка на вал изменяется за полный оборот вала. Для исследования нагрузок действующих на вал была построена модель нагружения вала, в зависимости от работы клапанов в среде Solid Works. А затем, численным методом, были рассчитаны моменты в зависимости от совместного действия нагрузок. При расчетах были сделаны следующие допущения. Считалось, что независимо от нагрузок характер зацепления в зубчатой паре не изменяется, т.е. не учитывалась податливость трансмиссионного и коренного вала и подшипников. Не учитывалась характеристика двигателя и клиноременной передачи, а также моменты инерции движущихся частей кривошипно-шатунной и трансмиссионной частей насоса.

Расчеты показали изменение характера нагружения, как за оборот коренного вала, так и при бурении различных интервалов скважин. Кроме того, были определены максимальные напряжения на коренном валу и проведен расчет на усталостную прочность. Для выбранной расчетной схемы были определены прогибы вала при действующих нагрузках.

Расчеты показали, что при проектировании новых конструкций требующих снижения веса, необходимо использовать программы типа Solid Works для уточнения нагрузок, напряжений и деформаций. Это позволяет избежать существенных ошибок и повысить долговечность оборудования.

ИНТЕНСИФИКАЦИЯ И ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В НЕФТЕГАЗОВОМ КОМПЛЕКСЕ

Попов В.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Известно, что возможны два пути инновационного развития отраслей нефтегазового комплекса – экстенсивный и интенсивный. Экстенсивный путь развития требует многократного увеличения затрат на инновации, количества специалистов. Но достаточных средств для экстенсивного развития инновационной деятельности в России нет и в обозримом будущем не будет.

Реализация интенсивного пути развития инновационной деятельности возможна при использовании межотраслевых технологий и средств для интенсификации инновационной деятельности, которые основаны на малоизвестных законах и закономерностях развития технологий, техники и изделий (технических систем – ТС), эвристических стратегиях, тактиках, методах, приемах (эвристиках), а также использовании других специализированных информационных ресурсов.

Эти эвристики упорядочивают последовательность действий человека в процессе создания НОВОГО, а иногда прямо или опосредовано подсказывают эффективные решения при меньших затратах. Кроме того, эвристики позволяют рационально преодолевать психологические барьеры мышления, способствуют повышению эффективности конвергенций знаний.

Для некоторых эвристик в России разработаны и успешно апробированы компьютерные поддержки. Однако для системного решения проблем интенсификации инновационной деятельности в нефтегазовом комплексе необходимо развитие существующих и создание новых технологий и средств для интенсификации инновационной деятельности, включающих автоматизированные системы поиска и синтеза: потребностей человека, функций и свойств ТС, функциональных структур ТС, принципов действия ТС, конструктивно-технологических решений ТС, аналогий ТС в живой и неживой природе, материалов с необычными свойствами, ресурсов в ТС и технологий их использования – и обеспечивающих не только генерацию и воплощение высокоэффективных идей, но и эффективную подготовку (переподготовку) творческих специалистов.

Кроме того, необходимо создание специальных обучающих систем, а также массовое обучение специалистов теории и практике профессионального творчества, основам новой инновационной культуры.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПРОЧНОСТИ ЭЛЕМЕНТОВ ФОНТАННОЙ АРМАТУРЫ

Рагимова М.С.

(Азербайджанская Государственная Нефтяная Академия)

Проектирование, конструирование и подготовка нефте-газо-промысловых оборудований требуют проведение ряда дополнительных исследований. В деталях уплотняющего узла задвижек фонтанной арматуры, первоначальные повреждения происходят, в основном при открытии -закрывании этих задвижек. Показатели надежности нефте-промыслового оборудования машин и механизмов, в том числе и фонтанной установки и ее отдельных деталей и узлов устанавливаясь рассчитываются.

При подсчете прочности фонтанной арматуры должен учитываться прочность элементов и их износостойкость. Работоспособность фонтанных оборудований и их элементов рассчитывается различными способами.

Эти особенности зависят от параметров скважины и от других факторов, при изменении условий работы задвижек фонтанной арматуры в зависимости от времени в периодической или не периодической форме.

Фонтанному оборудованию в зависимости от различных условий эксплуатации действуют различные нагрузки.

Одним из узлов наиболее часто выходящих из строя задвижек фонтанного оборудования является пара винт-гайка шпинделя. В этом узле от воздействия шпинделю осевой силы возникают напряжения сжатия, смятия и изгиба. Одновременно происходят явления изнашивания и коррозии. Поэтому, при оптимизации этого узла, необходимо учитывать эти факты.

Задача оптимизации основывается на доведение к минимуму с компенсацией критерии прочности суммарных расходов, связанных с себестоимостью узла и с его выходом со строя.

Оптимизация конструкции фонтанных задвижек с проходным диаметром 65 мм, с рабочими давлениями 70 и 105 МПа дали эффект.

ПРИМЕНЕНИЕ СТРУЙНЫХ НАСОСОВ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ МАЛОГО ДИАМЕТРА

Сабиров А.А.

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

В России имеется более 5000 скважин с боковыми стволами малого диаметра. Бурение боковых стволов дает вторую жизнь скважине, позволяет вовлечь в разработку неохваченные до этого нефтеносные субзоны. Однако при эксплуатации таких скважин возникают определенные сложности. К осложняющим факторам при эксплуатации скважин с боковыми стволами можно отнести следующее:

- малые внутренние диаметры эксплуатационной колонны бокового ствола (102-89 мм);

- большое отклонение бокового ствола от вертикали (до 65°):

- интенсивный набор кривизны бокового ствола (3-9° на 10м).

Одним из видов насосного оборудования, позволяющего эксплуатировать скважины с боковыми стволами и спускать его боковой ствол, являются струйные насосы.

В РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина разработана установка струйного насоса для эксплуатации боковых стволов малого диаметра. Струйный насос спускается на НКТ в боковой ствол. В качестве рабочей жидкости используется вода из системы ППД. Продукция скважины подымается по затрубному пространству. Для герметизации затрубного пространства в боковом стволе ниже струйного насоса установлен пакер, специально сконструированный НПО «Пакер» под диаметр 89 мм. Для очистки рабочей жидкости (воды системы ППД) был разработан специальный блок очистки, который устанавливается на устье скважины.

В настоящее время установка струйного насоса проходит опытно промысловые испытания в ООО «ЛУКОЙЛ ПЕРМЬ». Струйный насос спущен в боковой ствол скважины № 2107 Шагиртско-Гожанского месторождения на глубину 1360 м, внутренний диаметр бокового ствола 89 мм. Давление и расход рабочей жидкости контролируются манометрами и расходомером, для замера забойного давления в боковом стволе под пакером установлен глубинный манометр. Подача насоса составляет 29 м³/сут, при давлении рабочей жидкости 17,8 МПа на штуцере диаметром 4 мм.

Предварительный анализ работы специального блока очистки показал его высокую эффективность. Исследование твердых взвешенных частиц (ТВЧ) осевших в шламособорнике блока очистки показал, что система позволяет улавливать частички размером от 10 мкм.

В докладе представлены разработанная конструкция установки струйного насоса и специального блока очистки, даны результаты опытно промысловых испытаний.

РЕАГЕННАЯ ОБРАБОТКА ОБОРОТНОЙ ВОДЫ НА ВОДООБОРОТНЫХ УЗЛАХ ОАО «ГАЗПРОМ НЕФТЕХИМ САЛАВАТ»

Слобода А.В., Миннигулов Ф.Ф., Садретдинов И.Ф.
(ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический
университет», ООО «Научно-технический центр Салаватнефтеоргсинтез,
ООО «Научно-технический центр Салаватнефтеоргсинтез»)

На нефтехимическом предприятии ОАО «Газпром нефтехим Салават» (далее ОАО «ГПНС») водообеспечение объектов ЭЛОУ-АВТ-6, ЭЛОУ-АВТ-4, ГО-2, ГО-3, ГО-4, КК-1, КК-2, Л-16-1, Л-35/11-1000, Л-35/6, Висбрекинг, ГФУ-1, ЭПП-300 заводов НПЗ и Мономер, осуществляется с помощью комплекса объектов оборотного водоснабжения.

В условиях водооборотных систем происходит постоянное отложение солей жесткости, оседающих на оборудовании, развивается кислородная коррозия, размножаются аэробные микроорганизмы и сульфатовосстанавливающие бактерии. Все это влияет на работу теплообменников и другого технологического оборудования, сокращает срок их службы, приводит к неизбежным осложнениям в технологическом процессе, увеличению затрат, повышенному потреблению водных ресурсов и загрязнению стоков. Возникающие проблемы – многофакторные, требующие комплексного решения.

Устранение негативных факторов, приводящих к осложнению работы водооборотных систем, осуществляется разными методами. Наиболее эффективной и наименее затратной на сегодняшний день является реагентная обработка воды оборотных циклов.

ООО «НТЦ Салаватнефтеоргсинтез» разработало комплекс ингибиторов коррозии, ингибиторов солеотложения, дисперсантов (диспергаторов) и бактерицидов, на основе неокисляющих биоцидов, для подготовки оборотной воды на водооборотных узлах ОАО «ГПНС» под торговой маркой АддиТОП. Результаты опытно-промышленного пробега показали, что реагенты АддиТОП не уступают по эффективности применяемым реагентам «Nalco», а по эффективности коррозионной и микробиологической защиты превосходят их, что позволяет стабилизировать производственный процесс, использовать более дешевые конструкционные материалы и сократить простои, связанные с ремонтом оборудования.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ТРЕБУЕМОГО НАТЯГА В СОЕДИНЕНИИ ТВЕРДОСПЛАВНЫХ ЗУБКОВ С КОРПУСОМ ШАРОШКИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ МЕТОДА ГРУППОВОЙ ВЗАИМОЗАМЕНЯЕМОСТИ

Тимирязев В.А., Гололобова А.А., Гололобов Д.В.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, МГТУ «СТАНКИН», РГУ нефти и
газа имени И.М. Губкина)

В докладе рассматриваются вопросы достижения точности соединения твердосплавных зубков с корпусом трехшарошочного долота. Обеспечение требуемого натяга при запрессовке зубков в корпус долота определяет качественную работу бурильного инструмента. Увеличение натяга за пределы допустимых значений вызывает образование трещин твердосплавных зубков, что приводит к быстрому их скалыванию в процессе бурения.

Малый натяг в соединении зубков с корпусом шарошки приводит к образованию малых сил сцепления зубков с корпусом шарошки, что также приводит к выпаданию зубков в процессе бурения.

Предложенный технологический метод в соединении твердосплавных зубков с корпусом предусматривает измерение базовых диаметральных размеров зубков и базовых диаметральных размеров отверстий в корпусе, по результатам которых происходит разбиение зубков и отверстий на 5 групп. Сборка зубков с отверстиями осуществляется по группам, согласно методу групповой взаимозаменяемости, что позволяет обеспечивать в соединении требуемую величину натяга, колебание которого во всех запрессованных зубках не превышает 15% от номинального значения.

ИССЛЕДОВАНИЕ СКВАЖИННОЙ СТРУЙНОЙ НАСОСНОЙ УСТАНОВКИ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИИ ОДНОВРЕМЕННО - РАЗДЕЛЬНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДВУХ ПЛАСТОВ

Гуманян Х.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В настоящее время большая часть остаточных запасов крупных месторождений относится к категории трудноизвлекаемых, отдельная разработка которых зачастую экономически невыгодна. Для более полного извлечения запасов нефти требуется вовлечение в разработку всех имеющихся объектов в разрезе одной скважины, что и стало причиной повышенного интереса к технологии одновременно-раздельной эксплуатации (ОРЭ) двух или трех объектов.

На настоящее время активно создают и совершенствуют различные схемы и оборудование для ОРЭ. В этой связи, видится актуальным использование технологии одновременно-раздельной эксплуатации со струйной техникой.

Известны конструкции струйных насосов, работающие по схеме с параллельным подключением при ОРЭ двух пластов. Однако, отсутствие специальной методики по подбору двух струйных насосов, ограничивает применение данной схемы. В рамках представленных исследований была разработана программа «Насос струйный ОРЭ.xls». Данная программа позволяет произвести оперативный пересчет режима работы насосного оборудования в условиях изменения параметров пластов во времени. В результате проведенной работы была разработана расчетная схема для технологии ОРЭ скважины со струйной техникой, чертежи, а также трехмерные модели деталей струйной насосной установки (в среде SolidWorks), также проведен прочностной анализ в пакете SolidWorksSimulation.

В связи с применением струйных насосов актуален вопрос о модернизации конструкции камеры смешения. К настоящему времени наиболее подробно изучены струйные насосы с цилиндрической камерой смешения. Вместе с тем, есть примеры практического использования ступенчатых камер смешения, однако, особенности рабочего процесса при перекачке газожидкостных смесей пока изучены слабо. Первые численные эксперименты уже показали, что это направление работ, с применением ступенчатых конструкций, выглядит весьма перспективным. Параллельно с численными экспериментами запланировано проведение серии физических экспериментов. Для этого разработана гидравлическая схема и чертеж общего вида стенда. По данной схеме на кафедре Машин и оборудования нефтяной и газовой промышленности РГУНГ ведется сборка стенда для испытаний струйных насосов. При разработке стендового оборудования использованы технологии печати деталей на 3-D принтерах.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ФОРМЫ ЦЕНТРАЛЬНОГО ГАЗОВОДА НА РАБОТУ ДОЖИМНЫХ НАСОСНО- КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

Филиппов А.А., Ходырев А.И.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Целью работы является совершенствование дожимных НКУ на основе исследования движения жидкостного поршня.

Создан лабораторный стенд, позволяющий наблюдать и исследовать влияние частоты вращения кривошипа на коренном валу установки и длины хода поршня на целостность жидкостного поршня в зависимости от профиля компрессионной камеры и профиля внутреннего газовода. Стенд состоит из привода, поршневой пары и прозрачной компрессионной камеры, позволяющей визуализировать процессы, происходящие в ней.

На основе стендовых исследований показано, что с ростом частоты вращения кривошипа при всех формах центрального газовода снижается сплошность жидкостного поршня за счет появления пузырей газа, что увеличивает объем мертвого пространства и снижает производительность реальной установки вплоть до предельно допустимого значения. Получено, что для центрального газовода с горизонтальной верхней поверхностью, перпендикулярной боковой, оголовка со скошенными и закругленными краями, а также оголовка с конической верхней поверхностью, с ростом отношения длины хода жидкостного поршня к его диаметру от 3,0 до 4,2 предельная частота вращения снижается с 2,0 до 1,7 с⁻¹, а для оголовка с верхней поверхностью в виде полусферы – с 2,5 до 1,7 с⁻¹.

Установлено, что наиболее благоприятные из условия максимальной быстроходности установки по критерию сплошности жидкостного поршня формы оголовка центральной газовой трубы расположены в следующем порядке: полусфера – конус – горизонтальная с закругленными краями – горизонтальная со скошенными под углом 45 градусов краями – горизонтальная с перпендикулярными краями.

Исследовано влияние формы тарели всасывающего клапана, расстояния от щели всасывающего клапана до тарели нагнетательного клапана на сплошность жидкостного поршня.

Испытания показали, что в начале стадии всасывания происходит отсекание и зависание верхней части жидкостного поршня с последующим падением жидкостных фрагментов на зеркало жидкостного поршня, что вызывает дополнительное нарушение его сплошности. Экспериментально определено, что с уменьшением расстояния от всасывающего клапана до нагнетательного клапана снижается барботаж и повышается сплошность жидкостного поршня.

ТЕРМОДИНАМИЧЕСКОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВОЛНОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ДЕМЕТАНИЗАЦИИ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Хорошилова Д.С., Мельников В.Б., Макарова Н.П.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

При производстве сжиженного природного газа (СПГ) и сжиженных углеводородных газов (СУГ) важной технологической стадией является выделение метановой фракции из природного газа.

С этой целью в настоящее время широко применяются следующие способы разделения природного газа: компрессионный, низкотемпературные конденсация и ректификация, абсорбционный, адсорбционный, мембранный и другие.

СПГ и СУГ имеют важное энергетическое значение в качестве топлива, которое может применяться на большинстве видах транспорта: как для грузовых автомашин и автобусов, так и для сверхзвуковых самолетов, для водного и железнодорожного транспорта, в социальной сфере труднодоступных и удаленных районов.

Объектом исследований данной работы является использование волновой ультразвуковой технологии и оборудования процесса низкотемпературной ректификации природного газа с выделением метановой фракции при подготовке газа к сжижению.

Известно, что волновые технологии с использованием упругих полей различной интенсивности и природы используются во многих отраслях, в том числе в нефтегазовой. При этом, при воздействии ультразвукового поля на какой-либо материал или материальную среду осуществляется интенсификация таких физических и физико-химических процессов, как различные массообменные процессы, изменяется соотношение фаз и их состав, дегазация, снижение вязкости и другие.

В данном сообщении представлены результаты проведенного предварительный термодинамического исследования ректификационной колонны для выделения метановой фракции из газа Крузенштернского месторождения. Мощность колонны по сырью была взята для расчета исходя из данных по заводу Сахалин СПГ.

Состав газа (% мол.):

Метан	Этан	Пропан	Изо-бутан	Н-бутан	C5+	CO ₂	N ₂
88,73	7,64	1,72	0,27	0,31	0,84	0,23	0,26

Полученные результаты исследований позволяют отметить, что использование ультразвуковой волновой техники и технологии в процессе демеетанизации природного газа при производстве СПГ и СУГ позволит сократить теплоэнергетические расходы, значительно ускорить массообменный процесс при разделении компонентов природного газа низкотемпературной ректификацией.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССА РЕЗЬБОНАКАТЫВАНИЯ

Хостикоев М.З., Агеева В.Н. Темников В.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ФГУП «НПЦ газотурбостроения
«Салют»)

Процесс накатывания резьбы и инструменты, применяемые для его осуществления, вскрывают неиспользованные до настоящего времени резервы дальнейшего совершенствования: улучшения качества резьбовых изделий по точности и шероховатости поверхности и увеличения ресурса резьбонакатных инструментов. Использование таких резервов возможно на основе более строгого, чем принято в практике, назначения параметров процесса и инструментов. Достигается это благодаря точному аналитическому учету закономерностей кинематики и динамики процесса накатывания резьбы, реализованному в разработанной методике расчета параметров процесса и инструментов, прошедшей экспериментальную и промышленную проверку.

Оптимизация параметров процесса и инструментов ведется на основе оценки и учета исчерпывающего ряда факторов. При этом принимаются во внимание не только известные традиционные факторы, такие как колебание диаметра заготовки под накатывание резьбы, глубина внедрения инструмента в материал заготовки, число заходов резьбы инструмента, но также и возникающие при накатывании силы, упругие деформации инструмента (искажающие при обработке его размеры), режимные параметры процесса и ряд других существенных факторов.

Улучшение качества резьбы выпускаемых изделий и увеличение ресурса применяемых резьбонакатных инструментов достигается без изменения конструкции резьбонакатных станков и инструментов, не требует применения дополнительного технологического оборудования и новых технологических операций, благодаря тому, что эффект обеспечивается оптимизацией параметров процесса и инструментов на основе новых принципов их расчета.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЗАКОНОМЕРНОСТЕЙ РАЗВИТИЯ ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ И ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ И ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Жедряевский Д.Н., Попов В.В., Чикичев Д.Н.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, Научно-исследовательский институт инноваций и концептуального проектирования)

Одной из актуальных проблем нефтегазового комплекса России является недостаточная эффективность инновационной деятельности, в том числе проектирования новых технологий и оборудования.

Закономерности развития технологий, техники и изделий (технических систем – ТС) могут быть использованы на начальных этапах проектирования в качестве средства для формирования перспективных направлений развития ТС и генерации конкурентоспособных решений.

Однако в настоящее время использование закономерностей ограничено в связи с объективными недостатками разработок по данной теме, которые в целом сводятся к применению ненаучных понятий и методов, отсутствию достаточной межотраслевой доказательной базы существования закономерностей, а также наличию большого количества гипотез существования закономерностей, отличающихся ограниченной областью проявления – в пределах отдельных групп ТС.

В НИИКП РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина проводятся исследования по выявлению и научному обоснованию закономерностей развития ТС, формированию их описаний и использованию этих закономерностей для качественного совершенствования или создания ТС новых поколений.

В результате проведения анализа литературных источников отобраны и сформулированы девять гипотез существования закономерностей развития ТС, для каждой из которых разработана последовательность этапов развития.

Предложена методика выявления и описания закономерностей развития ТС на основе исследования процессов совершенствования технологий, техники и изделий. Проведена апробация методики на примере исследования процессов развития ТС нефтегазопереработки. Промежуточные результаты характеризуются высокой степенью соответствия сформулированных гипотез реальным историческим процессам развития ТС.

Целесообразно расширение проводимых исследований и разработка средств компьютерной поддержки использования закономерностей развития ТС для формирования перспективных направлений развития ТС и генерации конкурентоспособных решений.

АЛЬТЕРНАТИВНЫЙ ВАРИАНТ ДОБЫЧИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА ШТОКМАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Эдгеев Г.Б.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Нефть и газ относятся к не возобновляемым ресурсам, месторождения которых стремительно истощаются. Поэтому в последнее время тема добычи нефти и газа на шельфе является актуальной. Особенно она актуальна для России, чьи запасы углеводородов на шельфе по приблизительным подсчетам оцениваются в 100 млрд. т.у.т.

Штокманское газоконденсатное месторождение создает основу для промышленного освоения углеводородного потенциала арктического шельфа.

Концепция добычи углеводородного сырья на Штокманском месторождении предполагает наличие технологического судна, производящего переработку газа, а также разделение газа и конденсата, донных добычных плит, системы райзеров, системы среднеглубинных арок.

Данная концепция имеет ряд существенных минусов, в частности, необходимости решения проблем позиционирования технологического судна в условиях оледенения, а также проведения технологических работ на устье скважины с помощью роботизированной техники.

В настоящей работе предложен альтернативный вариант добычи углеводородного сырья. Данный вариант предполагает установки ферменной конструкции на дно и последующую установку на нее закрытого блока верхних строений торообразной формы на глубине 100 м.

Преимуществами данной концепции является отсутствие действия ветровых, волновых нагрузок на данное сооружение, что значительно снижает требования к конструкции и риск повреждения. Еще одним существенным преимуществом является отсутствие необходимости учета ледовых нагрузок, т.к. на глубине 100м ледовые образования отсутствуют.

Аналогов данной конструкции в мире нет. И поэтому, несомненно, требуются основательный подход к изучению данной модели сооружения. Но в условиях современного развитого промышленного комплекса моделирование данного проекта является вполне реальной задачей.

Проведенные исследования позволяют утверждать о целесообразности использования данного варианта разработки Штокманского месторождения.

МЕТОДИКА ПОВЫШЕНИЯ БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Юмагузин У.Ф.

(Филиал ФГБОУ ВПО УГНТУ в г. Салавате)

Ускорение темпов и расширение масштабов производственной деятельности в современных условиях неразрывно связано с возрастающим использованием энергонасыщенных технологий и опасных веществ. В результате возрастает потенциальная угроза для здоровья и жизни людей, окружающей среды, материальной базы производства. В первую очередь это относится к объектам нефтегазовой отрасли, где наблюдаются постоянная интенсификация технологий, связанная с возрастанием температур и давлений, укрупнение единичных мощностей установок и аппаратов, наличие в них больших запасов взрыво-, пожаро- и токсикоопасных веществ. В этой связи можно утверждать, что оценка риска и надежности, прогнозирование ресурса безопасной эксплуатации оборудования и разработка новых способов оценки технического состояния являются фундаментальной научной основой достижения высокого уровня промышленной безопасности.

Разработка методики выявления наиболее опасного оборудования, для которого характерны низкая надежность отдельных элементов, неудовлетворительное техническое состояние и высокая вероятность возникновения аварийных ситуаций, позволит предприятиям разработать стратегию, направленную на повышение уровня безопасной эксплуатации конкретных видов оборудования.

Данная методика позволит создать предпосылки перехода от существующей системы планово-предупредительного ремонта к системе ремонта и обслуживания по фактическому состоянию, которая, наряду с обеспечением высоких показателей эксплуатационных свойств нефтегазового оборудования, позволяет поддерживать приемлемый уровень безопасности.

Практическая реализация комплексной системы оценки, позволяющей выявлять наиболее опасное оборудование нефтегазовой отрасли, состоит в осуществлении следующих этапов:

- оценка рисков объектов;
- расчет показателей надежности оборудования с учетом временной зависимости отказов узлов;
- определение технического состояния оборудования;
- ранжирование оборудования по техническому состоянию, надежности и уровню рисков.

РАЗРАБОТКА АЛГОРИТМА АНАЛИЗА РИСКА ПОДЗЕМНЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ И ГАЗОРЕГУЛЯТОРНЫХ ПУНКТОВ

Ямаева Э.Г., Фомина Е.Е.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Объекты газораспределения, к числу которых относятся распределительные газопроводы, газораспределительные станции (ГРС), газорегуляторные пункты (ГРП) различного исполнения и газорегуляторные установки (ГРУ), являются опасными производственными объектами (ОПО).

Газификация России способствует снижению экономических затрат на обеспечение теплом населения, а также его безопасности: уменьшается использование в быту баллонов со сжиженным газом. С другой стороны, газификация приносит новые опасности, связанные с повреждением оборудования объектов газораспределения и развитием аварии. Повышение уровня промышленной безопасности таких объектов во многом определяется эффективностью систем управления действующих объектах и определением конкретных технических мероприятий по обеспечению безопасности на этапе их проектировании.

Решения по обеспечению промышленной безопасности на этапе проектирования таких объектов должны опираться на результаты оценки риска действующих объектов газораспределения, в том числе на анализ аварийности и травматизма. Анализ риска позволяет получить качественные характеристики и количественные показатели риска, на основе которых составляются рекомендации по поддержанию или уменьшению риска.

Для типовых объектов газораспределения были разработаны алгоритмы количественной оценки риска, учитывающие особенности технологии рассматриваемых объектов, значимые физические явления и эффекты, возникающие при реализации аварий и условий эксплуатации.

Алгоритм представлен в виде блок-схемы, которая состоит из 4 этапов: выбор и описание объекта, идентификация опасностей, оценка риска и разработка рекомендаций по управлению риском.

Также в настоящий момент разрабатывается методика балльно-факторного анализа риска объектов газораспределения и «шкала оценки приемлемого риска», которые в дальнейшем будут включены в алгоритм.

Таким образом, разрабатываемые алгоритмы существенно облегчают работу по оценке риска, позволят прогнозировать вероятность возникновения аварий на этапе проектирования и эксплуатации подземных распределительных газопроводов, ГРП и ГРУ, принимать обоснованные управленческие решения и повысить уровень безопасности объектов на основании результатов анализа риска.

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА УСТАНОВОК ИЗМЕРЕНИЯ ДЕБИТА СЫРОЙ НЕФТИ И ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Ясашин В.А., Сычев А.М.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ООО «РН-Информ»)

Управление фондом скважин при разработке нефтегазовых месторождений малоэффективно без должного контроля их производительности (дебита). Контроль производительности скважин осуществляется с помощью систем измерения дебита сырой нефти и попутного нефтяного газа, в частности, на территории Российской Федерации с помощью измерительных установок. Вступившее в силу с 1 января 2013 года требование об утилизации не менее 95% попутного нефтяного газа на территории РФ, дополнительно повысило актуальность внутри промыслового контроля добычи. Как результат, по состоянию на 2013 в РФ рынок измерительных установок количества сырой нефти и попутного нефтяного газа представлен рядом отечественных и зарубежных компаний, что привело к изобилию технических решений по исполнению измерительных установок, в ряде случаев повторяющих друг друга, без реального подтверждения требуемого качества.

При насыщенности рынка разными техническими средствами, решающими однотипную задачу, актуален вопрос наилучшего решения в соотношении «цена-качество». Контроль качества измерительных установок осложнен отсутствием современных методик и возможности выбора наилучшего их технического решения.

Исследования в данном направлении позволят: определить наилучшие показатели качества измерительных установок в соответствии с регионом применения; сформировать группы по предельным минимальным и максимальным значениям параметров по каждому рассматриваемому региону. Это позволит разработать процедуру оценки качества измерительных установок в отсутствие нормативного документа, регламентирующего требования к показателям качества на данный тип продукции. Кроме того, это даст возможность дальнейшей робастной оптимизации при производстве измерительных установок.

Оценка эффективности и рентабельности использования новых технологических процессов разработки в значительной степени зависит от достоверности информации о состоянии скважин в части их производительности. При инновационном пути развития нефтяных компаний возрастает актуальность проблем обеспечения достоверности результатов измерений (учета) измерительных установок.

Разработка новых методик и технических средств позволит обеспечить качество производства и функционирования установок измерения дебита сырой нефти и попутного нефтяного газа.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Российский государственный университет
нефти и газа имени И. М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

X ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

10-12 февраля 2014 г.

Секция 6

**Автоматизация, моделирование и
энергообеспечение технологических
процессов нефтегазового комплекса**

Москва

2014 г.

253

ВЛИЯНИЕ НЕСИММЕТРИЧНЫХ ВОЗМУЩЕНИЙ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ВЗАИМОЗАВИСИМОСТЬ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

Ершов М.С., Анцифоров В.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Основной причиной массовых отключений электрооборудования непрерывных производств являются кратковременные нарушения электроснабжения, обусловленные короткими замыканиями (КЗ) в электрических сетях и проявляющиеся в виде провалов напряжения [1]. Проблема осложняется тем, что относительно кратковременных нарушений электроснабжения источники питания не являются независимыми, что обусловлено в первую очередь замкнутой структурой внешних сетей. Поэтому часто провалы напряжения возникают на всех вводах промышленного объекта одновременно. Выбор мероприятий, направленных на повышение надежности и устойчивости работы электротехнических систем непрерывных производств, должен производиться с учетом оценки взаимозависимости источников питания.

На стадии проектирования системы электроснабжения взаимозависимость источников принято определять на основании компьютерного моделирования трехфазных КЗ в электрических сетях [1]. Однако на практике преобладают несимметричные одно- (70%) и двухфазные (20%) КЗ. Чтобы учесть этот факт, предложена модификация методов оценки взаимозависимости источников питания, заключающаяся в последовательном моделировании трех- одно- и двухфазных КЗ в выбранных узлах электрических сетей с фиксацией фазных напряжений на вводах системы электроснабжения и с последующим разложением системы фазных напряжений на симметричные составляющие. Согласно [2] динамическая устойчивость электротехнической системы определяется составляющей прямой последовательности, по которой и определялись коэффициенты взаимозависимости источников питания при разных видах КЗ. Результирующий показатель взаимозависимости определялся как средневзвешенная величина с учетом частоты видов КЗ. Результаты моделирования показали существенное влияние несимметричных возмущений на оценку зависимости источников питания.

Список литературы:

- 1. Ершов М.С., Егоров А.В., Анцифоров В.А., Суржиков А.В. К вопросу о количественной оценке взаимозависимости источников внешнего электроснабжения/ Промышленная энергетика, №6, 2011, с. 28-32.*
- 2. Ершов М.С., Рунчев И.О. Адаптация защит узлов электрических нагрузок к потере питания при несимметричных возмущениях/ Промышленная энергетика, №1, 2004, с. 47-50.*

МОДЕЛИРОВАНИЕ ДВУХФАЗНОГО ТЕЧЕНИЯ НА КОМПЬЮТЕРНОЙ МИКРОМОДЕЛИ ПОРИСТОЙ СРЕДЫ

Арсеньев-Образцов С.С.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Применение различных методов компьютерной томографии (КТ) и микроскопов сверхвысокого разрешения позволяют создавать модели реальных пористых сред. На основе результатов вычислительного эксперимента можно построить оценки тензора проницаемости, вычислить относительные проницаемости для многофазной фильтрации, определить остаточную нефтенасыщенность и многие другие параметры, необходимые для создания адекватных гидродинамических моделей месторождений углеводородного сырья.

В качестве математической модели движения сжимаемых (несжимаемых) флюидов используются уравнения Навье-Стокса, заданные в области течения Ω :

$$\rho \frac{\partial u}{\partial t} + \rho(u \cdot \nabla)u = \nabla \cdot (-pI + \mu(\nabla u + (\nabla u)^T)) + \sum_i F_i, \quad \frac{\partial \rho}{\partial t} \alpha + \nabla \cdot (\rho u) = 0, \quad \alpha \in \{0,1\},$$

где ρ плотность, u скорость, p давление, μ динамическая вязкость, $\sum_i F_i$ аддитивный вектор объемных, интерфейсных и поверхностных сил: F_g сила гравитации, F_{st} сила поверхностного натяжения и F_{fr} сила трения на контакте флюиды-скелет пористой среды, т.е.

$$F_g = \rho g, \quad F_{st} = \nabla \cdot (\sigma(I - nn^T))\delta(S_{inter}), \quad F_{fr} = \mu u / \beta,$$

где I единичная матрица, n вектор нормали к поверхности контакта флюидов, δ дельта-функция Дирака, S_{inter} подвижная поверхность контакта флюидов, σ коэффициент поверхностного натяжения, β параметр, задающий проскальзывание флюидов по твердой фазе.

В качестве вычислительной модели используется метод конечных элементов с подвижными узлами, совмещенный с методом фиксации линии уровня. Это позволяет отслеживать подвижную границу. Например, для точки контакта трех фаз получим член $-\int_{\partial\Omega} \psi(u) \cdot (\sigma(n_w - n \cos(\theta))\delta(s))dS$, где $\psi(u)$ пробная функция, n_w вектор нормали к границе твердой фазы, θ угол смачивания, s точка контакта границы раздела фаз со скелетом пористой среды. Функция уровня удовлетворяет уравнению:

$$\frac{\partial \phi}{\partial t} + u \cdot \nabla \phi = \gamma \nabla \cdot \left(\tau \nabla \phi - \phi(1-\phi) \frac{\nabla \phi}{|\nabla \phi|} \right), \quad \text{где } \tau \text{ ширина полосы размытия.}$$

Положим, что её значение на интерфейсе флюидов равно 0.5, а плотность и вязкость задаются соотношениями: $\rho = \rho_1 + (\rho_2 - \rho_1)\phi$ и $\mu = \mu_1 + (\mu_2 - \mu_1)\phi$.

Результаты вычислений подтверждают перспективность приведенного подхода к моделированию микротечений в пористых средах.

СОВРЕМЕННЫЕ КРИТЕРИИ ВЫБОРА РЕШЕНИЙ ДЛЯ ХРАНЕНИЯ ДАННЫХ В КОМПАНИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА

Арсланов В.Ф.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ООО «Фуджитсу Технолоджи
Солюшнз»)

Бизнес современных предприятий нефтегазового сектора все больше и больше начинает зависеть от успешного функционирования ИТ-инфраструктуры и, в частности, решений по хранению данных. Требования по надежности, целостности и доступности являются безусловным приоритетом при выборе соответствующих решений. Однако в последнее время в ухудшающихся экономических условиях выбираемым решениям приходится проходить тест и на экономическую обоснованность. Ряд решений ведущих производителей зачастую предлагаются предприятиям по труднообъяснимым ценам.

Выбор современных решений по хранению данных должен основываться на способности эффективной поддержки бизнеса, обеспечению его непрерывности и восстановления в случае катастроф, большей автоматизации, простоты миграции данных, способности поддержки технологий виртуализации, интуитивно понятном интерфейсе, способности к консолидации и объединению, низким уровням цены за единицу производительности, способность безостановочного масштабирования, защиты данных на основе технологий снимков, клонов и реплик. Все более важную роль при выборе систем начинают играть технологии эффективности, такие как компрессия и дедупликация данных, позволяющие уменьшить физический объем хранимых данных. Критерий производительности систем остается одним из наиболее важных при выборе современных решений для хранения данных. Использование технологий flash-накопителей и ускорителей различного уровня является безусловным трендом в последнее время.

Производитель должен быть в состоянии продемонстрировать способности RAS (Reliability , Availability , Serviceability - надёжность, готовность, обслуживаемость системы) функций для своих систем и быть готовым предоставить системы для тестирования.

ГЕОНАВИГАЦИОННЫЙ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫЙ КОМПЛЕКС ДЛЯ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Архипов А.И., Кульчицкий В.В.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Стагнация нефтедобычи вынуждает добывающие предприятия и нефтяной сервис заниматься разработкой трудноизвлекаемых запасов нефти, снижением рисков при бурении скважин, повышением коэффициента извлечения нефти, развитием технологий бурения наклонно-направленных, многозабойных и горизонтальных скважин созданием геонавигационных комплексов высокой степени автоматизации.

Одним из фундаментальных принципов геонавигации является совмещение контроля траектории ствола скважины и исследования окружающего пространства в процессе бурения. В докладе рассмотрены результаты разработки геонавигационного информационно-измерительного комплекса (ГИИК) на базе забойной телеметрической системы (ЗТС) с электромагнитным каналом связи.

Электромагнитное излучение ЗТС используется для мониторинга расстояния до бурящихся и добывающих скважин, позволяющего оперативно принимать верные решения. Одним из практических применений такого рода ГИИК может быть наведение специальной скважины при ликвидации открытого нефтегазового фонтана.

Важным аспектом при разработке ГИИК стало создание математической модели, описывающей распространение электромагнитных волн в массиве горных пород. Проведенные математические эксперименты позволяют судить о влиянии на дальность распространения электромагнитного сигнала различных геометрических и электрических параметров излучателя ЗТС, горных пород, бурильных и обсадных труб.

На основе полученных теоретических исследований предложена структурная схема ГИИК апробированная совместно с Западно-Сибирским филиалом Буровой компании «Евразия» на Повховоском, Вать-Еганском и Южно-Ягунском нефтяных месторождениях.

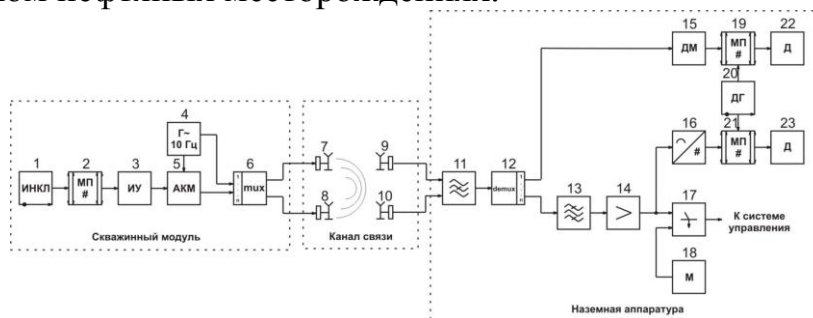


Рис. 1. Схема геонавигационного информационно-измерительного комплекса ГИИК-1

ПРЕДСТАВЛЕНИЕ И ОБРАБОТКА ЭКСПЕРТНОЙ ИНФОРМАЦИИ В АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЕ ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ НЕФТИ И ГАЗА

Богаткина Ю.Г.

(Институт Проблем Нефти и Газа РАН)

Интеллектуальные системы широко входят в нашу жизнь. Их обычно определяют как программы, моделирующие действия эксперта при решении задач в определенной предметной области. Такие системы способны осуществить разумное решение поставленной задачи, основываясь на экспертных знаниях.

В настоящее время в ИПНГ РАН ведется работа над совершенствованием автоматизированной системы технико-экономической оценки месторождений нефти и газа (АС ТЭО МНГ), которая позволяет строить прикладные расчетные алгоритмы для проведения технико-экономической оценки вариантов разработки нефтяных и нефтегазовых месторождений на основе заложенных в систему экспертных знаний.

Сложность проектирования системы заключалась в начальном сборе информации и в постоянном ее обновлении, так как каждое месторождение индивидуально и имеет свои геолого-технологические особенности разработки, различные варианты и нормативы капитальных и эксплуатационных затрат, а также налоговые модели. Отметим, что в состав системы входят унифицированные базы данных (БД) и базы знаний (БЗ) технико-экономических показателей (ТЭП). Под унификацией будем понимать системность представления и хранения исходной информации ТЭП в памяти компьютера.

Структура рабочих БД включает технологическую информацию по следующим показателям: ввод скважин из бурения по годам - добывающих (вертикальных, наклонно-направленных, горизонтальных), нагнетательных, разведочных, резервных, газонагнетательных; годовой фонд скважин – добывающих, нагнетательных; годовые показатели закачки рабочего агента (воды, газа, водогазовых смесей, полимера и др.); годовая добыча углеводородного сырья- нефти, попутного и природного газа, жидкости, газоконденсата.

Экономические удельные нормы затрат формируются по основным направлениям

1. *Удельные нормативы капитальных затрат* в геологоразведку, бурение скважин, обустройство; оборудование, не входящее в сметы строек для буровых организаций, предприятий нефтедобычи и прочих организаций; а также капитальные вложения непроизводственного назначения и охрану окружающей среды.

1. *Удельные нормативы эксплуатационных расходов* условно-постоянных и условно-переменных и нормы амортизационных отчислений на реновацию.

2. *Нормы налоговых платежей в составе эксплуатационных расходов и в цене*: налог на добычу полезных ископаемых, социальный налог (который включает в себя отчисления в фонд социального и медицинского страхования, фонд занятости и пенсионный фонд), налог на землю и имущество, налог на добавленную стоимость, отчисления на транспорт продукции, экспортная пошлина, налог на прибыль.

Отметим, что унифицированная БД связана с перечнем экономических моделей, к которым относятся: Модель расчета ТЭП при полном налогообложении; Модель расчета ТЭП при льготном налогообложении; Модели расчета ТЭП на условиях СРП; Укрупненная модель расчета ТЭП; Экспресс-модель.

Модели представляют базу знаний расчета экономических показателей и являются файлами в формате двудольных семантических сетей.

Программный интерфейс осуществляет связь между всеми подсистемами АС ТЭО МНГ. В начале подается команда (запрос) на построение расчетного алгоритма. Эта информация принимается планировщиком вычислений и анализируется. Далее формируется фрейм-задание, который включает искомые технологические и экономические показатели, указанные в запросе, и набор имен исходных переменных. На следующем шаге планировщик обращается к БЗ, в которой хранятся модели вычислений технико-экономических показателей и выбирает те из них, которые необходимы для решения задачи. При этом автоматически формируется алгоритм, который содержит имена исходных переменных и расчетный модуль. Алгоритм сохраняется в библиотеке расчетных модулей. На следующем шаге планировщик вычислений передает управление подсистеме проведения расчетов, которая на основе OLE-технологии загружает из библиотеки расчетных модулей сгенерированную планировщиком вычислений программу в систему электронных таблиц EXEL и производит расчет.

Таким образом, представленные выше механизмы формирования и обработки информации дают пользователю-непрограммисту хороший инструментарий для проведения в интерактивном режиме технико-экономической оценки месторождений по вариантам разработки.

АНАЛИЗ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ И СИСТЕМ ИЗМЕРЕНИЯ РАСХОДА МНОГОФАЗНЫХ ПОТОКОВ С ВЫСОКИМИ ГАЗОВЫМИ ФАКТОРАМИ

Браго Е.Н., Ермолкин О.В., Великанов Д.Н., Гавшин М.А.
(РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина)

При решении задач контроля и управления режимами работы скважин естественно возникает вопрос об измерении расходных параметров многофазных потоков продукции. При этом приоритетными представляются решения, основанные на применении бессепарационных методов измерения. Однако на этом пути возникает много проблем, обусловленных сложностью и многообразием форм и условий течения многофазных потоков.

Известные проблемы измерения расхода фаз в потоке смеси многократно осложняются, когда измерению подлежат газожидкостные потоки с высокими газовыми факторами. Под потоками с высокими газовыми факторами следует понимать такие, в которых при рабочих термобарических условиях объем жидкой фазы по отношению к объему смеси составляет от единиц процентов до десятых и даже сотых долей процентов. В этих условиях классические подходы оказываются малопригодными, когда пытаются вычислить расход одной из фаз на основе измерения общего расхода смеси и расхода другой фазы (как правило, фазы большего объема). Погрешности вычисления расхода фазы малого объема достигают сотен и тысяч процентов.

Проблемы измерения расхода фаз потоков с высокими газовыми факторами особо остро проявляются при решении задач контроля режима работы газовых и газоконденсатных скважин. Потоки продукции этих скважин отвечают вышеупомянутым условиям соотношения газовой и жидкой фаз в смеси. Кроме того, при изменении термобарических условий в продукции газоконденсатных скважин происходят фазовые переходы, осложняющие измерения и не позволяющие получать однозначных представлений о реальном соотношении фаз в смеси. Потоки продукции газовых скважин нередко содержат в своем составе примеси твердой фазы (песка), которые также необходимо контролировать с целью предотвращения абразивного износа оборудования и возникновения аварийных ситуаций.

В докладе приводятся результаты анализа различных методов измерения расхода, а также расходомеров известных зарубежных и отечественных фирм и оцениваются перспективы их применения для контроля режима работы газовых и газоконденсатных скважин.

Показано, что перспективными и отвечающими насущным потребностям отрасли представляются системы серии «Поток», разработанные учеными РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина.

ОЦЕНКА НЕОБХОДИМОСТИ РАЗРАБОТКИ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ ПРОЦЕССОВ БИОТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОИЗВОДСТВ

Габитова Я.А., Филиппов В.Н.

(ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной технический университет»)

Одним из приоритетных направлений развития инновационной экономики России является биотехнология.

Продукты данного направления находят применение в нефтедобывающей промышленности. Как например биопрепарат «Ленойл» для ликвидации загрязнения окружающей среды нефтью и нефтепродуктами, так же получение поверхностно-активных веществ, в частности ксантана, для повышения нефтеотдачи.

Как самостоятельное направление биотехнология является перспективным, но требующим совершенствования. В целях повышения конкурентоспособности данной области возможно использование передовых информационных технологий.

В настоящее время в мире существуют различные элементы биотехнологических систем автоматизированного проектирования (САПР), но по причине своей конфиденциальности они остаются недоступными для рядового проектировщика.

Одним из требований к биотехнологическим производствам является экономическая целесообразность выбора типового оборудования.

Можно выделить следующие сложности на этапах проектирования:

- поиск оборудования, в результате изучения литературы единого атласа оборудования не найдено;
- в случае выпуска нового оборудования необходима доступность этой информации, то есть обновления базы данных;
- проектирование включает составление схемы, подсчёта оборудования вручную, подсчёта материального, теплового и энергетического баланса. Данный процесс является длительным и объёмным. Его можно сократить и оптимизировать при наличии определённого программного продукта.

Авторы ставят перед собой задачу разработать интерактивный атлас биотехнологического оборудования.

Основной целью авторов является: разработка алгоритма и на его основе программного продукта по проектированию процессов биотехнологических производств, который будет включать составление схемы производства, а также подсчёт необходимых параметров процесса.

Таким образом, повысится качество проекта, сократятся трудоёмкость и время проектирования, тем самым повысится рентабельность биотехнологического производства.

АКТУАЛИЗАЦИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ КАЧЕСТВА ПОТОКОВ В МОДЕЛЯХ ОПТИМАЛЬНОГО ПЛАНИРОВАНИЯ НПЗ

Гайнетдинова А.Н., Хохлов А.С., Чернышева Е.А.
(ЗАО «Хоневелл», РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В нефтеперерабатывающей отрасли широко применяются системы моделирования и, в частности, для решения задач текущего, стратегического и инвестиционного планирования работы НПЗ. Эффективное применение оптимизационных систем планирования во многом определяется выбранными способами актуализации моделей планирования всего производства НПЗ и его 3-х основных переделов, как первичная переработка сырья, вторичные процессы и смешение.

В работе предлагаются и анализируются способы актуализации показателей качества потоков в моделях оптимального планирования НПЗ для указанных 3-х основных переделов:

1. Первичная переработка сырья

Для актуализации моделирования первичной переработки необходима эффективная оценка качества поступающей нефти. Это имеет принципиальное значение, т.к. в большинстве случаев НПЗ работают на нефти, поступающей по трубопроводу с некоторым средним качеством, которое трудно прогнозировать.

Предлагается:

- определять потенциальное содержание светлых нефтепродуктов, что наиболее актуально для мини НПЗ;
- применять метод экспресс-оценки и поиска аналогов для прогнозирования качества нефти с использованием системы MARKOIL.

2. Вторичные процессы

Для вторичных процессов производится оценка влияния показателей качества сырья на выход продуктов на основе регрессионных нелинейных подмоделей процессов в системе R_WELL.

3. Смешение товарных нефтепродуктов.

Данный вопрос особенно важен при определении показателей качества, для которых не выполняется правило аддитивности, в основном, для темных нефтепродуктов. Для актуализации подмоделей смешения в системах класса RPMS и BLEND производится предварительная оценка влияния показателей качества компонентов смеси на качество готовой продукции на основе регрессионных зависимостей.

ПРОГРАММНО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС СОЗДАНИЯ И ОБРАБОТКИ МУЛЬТИСПЕКТРАЛЬНЫХ ИЗОБРАЖЕНИЙ КЕРНА

Арсеньев-Образцов С.С., Годунов А.И.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Проблема интерпретации данных ГИС не имеет однозначного решения, поэтому актуальной задачей является поиск новых способов получения данных о керне коллектора. Современные приборы изучения керна обладают разрешением с минимальным шагом 25 см. Фотографии керна, получаемые с помощью микроскопа, имеют высокое разрешение, но такие исследования ведутся выборочно и покрывают небольшие площади.

Перспективным направлением исследования материалов, полученных при проходке скважин, может стать применение цифровых фотоаппаратов, позволяющих получать макрофотографии керна с разрешением до 2 микрон на пиксель.

Созданная в рамках данного проекта технология макросъемки дает возможность получать изображения керна размером в несколько гигапикселей в различных спектральных диапазонах. Для работы с такими изображениями необходимо иметь специальное программное обеспечение, т.к. стандартные программы не позволяют работать с изображениями большого размера в интерактивном режиме.

При реализации проекта создано программное обеспечение для совместного анализа наборов изображений керна высокого разрешения, позволяющее пользователю проводить структурно-текстурный анализ. Из-за технических особенностей получение макро изображений геологического керна в различных спектральных диапазонах проблематично, т.к. они часто бывают сдвинуты или повернуты относительно друг друга, а также могут иметь различное разрешение. Для совместного анализа набора макроснимков, их необходимо выровнять относительно друг друга. Существующие методы корегистрации изображений малоприспособны из-за недостаточной информативности снимков, получаемых в ультрафиолетовом диапазоне, а также из-за большого размера обрабатываемых данных, что накладывает ограничения на вычислительную сложность алгоритмов. Поэтому актуальной задачей является создание методов корегистрации малоинформативных изображений большого размера.

В докладе будет представлен реализованный алгоритм определения совместного пространственного расположения нескольких изображений одного геологического образца и программный комплекс визуализации наборов изображений керна, привязанных к глубине скважины совместно с результатами ГИС. Созданное программное обеспечение может помочь геофизику-интерпретатору, в частности, более точно определить границы различных пластов и решить некоторые другие важные задачи.

ПРОБЛЕМЫ ON-LINE МОДЕЛИРОВАНИЯ И СИТУАЦИОННОГО АНАЛИЗА СЛОЖНЫХ ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМ НА ПРИМЕРЕ РЕГИОНАЛЬНЫХ ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ ОРГАНИЗАЦИЙ ОАО «ГАЗПРОМ»

Голубятников Е.А., Васильев А.В., Самсонова В.В., Сарданашвили С.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Региональные эксплуатирующие организации (ЭО) ОАО «Газпром» это основной организационно-технологический уровень диспетчерского управления ЕСГ, на котором решаются задачи планирования, управления, мониторинга, контроля технологических процессов.

На уровне ПДС ЭО аккумулируются все основные оперативные информационные потоки режимно-технологических параметров, характеризующих состояние системы газоснабжения. Информационно-аналитические программные комплексы АСДУ структурируют эту информацию в диспетчерские журналы, различные базы данных, в сводные таблицы, графики и так далее, которые предоставляются различным службам и руководству ЭО. Системы поддержки диспетчерских решений ПДС ЭО используют собираемые оперативные данные для оценки, ситуационного анализа состояния системы, многовариантного моделирования и планирования эффективных управлений системами газоснабжения.

В настоящее время в наш программно-вычислительный комплекс ПВК «Веста» моделирования режимов региональных систем газоснабжения интегрируются процедуры решения задач:

- регрессионного сглаживания, фильтрации случайных, систематических погрешностей, выявления аномальных замеров;
- адаптации вычислительной модели к фактическим режимам.

Однако практическое применение этих процедур свидетельствует о подчас противоречивости и несовместности данных, получаемых разными способами из разных источников, в частности SCADA-системами, ручным вводом, среднесуточным усреднением и так далее либо о неправомочности использования тех или иных моделей для конкретных режимов. Это приводит к тому, что результаты моделирования невозможно приблизить к «фактическим» параметрам режима.

Таким образом, одной из первичных проблем on-line моделирования и последующего ситуационного анализа состояния системы газоснабжения является выявление недостоверных исходных данных или ошибок моделирования на основе анализа значимых расхождений расчетов и «замеров», наличия технологических ограничений, не позволяющих приблизить модель к «факту», наличие в моделируемой системе «узких мест», не позволяющих получить сбалансированные технологические расчетные режимы, несоответствие характера модели текущему режиму.

ЗАДАЧА ОПТИМАЛЬНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПЕРЕХОДНЫМИ РЕЖИМАМИ РАБОТЫ МАГИСТРАЛЬНОГО НЕФТЕПРОВОДА

Бармаева Е.С., Горбунов А.С., Корнеева О.А., Афиногентов А.А.

(Самарский государственный технический университет)

Системы магистральных трубопроводов (МТП) имеют значительную протяженность и являются одним из дешевых и эффективных способов транспортировки нефти и нефтепродуктов на большие расстояния. Для обеспечения требуемых объемов транспортировки нефти в состав МТП входят несколько нефтеперекачивающих станций (НПС). Отключение насосных агрегатов на НПС приводит к перепадам давления, которые представляют серьезную опасность для трубопровода, особенно для участков с высоким статическим давлением.

Одним из способов снижения негативного влияния волн повышенного давления на трубопровод может служить реализация специальной программы отключения насосного агрегата на промежуточной нефтеперекачивающей станции (ПНПС), которая позволяет «сгладить» фронт ударной волны на стадии ее формирования и избежать негативного влияния гидроударных процессов на трубопровод.

Данная проблема приводит к необходимости постановки и решения задачи оптимального управления (ЗОУ) давлением на выходе ПНПС в переходных режимах работы МТП с учетом технологических ограничений на скорость изменения давления в трубопроводе [1].

В работе формулируется в терминах теории управления системами с распределенными параметрами (СРП), задача оптимального по критерию быстродействия управления нестационарным режимом работы магистрального нефтепровода с учетом фазового ограничения на скорость роста давления, при этом требования к конечному состоянию ОРП, задаются в виде целевого множества, попадание в которое оценивается в равномерной метрике. В качестве управляющего воздействия в ЗОУ рассматривается изменение во времени по специальной программе давления на ПНПС.

Список литературы:

1. Афиногентов А.А., Плешивцева Ю.Э, Ефимов А.П. *Оптимальное по быстродействию управление переходными режимами работы магистрального нефтепровода*// Вестник Самарского государственного технического ун-та. Сер. Технические науки. – Самара: СамГТУ, 2011. – Вып. 3(31). – С. 6-13.

АВТОМАТИЗИРОВАННОЕ УПРАВЛЕНИЕ И СИНЕРГЕТИКА НЕФТЯНЫХ ДИСПЕРСНЫХ СИСТЕМ

Григорьев Л.И., Сафиева Р.З., Санжаров В.В., Тупысев А.М.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В последние десятилетия в методологии научных исследований возрастает роль синергетического анализа, появление которого часто трактуют как дальнейшее развитие системного подхода.

Синергетика изучает поведение объектов, отличающихся нелинейностью, неравновесностью, способностью к самоорганизации. Исследование интеграционных процессов при эволюции нелинейных систем, применение на практике междисциплинарного подхода характеризуют мировоззренческую направленность синергетического анализа.

Синергетический анализ - необходимая составляющая современной образовательной системы; в 2011 году на кафедре АСУ, совместно с коллегами кафедр физики и органической химии и химии нефти, была организована магистерская программа "Синергетика и управление".

В нефтегазовой отрасли природный фактор играет огромную роль. Вместе с тем, это источник неопределенности. Синергетический анализ поведения нефтяных дисперсных систем дает возможность предсказать появление негативных явлений, связанных с фазовыми переходами в технологических процессах нефтепереработки, разработки месторождений углеводородов, бурении скважин и других процессах нефтегазового производства. Проведение физико-химических исследований нефтяных дисперсных систем является отправной точкой для создания систем управления в нештатных и аварийных ситуациях, для которых характерной особенностью является наличие фазовых переходов.

Авторами разработан учебно-методический комплекс "Синергетика нефтяных дисперсных систем", включающий значительное число лабораторных работ. В ходе курса слушатели изучают типовые примеры формирования новых структур, механизмы интеграции, нелинейные модели описывающие эволюцию, модели теории катастроф.

Действующий на протяжении нескольких лет межкафедральный семинар расширил сферу применения синергетического подхода в научных исследованиях, проводимых на кафедре. Это - изучение процессов выпадения асфальтенов; фрактальный анализ в геологии и построение информационно-аналитической модели порового пространства; создание модели "Жизнь пласта"; разработка модели адаптивного управления объектом переменных структуры и характеристик на "длинном времени" и др. Исследования проводятся совместно с коллегами других кафедр.

МОНИТОРИНГОВЫЕ СИСТЕМЫ В АСДУ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Григорьев Л.И., Асирян А.В., Русев В.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Повышение требований к эффективности автоматизированного управления, перевод на малолюдные технологии управления локальных объектов нефтегазового комплекса определил необходимость создания мониторинговых систем, обеспечивающих контроль и оценки различных показателей и характеристик технологических и производственных процессов.

Объектом мониторинга могут служить: надежность; качество функционирования; сметная стоимость строительства; техническое состояние; риски и др.

Теоретические основы построения человеко-машинных систем управления, к которым относятся автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ), только формируются. Также не определены научно-методические основы создания систем мониторингового типа, хотя их роль в иерархии автоматизированного управления усиливается по мере развития и внедрения современных информационных технологий.

Для этого нового класса динамических систем слежения (на основе имеющегося опыта) сформулирован ряд положений, определяющих состав, функционал задач, требования к организации, к используемым методам и моделям и т.д.

Перевод локальных объектов нефтегазового комплекса на уровень автоматического управления не избавляет их в будущем от отказов или аварий. Поэтому успешное решение задачи автоматического управления локальными объектами целесообразно подкрепить постановкой и решением на более высоком уровне задачей слежения за состоянием управляемого объекта.

Новый класс мониторинговых систем призван, с одной стороны ускорить реакцию лиц, принимающих решение по показателям функционирования ERP-систем, а с другой стороны на уровне АСДУ прогнозировать возможные отказы оборудования или опасные отклонения от номинального режима на автономно функционирующих объектах.

В условиях развития принятой в настоящее время в нефтегазовом комплексе иерархии управления, включающей АСДУ (для управления технологическими процессами) и ERP-систему (для управления производственно-хозяйственной деятельностью), нужна более высокая интеграция указанных уровней управления, которую предлагается обеспечить введением новых мониторинговых систем, например, ситуационного центра.

ДОЛГОСРОЧНОЕ ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ

Егоров А.В., Малиновская Г.Н., Сеницына Н.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Развитие систем автоматизированного управления системами электроснабжения (АСУ ЭС) промышленных предприятий требует формирования перечня их функциональных задач. Одной из задач, решаемых на долгосрочном и краткосрочном временных интервалах, является задача прогноза электрических нагрузок и планирование режимов энергопотребления. Для решения данной задачи современные предприятия располагают достаточным информационным обеспечением, реализованным за счет применения систем коммерческого и технического учета электрической энергии. Электрическая нагрузка объекта складывается из детерминированной и случайной составляющих и представляет собой случайный процесс. Предполагается, что этот процесс стационарен, квазистационарен или кусочно-стационарен. На участке стационарности электрическую нагрузку можно представить как случайную величину. Наличие системы технического учета электрической энергии позволяет воспользоваться методами обработки статистического материала. Результатом реализации предлагаемых алгоритмов и методов будет плотность распределения электрической нагрузки предприятия на заданном временном интервале. Предлагаемые методы и алгоритмы ориентированы на выделение отдельных потребителей, построение статистических моделей нагрузки для них, установление технологических связей между отдельными потребителями и получение на основе этой информации плотности распределения электрических нагрузок для предприятия. Точка технического учета должна обеспечивать получение статистической информации от некоторой совокупности потребителей, которую с точки зрения технологического процесса можно рассматривать как единое целое. Вероятностной моделью электропотребления для точки технического учета являются плотности распределения активной и реактивной мощности. По накопленным значениям электрической нагрузки для нее рассчитываются средние значения, дисперсии, средние квадратичные отклонения, третьи и четвертые центральные моменты, асимметрии и эксцессы случайных величин. В целях обеспечения возможности алгоритмизации подбор вида плотности распределения производится с использованием параметрических методов оценки, основанных на использовании диаграммы Пирсона. После оценки вида плотности распределения производится подбор параметров распределения. Для подбора параметров используются оценки центральных моментов случайной величины. Предложен алгоритм оценки вида закона распределения электрической нагрузки при вводе отдельного приемника электрической энергии, не имеющего аналогов. Задача получения плотности распределения активной мощности для объекта решается с учетом различия коэффициентов включения потребителей, а также технологических ограничений на работу отдельных потребителей. В качестве базовой принята связь, запрещающая совместную работу двух потребителей. Прогноз потребления реактивной мощности предлагается строить в виде линейной зависимости от прогнозируемого значения активной мощности. Коэффициенты уравнения регрессии определяются по статистическому материалу с учетом мощности средств компенсации. В связи с тем, что современные средства измерения и учета электрической энергии учитывают фактически не значение реактивной мощности, а неактивную мощность, в качестве оценки реактивных мощности и энергии принимаются значения неактивных мощности и энергии соответственно. Изложенные методы и алгоритмы позволяют решить поставленную задачу получения плотности распределения электрических нагрузок для предприятия в целом с учетом технологических ограничений на работу электроприемников.

КОНТРОЛЬ СОДЕРЖАНИЯ ПРИМЕСЕЙ В ПРОДУКЦИИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИН

Ермолкин О.В., Великанов Д.Н., Зыкова Я.Д.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Доклад посвящен исследованию метода и разработке средств контроля количества примесей (воды и песка) в многофазном потоке продукции эксплуатационных скважин. Непрерывный контроль содержания примесей необходим для выбора оптимального режима эксплуатации скважины и предотвращения аварийных ситуаций, таких как, образование песчаных пробок, быстрый износ скважинного оборудования и т.п.

Сущность метода состоит в использовании спектральных характеристик сигнала, вызванного ударным воздействием капель воды и частиц песка о чувствительный элемент измерительного преобразователя (ИП).

В докладе приводятся результаты исследований ИП на специально созданных экспериментальных установках, позволяющих моделировать водо- и песко-воздушные потоки с различными регулируемыми соотношениями воздуха и примесей. В результате были получены и проанализированы спектры выходных сигналов первичных ИП при различных скоростях потока и количестве примесей. Эксперименты показали, что спектры соударений твердых частиц песка и капельной жидкости существенно отличаются, и поэтому регистрируемые ударные воздействия могут быть надежно дифференцированы, а по интенсивности спектральных характеристик можно судить о количестве примесей.

Результаты проведенных исследований легли в основу разработки макетных образцов измерительных модулей для количественного определения воды и песка в газовом потоке. На экспериментальных установках были проведены исследования и получены функциональные зависимости выходных значений сигналов измерительных модулей от количества примесей в потоке.

Поскольку большинство скважин функционирует в жестких климатических условиях, возникла необходимость в проведении испытаний ИП на предмет температурной стабильности характеристик. Такие испытания имитировали реальную ситуацию на месторождении – изменение температуры окружающей среды и температуры измеряемого потока. Исследования подтвердили повышенную стабильность характеристик разработанной усовершенствованной конструкции ИП.

Проведенный комплекс исследований показал перспективность предложенного метода регистрации примесей в многофазном потоке продукции скважин. Полученные технические решения могут быть использованы при создании измерительных систем нового поколения.

ВЛИЯНИЕ НЕСИММЕТРИЧНЫХ ВОЗМУЩЕНИЙ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ВЗАИМОЗАВИСИМОСТЬ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ

Ершов М.С., Анцифоров В.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Основной причиной массовых отключений электрооборудования непрерывных производств являются кратковременные нарушения электроснабжения, обусловленные короткими замыканиями (КЗ) в электрических сетях и проявляющиеся в виде провалов напряжения [1]. Проблема осложняется тем, что относительно кратковременных нарушений электроснабжения источники питания не являются независимыми, что обусловлено в первую очередь замкнутой структурой внешних сетей. Поэтому часто провалы напряжения возникают на всех вводах промышленного объекта одновременно. Выбор мероприятий, направленных на повышение надежности и устойчивости работы электротехнических систем непрерывных производств, должен производиться с учетом оценки взаимозависимости источников питания.

На стадии проектирования системы электроснабжения взаимозависимость источников принято определять на основании компьютерного моделирования трехфазных КЗ в электрических сетях [1]. Однако на практике преобладают несимметричные одно- (70%) и двухфазные (20%) КЗ. Чтобы учесть этот факт, предложена модификация методов оценки взаимозависимости источников питания, заключающаяся в последовательном моделировании трех- одно- и двухфазных КЗ в выбранных узлах электрических сетей с фиксацией фазных напряжений на вводах системы электроснабжения и с последующим разложением системы фазных напряжений на симметричные составляющие. Согласно [2] динамическая устойчивость электротехнической системы определяется составляющей прямой последовательности, по которой и определялись коэффициенты взаимозависимости источников питания при разных видах КЗ. Результирующий показатель взаимозависимости определялся как средневзвешенная величина с учетом частоты видов КЗ. Результаты моделирования показали существенное влияние несимметричных возмущений на оценку зависимости источников питания.

Список литературы:

1. Ершов М.С., Егоров А.В., Анцифоров В.А., Суржиков А.В. К вопросу о количественной оценке взаимозависимости источников внешнего электроснабжения/ Промышленная энергетика, №6, 2011, с. 28-32.
2. Ершов М.С., Рупчев И.О. Адаптация защит узлов электрических нагрузок к потере питания при несимметричных возмущениях/ Промышленная энергетика, №1, 2004, с. 47-50.

МНОГОМЕРНЫЙ СТАТИСТИЧЕСКИЙ КОНТРОЛЬ ПАРАМЕТРОВ КАЧЕСТВА ПРОДУКТОВ НЕФТЕПЕРЕРАБОТКИ В РЕЖИМЕ РЕАЛЬНОГО ВРЕМЕНИ МЕТОДОМ БЛИЖНЕЙ ИНФРАКРАСНОЙ СПЕКТРОСКОПИИ

Иванова И.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Эффективное ведение процесса является важным аспектом экономичного и стабильного производства. Себестоимость выпускаемых бензина и дизеля существенно зависит от эффективности производства, что обуславливает постоянно возрастающую потребность в надежных средствах контроля производимого продукта на всех стадиях нефтеперерабатывающего производства.

Целью работы является создание хемометрических моделей количественного анализа на основе большого массива спектральных и референтных данных товарных и сырьевых потоков станции смешения бензинов для поточного контроля качества производимых нефтепродуктов.

Оценка качества нефтепродуктов при их получении на нефтеперерабатывающих заводах осуществляется стандартными лабораторными методами по показателям физико-химических свойств, нормируемых соответствующими документами (ГОСТ, ТУ, СТП, условиями контрактов и др.).

Современный подход к моделированию многомерных процессов, основанный на применении проекционных методов анализа, предназначенный для наблюдения за производственными процессами в режиме реального времени, является более эффективной альтернативой классическому статистическому контролю процессов и позволяет отслеживать не только изменения определенных параметров, но и их взаимосвязь.

Объектом анализа являлись три сырьевых потока и три товарных потока станции смешения бензинов. Калибровочные модели строились на 10 параметров для каждого потока, такие как октановое число моторный и исследовательский метод, фракционный состав, содержание бензола и др. Произведён подбор условий регистрации спектров – спектральное разрешение, диапазон, время накопления, скорость сканирования. Подобран спектральный диапазон и варианты предварительной обработки (первая производная, вектор нормализации и тд), - оптимизированы методы и построены калибровочные модели, проведена внешняя и внутренняя валидация метода количественного анализа QUANT II. Построены калибровочные модели на основе метода многомерного хемометрического анализа с использованием алгоритма ПЛС (проекция на латентные структуры), проведено опробование метода на независимых образцах. Оценена погрешность и воспроизводимость метода.

ЗАПОЛНЕНИЕ КОНТУРА НАГНЕТАТЕЛЯ ГПА-16 «ВОЛГА» ТОПЛИВНЫМ ГАЗОМ ПРИ НИЗКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА И ГРУНТА

Казанский А.А.

(Филиал ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» –
Ивановское ЛПУМГ)

1. В настоящее время на компрессорных станциях с газоперекачивающими агрегатами ГПА-16 «Волга» существует проблема с запуском ГПА при низких температурах окружающего воздуха и грунта, приводящих к снижению температуры топливного газа ниже установленного значения, что в свою очередь препятствует нормальному (штатному) запуску газоперекачивающего агрегата.

Применяемая технология подогрева топливного газа перед подачей в газотурбинный двигатель (далее ГТД) не позволяет сохранить температуру газа на необходимом уровне при низких температурах окружающего воздуха и грунта.

При температуре топливного газа ниже установленного по НТД значения увеличивается время пуска ГПА, а также возникает ряд технологических проблем, непосредственно сказывающихся на ресурсе ГТД.

На сегодняшний день данная проблема решается путём продувки, в течении нескольких минут, топливной линии через свечной кран №9, что идёт в разрез с новой экологической политикой ОАО «Газпром», а так же не целесообразно и с экономической точки зрения.

В связи с этим данная проблема является актуальной, а предлагаемое решение новое и не имеет аналогов.

2. Для решения вышеизложенной проблемы предлагается производить заполнение контура нагнетателя ГПА топливным газом вместо стравливания его через свечной трубопровод во время продувки топливной линии. Для реализации данного предложения необходимо внести изменения в технологическую схему обвязки компрессорных агрегатов и в алгоритм режима АПК (автоматический пуск на «Кольцо») в части заполнения нагнетателя и подготовки топливной системы.

3. Предложено новое решение актуальной проблемы, связанной со снижением установленной температуры топливного газа для ГПА в холодное время года.

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРИНЦИПА ALARP ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ СИСТЕМ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Карманов А.В., Телюк А.С., Шершукова К.П.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Система противоаварийной автоматической защиты (ПАЗ) является составной частью автоматизированных систем управления технологическими процессами (АСУ ТП) в нефтегазовой отрасли и используется для обеспечения безопасного функционирования технологических объектов. В формальной структуре систем промышленной безопасности технологических объектов ПАЗ является одним из предупреждающих слоев защиты, снижающих *частоту аварий* за счет автоматического перевода технологических объектов при возникновении инцидентов в безопасное состояние.

Защитные свойства ПАЗ, характеризующиеся показателями безопасности, формируются в процессе проектирования. Корректное проектирование ПАЗ основывается на принципе ALARP снижения риска от аварий, указанном в ГОСТ Р МЭК 61508 и 61511 по промышленной безопасности. Этот качественный принцип можно сформулировать в следующем виде: ПАЗ должна обладать такими значениями показателей безопасности, которые позволяют снизить риск появления аварийных ситуаций на технологических объектах настолько, насколько это «практически целесообразно». При этом практическая целесообразность можно определить, как компромисс между снижением риска и мероприятиями по его снижению, представленными в стоимостном выражении.

Так как для уменьшения риска стоимость мероприятий по его снижению увеличивается, то из принципа ALARP следует задача синтеза оптимальной ПАЗ, которую можно сформулировать следующим образом: необходимо разработать ПАЗ с такими показателями безопасности, которые *минимизируют* стоимостной функционал, включающий в себя затраты на её создание и эксплуатацию, а также риски от возникновения аварий и иных опасных последствий в течение всего времени эксплуатации ПАЗ. При этом оптимальная ПАЗ позволяет не только увеличить рентабельность технологического процесса, но и научно обосновать приемлемый уровень его безопасности.

Авторами разработана структура стоимостного функционала, формализована задача синтеза оптимальной ПАЗ и предложен метод её решения.

ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ ПЕРЕКАЧКИ ПОПУТНОГО ГАЗА

Комков А.Н.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Государственными нормативными документами не устанавливаются требования как к значениям показателей качества электроэнергии во время провалов напряжения, так и к количеству этих провалов за определенный промежуток времени. Технологические процессы нефтегазовых предприятий чувствительны даже к кратковременным провалам напряжения, что приводит к останову предприятия. Это ведёт к экономическим потерям и экологическим последствиям. В случае компрессорной станции перекачки попутного газа (КС) во время останова продукция аварийно сбрасывается на факел. Восстановление нормального режима может занимать продолжительное время. Для снижения количества отключений КС проведена диагностика её систем внутреннего и внешнего электроснабжения, включающая в себя также непрерывную запись сигналов напряжения на подстанции 6 кВ (ПС), математическую обработку статистических данных показателей качества электроэнергии, анализ системы внутреннего и внешнего электроснабжения разработка рекомендаций. Для непрерывной регистрации сигнала напряжения был использован регистратор сигналов, подключенный к выводам трансформаторов собственных нужд (ТСН-1 и ТСН-2) каждого ввода ПС.

В период измерения произошло 18 снижений напряжения, при этом все они зарегистрированы в грозовой период (в пределах одной недели). Один из провалов напряжения привёл к полному останову компрессорной станции, в результате срабатывания технологической защиты – снижение уровня масла в напорных маслобаках уплотнения высокого давления и уплотнения низкого давления. Снижение уровня происходит в результате уменьшения скорости вращения электроприводов маслонасосов во время провала напряжения. Остаточное напряжение во время провала составило менее 0,5 о.е, длительность – 0,6 с.

Высокая зависимость вводов не позволяет использовать быстродействующее автоматическое включение резерва (БАВР) для повышения надёжности электроснабжения. Поэтому рекомендована установка динамического компенсатора искажения напряжения. Для снижения стоимости устанавливаемого ДКИН электроприводы маслонасосов всех трёх технологических линий выводятся на отдельную общую шину, таким образом требуемая мощность ДКИН составит 450 кВА. Питание ДКИН необходимо осуществлять от I-СШ и II-СШ подстанции, с возможностью оперативного переключения на другую секцию, что позволит использовать только один ДКИН.

РАЗРАБОТКА ТРЕХМЕРНОЙ МОДЕЛИ ОБЪЕКТА «ДНС НА БАЯНДЫНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ» В СОСТАВЕ ПРОЕКТА «ОБУСТРОЙСТВО РАЗВЕДОЧНЫХ СКВАЖИН БАЯНДЫСКОЙ ПЛОЩАДИ ДЛЯ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ»

Коротков М.В., Данилов Е.В.

(Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-Инжиниринг», «ПечорНИПИнефть»)

В связи с увеличением объемов добычи нефти на Баяндынском месторождении, ухудшением качества сепарации и увеличением остаточного сероводорода в нефти после введения нейтрализатора было принято решение о расширении существующего временного пункта налива нефти. Проектом было предусмотрено две очереди строительства. Строительство «ДНС Баяндынская» с максимальным использованием оборудования от временного пункта налива нефти входило в состав второй очереди строительства.

Сложность проекта заключалась в том, что реализация расширения предстояла на существующей площадке с действующими коммуникациями. В связи с этим было принято решение - на первом этапе создания проекта разработать трехмерную модель проектируемой ДНС на базе комплексного применения программных продуктов компаний AutoCAD, Bentley, CSoft.

В построенной модели удалось реализовать существующую технологическую схему ДНС, а затем в режиме 3-D максимально удобно "пройти" коммуникациями по существующим площадкам.

В ходе проектирования группе технологического сопровождения проектов приходилось менять некоторые алгоритмы работы программ, создавать новые наборы инструментов и 3D объектов в достаточно сжатые сроки.

В результате работ построенная модель позволила исключить ошибки при проектировании в части стыковки внутриплощадочных объектов, сетей и коммуникаций, пробивке свайного основания и т.п., сократить в целом сроки выполнения проекта, соответственно сэкономить денежные средства.

Руководство компании заказчика получило инструмент мониторинга создаваемого объекта, позволяющий в ходе его эксплуатации оперативно принимать технические решения, касающиеся переоснащения, размещения и обслуживания оборудования и аппаратов на объекте.

ОЦЕНКА ВЕРОЯТНЫХ ЗАСТОЙНЫХ ЗОН И ОБРАЗОВАНИЯ ВЗРЫВООПАСНОЙ ТОПЛИВОВОЗДУШНОЙ СМЕСИ С ПРИМЕНЕНИЕМ CFD-ТЕХНОЛОГИЙ НА МНОГОТОПЛИВНЫХ АВТОЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЯХ

Красногорская Н.Н., Солодовников А.В., Ахмеров В.В.

(Уфимский государственный авиационный технический университет)

В связи с развитием газомоторной отрасли в России [1], наблюдается увеличение количества многотопливных автозаправочных станций (МАЗС), на которых реализуется жидкое моторное топливо (бензин, дизельное топливо) и сжиженный углеводородный газ (СУГ). При строительстве МАЗС возникают затруднения, связанные с обеспечением требований пожарной безопасности и противопожарных расстояний между топливораздаточными колонками (ТРК) жидкого моторного топлива (ЖМТ) и СУГ [2].

Для решения некоторых проблем, связанных с обеспечением противопожарных расстояний на МАЗС, предложено использовать мультипродуктовые топливораздаточные колонки (МТРК), позволяющие заправить с одной колонки как бензин и дизельное топливо, так и СУГ. Подобные МТРК применяют в странах Европы, например в Чехии, Германии. Однако МАЗС с МТРК являются недостаточно изученными.

Согласно требованиям [2], на МАЗС в России между ТРК ЖМТ не устанавливаются защитные экраны, что обеспечивает свободное проветривание на участке заправки транспортных средств. А между ТРК СУГ требуются защитные экраны для защиты транспортных средств от взрывной ударной волны.

Учитывая, что МТРК осуществляет заправку как ЖМТ, так и СУГ, в одном едином изделии, то применение защитных экранов на участке заправки транспортных средств, устанавливаемых между МТРК, с одной стороны, защищает транспортные средства от взрывной ударной волны, с другой стороны, создает препятствие для свободного проветривания.

В связи с этим, в настоящей работе, прогнозировались вероятные застойные зоны, и оценивалось образование взрывоопасной топливовоздушной смеси паров бензина и СУГ на участке заправки транспортных средств при применении МТРК с помощью программного продукта FlowVision, в котором реализованы CFD-технологии.

Список литературы:

1. Постановление Правительства РФ о переводе транспорта на газ (от 14 мая 2013г.) // Нефтегаз. URL: <http://neftegaz.ru/news/view/109863/> (дата обращения: 10.06.2013).
2. НПБ 111-98* «Нормы пожарной безопасности. Автозаправочные станции».

ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ СИСТЕМА ОПРЕДЕЛЕНИЯ НЕФТЕСОДЕРЖАНИЯ ПРОМЫВОЧНОЙ ЖИДКОСТИ БУРЯЩЕЙСЯ СКВАЖИНЫ МЕТОДОМ ЛЮМИНЕСЦЕНТНОЙ СПЕКТРОСКОПИИ

Моисеенко А.С., Ступак И.С.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Необходимость определения наличия нефти в промывочной жидкости обусловлена задачей выявления продуктивных пластов в разрезах бурящихся скважин. В настоящее время эта задача чаще всего решается с помощью использования метода инфракрасной абсорбционной спектроскопии, в частности фильтрового инфракрасного анализатора или малогабаритного Фурье-спектрометра. Реже применяются ручные люминоскопы, позволяющие визуально контролировать наличие нефти, асфальтенов и других битумоидов в образцах керна, бурового шлама или промывочной жидкости, помещаемого внутрь прибора. Однако данные методы требуют постоянного участия оператора, пробоподготовки и показывают недостаточную экспрессность.

Доклад посвящен разработанной авторами информационно-измерительной системе оперативного определения нефтесодержания промывочной жидкости бурящейся скважины методом люминесцентной спектроскопии.

Показано, что благодаря свойству нефти, асфальтенов и других битумоидов флюоресцировать при облучении их ультрафиолетовым светом возможно проводить измерение без необходимости отбора пробы и её подготовки в реальном времени в процессе бурения.

Приводится разработанная структурная схема информационно-измерительной системы, включающая оптическую часть, в которую входит источник излучения с длиной волны 364 нм, линзовая система и фильтр УФ-излучения, устанавливаемый перед приемником, и информационно-измерительная часть, включающая приёмник излучения, в роли которого выступает фотодиод, имеющий достаточную чувствительной в диапазоне длин волн 450-550 нм, усилитель, аналого-цифровой преобразователь, микропроцессор и устройства вывода и хранения результатов измерений.

Система предполагает установку байпаса, позволяющего отводить часть потока бурового раствора с приемных желобов и проводить измерение нефтесодержания непосредственно в процессе бурения. Предусмотрена возможность подключения к блоку определения истинных глубин и привязки полученных данных о нефтесодержании к глубине.

Приведены результаты измерений нефтесодержания бентонитового бурового раствора в лабораторных условиях, показана зависимость напряжения на выходе датчика (т.е. плотности светового потока), от концентрации нефтесодержания бурового раствора.

В результате проведенных работ была создана физическая модель объекта исследования. Проведенный измерительный эксперимент показал эффективность используемой ИИС для определения нефтесодержания промывочной жидкости.

ИССЛЕДОВАНИЕ ПЕРСПЕКТИВНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ АДАПТАЦИИ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Мухина А.Г.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Задача адаптации модели, то есть адаптивного управления, представляет существенное значение для эффективной разработки углеводородного месторождения. Она является важнейшей частью замкнутого цикла управления разработкой месторождения (**Closed-loop Reservoir Management**). Корректность предсказания поведения системы, а также эффективность дальнейшего технологического воздействия на пласт зависят от эффективной адаптации. Соответственно, качество корректировки параметров пласта зависит от точности измерений, поступающих от скважин. Решение задачи адаптации на краткосрочных интервалах рассмотрения жизненного цикла пластовой системы осуществляется при помощи использования алгоритмов ассимиляции (корректировки). Одним из таких перспективных инструментов является **множественный фильтр Калмана (EnKF)**.

Результаты ряда экспериментов по адаптации гидродинамической модели месторождения с помощью функциональных средств Matlab и симулятора ECLIPSE подтвердили повышение эффективности и точности адаптации на базе EnKF. А перспективы применения нечёткой модели EnKF дают возможность оценки и последующих действий по снижению степени неопределённости модели информации в краткосрочном периоде.

Применение элементов **синергетического анализа** на долгосрочных прогнозах жизненного цикла месторождения способствует более чёткой идентификации тенденций и интенсивности добычи углеводородов. Разработанное на основе средств Matlab программное обеспечение по определению фрактальности временных рядов характеристик коллектора позволило провести ряд экспериментов по обработке реальных данных гидродинамических исследований скважин (**ГДИС**) и подтвердить самоподобный характер пластовых систем. Снижение неопределённости модели месторождения в долгосрочном периоде с помощью построения **холистических** моделей способствует повышению качества принимаемых управленческих решений, а также эффективности технологических процессов, протекающих в ходе разработки месторождения углеводородов.

МОДЕРНИЗАЦИЯ СХЕМ СРАБАТЫВАНИЯ АВАРИЙНЫХ И ПРЕДУПРЕДИТЕЛЬНЫХ СИГНАЛОВ ИЗМЕРИТЕЛЯ ВИБРАЦИИ МНОГОКАНАЛЬНОГО СТД-3168 СИСТЕМЫ АСТД-2

Никулин Д.В.

(ООО «Газпром трансгаз Саратов»)

С 2008 года по настоящее время на ряде ЛПУМГ общества ООО «Газпром трансгаз Саратов» была внедрена система АСТД-2 позволяющая осуществлять непрерывный вибрационный контроль состояния не только турбины но и ЦБН ГПА. До внедрения АСТД-2 на ЦБН ГПА система виброконтроля отсутствовала.

В процессе эксплуатации системы АСТД-2, анализа полученных с помощью нее данных, для обеспечения стабильной и безаварийной работы ГПА, возникла острая необходимость по увеличению уровня уставок «ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ» и «АВАРИЯ» ЦБН ГПА.

Проведя обследование оборудования входящего в состав системы АСТД-2 было установлено, что в данной конфигурации увеличение уставок возможно лишь с приобретением дополнительного дорогостоящего оборудования. Решение проблемы было найдено путем изменения конфигурации системы и задействования двух дискретных выходов преобразователя виброизмерительного вторичного СТД-3168, входящего в состав системы АСТД-2, в качестве сигнальных по превышению уровня уставки «ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ» и «АВАРИЯ».

Данная модернизация системы АСТД-2 позволила:

- получить экономический эффект, за счет отсутствия необходимости приобретения дорогостоящего оборудования, более 1 млн. руб..
- исключить ложные срабатывания системы и тем самым предотвратить аварийные остановки ГПА.
- существенно расширить диапазон изменения установок и осуществлять изменения для каждого агрегата индивидуально, а не для группы агрегатов как было до модернизации.

ИНСТРУМЕНТАЛЬНЫЕ СРЕДСТВА ОПИСАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЗАДАЧ НА СПЕЦИАЛИЗИРОВАННОМ ЯЗЫКЕ ПРОГРАММИРОВАНИЯ

Новиков О. А.

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

На кафедре «Сертификация, стандартизация и управление качеством производства газонефтяного оборудования» создана система комплексной автоматизации технологической подготовки машиностроительного производства (СКАТ), в состав которой входят инструментальные средства (ИС) адаптации (раздел «Адаптация») системы к условиям функционирования конкретного машиностроительного предприятия силами пользователя.

В состав ИС раздела «Адаптация» включены ИС описания технологических задач на специализированном языке программирования, который включает русифицированные операторы: ввода исходных данных пользователем ИС (ВВОД, КАРТА); выбора данных пользователем ИС (ВЫБОР, КАРТА); описания строк технологического документа (СТРОКА_А, СТРОКА_Б, СТРОКА_О, СТРОКА_Т, СТРОКА_Р, СТРОКА_И); описания различной информации, представленной в справочно-нормативной литературе как таблицами соответствий (ТАБЛИЦА_С) и решений (ТАБЛИЦА_Р), так и таблицами с матрицами бинарных отношений (ТАБЛИЦА_БиО); запуска в работу задач, созданных с помощью данных ИС (ЗАДАЧА), задач, созданных другими ИС системы (ИПС, НОРМИРОВАНИЕ), либо внешних задач (ВНЕШНЯЯ); описания аналитических зависимостей (ФОРМУЛА); описания логических условий (ЕСЛИ ...ТО); перехода в ту или иную точку программы (ШАГ, МЕТКА); остановка выполнения программы (АВАРИЯ); вывода результатов решения задачи на экран (ЭКРАН) и в буфер системы (БУФЕР); окончания работы программы (ФИНИШ).

Имена переменных задаче могут содержать как латинские символы, так и символы кириллицы. Первый символ переменной определяет ее тип: I - значение целого типа; R – значение вещественного типа; S – значение строкового типа.

Описание каждого оператора осуществляется в режиме диалога с пользователем ИС, который реализуется на основе соответствующих экранных сцен. В итоге оператор формируется автоматически и записывается в указанную пользователем строку специального редактора ИС. Такой подход к позволяет сократить синтаксические ошибки при описании операторов программы.

Проверка правильности работы программы осуществляется в разделе ИС «Старт».

МЕТОДИЧЕСКИЕ ОСНОВЫ ИНТЕГРАЦИИ СИСТЕМ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Остах С.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Создание и внедрение информационных систем обеспечения экологической безопасности является сложным и трудоемким процессом. Это объясняется необходимостью внедрения прогрессивных и сложных методов управления, а также наличием на предприятиях нефтехимической отрасли промышленности и прилегающих территориях автоматизированных систем различного назначения, объединяемых в интегрированную информационно-управляющую систему.

Эффективность интеграции систем экологической безопасности во многом зависит от научного обоснования ее теоретических и методологических основ, критериев оценки различных факторов и показателей изменений и нарушений на базе прогнозирования последствий загрязнения окружающей среды при техногенных авариях.

Анализ отечественного и зарубежного опыта создания и интеграции информационно-управляющих систем обеспечения экологической безопасности показал необходимость создания развивающейся открытой системы. Она должна предусматривать последовательный ввод в действие новых функциональных и обеспечивающих систем по мере технического вооружения, реконструкции и строительства сооружений объекта.

В работе также проанализированы существующие принципы и методы системного экологического мониторинга и прогнозирования последствий загрязнения окружающей среды при техногенных авариях на предприятиях отрасли промышленности.

С использованием модельных представлений о самоорганизации сложных систем, теории сложных организационных систем, теории рисков, математического сценарного анализа и теории принятия решений научно обоснованы принципы и критерии интеграции информационно-управляющих систем обеспечения экологической безопасности.

Для правильной интерпретации информации, используемой при системном проектировании и интеграции систем экологической безопасности, необходимо обладать соответствующими моделями, позволяющими делать логические выводы и обосновывать предпроектные решения.

Методическими основами предусматривается выбор и обоснование структуры информационно-аналитической системы, позволяющей прогнозировать последствия загрязнения окружающей среды, обусловленными разливами нефти и нефтепродуктов с использованием геоинформационного ситуационного моделирования и вычислительных экспериментов.

ЗАДАЧА ОЦЕНКИ ПОВЕДЕНИЯ ОБУЧАЕМЫХ В СОВРЕМЕННЫХ ТРЕНАЖЕРНЫХ КОМПЛЕКСАХ

Папилина Т.М., Леонов Д.Г.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Газотранспортная сеть – объект повышенного риска, и безопасность ее функционирования во многом зависит от диспетчерского персонала, управляющего процессом транспортировки газа. Для улучшения навыков диспетчеров разрабатываются компьютерные тренажеры, работающие примерно по одной схеме: эксперт составляет несколько учебно-тренировочных задач (УТЗ), предлагает их решения и определяет весовые коэффициенты оцениваемых параметров (финансовые затраты, срыв поставок, нарушение технологических ограничений и др.). Таким образом, оценка результата тренинга основывается на сумме взвешенных разностей эталонного решения (предложенного экспертом) и решения обучаемого.

Данный подход имеет несколько недостатков:

- Субъективность эталонного решения, определяющееся только опытом эксперта.
- Постоянство рабочих условий в рамках одной задачи. Фактически, условия УТЗ не учитывают реальные рабочие условия и психологическое состояние обучаемого. Многократное прохождение тренинга позволяет отработать различные сценарии развития нештатной ситуации в одних и тех же условиях при различных управленческих решениях, довести управление до автоматизма, но поведение диспетчера в реальных условиях остается непредсказуемым.
- Практически невозможно оценить прогресс обучаемого на длительном промежутке времени.

В работе рассматриваются перспективы применения разработанного в IPM (Hochschule Zittau/Görlitz – University of Applied Sciences) метода измерения человеческих ошибок на основе нечеткой модели когнитивных активностей, функций и их взаимного влияния к задаче обучения диспетчеров в транспорте газа.

В основе метода лежит моделирование поведения человека в изменяющихся условиях окружающей среды и режима работы на основе психологического портрета человека. Задача оператора разбивается на подзадачи (от наблюдения и регистрации отклонений до локализации аварии и действий по ее устранению), определяются требующиеся для выполнения каждой подзадачи когнитивные функции, для которых строится нечеткая матрица зависимости от характеристик человека и условий работы. На основании матрицы строится карта поведения оператора, которая позволяет оценить качество принятия решений обучаемым.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ СТАНЦИЙ

Петухова С.Ю.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Для транспортировки нефти к единой межрегиональной сети магистральных нефтепроводов на территории Российской Федерации в эксплуатацию запущен МН протяженностью 578 км Ванкорское месторождение – КНПС «Пурпе» с несколькими промежуточными НПС. Функционирование системы электроснабжения НПС имеет свои особенности, обусловленные не только сложными природно-климатическими условиями Севера и спецификой месторождения.

Одна из особенностей состоит в том, что расширение обустройства Ванкорской группы месторождений связано с увеличением электрических нагрузок. Для увеличения пропускной способности трубопровода, восполнения дефицита мощности и обеспечения надежного электроснабжения потребителей электроэнергии выполнено строительство электросетевых объектов Единой энергетической системы России (ЕНЭС) в составе схемы выдачи мощности Уренгойской ГРЭС и схемы внешнего электроснабжения Ванкорской группы месторождений. При этом увеличивается длина транзитных линий электропередачи (ЛЭП). В соответствии с Программой комплексного освоения месторождений максимальный объем транспортировки нефти предполагается к 2020 году. Однако, в первые годы эксплуатации МН на некоторых участках схемы электроснабжения высоковольтные ЛЭП могут недоиспользоваться по пропускной способности, что приведет к увеличению зарядной мощности и возникновению перенапряжений, опасных для изоляции электрооборудования.

Другая особенность заключается во взаимосвязи регулирования давления в нефтепроводе с величиной электропотребления приемниками электроэнергии НПС. Транспортировка объемов нефти к промежуточным НПС осуществляется с учетом обеспечения заданных объемов перекачки по нефтепроводу в различные периоды его эксплуатации. С изменением объемов перекачки будет изменяться и электропотребление объектов НПС. Уменьшение электропотребления может привести к увеличению зарядной мощности ЛЭП, а увеличение электропотребления – к увеличению индуктивной составляющей реактивной мощности и несоответствию коэффициента реактивной мощности нормативным значениям.

С учетом рассмотренных особенностей для повышения эффективности электропотребления в схемах электроснабжения НПС целесообразно включение дополнительного источника реактивной мощности на базе управляемого шунтирующего реактора и батареи статических конденсаторов.

ПОДДЕРЖКА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЯ О ЗАМЕНЕ ВНУТРЕННИХ УСТРОЙСТВ РЕКТИФИКАЦИОННОЙ КОЛОННЫ ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ЭНЕРГОЗАТРАТ

Полоумов Ю.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Процесс ректификации, как известно, является энергозатратным. Внутренними устройствами для ректификационных колонн, которые требуют различных энергозатрат, могут являться тарельчатые или насадочные контактные устройства. Оба типа устройств обладают как положительными, так и отрицательными качествами. Обычно насадки создают меньший перепад давления в колонне, но более сложны в эксплуатации, чистке и т.д. Из-за меньшего перепада давления снижается нагрузка на турбину, а значит, снижается потребление пара высокого давления. Однако стоимость насадки существенно превышает стоимость тарелок.

В качестве примера рассмотрим разделение пирогаза на производстве этилена. Разделение пирогаза является одним из самым энергозатратных. Традиционно в колоннах разделения используются тарельчатые устройства. Использование такого типа контактных устройств обусловлено тем, что они, в отличие от насадки, более устойчивы к содержащимся в пирогазе частицам кокса.

Современные технологии позволяют снизить образование кокса в процессе пиролиза или предотвратить их осаждение в оборудовании, или выводить твердые частицы из потока без прерывания производства. Поэтому некоторые заводы в настоящее время во время реконструкции заменяют устаревшие контактные устройства (тарелки) на современные (насадки).

Для поддержки принятия решения о замене контактных устройств при реконструкции завода предлагается использование математического моделирования. Сравнив результаты моделирования при различных типах контактных устройств, можно определить эффективность снижения перепада давления, а, следовательно, изменения энергозатрат. Зная бюджетную стоимость оборудования, а также стоимость вспомогательных потоков, можно также рассчитать срок окупаемости замены.

МОДЕЛИРОВАНИЕ МНОГОКОМПОНЕНТНОЙ РЕКТИФИКАЦИИ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ТИПАХ КОНТАКТНЫХ УСТРОЙСТВ

Ретинская И.В., Полоумов Ю.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Моделирование процесса ректификации связано с определением температуры кипения смеси. Входными данными при моделировании являются расход сырья, содержание компонентов в исходном сырье.

В случае если смесь состоит из двух компонентов, для расчета могут быть использованы справочные данные. Если же количество компонентов больше, то необходимо учитывать межкомпонентное взаимодействие. Для этого случая известен ряд моделей, например, модель Вильсона, модель NRTL, модель UNIFAC.

При разработке предлагаемой модели была использована модель NRTL. Это связано с тем, что для этой модели существует большое количество справочных данных. Недостающие данные предложено рассчитывать с помощью теоретической модели UNIQUAC.

Одной из проблем, которая возникла при моделировании многокомпонентной ректификации, является определение концентраций компонентов на выходе из колонны. Так как состав смеси сильно влияет на температуру кипения, необходимо проведение нескольких итераций расчетов для обеспечения сходимости материального баланса.

В результате моделирования с помощью созданного программного комплекса определяются основные параметры колонны (диаметр и высота, количество тарелок или высота слоя насадки, перепад давления в колонне, расход продукта и кубового остатка, а также их состав).

К ограничениям результирующей модели можно отнести погрешности, вносимые моделью паро-жидкостного равновесия NRTL и моделью UNIQUAC, а также значительное время, требуемое для полного расчета колонны.

Преимуществом модели является ее универсальность (возможность использования для расчета независимо от типа и состава сырья). Кроме того, с помощью данной модели можно оценить эффективность замены контактных устройств.

В качестве усовершенствования модели предлагается добавление учета химической реакции для расчета, например, колонны абсорбции. К сожалению, такая модель должна быть создана для каждого конкретного случая. Это связано с тем, что абсорбционная колонна отличается от простой ректификационной колонны. Кроме того, модель зависит от используемых реагентов, а значит необходимо иметь данные по химическим реакциям.

АНАЛИЗ ЦИКЛОВ ВРЕМЕННЫХ РЯДОВ В ГАЗОПОТРЕБЛЕНИИ

Степанкина О.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Задача прогнозирования газопотребления решается в автоматизированной системе диспетчерского управления транспортом газа для планирования объемов газопоставок, используемых в режимно-технологических расчетах. Прогноз почасовых и ежесуточных потребностей в газе может использоваться для рационального перераспределения потоков газа между потребителями в течение различных временных интервалов: суток, месяца и т.п. Долгосрочные прогнозы могут использоваться при планировании развития системы газоснабжения.

На величину объемов газопотребления оказывает влияние множество факторов, среди которых одним из главных для ряда потребителей является температура окружающей среды.

Анализ структуры временного ряда включает выявление циклической и трендовой составляющих.

Исходными данными послужили замеры отборов газа с газораспределительной станции с интервалом в десять минут, давление на выходе, а также информация о погодных условиях – температуре и давлении.

Для полученных данных были выявлены следующие периоды: сутки, неделя, год, которые могут быть частично объяснены циклом изменения температуры с учетом некоторого запаздывания и причинами организационного характера.

В работе исследуются различные методы прогнозирования и анализируется точность полученных прогнозов. Помимо классических методов, рассматриваются методы, основанные на фрактальном подходе, предполагающем подобие различных периодов с поправкой на масштаб.

Для оценки фрактальной размерности и выявления характера временного ряда используется метод нормированного размаха.

Анализ структуры временного ряда проводится в соответствии с теорией циклов Кондратьева.

НОВАЯ МЕТОДОЛОГИЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ НЕСТАЦИОНАРНЫХ РЕЖИМОВ В СИСТЕМАХ ГАЗОСНАБЖЕНИЯ

Сухарев М.Г., Попов Р.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В развитии науки и техники всё большее значение приобретает использование компьютерных вычислений. Это означает переход от традиционных, непрерывных математических моделей к моделям дискретным. Наряду с методом логического вывода всё более прочные позиции приобретает метод вычислительного эксперимента. Расчетным путем выявляются взаимосвязи между параметрами, описывающими природные явления, технологические процессы, и эти взаимосвязи дают возможность более простого или более глубокого изучения соответствующих явлений и процессов.

В качестве иллюстрации этой парадигмы обратимся к исследованию нестационарных течений газа в трубопроводных системах. Уравнения течения газа в трубах базируются на законах механики сплошных сред, в первую очередь, уравнении неразрывности (материального баланса) и уравнении сохранения импульса. Для оперативного управления системами газоснабжения необходимо учитывать нестационарность течения, эффект изменения количества аккумулированного в трубах газа. Традиционной моделью для описания процесса нестационарного течения в трубопроводе является система уравнений в частных производных. В случае сложных закольцованных систем этот аппарат представляется слишком громоздким, особенно для решения задач поиска оптимальных режимов.

В докладе предлагается альтернатива – существенно более простой аппарат обыкновенных дифференциальных уравнений, другими словами, модель с сосредоточенными параметрами. Уравнение импульса в этой модели для участка трубопровода $0 \leq x \leq L$ записывается в виде $p^2(0,t) - p^2(L,t) = (\Lambda/2) [q(0,t)|q(0,t)| + q(L,t)|q(L,t)|]$, где $p(x,t), q(x,t)$ – давление и расход газа соответственно, L – длина трубопровода. Соотношение проверено на многочисленных примерах сопоставлением с решениями, полученными с помощью традиционной, «точной» модели.

Уравнение баланса базируется на соотношении $\int_0^L p(x,t) dx = 0,5 [p(0,t) + p(L,t)] + (1/a) [p'_x(x,t)|_{x=0} - p'_x(x,t)|_{x=L}]$, которое является обобщением формулы трапеций для вычисления определенных интегралов с концевыми поправками Ланцоша.

Для компьютерной реализации разработанного подхода применительно к трубопроводным системам произвольной конфигурации предложена векторно-матричная запись модели с сосредоточенными параметрами, содержащая уравнения законов Кирхгофа.

СТРАТЕГИИ КЛАСТЕРНОГО ИННОВАЦИОННОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Томова А.Б.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Важным шагом в развитии компаний нефтегазового комплекса является создание организационно-производственной структуры, в которой взаимосвязано функционируют все звенья комплекса. Подобная схема производственно-хозяйственной деятельности нефтегазового комплекса представляет собой не что иное, как крупную систему, способную увязать воедино все функции, которые присущи каждому из звеньев. Для этого необходимо использовать все преимущества системного подхода в развитии нефтегазового комплекса, что воплощается в формировании специализированных кластеров. Под экономическим кластером понимают структуру предприятий, объединенных едиными материальными, финансовыми и информационными потоками. В книге «Международная конкуренция» М. Портер вводил данное понятие для фирм и компаний, находящихся на локальной территории и объединенных едиными задачами при выходе на рынок. В ключевых отраслях нефтегазового комплекса, обеспечивающих долгосрочную энергоэкономическую и национальную безопасность, обеспечить ускорение инновационной модернизации следует на основе кластерных стратегий. Стратегии кластерного инновационного развития нефтегазового комплекса должны преследовать ряд основных целей:

- планомерное формирование кластеров, охватывающих основные и обеспечивающие отрасли инновационного развития нефтегазового сектора российской экономики;
- реструктуризацию экономики нефтегазового комплекса с увеличением доли наукоемких высокотехнологичных производств, созданных, в том числе на основе отечественных научных исследований;
- рост интеллектуального капитала нефтегазового комплекса, в том числе в области мировых критических технологий, обеспечивающих инновационное лидерство в базисных секторах комплекса;
- модернизацию территориально-промышленных комплексов на основе инновационного лидерства за счет внутренних разработок и стимулирования политики импортозамещения в основных отраслевых направлениях;
- целенаправленное формирование институциональной среды для построения эффективной инновационной системы нефтегазового комплекса;
- стимулирование привлечения зарубежных инвестиций в реализацию кластерных инноваций.

РАЗРАБОТКА ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ АНАЛИЗА ХАРАКТЕРИСТИК ПОРОВОГО ПРОСТРАНСТВА В ЛИТОЛОГИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЯХ

Тупысев А.М.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В нефтегазовой отрасли одной из необходимых задач является изучение физических, в том числе коллекторских и фильтрационных свойств пород-коллекторов. Оценка объёмов порового пространства – основа для освоения месторождений. За последние годы произошёл значительный скачок в исследовании порового пространства, связанный с внедрением современных инструментальных и программных средств.

В докладе рассматриваются пути интеграции экспериментальных данных литологических исследований и дальнейшего анализа с помощью средств интеллектуального анализа данных. Исходными данными послужили результаты исследования образцов пород. Данные были предоставлены кафедрой литологии факультета геологии и геофизики нефти и газа РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, на которой имеется значительный фонд образцов, представленных породами-коллекторами различного типа. Описаны модели базы данных численных характеристик пористости образцов. Предложена структура интегрированной системы хранения и обработки литологической информации. Предлагаемая система состоит из базы исходных данных, комплекса методов Data Mining и интерфейса для работы с ними. Комплекс методов Data Mining подразумевает использование ряда алгоритмов (корреляционный анализ, кластерный анализ и др.). Интерфейс специально разрабатывается с целью удобного и простого применения этих методов к данным из базы, а также для наглядного представления результатов анализа.

Необходимость перехода от хранения данных в отдельных электронных таблицах, их обработки и анализа различными программными средствами к комплексной системе представляется закономерным шагом в автоматизации проводимых литологических исследований.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Фомин В.В., Раубаль Е.В., Куликов А.И.

(Национальный исследовательский университет «МЭИ»)

В связи с усложнением технологических процессов и повсеместным использованием средств автоматизации становится всё более актуальной проблема воздействия кратковременных нарушений электроснабжения (КНЭ) на работу потребителей. Основными причинами нарушения непрерывности электроснабжения являются короткие замыкания в схемах внешнего и внутреннего электроснабжения, ошибочное срабатывание устройств релейной защиты, а также пуск и самозапуск мощных электродвигателей.

Как правило, электроэнергетические системы не могут обеспечить необходимый уровень надёжности потребителю в отношении КНЭ, а негативное влияние КНЭ на предприятия с непрерывными технологическими процессами, такими как добыча, транспортировка и переработка нефти и газа, предъявляющими повышенные требования к надёжности электроснабжения, сложно переоценить.

Для ограничения параметров КНЭ (как по длительности протекания, так и по глубине) предлагается использовать систему «накопитель – противоаварийная автоматика» на базе суперконденсаторов (СК) как накопителей электроэнергии и устройств быстродействующего автоматического ввода резерва (БАВР) в качестве противоаварийной автоматики.

Суперконденсатор по сравнению с другими видами накопителей обладает высоким быстродействием, большой перегрузочной способностью и рядом других преимуществ. БАВР, разработанный на кафедре Электроснабжения промышленных предприятий НИУ «МЭИ», обладает наименьшим временем реакции на возникшую аварийную ситуацию. В сочетании с быстродействующими вакуумными выключателями переключение на резервный источник питания может составить 37 мс, что проверено при натурных испытаниях устройства.

Важной стороной повышения надёжности электроснабжения является разработка специальных алгоритмов управления аппаратными средствами передачи и распределения электроэнергии в интеллектуальных электрических сетях, включающих в себя предлагаемую систему «накопитель – противоаварийная автоматика».

В результате анализа значительного количества российских и зарубежных патентов подтверждена актуальность темы использования СК совместно с БАВР. Основными потребителями предлагаемой к разработке инновационной продукции являются предприятия нефтегазовой и химической отраслей.

ОРГАНИЗАЦИЯ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ СЛАБОСВЯЗАННЫХ КОМПОНЕНТОВ СОВРЕМЕННЫХ КОМПЬЮТЕРНЫХ ТРЕНАЖЕРНЫХ КОМПЛЕКСОВ

Халиуллин А.Р., Леонов Д.Г, Швечков В.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Компьютерные диспетчерские тренажерные комплексы являются одним из базовых компонентов системы повышения квалификации диспетчерского персонала эксплуатирующих организаций ОАО «Газпром». Современные тренажерные комплексы строятся на основе архитектуры со слабосвязанными компонентами, что позволяет:

- погрузить обучаемого диспетчера в среду имитации его профессиональной деятельности (использовать в процессе обучения в качестве одного из компонентов тренажера программное обеспечение независимого производителя, применяемое диспетчерами в повседневной работе);

- использовать для реализации отдельных компонентов наиболее подходящие технологии и программные фреймворки (выбор между обеспечением максимальной производительности или возможностями по созданию графического интерфейса);

- масштабировать и модифицировать отдельные компоненты тренажера, не изменяя при этом остальные его компоненты.

Построение подобных многокомпонентных систем всегда связано с решением следующих проблем взаимодействия отдельных компонентов:

- необходимость использования платформонезависимых средств коммуникации с гарантированной доставкой данных по локальной вычислительной сети;

- необходимость координации работы физически удаленных друг от друга (распределенных в локальной сети) компонентов тренажера;

- необходимость организации передачи данных прозрачно для всех компонентов тренажера.

В качестве реализации взаимодействия компонентов тренажера предлагается использовать следующие механизмы:

- основанный на высокопроизводительной платформонезависимой технологии канал передачи управляющих сообщений, координирующих работу всех компонентов тренажера во времени;

- канал передачи данных, используемый для взаимодействия отдельных компонентов с централизованной базой данных.

В докладе рассматривается структура тренажерного комплекса, основанного на подобной многокомпонентной архитектуре, а также реализация механизмов взаимодействия его слабосвязанных компонентов.

МОДЕЛИРОВАНИЕ СИСТЕМЫ ЭЛЕГАЗОВОГО ОХЛАЖДЕНИЯ В МАСЛЯНОМ ТРАНСФОРМАТОРЕ

Хисматуллин А.С., Хуснутдинова И.Г., Фадеев Е.А.
(филиал ФГБОУ ВПО УГНТУ в г. Салавате)

Важным требованием в энергообеспечении предприятий нефтегазовой отрасли является обеспечение непрерывности многих технологических процессов. В связи с этим к энергетическому и электротехническому оборудованию нефтегазового комплекса предъявляются высокие требования надежности.

Аварийный выход из строя силового трансформатора может повлечь за собой неожиданную остановку технологической установки во время работы, привести к аварии с широкомасштабными печальными последствиями.

Существующие системы охлаждения имеют недостатки. Исходя из этого, создана теоретическая модель, принципиально различающаяся от рассмотренных систем охлаждения существующих в настоящее время. Данная модель представляет собой систему охлаждения силового масляного трансформатора с помощью подачи пузырьков элегаза для поддержания определённой температуры масла в рабочей области.

При исследовании технических характеристик химических веществ, установлено, что для охлаждения масляного трансформатора подходит элегаз. Он обладает высокими электроизолирующими и дугогасящими свойствами, высоким напряжением пробоя, при этом практически инертен — инертность выше чем у азота и немного не дотягивает до инертности гелия, при этом гораздо дешевле. По ГОСТ 12.1.007-76 по степени воздействия на организм элегаз относится к 4 классу опасности, к которому принадлежат вещества малоопасные.

Сущностью процесса теплообмена заключается в том, что теплосъём с нагревающегося масла в трансформаторе будет осуществляться за счёт циркуляции барботируемого элегаза через пространство, заполненного маслом. Газ будет перекачиваться при помощи компрессора. После всплытия пузырьков в трансформаторе, элегаз проходит через систему фильтров, которые препятствуют прохождению частиц масла, захваченных всплывающими пузырьками элегаза в масляном трансформаторе. Далее, пройдя систему очистки и охлаждения, элегаз повторяет цикл.

Для повышения эксплуатационного ресурса трансформатора и улучшения температурного режима охлаждаемого оборудования предложен автоматический контроль температуры и давления, посредством регулировки которых возможно осуществить надлежащую работу трансформатора и долгий срок его службы.

ОПТИМИЗАЦИОННЫЕ МОДЕЛИ ПЛАНИРОВАНИЯ НПЗ/НХК АГРЕГИРОВАНИЕ, АКТУАЛИЗАЦИЯ, АДАПТАЦИЯ

Хохлов А. С., Баулин Е. С.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ЗАО «Хоневелл»)

За последние 20 лет на многих предприятиях нефтепереработки/нефтехимии России/СНГ и Компаниях для решения задач производственного планирования внедрены системы оптимизационного моделирования. Модели этих производств наряду с критерием оптимизации должны включать математическое описание следующих взаимосвязанных 4-х блоков:

1. Качество поступающего сырья (нефть, конденсат и т.п.), промежуточных потоков с технологических установок, товарных нефтепродуктов (то есть увязывается качество и технология компаундирования на производстве всех потоков от нефти до нефтепродуктов);

2. Вход/Выход технологических установок для различных видов сырья и режимов работы, сезонные нормы потребления вспомогательных материалов, энергии в диапазоне работы установки;

3. Ограничения, отражающие технологию переработки, мощность установок и график ремонтов на горизонте планирования, запасы и внешнюю рыночную ситуацию. К ним относятся ресурсные, ассортиментные, производственные, спецификационные ограничения и баланс потоков (объемный и весовой);

4. Экономика переработки, включая стоимость всей номенклатуры потребляемого сырья, товарной продукции и условно-переменных затрат на производство в виде стоимости вспомогательных материалов и энергии.

Критерием оптимизации является маржинальная прибыль - выпуск товарной продукции за вычетом затрат условно-переменных и на сырье.

В докладе анализируется наш опыт сопровождения оптимизационных систем и моделей подобного класса и пути повышения эффективности их использования за счет введения взаимосвязанных требований к агрегированию моделей, способам их актуализации и адаптации пользователей. В частности, включение функции автоматизированной актуализации в систему позволяет:

1. Снизить трудоемкость и время актуализации (настройки) модели;

2. Внедрять в эксплуатацию на предприятиях более сложные модели (менее агрегированные) планирования за счет учета дополнительных факторов в ее 4-х блоках.

3. Уменьшить количество ошибок ввода исходных данных для 4-х блоков и тем самым быстрее адаптировать пользователей к работе с моделью;

4. Уменьшить число корректировок производственного плана, вносимых внутри горизонта планирования в процессе его реализации.

ТЕХНОЛОГИИ СОЗДАНИЯ БЕСПРОВОДНЫХ ДАТЧИКОВ УСИЛИЯ СИСТЕМ ДИНАМОМЕТРИРОВАНИЯ СТАНКОВ- КАЧАЛОК

Хусаинов Ф.Ф., Хакимьянов М.И.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

В последние годы существенно повысился интерес нефтедобывающих предприятий к автоматизации технологических процессов скважинной добычи нефти. Для скважин, эксплуатируемым штанговыми глубинными насосами, основным способом автоматизации является их оснащение системами динамометрирования.

Слабым местом датчиков динамометрирования является соединительный кабель, по которому осуществляется питание и передается информация. Кабель подвержен частым обрывам, так как датчики размещаются на движущихся элементах станков-качалок, подвергаются воздействию сильных порывов ветра и других факторов окружающей среды.

Поэтому для обеспечения надежной работы датчиков динамометрирования целесообразно использовать беспроводные интерфейсы передачи данных и автономные источники питания.

В настоящее время выпускаются датчики динамометрирования с радиоинтерфейсом, питающиеся от гальванических элементов. Однако такое решение имеет ряд недостатков: необходимость регулярной замены элементов питания, для чего необходимо останавливать станок-качалку, а также высокая стоимость и труднодоступность элементов питания, способных работать при низких температурах в зимних условиях.

Учитывая эти недостатки, авторами предлагаются альтернативные способы организации питания датчиков:

1) преобразование энергии периодического сжатия датчика между траверсами канатной подвески в электрическую с помощью пьезогенератора;

2) преобразование энергии возвратно-поступательного движения штока в электрическую при помощи системы магнитов и катушек индуктивности;

3) беспроводная высокочастотная передача электроэнергии путем использования резонансного магнитного взаимодействия.

Следует отметить, преимуществом беспроводных датчиков является возможность установки в труднодоступных и удаленных местах, где применение устройств с проводным интерфейсом затруднительно, а также использование альтернативных источников энергии значительно увеличивает ресурс непрерывной работы беспроводных датчиков.

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ОБЕСПЕЧЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ НАДЕЖНОСТИ ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ ГАЗОТУРБИННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ

Шевцов В.А., Крутихин А.П.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ООО «АББ»)

Недостаточный уровень надежности систем электроснабжения процессов добычи и переработки нефти и газа ведет к увеличению потерь из-за незапланированных остановок технологических процессов. Данные потери выражаются в виде недополученной прибыли, штрафов, затрат на восстановительные мероприятия, затрат из-за простоя персонала. В случаях серьезных аварий может быть нанесен ущерб экологии и здоровью людей. Поэтому обеспечение надежной поставки электроэнергии для нужд производства - одна из важнейших задач нефтегазовой промышленности.

В связи с частой удаленностью данных производств от линий электропередач нередко возникает необходимость строительства электростанций собственных нужд (ЭСН), например, таких как газотурбинные электростанции (ГТЭС) на базе газотурбинных установок (ГТУ). Таким образом надежность работы ГТУ и её технических средств автоматизации (ТСА) являются определяющими в обеспечении бесперебойной поставки электроэнергии к объекту нефтегазового производства. Поэтому изучение вопроса повышения надежности совместного функционирования данной системы (ГТУ и её ТСА) крайне важная задача.

В данной работе рассматривается в качестве примера ГТЭС “Курьяново” на базе ГТУ ГТД-6РМ (ОАО “НПО “Сатурн”).

Основной проблемой подобных электростанций является поддержание эффективности их функционирования на требуемом уровне при ограниченности финансовых ресурсов.

В данной работе предложено решение этой проблемы за счет учета влияния друг на друга мероприятий по обслуживанию отдельных частей системы при её эксплуатации.

В результате выработан алгоритм определения мероприятий, обеспечивающих снижение потерь промышленного предприятия от простоев оборудования и неоптимального функционирования газотурбинных установок.

КОНЦЕПЦИЯ МЕЖУРОВНЕВОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ В РАСПРЕДЕЛЕННЫХ ОРГАНИЗАЦИОННО-ТЕХНИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ НА ПРИМЕРЕ ЕСГ РОССИИ

Швечков В.А., Митичкин С.К., Сарданашвили С.А., Белинский А.В.
(РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина, ОАО «Газпром промгаз»)

Современные автоматизированные системы диспетчерского управления (АСДУ) сложных распределенных организационно-технологических комплексов, таких как Единая система газоснабжения (ЕСГ) России должны основываться на программно-вычислительных комплексах (ПВК) моделирования, охватывающих как вертикально организационно-взаимосвязанные уровни ДУ: Центральный производственно-диспетчерский департамент (ЦПДД) ОАО «Газпром»; производственно-диспетчерские службы (ПДС) дочерних эксплуатирующих обществ (ЭО) ОАО «Газпром»; диспетчерские пункты (ДП) филиалов эксплуатирующих обществ (ФЭО), так и горизонтально технологически-взаимосвязанные системы газоснабжения (СГС): газодобывающие (ГДО), газотранспортные системы (ГТС), системы подземного хранения газа (ПХГ), распределительные трубопроводные сети, комплексы переработки газа.

В настоящее время на каждом уровне ДУ в ПДС ЭО локально используются ПВК, не интегрированные в единое информационное пространство.

Такая разобщенность ПВК значительно затрудняет процесс сквозного или совместного решения задач ДУ, в частности оперативного планирования штатных или нештатных переходных режимов, обусловленных необходимостью перевода СГС на новые планы поставок газа, реализации планово-предупредительных или аварийных ремонтов оборудования, ввода в эксплуатацию новых мощностей или вывода старых и так далее. Поскольку региональные СГС по входам/выходам связаны между собой единичными технологическими процессами приема/передачи газовых потоков, то моделирование режимов изолированно каждой из них требует постоянных согласований управлений, влияющих на режимы смежных СГС ЭО.

В настоящее время в Университете разработаны и внедряются в ЭО ОАО «Газпром» компьютерные диспетчерские тренажеры не только имитирующие системы поддержки принятия диспетчерских решений (СППДР) ПДС ЭО, но и имитирующие взаимодействие СППДР разных уровней ДУ, на основе технологии межуровневого моделирования в организационно-технологических распределенных системах. Данная технология позволяет всем субъектам ДУ совместно многовариантно планировать управления на основе как локальных комплексов моделирования ПДС каждого ЭО, так и связанных по краевым параметрам.

МЕТОД УСРЕДНЕНИЯ ИНТЕНСИВНОСТЕЙ ОТКАЗОВ ПОДСИСТЕМ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Шершукова К.П.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Системы противоаварийной защиты (ПАЗ) обеспечивают перевод технологического объекта при возникновении на нем инцидента в безопасное состояние, зачастую называемое останом. Структурно ПАЗ состоит из следующих компонентов: подсистемы датчиков, программируемого логического контроллера и подсистемы исполнительных устройств. С точки зрения надежности все подсистемы соединены последовательно и характеризуются следующими параметрами: видом технических средств, архитектурой подсистемы, уровнем самодиагностики элементов, β -фактором (долей отказа по общей причине) и периодом проведения контрольных проверок работоспособности (межповерочный интервал).

Предлагается унифицированный метод, который учитывает выше перечисленные параметры и позволяет осуществить расчет усредненных показателей надежности каждой подсистемы, постоянных на межповерочном интервале. Этот метод основывается на замене неоднородного случайного процесса функционирования подсистем однородным марковским процессом с сохранением вероятностей отказов подсистем на межповерочном интервале.

В результате применения этого метода может быть построена достаточно простая математическая модель функционирования ПАЗ, позволяющая рассчитать все основные показатели безопасности на конечном периоде эксплуатации системы противоаварийной защиты.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ УЧЕБНО-НАУЧНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ МОДЕЛИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Барашкин Р.Л., Першин О.Ю., Южанин В.В.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

На современном этапе автоматизация технологических процессов подготовки и переработки углеводородного сырья характеризуется распространением систем управления класса АРС (т.н. усовершенствованное управление), которые управляют процессом с учетом его сложной многосвязной природы и оптимизируют рабочий режим процесса по технико-экономическому критерию в реальном времени. Сложность таких систем заметно выше по сравнению с системами предыдущего поколения, основанных на децентрализованном управлении процессами по ПИД-алгоритмам. Не удивительно, что опыт эксплуатации внедренных АРС-систем на ряде нефтеперерабатывающих заводов указывает на нехватку обслуживающего персонала требуемой квалификации. Зачастую реально задействованы лишь отдельные элементы АРС-системы, и достижение максимальной эффективности от внедрения невозможно.

Вследствие этого возросли требования к знаниям будущих специалистов по теории автоматического управления, технологии нефте-, газопереработки и моделированию процессов, причем требуется целостное понимание технологического процесса и системы управления в их взаимосвязи. Обучение специалиста работе с АРС-системой невозможно без построения базовой системы управления, что предполагает наличие практических знаний по современным распределенным системам управления и промышленным контроллерам. В свою очередь, для построения базовой системы управления в учебном процессе необходима модель технологического объекта, достаточно точно отражающая его динамические свойства.

В РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина совместно с компанией Honeywell создан компьютерный комплекс, обеспечивающий реализацию сквозной единой цепочки моделирования технологического процесса и его управления на базовом уровне (ПИД-регулирования) и уровне АРС (многосвязное регулирование и оптимизация в реальном времени).

Важной особенностью комплекса является применение современных профессиональных программных и аппаратных средств. Студенты могут приобрести практические навыки работы с программным обеспечением уже в университете.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ОСНОВЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ CENTUM CS 3000 ФИРМЫ YOKOGAWA

Юмагузин У.Ф., Аслаев Р.Р.
(Филиал ФГБОУ ВПО УГНТУ в г. Салавате)

В ходе работы реализована математическая модель системы управления установки смешивания двухкомпонентного топлива. Основным режимом работы установки является подача основного компонента до определенного уровня заполнения, подачи катализатора по заданной программе функции времени, слив готового продукта. Алгоритм выполнения задания состоит из следующих этапов:

- определение входных и выходных сигналов системы;
- реализация модели имитации источника давления;
- реализация модели заполнения емкости основным (жидким) компонентом;
- моделирование процесса заполнения оставшегося объема катализатором и инертным газом;
- создание алгоритмов непрерывного управления.

Для моделирования колебаний источников давлений в трубопроводах используется формула:

$$P = P_0 + P_1 * \sin(\omega_1 * t) + P_2 * \cos(\omega_2 * t) \quad (1)$$

где P_0 – начальное давление;

P_1 – давление на входе заслонки;

P_2 – давление на выходе заслонки;

ω_1 – циклическая частота на входе заслонки;

ω_2 – циклическая частота на выходе заслонки;

В общем виде уравнение заполнения емкости основным (жидким) компонентом имеет вид:

$$L = L_0 + \frac{1}{S_B} * \int_0^t (Q_{in} - Q_{out}) * dt \quad (2)$$

где Q_{in} – расход вытекающей жидкости;

Q_{out} – расход вытекающей жидкости;

S_B – площадь основания емкости;

L_0 – начальный уровень.

Построение модели имитации работы источников давления основано на реализации формулы (1) для каждого источника. Программная реализация данной формулы осуществляется с помощью вычислительного блока общего назначения CALCUL.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Российский государственный университет
нефти и газа имени И. М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

X ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

10-12 февраля 2014 г.

Секция 7 Современные проблемы экономики и управления нефтегазовым производством

Москва

2014 г.

301

ИНСТИТУЦИОНАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ ФОРМИРОВАНИЯ ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ СЕКТОРЕ РОССИИ

Абдулкадыров А.С.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Нефтяные и газовые месторождения существенно различаются по многим характеристикам, включая такие как: величина запасов; производительность и глубина скважин; объем и состав добываемой продукции; расстояние до основных потребителей и районирование. Необходимо рациональное изъятие рентных доходов в пользу государства и одновременное стимулирование разработки сложноизвлекаемых и труднодоступных запасов ресурсов углеводородного сырья, которое возможно только при применении дифференцированного подхода к налогообложению нефтегазового сектора. В условиях России, учитывая большую территорию и огромное разнообразие нефтегазовых месторождений и провинций, проблема формирования дифференцированных налоговых систем весьма актуальна. Единая ставка НДС не дает возможности освоения средних и малорентабельных участков месторождений, а также унифицированные нормы и правила налогообложения на различных стадиях разработки месторождений приводят к тому, что добыча становится рациональной на стадиях растущей добычи и зрелости (пика).

Анализ мировой практики применения гибких систем налогообложения нефтегазового сектора показывает, что подобный подход обоюдно выгоден и для государства, и для компаний-недропользователей. Государство получает возможности: выровнять условия для недропользователей, ведущих разработку различных месторождений; извлекать дополнительные рентные доходы с высокорентабельных месторождений; поддерживать поэтапное устойчивое функционирование НГС при различных условиях на мировом рынке энергоресурсов; создать реальную конкурентную среду в секторе; стимулировать разработку новых месторождений и развитие независимого малого и среднего сегмента в НГС; решать необходимые социальные задачи общества.

С помощью гибких подходов появляются возможности изъятия более высокой доли рентных доходов с высокорентабельных месторождений и разработки низкорентабельных участков недр. Основной эффект для недропользователей, в том числе, для средних и малых независимых компаний, которые в большинстве своем разрабатывают средние и низкорентабельные месторождения, от применения механизмов гибкого налогообложения состоит в возможности увеличения массы и нормы прибыли. Гибкое налогообложение НГС также способствует внедрению инноваций и научно-технического прогресса в отрасль.

ИННОВАЦИОННЫЙ ПОТЕНЦИАЛ КАК ФАКТОР РАЗВИТИЯ КОМПАНИИ

Крайнова Э.А., Абдурахманова З.Г.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ООО «ИнжМорПроект»)

Сегодня одним из стратегически выгодных направлений развития компаний является инновационное.

Основными параметрами оценки инновационной деятельности компании являются инновационный климат и инновационный потенциал, которые позволяют определить готовность компании к внедрению инноваций.

От состояния инновационного потенциала зависят выбор и реализация инновационной стратегии.

Предприятия при разработке стратегии инновационного развития должны учитывать и анализировать вероятные проблемы и возможные способы их решения.

Анализ эффективности стратегий инновационного развития играет важную роль в процессе стратегического управления предприятием. Он осуществляется с целью снижения затрат по инновационным проектам и отвечает на вопросы о том, каким наиболее эффективным способом можно достичь поставленной цели.

Непрерывное появление все новых и новых технологий вызывает постоянное преобразование экономической системы. В какой-то момент становится невозможно осуществлять управление новой хозяйственной действительностью старыми методами. В настоящее время одним из возможных способов повышения активности предприятий по вовлечению новых технологий в хозяйственный оборот может стать механизм интеграции стратегического и инновационного управления.

На этапе формирования стратегии инновационного развития предприятия определяют последовательность разработки и реализации новых технологий.

Научное предвидение развития техники, технологий, экономики, науки, а также прогнозирования смены технико-технологических систем открывают возможности для стратегического планирования инновационного развития предприятия.

Оценка инновационных проектов, позволяет осуществить выбор наиболее перспективной технологии для внедрения в производство, найти пути снижения инвестиционных затрат, а также повышения экономической привлекательности и эффективности инноваций.

ОСОБЕННОСТИ РАЗРАБОТКИ И ВНЕДРЕНИЯ ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА В ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА НОЯБРЬСК»

Аминова И.А.

(ООО «Газпром добыча Ноябрьск»)

1. Цели и задачи интегрированной системы менеджмента.

1.1 Краткая характеристика предприятия.

1.2 Требование по внедрению системы менеджмента в дочерних обществах ОАО «Газпром» и контроль со стороны департаментов.

1.3 Цели и задачи интегрированной системы менеджмента в рамках развития дочернего Общества ОАО «Газпром» (*повышение эффективности управления, снижение затрат*).

2. Этапы внедрения интегрированной системы менеджмента в ООО «Газпром добыча Ноябрьск».

2.1 Разработка положения об интегрированной системе менеджмента – обеспечение контроля и управляемости процесса внедрения.

2.2 Выделение видов деятельности в Обществе по целевому признаку (*снабжение, строительство, добыча углеводородов, охрана труда и пром. безопасность и т.д.*)

2.3 Создание стандарта вида деятельности – оптимизация документооборота в процессе управления (*на основании всех руководящих документов создается один документ – стандарт вида деятельности*)

2.4 Определение взаимосвязей процессов, установление граничных условий и норм времени на процесс.

2.5 Разработка критериев для оценки эффективности ведения процессов (*оцифровка процессов, определение показателей результативности*)

3. Обеспечение положительной динамики в процессах управления.

3.1 Документирование процессов (*разработка бланка обменной формы, алгоритма процесса*)

3.2 Максимальная автоматизация процесса документирования, контроля исполнения и оценки эффективности ведения процесса.

3.3 План - факт отчет по динамике показателей деятельности в ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

ООО «Газпром добыча Ноябрьск» достигло высоких показателей в процессе внедрения интегрированной системы менеджмента, результаты работы в данном направлении представлены в качестве положительного примера развития дочернего Общества ОАО «Газпром».

ГЕОЛОГИЧЕСКИЙ РИСК И СТОИМОСТЬ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ

Андреев А.Ф., Максимов А.К.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Проекты освоения нефтяных и газовых месторождений характеризуются наличием многих видов риска, причем вероятность возникновения рисков ситуаций по мере роста изученности объекта снижается, а сама величина риска возрастает, что связано с увеличением объемов капиталовложений от стадии к стадии. Риск можно снизить различными способами, в том числе приобретением дополнительной информации. В общем случае целесообразность приобретения этой информации определяется сравнением затрат на ее получение (Z_u) с минимальным математическим ожиданием риска ($\min M_r$). Эта операция является эффективной, если $Z_u \leq \min M_r$.

На стадии разведки риски, в основном, связывают с наличием «сухих» скважин, не давших притоки нефти и газа. Однако при этом забывают о двойственном характере продукции геологоразведочных работ, обеспечивающих как прирост запасов углеводородного сырья, так и прирост информации о недрах. Разведочная скважина, оказавшаяся за контуром нефтегазоносности и вызвавшая уменьшение запасов за счет сокращения предполагаемой площади объекта разведки, тем не менее, обеспечивает прирост ценнейшей информации о геологическом строении разведываемого объекта. Если бы эта скважина не была пробурена, то возможно при составлении технологической схемы (проекта) разработки на этом участке предполагалось разместить ряд добывающих скважин, которые в дальнейшем не выполнили бы свое назначение. В этом случае стоимость бурения одной разведочной скважины (Z_u) необходимо сопоставить с теми минимальными потерями, которые имели бы место на стадии разбуривания объекта добывающими скважинами ($\min M_r$).

Таким образом, геологический риск присущ всем стадиям процесса освоения месторождений углеводородов и его учет является необходимым условием снижения вероятности принятия «неэффективного» инвестиционного решения. На стадии проектирования разведки и разработки месторождений с целью минимизации рисков целесообразно построить экономическую имитационную модель потенциального объекта разведки и разработки, чтобы выявить «белые пятна», для которых нужна дополнительная информация. Модель позволяет ответить на многие вопросы типа «что, если...» и может помочь, меняя определенные параметры (инвестиции, текущие издержки, налоги, амортизационные отчисления и др.), повысить инвестиционную привлекательность проекта.

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

Белоусов О.В., Гайфуллина М.М.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Нефтехимическая отрасль играет одну из стратегических ролей в экономике Российской Федерации. Однако в настоящее время данная отрасль сталкивается с целым рядом проблем:

1) Узость внутреннего рынка.

Душевое потребление пластмасс и ряда других химических и нефтехимических продуктов в России на порядок ниже уровня промышленно развитых стран. В результате по выпуску ряда химических продуктов, например, химикатов, Россия находится на 20-30 месте в мире. Кроме того, выпуск ряда продуктов (отдельных композитов, добавок) полностью отсутствует.

2) Дисбаланс в структуре экспорта и импорта полимеров.

Россия экспортирует, как правило, продукцию низкого передела, а импортирует готовую продукцию.

3) Недостаток современных российских технологий в нефтехимии и зависимость в их приобретение от зарубежных стран.

4) Недостаток российских услуг инжиниринга и необходимость их импорта.

Отмеченные обстоятельства значительно повышают стоимость российских химических и нефтехимических продуктов и обуславливает низкий уровень капиталовложений в отрасль.

5) Низкий технический уровень российской нефтехимии.

Почти 80% оборудования имеют срок использования более 20 лет, а степень износа основных фондов превышает 60%.

Таким образом, российская нефтехимия отличается не только относительно небольшими размерами, но и низким техническим уровнем.

Тем не менее, перспективы развития у российской нефтехимии имеются, что объясняется двумя ростом спроса на продукцию на внутреннем и внешнем рынках. В первую очередь это объясняется динамичным развитием отраслей промышленности, являющихся потребителями химической и нефтехимической продукции (машиностроение, автомобилестроение, текстильная промышленность, металлургия, лесная, транспорт и коммуникации, здравоохранение, мебельная промышленность и др.).

Основным фактором повышения эффективности деятельности нефтехимической промышленности является развитие и внедрение наукоемких ресурсосберегающих начал в промышленном производстве при одновременном снижении удельной энергоёмкости экономики.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПОЛОЖЕНИЯ ПО ЦЕНКЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ

Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А.
(ИПНГ РАН)

В современных экономических условиях России все большую значимость приобретает применение эффективных методов аналитических исследований и управления в области инвестиционной деятельности нефтегазодобывающих предприятий, направленных на повышение обоснованности и качества принимаемых проектных решений.

Главными принципами и сложившимися в мировой практике подходами к финансово-экономическому анализу и оценке эффективности нефтегазовых инвестиционных проектов являются: моделирование прогнозных технико-экономических показателей по вариантам разработки месторождений. С формальной точки зрения оценка эффективности проекта основывается на построении и исследовании специальной экономико-математической модели (как правило имитационной) процесса реализации проекта, где предметом исследования являются материальные и финансовые потоки, возникающие в процессе реализации проекта.

При составлении моделей расчетов экономических показателей и оценки вариантов разработки, учитывается принципиальная особенность принадлежности месторождений, пластов, эксплуатационных объектов к двум основным группам. Это новые месторождения, пласты и объекты с растущей добычей и «старые» разрабатываемые, со снижающейся добычей нефти (газа) и возможными ее приростами за счет методов повышения коэффициента извлечения нефти, идущими на компенсацию падения добычи. Эти группы месторождений требуют разной глубины проработок, методов расчета экономических показателей, нормативно-информационной базы, условий сопоставления и оценки эффективности вариантов разработки. При этом по разрабатываемым «старым» месторождениям экономической оценке подлежат только остаточные запасы на момент составления проекта, включая вариант с новыми методами повышения нефтеотдачи. Чем полнее и детальнее формирование технико-экономических показателей и удельных затрат будет отражать информацию количественных, качественных и фактических особенностей показателей разработки месторождений и вариантов, тем они более совершенны для расчетов капитальных вложений и эксплуатационных расходов.

Капитальные вложения и текущие расходы, которые лежат в основе экономической оценки по своему содержанию и величинам зависят от природно-климатических и экологических условий, от горно-геологических и технико-технологических факторов, от производственно-финансовых особенностей, что в конечном итоге находит свое отражение в экономических нормативах, нормах, ценах, затратах и налогах.

Для расчета капитальных вложений и эксплуатационных расходов на добычу нефти и газа по вариантам помимо геолого-технологических параметров, необходимы нормативы удельных затрат дифференцированные по сеткам скважин (вариантам) и стадиям проектирования. Нормативы капитальных и эксплуатационных затрат обосновываются авторами проектов на основании проектно-сметной документации и анализа фактической информации с учетом инфляционных индексов цен, разрабатываемых и утверждаемых правительством РФ. При привлечении к инвестированию проектов иностранных партнеров нормативы разрабатываются с их участием.

Расчет капитальных вложений проводится по отдельным направлениям, включающим в себя нормативы затрат на бурение скважин, промобустройство, в оборудование не входящее в сметы строек, а также в строительство социально-непроизводственных объектов. Капитальные вложения в бурение скважин определяются на основе сметной и фактической стоимости одного метра проходки, установленной в зависимости от глубины скважины, количества добывающих, нагнетательных и других скважин, вводимых из бурения и бездействия.

Принципиальной особенностью расчета норм и цен эксплуатационных затрат на добычу нефти и газа является то, что они определяются по смете расходов, в основе которой лежат однородные экономические элементы, материальные, энергетические, трудовые, амортизационные отчисления (согласно нового порядка начисления амортизации), отражающие рыночную структуру расходов и налоговые выплаты. Сюда же относятся предпроизводственные расходы, связанные с проведением лицензирования, заключением контрактов, договоров и др.

Для установления влияния экономических факторов на эффективность ввода запасов в разработку необходимо отражать условия сбыта добываемой продукции (внешний, внутренний рынок), изменение действующей налоговой системы и учет особенностей налоговых моделей нефтегазодобывающих стран, как альтернативных методик при оценке вариантов разработки месторождений.

Основными показателями эффективности, используемыми при оценке проекта и рассчитываемыми на основе денежного потока являются: чистый дисконтированный доход (ЧДД, NPV); внутренняя норма прибыли (ВНД, IRR); срок окупаемости с учётом дисконтирования (СО, РВ); индекс доходности дисконтированных затрат (ИДДЗ, PI).

ИННОВАЦИОННЫЙ ФАКТОР РЕАЛИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ

Булискерия Г.Н.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Ключевое направление, лежащее в основе осуществления всех видов стратегической технологически ориентированной деятельности в рамках реализации стратегии устойчивого развития компании - усиление роли инновации в технологическом менеджменте, как на уровне предприятий, так и в инжиниринговых (сервисных) подразделениях компании. Инновация играет существенную роль в поддержке долгосрочной деятельности в сфере НИОКР и вносит все больший вклад в реализацию инжиниринговых функций и мероприятий в рамках конкретных инвестиционных проектов. В этой связи, эффективная интеграция опыта, полученного от тактических функций инжиниринга, с определением долгосрочных проектов НИОКР должна способствовать основному вкладу в прибыль, получаемую как в кратко, так и долгосрочном периоде. Это приводит к следующему кругу вопросов, которые касаются необходимости интеграции технологической стратегии с другими формами стратегически ориентированной деятельности компании.

В течение последних двух десятилетий инновационный менеджмент для нефтегазового бизнеса стал самостоятельным направлением деятельности. Многочисленные инновационные исследования позволили получить глубокие и масштабные знания относительно собственно инновационного процесса. Однако, еще не решен ряд сложных методических и практических проблем, связанных с: формированием корпоративной инфраструктуры управления инновационными проектами; созданием механизмов продвижения инноваций в рамках конкретных инвестиционных проектов и др. Главные трудности - в комплексной оценке инновационных предложений и коммерциализации инноваций/НИОКР в условиях риска и неопределенности, связанных с соответствующими инновационными проектами [1].

Стратегическое управление технологическим развитием тесно связано с инновационным менеджментом в части приобретения знания и превращения технологии в инновационную продукцию. Технологический менеджмент рассматривает вопросы управления технологическим развитием системно с позиции реализации стратегических целей компании, создания организационных структур и получения эффектов от технологии. Основная цель инновационного менеджмента состоит во внедрении мероприятий по стратегическому управлению технологической деятельностью.

[1] Синельников А.А., Булискерия Г.Н. Управление инновационными процессами в нефтегазовом комплексе. Нефть, Газ и Бизнес. - 2013. – (в печати).

О СПОСОБЕ ОЦЕНКИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ПО НОРМЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Андреев А.Ф., Бурыкина Е.В.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Известно, что одним из недостатков критерия оценки эффективности инвестиционных проектов – чистого дисконтированного дохода (ЧДД) – является сложность и неоднозначность выбора ставки дисконта. Если точный вывод относительно её величины сделать затруднительно, то часто используют другой критерий – внутреннюю норму рентабельности (ВНР). Этот критерий можно рассматривать как качественный показатель эффективности операции инвестирования. Чем выше её значение по сравниваемым проектам, тем быстрее можно возместить вложенный капитал. Найти её величину не очень сложно, но кажущаяся легкость решения проблемы выбора наилучшего проекта или его варианта отражает лишь стремление обойти её. Чистый дисконтированный доход и внутренняя норма рентабельности ни функционально, ни корреляционно не связаны между собой. Чтобы корректно оперировать этими показателями, введем известный критерий, близкий к индексу доходности – норму эффективности инвестиций, представляющую собой отношение накопленного ЧДД к капиталовложениям, вызвавшим его получение (НЭ).

Предположим, что оценивается проект «однократное вложение – многократный выпуск продукции», например, проект строительства и дальнейшей эксплуатации добывающих скважин. При этом будем считать, что объем капитальных вложений величина непрерывная и что соблюдается закон убывающей эффективности инвестиций.

Необходимо построить график зависимости чистого годового дохода от объема инвестиций, т.е. $f(u)$. На кривой этой функции можно выделить три интервала: интервал, на котором с ростом инвестиций ЧДД и НЭ возрастают; интервал на котором с увеличением инвестиций доход возрастает, а НЭ уменьшается; интервал на котором с ростом инвестиций ЧДД и НЭ убывают. Анализ результатов этих построений показывает, что на графике имеет место одна область противоречия и две области согласования обоих критериев. Именно на первую область должно быть обращено внимание лиц, принимающих решение об инвестициях, с целью снижения вероятности принятия «неудачного» решения.

ПРАКТИКА РАЗРАБОТКИ ПРОГНОЗОВ РАЗВИТИЯ ПРЕДПРИЯТИЙ НЕФТЯНОЙ И ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РОССИИ

Воеводина Е.А., Зубкова Т.С.
(РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина)

Эффективное управление социально-экономическими процессами нефтегазовой промышленности невозможно без научно-обоснованного предвидения перспектив, краткосрочного, среднесрочного и долгосрочного развития. В свою очередь научное – это один из элементов методики процесса формирования предвидение макроэкономического плана и прогноза развития больших систем.

Важнейшей методологической предпосылкой научного прогнозирования является изучение и анализ характера использования действия, объективных макроэкономических законов. Закона неуклонного роста благосостояния населения страны, закона и редкости ресурсов, закона Гурхарда, Энгеля. Других основополагающих макроэкономических законов, под воздействием которых возникают предпосылки, обеспечивающие полноценный рост интенсивного, либо экстенсивного характера. Действие экономических законов макроэкономического развития является отражением причинно-следственных связей и явлений, отражающих их повторяемость в течение определенного периода времени. При прогнозировании экономического развития необходимо учитывать неопределенность, обусловленную вероятностным характером действия вышеперечисленных законов, влиянием факторов внешнего и внутреннего характера на деятельность нефтегазовых комплексов в различные периоды времени.

Отличительной чертой среднесрочного и долгосрочного прогноза от плана является его многовариантность.

Для эффективного достижения поставленных целей прогноза, необходимо наличие нескольких вариантов, но не более трех и плана, разработанного на основе оптимизации вариантов прогноза с учетом выделения наиболее достижимых целей и возможности их реализации.

Отечественная и зарубежная практика планирования и прогнозирования насчитывает более ста различных методов разработки вариантов прогнозов. В качестве базовых методов разработки используют как правило не менее двадцати. В последнее время широкое применение получили эконометрические методы, связанные с разработкой различных экономико-математических моделей будущего развития объекта прогнозирования.

Наиболее актуальными в современной практике прогнозирования является внедрение новых методов разработки прогноза, организации системы мониторинга выполнения мероприятий, достижения изменений прогнозируемых показателей, предусмотренных в наиболее оптимистических вариантах прогноза, создание системы разработки внутриотраслевых и внутрифирменных планов для более жесткого контроля намеченного варианта экономического развития базовых отраслей России.

ВОПРОСЫ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ОЦЕНКИ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ И ИХ РОЛЬ В ПРОЕКТАХ

Востокова С.И., Гилёва Е.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

При разработке и эксплуатации нефтяных и газовых месторождений существуют особенности экономической оценки инвестиций проекта, связанного с оценкой запасов углеводородов. При этом учитываются особенности действующей налоговой системы в добыче углеводородов и ее влияние на рациональность использования нефтегазовых ресурсов; способы установления нормативов капитальных и эксплуатационных затрат и формирования на этой основе проектных денежных потоков; методы определения проектных показателей эффективности инвестиций на разных этапах освоения месторождений, а также с учётом классификации запасов.

Геолого-фильтрационная модель месторождения является базой проектирования технологических показателей разработки. При этом экономическая оценка запасов углеводородов и их роль в проектах основана на системе показателей: период рентабельной добычи, плотность сетки скважин, система воздействия на пласт, выделение самостоятельных объектов разработки, предельно-допустимый начальный дебит скважины, предельно-допустимые толщины пласта-коллектора, виды и количество геолого-технических мероприятий и методов увеличения нефтеотдачи, коэффициенты извлечения нефти, (экономическая) рента.

Одним из основных блоков в экономической оценке запасов углеводородов является система налогообложения. С 2013 года формула для расчёта налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ) является произведением объёма добычи нефти (за период), ставки и пяти коэффициентов: K_c , K_v , K_z , K_d и K_{dv} . Новыми в порядке определения налога стали: K_d - коэффициент, характеризующий степень сложности добычи нефти, и K_{dv} - коэффициент, характеризующий степень выработанности конкретной залежи углеводородного сырья. K_d принимается равным 0 при добыче нефти из конкретной залежи, отнесенной к баженовским, абалакским, хадумским и доманиковым продуктивным отложениям в соответствии с данными государственного баланса запасов полезных ископаемых; а далее с шагом 0,2 коэффициент меняется в зависимости от показателя проницаемости и эффективной нефтенасыщенной толщины пласта по залежи при добыче нефти из неё, либо по принадлежности тюменской свите. Значение K_{dv} зависит от диапазона, в который попадает значение K_d . В любом случае влияние действующей налоговой системы на степень рациональности использования нефтяных ресурсов требует тщательного учёта в экономической оценке запасов углеводородов.

ОЦЕНКА РИСКОВ УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРЕДПРИЯТИЯ

Гайфуллина М.М., Гумеров И.Р.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Эффективное управление нефтегазовым предприятием связано с необходимостью идентификации и поддержания механизмов его устойчивого развития. Для обеспечения устойчивого развития необходимо учитывать риски устойчивого развития.

По результатам анализа деятельности российских нефтегазовых предприятий все многообразие факторов рисков развития было сгруппировано в две группы: 1) организационные факторы риски (ошибки менеджмента компании, плохо разработанные правила работ, проблемы с финансированием, низкая квалификация персонала); 2) технические факторы риски (ошибки в проектировании инвестиционных проектов, недостатки технологии, неправильный выбор материалов и оборудования).

Основные этапы процесса управления рисками следующие: 1) выявление и систематический анализ рисков; 2) оценка и выявление существенных рисков; 3) распределения ответственности за управление рисками; 4) разработки планов мероприятий по реагированию на существенные риски и контроля их исполнения; 5) мониторинг рисков и оценка эффективности управления ими; 6) накопления знаний в области интегрированного управления рисками.

Для оценки и ранжирования рисков устойчивого развития нефтегазового предприятия нами предлагается следующая методика расчетов:

1) Значимость фактора риска по влиянию на устойчивое развитие оценивается по 5-бальной шкале: от 0 до 5 с «шагом» в единицу.

2) Сила воздействия фактора риска оценивается от -50 до 0 с шагом 5. Нейтральные факторы риска оцениваются как «0».

3) Значимость воздействия определяется умножением значимости на силу воздействия.

4) Далее определяются абсолютные суммы баллов каждого фактора риска в текущий и прогнозируемый период. Знаковое значение суммы баллов устанавливается по знаку прогнозной значимости воздействия.

5) Рейтинг факторов рисков выводится по убыванию значений значимости воздействия (1-е место – наибольшее значение и т.д.).

Предлагаемый подход позволяет идентифицировать и проранжировать факторы рисков устойчивого развития. Результаты данных расчетов являются основой для разработки мероприятий по управлению рисками устойчивого развития в целях нейтрализации их негативного влияния на деятельность предприятия.

ПОКАЗАТЕЛИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ РОССИЙСКОЙ СИСТЕМЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕ- И НЕФТЕПРОДУКТОПРОВОДОВ С ЗАПАДНЫМИ АНАЛОГАМИ

Гончарова Н.В., Серикова И.П., Калашникова С.Е.

(ОАО «АК «Транснефть», ОАО «АК «Транснефть», РГУ нефти и газа имени
И.М. Губкина)

В данной работе рассмотрены показатели работы российской системы нефте- и продуктопроводов в сравнении с американской, а также проведен анализ стоимости строительства 1 км нефтепровода в ОАО «АК «Транснефть» в сравнении с зарубежными аналогами.

По результатам проведенных изысканий было установлено:

➤ суммарная протяженность нефтепроводов в США превышает российскую в 1,57 раза, в то же время по протяженности трасс нефтепроводов 10 ведущих американских компаний не смогли сравниться с ОАО «АК «Транснефть».

➤ суммарная протяженность нефтепродуктопроводов в США более чем в 7 раз превышает российскую. Фактически такие компании, как Magellan Pipeline Co. LP и Mid-America Pipeline Co. LLC сопоставимы по протяженности с российской системой нефтепродуктопроводов;

➤ российская система магистральных нефтепроводов имеет грузооборот в 3 раза больший, чем все американские компании вместе взятые;

➤ применительно к нефтепродуктопроводам наблюдается совершенно противоположная картина: грузооборот только Colonial Pipeline Co. превышает российский в 4,8 раза, не говоря уже о том, что суммарный грузооборот по США превышает российский в 11,5 раза;

➤ среднее плечо транспортировки у американских нефтепроводных компаний в 6 раз меньше, чем у российской системы; у нефтепродуктопроводных – в 2,6 раза;

➤ средняя удельная стоимость строительства 1 км нефтепровода по США составила 4,07 млн долл., что существенно больше, чем по проектам ОАО «АК «Транснефть» (2,9 млн долл., 3,1 млн долл. и 2,4 млн долл., соответственно, по проектам: ТС ВСТО-I, ТС ВСТО-II и Нефтепровод НПС «Пурпе» – НПС «Самотлор»).

Главным результатом работы стоит считать полученный вывод о том, что системы магистральных нефтепроводов, подобной ОАО «АК «Транснефть», в мире нет и скорее всего не будет, причем обращает на себя внимание тот факт, что результаты работы российской системы магистральных нефтепроводов, которая будучи государственной, оказались эффективнее частных нефтяных компаний США.

БАНК КАЧЕСТВА НЕФТИ – НАПРАВЛЕНИЕ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ЭКСПОРТНЫХ ПОСТАВОК

Грызова И.И., Лоповок Г.Б.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В апреле 2011 года в соответствии с поручением Президента России Совет директоров ОАО «АК «Транснефть» утвердил Программу инновационного развития компании на период до 2017г. Этот документ имеет для компании стратегическое значение. Программа инновационного развития ОАО «АК «Транснефть» является неотъемлемой составляющей бизнес-стратегии развития компании. Целью Программы является - достижение экономических и финансовых показателей, выражающих прирост прямой или косвенной экономической выгоды в результате инновационной деятельности.

Одним из направлений НИОКР, указанным в этой Программе, является: «Создание банка качества нефти с учетом изменений в ТЭК на период до 2020г».

Банк качества нефти – широко распространенная в мире методика компенсации изменения потребительской стоимости нефти в результате ее смешения. Он предполагает дифференциацию доходов добывающих компаний в зависимости от качества добываемой нефти. В России подобная методика применяется только в системе Каспийского трубопроводного консорциума (КТК). Разработка и применения этого финансового механизма в системе ОАО «АК «Транснефть» в настоящее время стало крайне актуальным. Это вызвано тем, что, по оценкам экспертов, содержание серы в нефти, поставляемой на нефтеперерабатывающие заводы в центрально-европейской части России приближается к критическим значениям, выше которых производственные процессы переработки не обеспечивают выпуск нефтепродуктов товарных значений без соответствующей реконструкции и модернизации технологических процессов. Кроме того, из-за повышения показателей сернистости и плотности нефти, качество нефтесмеси, поставляемой на экспорт в западном направлении, за последнее время существенно ухудшилось. Вследствие этого, при существующих объемах экспорта упущенный доход нефтяных компаний может составить около 170 млн. долларов, для государства – около 90 млн. долларов ежегодно. Вот почему работа по улучшению качественного состава нефти и по совершенствованию методов управления ее качеством является приоритетным направлением деятельности для компании ОАО «АК «Транснефть».

Одним из возможных решений сложившейся ситуации и является внедрение системы банка качества – механизма штрафных и компенсационных выплат для нефтедобывающих компаний в зависимости от качества предлагаемой ими нефти для трубопроводных систем. Однако необходимо тщательно продумать расчет схем по внедрению БКН, а также рассмотреть альтернативные методы и технологии управления качеством.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНЫЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ БУДУЩЕГО

Гулулян А.Г.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В связи с ростом проблем разработки стареющих месторождений углеводородов в ведущих нефтегазовых компаниях и университетах в первое десятилетие 21 века стали разрабатываться новые подходы к управлению операциями в разведке и добыче, в режиме реального времени. Эти инновационные технологии имеют различные названия, но одну суть: это умные (цифровые) месторождения.

Управление месторождениями в режиме реального времени подразумевает сокращение затрат и ресурсов на подготовку запасов углеводородов к освоению и разработке.

«Умная скважина», будучи наиболее важным элементом всего интеллектуального месторождения, работает в саморегулирующемся режиме. Вся информация поступает в систему контроля и управления, которая автоматически регулирует режим работы скважины. «Умные скважины» обеспечивают оптимальный технологический режим добычи нефти, что приводит к снижению себестоимости эксплуатации месторождений в среднем на 20%. В 2011 году в мире работали около 800 «умных скважин»

Цифровое месторождение – это уже не концептуальная научная разработка, а действительная реальность для нефтегазовой промышленности. Широкое внедрение технологий цифровых месторождений нефти и газа сдерживается в силу традиционной осторожности компаний по отношению к НИОКР. Новые технологии требуют существенных изменений рабочих мест не только для специалистов высшего звена управления, но в первую очередь – для специалистов низшего и среднего звеньев. Весьма важно, что новая цифровая технология разработки залежей углеводородов помогает лучше понимать саму залежь как самую изменчивую часть процесса извлечения нефти и газа.

Поэтому концепция цифрового месторождения базируется на схеме: «Измерение – Моделирование – Принятие решения – Исполнение – Контроль».

Экономический эффект от использования цифровых месторождений достигается после завершения всех элементов цепочки, при выполнении которой повторяется цикл замеров, моделирования, принятия решений и контроля, нацеленный на извлечение углеводородов из залежей наиболее выгодными способами.

Принцип «высокой технологичности» операций связан не только с внедрением новых технологий. Он нацелен также на создание новых путей использования и интеграции существующих технологий. В настоящее время на цифровых месторождениях используют установленные в скважинах средства беспроводной связи, современные программные средства моделирования, удаленные датчики, а также устройства контроля и телеметрии для передачи огромных массивов данных.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОТНОШЕНИЙ ПО ОРГАНИЗАЦИИ И УПРАВЛЕНИЮ ТРУДОМ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ТИПИЧНЫХ НАРУШЕНИЙ, ВЫЯВЛЕННЫХ ОРГАНАМИ ПРИРОДООХРАННОЙ ПРОКУРАТУРЫ

Заимова Ю.Ф.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Нефтегазовая отрасль является одной из наиболее перспективных, а также экономически прибыльных в РФ. Нефтегазовые компании обеспечивают население рабочими местами, заработной платой, организуют систему охраны труда на предприятии, создают условия для стабильного и устойчивого развития экономики страны. В существовании и успешном развитии нефтегазовой отрасли определяющую роль играют труд и трудовые отношения между работниками и работодателями. Зависимое положение работника не позволяет в полной мере реализовывать свои права, поэтому государство в лице уполномоченных органов призвано пресекать нарушения трудовых прав граждан, а также восстанавливать социальную справедливость. Вместе с тем в современных условиях все в большей мере основой правового регулирования трудовых отношений и иных непосредственно связанных с ними отношений становятся локальные нормативные акты и акты социального партнерства в сфере труда (коллективные договоры и соглашения).

Практика надзорной деятельности прокуратуры за период, прошедший с момента введения в действие ТК РФ, показала, что работодатели при издании локальных нормативных правовых актов допускают типичные нарушения прав работников в этой сфере. Данное обстоятельство, а также то, что ТК РФ и другие законы, и подзаконные акты, регулирующие трудовые отношения, имеют четкую структуру, позволяет сгруппировать по категориям характерные нарушения прав граждан в рассматриваемой сфере. Основными, безусловно, считаются, нарушения в сфере охраны труда, т.к. специфика нефтегазовой отрасли предполагает специальные средства защиты работников на рабочем месте, а также при добыче, переработке и на производстве в целом.

На основе проведенного анализа основных нарушений, которые выявляются органами прокуратуры при проведении проверок нефтегазовых компаний, был сформулирован ряд положений, при соблюдении которых работодатель может избежать ответственности. Так В нефтехимической компании Татарстана принят целый комплект - 12 инструкций по охране труда, которые разработаны с учетом специфики производства. Причем для каждого цикла работ (добыча газа, добыча нефти и др.) действует отдельная инструкция. Но однако ситуация в правовом регулировании труда работников нефтегазовой отрасли, по-прежнему, остается остро конфликтной и требует системного и комплексного решения всех накопившихся проблем.

ОЦЕНКА БИРЖЕВОЙ ТОРГОВЛИ НЕФТЕПРОДУКТАМИ В РОССИИ

Иномов А.Д.

(Управляющий директор СПбМТСБ)

Рынок нефтепродуктов в РФ управляется при возрастающем воздействии государства. Государственное управление обуславливает стабильное обеспечение населения разными видами топлива. Для стабилизации цен на топливо используется механизм биржевой торговли. Крупнейшей торговой площадкой, где реализуются продукты нефтепереработки, является Санкт-Петербургская международная товарно-сырьевая биржа (СПбМТСБ).

Биржевая торговля нефтепродуктами началась с 2009 г. За период 2009-2012 гг. объем торговли возрос с 2,1 до 84 млрд.руб. За пять лет функционирования биржи в торгах принимают участие все крупные нефтяные компании, число фирм-участников в середине 2013 г. превышало 1300. Отмечу стабилизирующие факторы, с помощью которых удалось в последние годы упорядочить торговлю на внутреннем рынке и немного придержать ценоповышательную динамику. На основе торгов формируются ценовые биржевые индексы. Кроме того, биржа регистрирует внебиржевые сделки. Это позволяет формировать внебиржевые индексы цен. Со стороны государства контроль за процессами, происходящими на бирже, осуществляют Федеральная антимонопольная служба (ФАС), Ростехнадзор и Росстандарт. Госорганы предписали компаниям реализовывать через биржевые торги не менее 15% произведенной продукции. Не все компании придерживаются предложенной рекомендации. В 2012 г. компании «Лукойл» и ТНК-ВР реализовали соответственно 5,5 и 6%.

Положительно сказалось на процессе реализации нефтепродуктов открытие торгов срочными контрактами. Во втором квартале 2013 г. объем торгов секции срочного рынка составил более 25 млрд.руб. Росту оборотов на внутреннем рынке и его ликвидности будет способствовать введение своп-контрактов замещения одного вида топлива другим. Пока сохраняются условия, при которых возможно резкое повышение цен. Для предотвращения этого большое значение имеют договоры Минэнерго с компаниями о расширении перерабатывающих мощностей как в составе вертикально-интегрированных нефтяных компаний, так и в составе независимых нефтеперерабатывающих заводов. Немало также положение на рынке нефтепродуктов зависит от того, как будут формироваться и расходоваться топливные резервы. Пока хранилищ для жидкого топлива у нас недостаточно. Необходимо строить новые хранилища с самой современной технологией. В настоящее время объем топливного резерва колеблется в пределах 1-1,7 млн. т. Стоит обратить внимание на обеспечение нужного режима наполнения хранилищ и нормативов расходования нефтепродуктов.

РЫНОК ГАЗОМОТОРНОГО ТОПЛИВА –НОВЫЙ ВИТОК РАЗВИТИЯ

Иткина А.Я.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Успех сланцевой газодобычи и предполагаемый экспорт газа из США, рост рынка СПГ, активное внедрение энергосберегающих технологий и значительное увеличение доли возобновляемых источников энергии на европейском рынке привели к сокращению стоимостных и физических объемов экспорта российского природного газа в 2013 году. По мнению экспертов на ближайшие 5-7 лет данная тенденция сохранится.

В связи с этим мы наблюдаем переориентацию экспортных поставок российского газа на рынки Азиатско-Тихоокеанского регионов, но для этого необходимо подготовить соответствующую инфраструктуру. Договор на поставки газа в Китай начнет действовать в 2018 году. Первую очередь завода по сжижению природного газа на Ямале планируется ввести в 2017 году. Другие СПГ проекты могут быть реализованы лишь после 2018 года.

Однако в связи с падением мировых цен на газ уменьшился разрыв между внутренними и экспортными ценами, поэтому внутренний рынок газа становится все более привлекательным. Потенциал рынка газомоторного топлива в России очень велик, при этом его применение возможно в трех видах: СУГ, КПП и СПГ.

В России наиболее развит рынок СУГ: имеется около 5000 АГЗС, 1,2 млн. автомобилей (2,8% общего автопарка) потребляют пропан-бутановую смесь. Расход СУГ в качестве топлива в 2012 году составил 2,2 млн. т, т.е. менее 15% производства. Рынок же КПП представлен на сегодня лишь 260 АГНКС (которые загружены на 5-15% мощности), чуть более чем 86 тыс. автомобилями на КПП (0,2% общего автопарка). Расход КПП в качестве топлива в 2012 году составил 390 млн. м³, т.е. менее 0,06% добычи. Рынок СПГ в России совсем не развит.

Повышение экологических и экономических требований привели к принятию Постановления правительства РФ о переводе на газовое топливо не менее половины общественного транспорта в стране. Предполагается значительный рост количества АГНКС, предлагаются мероприятия по повышению привлекательности перевода личного транспорта на газомоторное топливо. Примером такого развития может послужить автобусный парк РФ, где имеется свыше 902 тыс. автобусов, половина которых находится в муниципальной собственности, их средний пробег - около 200 км/сутки. Норма расхода газа на 100 км колеблется в зависимости от типа автобуса в среднем от 20 до 45 кубических метров. Таким образом, перевод даже 10% пассажирских автобусов на КПП увеличит потребление газа почти на 1 млрд. кубических метров в год, сократив суммарное потребление бензина и дизельного топлива на 750 тыс. тонн, и уменьшит выбросы вредных веществ в атмосферу на 20-25 тонн.

ТЕРРИТОРИАЛЬНЫЕ ИННОВАЦИОННЫЕ СИСТЕМЫ: ОСОБЕННОСТИ РАЗВИТИЯ В РФ

Краденова И.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Формирование и развитие территориальных инновационных систем в России имеет свою давнюю историю, и имеют ряд специфических черт. Во-первых, большинство крупных научно-производственных комплексов создано на базе «закрытых» и полузакрытых поселений оборонно-ядерного комплекса. Во-вторых, многие российские технопарки и технополисы скрывают в себе особенности советской экономики, основанной на административно-плановых механизмах управления, и в силу этого имеют значительно меньший опыт организации инновационной деятельности и продвижения продукции в условиях рынка по сравнению с зарубежными. В-третьих, правовое обеспечение инновационной политики в РФ пока слабо стимулирует развитие инновационной деятельности, что создает серьезные сложности при формировании и развитии территориальных инновационных систем.

В настоящее время в РФ насчитывается 70 городов, которые могут быть отнесены к наукоградам. На их территории в общей сложности проживает более 3 млн. чел., из них свыше 1 млн. - работники, непосредственно занятые в организациях научно-производственного комплекса. По оценкам экспертов, на сегодняшний день в наукоградах РФ сосредоточено 40% научно-производственного потенциала реального сектора экономики страны.

Формирование и функционирование территориальных инновационных систем в современной России характеризуется следующими особенностями. Во-первых, формирование территориальных инновационных систем не является для нашей страны чем-то новым, неизвестным (академгородки, научно-производственные объединения, являвшиеся градообразующими в оборонных отраслях промышленности, города-заводы в металлургии и т.д.). Во-вторых, отечественная научно-техническая база, обладая колоссальным заделом фундаментальных исследований, в прикладном отношении существенно отстает от развитых стран Запада в большинстве отраслей промышленности. В третьих, формирование территориальных инновационных систем возможно только при условии инвестиций на основе многоканального финансирования за счет частного отечественного и зарубежного капитала, а также государственных капитальных вложений. В-четвертых, специфика адаптации зарубежного опыта к российским условиям.

При условии целенаправленной поддержки развития территориальных инновационных систем со стороны государства они способны ускорить движения России к постиндустриальной стадии социального развития.

УПРАВЛЕНИЕ РИСКАМИ ПРИ ВЫБОРЕ И РЕАЛИЗАЦИИ СТРАТЕГИИ РЕСТРУКТУРИЗАЦИИ НЕФТЕГАЗОВОЙ КОМПАНИИ

Крайнова Э. А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Результаты анализа системы управления рисками в процессе реструктуризации свидетельствуют, что применяемые методы не в полной мере отвечают необходимым требованиям и нуждаются в совершенствовании. Отсутствие обобщенного опыта и комплексных научных исследований в области управления рисками в ходе разработки и реализации стратегии реструктуризации приводит к дополнительным потерям и снижению эффективности последствий реструктуризации нефтегазовых компаний/1/. При анализе работы Компании были выявлены ряд существенных проблем, которые являются следствием одной Главной проблемы Компании - это низкоэффективная организационная структура. В результате функционирования такой структуры появляется множество рисков, влияющих на эффективность работы Компании. К ним относятся: низкое качество проектов строительства объектов сжижения газа; увеличение сроков и стоимости строительства; наличие конфликтов внутри Компании между руководителями подразделений в части ответственности и компетенций; отсутствие возможности управления Компанией со стороны основного ее акционера ввиду сильной зависимости от высшего руководства Компании как незаменимого эксперта в области сжижения природного газа. В качестве исследовательской гипотезы выдвинуто предположение, что будет получена эффективная организационная структура Компании на основе существующих бизнес-процессов, которая минимизирует риски в управлении Компанией и позволит ей достичь своих стратегических целей с наименьшими затратами. Для подтверждения исследовательской гипотезы, формирования рекомендаций по изменению существующей организационной структуры Компании были проведены исследования, которые должны были ответить на следующие вопросы: какие риски могут возникнуть при проведении реструктуризации Компании и как они изменятся после реструктуризации? На основании имеющихся результатов исследования, учитывая состояние и потенциал Компании, дан ряд рекомендаций, направленных на совершенствование существующей организационной структуры Компании.

Список литературы:

1. Крайнова Э.А. Экономическая оценка результатов организационных изменений предприятий в ходе корпоративной реструктуризации. / Сборник научных трудов Всероссийской научно-практической конференции «Экономические проблемы развития минерально-сырьевого и топливно-энергетического комплексов России», Санкт-Петербургский горный институт. – 2010 – С.47-49,

ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО ОПТИМИЗАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ ОРГАНИЗАЦИИ И НОРМИРОВАНИЯ ТРУДА

Логинова Е.В.

(филиал ООО «ГТНН» - УАВР, ОАО «Газпром»)

Нормирование труда является органической составной частью функций управления предприятием в условиях рыночной экономики. Неотъемлемой частью организации и нормирования труда является работа в автоматизированных информационных системах. Такие программы помогают сгенерировать отчеты и получать важнейшие, детальные и наглядные сведения о ключевых аспектах производственных процессов, принимать оперативные управленческие решения.

До недавнего времени в филиале нормирование труда осуществлялось с помощью программы АИС АР - автоматизированного комплекса для обработки материалов комплексной аттестации рабочих мест, разработанной для ОАО «ГАЗПРОМ» предприятием «ЭТНА - Информационные технологии». Программа аккумулировала в себе огромное количество информации и значительно упрощала и ускоряла работу инженеров, объединяя в себе модули по организации труда и движению работников, нормированию труда и аттестации рабочих мест. Однако данная программа имела некоторые упущения, которые затрудняли оперативную работу с ней, а именно: 1) Неточное соответствие кадровой программе в аспектах, регулируемых трудовым законодательством. Это создавало временной лаг при отслеживании движения (приема, увольнения, перемещения) сотрудников. Данное несоответствие приводило к несовпадению данных о движении работников при формировании отчетности в разных подразделениях; 2) Сложности в оперативном формировании списка лиц на получение компенсаций за работу во вредных условиях труда по итогам аттестации рабочих мест; 3) Трудоемкость проведения расчета норматива численности работников при условии соблюдения всех этапов нормирования и невозможность быстрого возвращения к исходным данным при совершении ошибки.

Таким образом, для ускорения формирования нужной информации и принятия управленческого решения целесообразно:

- 1) Информационную базу движения работников привести в соответствие с законодательством (день расторжения трудового договора с сотрудником является его последним рабочим днем);
- 2) Ранжировать вводимые данные по критериям – для обеспечения быстрого формирования списков и приказов (приказы на установление компенсаций по итогам проведения аттестации рабочих мест);
- 3) Упростить систему расчета нормативов численности с помощью использования выпадающих списков и возникающих подсказок.

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ БИТУМНОГО ПРОИЗВОДСТВА

Лындин В.Н., Киндеев О.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Дорожные битумы российского и зарубежного производства принципиально различаются по качеству. Российские битумы через 3-4 года требуется проведение ремонта дорог, за рубежом межремонтный период составляет 10 – 12 лет. Кроме того, на состояние битумного производства в России оказывает существенное влияние ряд специфических факторов:

- сезонность выработки дорожных битумов, связанная с чётко определёнными периодами выполнения дорожно-строительных работ. В связи с этим появляются проблемы для непрерывно работающих нефтеперерабатывающих предприятий;

- небольшое различие между ценой битума и сырья;
- сложность (большая себестоимость) технологических операций с таким высоковязким и низкозастывающим продуктом, как битум;

- на большей части НПЗ физически и морально устарело технологическое оборудование битумных установок;

- удалённость НПЗ – производителей битума от потребителей. Транспортные расходы по перевозке битума часто превышают его цену;

- неконтролируемое качество смеси нефти, поступающей на переработку. Колебания качества нефти – содержание парафиновых, ароматических углеводородов, асфальтенов и других компонентов оказывают огромное влияние на качество получаемых битумов.

В конечном итоге совокупность представленных факторов отрицательно влияет на качество битума. Учитывая большое количество проблем в производстве битума можно наметить перспективы развития битумного производства:

- ◇ стабилизация нефти и сырья для производства битума;
- ◇ разработка и применение способов компаундирования компонентов для производства битума;

- ◇ производство неокисленных битумов на базе асфальтов пропан-бутановой или бутановой деасфальтизации при глубокой вакуумной перегонке мазутов высокосернистых, высокосмолистой нефти. В отличие от окисленных они способны в 3 – 4 раза продлить срок службы дорожных покрытий. Такие битумы имеют лучшие показатели по водостойкости, устойчивости к износу, образованию трещин и температурным перепадам;

- ◇ развитие и строительство локальных мини-НПЗ, приближенных к потребителям битума. МиниНПЗ должны входить в состав дорожных строительных управлений (ДРСУ) и асфальтобетонных заводов (АБЗ).

ПРЕДПРИНИМАТЕЛЬСКИЕ РИСКИ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ

Маков В.М.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Нефтегазовый комплекс играет очень важную роль в социально-экономическом развитии нашей страны, являясь основным сегментом национальной хозяйственной системы. Эффективность использования современных подходов к оценке рисков и выбор адекватных мероприятий по их минимизации прямо влияет на хозяйственные показатели работы нефтяных компаний и рост деловой активности в нефтегазовом секторе национальной экономики. Таким образом, управление рисками представляет собой крайне важный элемент общей системы управления нефтяными компаниями.

Деятельность нефтяных компаний сопровождается действием целого набора рисков. Задача классификации предпринимательских рисков нефтяных компаний должна сводиться к определению системы рисков и системообразующих факторов, что позволит повысить эффективность управления предпринимательскими рисками. Предпринимательские риски нефтяных компаний можно объединить в 4 группы:

1) Операционный риск (производственные риски, риск снабжения, транспортные риски, риск ответственности, экологические риски, природно-естественные риски).

2) Финансовый риск (кредитный риск, риск ликвидности, инвестиционные риски, налоговые риски, риски планирования, процентный риск, валютный риск).

3) Стратегический риск (риск изменения цены на продукцию, риск увеличения рыночных цен на основные сырье и материалы, конкурентный риск).

4) Риск несоответствия требованиям законодательства (правовые, политические, информационные риски, риск увеличения тарифов).

Классификация рисков, основанная на оценке предпринимательских рисков в отдельных бизнес-процессах нефтяных компаний, позволит сформировать во внутренней среде единое понимание конкретных рисков компании и создаст базу для дальнейшего построения системы управления предпринимательскими рисками.

Управлять предпринимательскими рисками нефтяных компаний значит наименьшими затратами планировать финансовые ресурсы, необходимые для снижения вероятности возникновения неблагоприятных результатов, а также для более эффективного устранения негативных последствий принимаемых решений.

Для достижения поставленной цели необходимо структурировать управленческие воздействия в процессе оценки и анализа предпринимательских рисков нефтяных компаний.

АНАЛИЗ КЛЮЧЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА

Максимов А.К., Рассолова Т.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Фактически, основной метод оценки инвестиционных проектов, предложенный ООН, базируется на определении NPV, но даже внутри этого метода существуют различия. Некоторые авторы утверждают, что существующий на сегодняшний день подход характеризуется отсутствием гибкости, невозможностью полноценного анализа сценариев, реально существующих при реализации большинства инвестиционных проектов.

Для решения поставленной проблемы практики предлагают использовать определенные синтезы; например, синтез дерева решений (decision tree) и NPV. Данный метод опционов так же основывается на ставке дисконтирования, которая подвергается на сегодняшний день особенной критике.

Предлагается пересмотреть саму формулу расчета NPV, добавив коэффициенты для учета экономических рисков и сохранив при этом принятую ранее за аксиому ставку дисконтирования.

Существуют два варианта пересчета:

- учет экономических рисков в знаменателе формулы NPV посредством корректировки ставки дисконта (при этом большему риску соответствует более высокая ставка дисконтирования);
- учет экономических рисков в числителе формулы NPV посредством корректировки чистых денежных потоков (за счет изменения потока данных средств)

Наглядной иллюстрацией последнего подхода может служить метод безрискового эквивалента (certainty equivalent method).

Кроме того, предлагается одновременный учет экономических рисков в числителе формулы NPV посредством корректировки чистых денежных потоков и в ее знаменателе посредством корректировки ставки дисконта. Авторы Джай Шим и Джойл Сигел утверждают, что риск может учитываться с помощью определения вероятностного денежного потока с применением вероятностей и ставки дисконтирования, устанавливаемой в зависимости от рискованности альтернативных проектов. Таким образом, можно подойти к соображению, что, возможно, стоит отказаться от оценки по методу NPV и перейти к расчету FCC, то есть вовсе отказаться от идеи дисконтирования, оставив лишь корректировку на риски. Однако стоит отметить, что, в связи с пересмотром формул оценки денежного потока, следует и изменять подходы к оценке срока окупаемости и других показателей эффективности проекта. Таким образом, можно сделать вывод о том, что в случае отказа от традиционной процедуры дисконтирования необходимо пересматривать всю методику оценки инвестиционного проекта.

ПОЛОЖЕНИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА НА РЫНКЕ ЦЕННЫХ БУМАГ

Максимова Е.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Нефтегазовый сектор является ведущим сектором российской экономики. Он вносит существенный вклад в формирование всех макроэкономических показателей – ВВП, экспорт, занятость, формирование поступлений в госбюджет и другие.

Нефтегазовый сектор занимает весомое место и на рынке ценных бумаг. Акции крупнейших нефтегазовых компаний более чем на 50% формируют основные биржевые индексы.

Такая значительная доля сектора на рынке ценных бумаг ведет к тому, что котировки акций сектора определяют динамику основных индексов фондовой биржи. А капитализация российских нефтегазовых предприятий в свою очередь тесно связана с динамикой цен на энергоресурсы. Поэтому

Интерес участников фондового рынка к ценным бумагам нефтегазового сектора диктуется их инвестиционной привлекательностью и возможностью стать совладельцами ведущих предприятий российской экономики. В последнее время нефтегазовый сектор стал лидером российского рынка не только по общему объему распределенных дивидендов, но и по дивидендной доходности акций. Этому способствовали такие факторы, как стабильно высокие цены на нефть, приведшие к росту прибыли компаний сектора, и улучшения в области дивидендной политики. Последние пять лет компании отрасли направляли все больший процент чистой прибыли на дивиденды. Этот показатель вырос с 15% до 25%. Дивидендная доходность акций сектора увеличилась с 3-4% до 7-8%. Лидерами по данному показателю были Сургутнефтегаз, Башнефть, Татнефть.

Сегодня, в январе 2014 г., наиболее динамично на рынке ценных бумаг растут котировки акций Газпрома. Повышенный интерес, по мнению аналитиков, вызван тремя причинами. Прежде всего, переходом к расчету дивидендов по международной системе, что приведет к росту дивидендной доходности акций. Во-вторых, достигнутыми договоренностями Газпрома с китайской стороной о 30-ти летнем сотрудничестве. В-третьих, изменениями внутрифирменных настроений в направлении интенсификации, связанными с усилением контроля за операционными расходами.

Такое значимое место нефтегазового сектора на фондовом рынке позволяет рассматриваемым компаниям расширить возможности для своего развития – привлечь дополнительные источники инвестирования, снизить цену заимствования капитала по сравнению с банковскими кредитами, диверсифицировать риски, повысить свой имидж.

МЕХАНИЗМ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ И УГЛЕДОБЫВАЮЩЕЙ ОРГАНИЗАЦИЙ ПО ДОБЫЧЕ МЕТАНА ВЫСОКОГАЗОНОСНЫХ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Малахова Е.Г.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Основные ориентиры по добыче метана угольных пластов (МУП) определены в Государственной программе РФ «Воспроизводство и использование природных ресурсов» и в «Долгосрочной программе развития угольной промышленности России на период до 2030 года».

Возможны два варианта реализации организационно-правового механизма добычи МУП, необходимого для достижения поставленных в этих программах целей:

Вариант 1. В лицензии на добычу угля из высокогазоносных пластов необходимо предусмотреть добычу МУП.

Однако, даже при наличии лицензии на добычу МУП, угледобывающим организациям нецелесообразно создавать собственное подразделение для его добычи, так как это влечет покупку дорогостоящего оборудования, которое будет эксплуатироваться короткий период времени, подбор и обучение дополнительного персонала, приобретение технологий добычи МУП и др.

В данной ситуации будет целесообразным заключение договора подряда с газодобывающей организацией (ГДО) на добычу и использование (утилизацию) добытого газа, так как добытое полезное ископаемое является собственностью владельца лицензии, то есть угледобывающей компании.

Вариант 2. Представляется, что более рациональным было бы предоставление отдельной лицензии ГДО на добычу МУП, что позволит исключить перечисленные выше проблемы. При этом необходимо дополнить Закон РФ «О недрах» нормой, в соответствии с которой в пределах горного отвода возможно предоставление двух лицензий: одна из которых должна будет предоставляться ГДО, другая – угледобывающей.

При реализации любого из вариантов, работы по добыче угля и МУП будут проводиться в границах одного горного отвода, что также ведет к определенным трудностям. Для решения этого вопроса в законе РФ «О недрах» целесообразно предусмотреть нормы, устанавливающие процедурно-процессуальный порядок проведения работ, связанных с добычей различных по своим физико-химическим характеристикам полезных ископаемых, обеспечивая установленную последовательность действий по вводу месторождения в эксплуатацию.

Для обеспечения экономических условий предварительной дегазации угольных пластов, целесообразно продлить срок действия льгот по НДС для угледобывающей компании, так как работы по дегазации будут осуществляться в период строительства шахты, когда еще нет добычи угля, и, как следствие, угледобывающей компании будет невозможно использовать предоставленные государством льготы.

ВЛИЯНИЕ МИРОВЫХ ЦЕН НА НЕФТЬ НА СОСТОЯНИЕ ЭКОНОМИКИ РФ

Малимонова Е.А., Марковская Н.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Страны, ориентированные на торговлю нефтью как на источник своей экономической мощи и политического влияния, могут столкнуться с ослаблением своих позиций на рынке. Более полувека мировая карта добычи углеводородов концентрировалась вокруг Ближнего Востока. Традиционный нефтегазовый меридиан проходил по оси Ямал – Туркмения – Иран – Ирак – Кувейт – Саудовская Аравия. Однако сегодня наблюдается кардинальное изменение ситуации: центр добычи нефти активно смещается в Западное полушарие. Новая энергетическая ось проходит от канадской провинции Альберта через американские штаты Северная Дакота и Южный Техас, через Мексику, Венесуэлу и Бразилию.

Мировой нефтяной рынок сильно зависит от следующих факторов: социальные и политические потрясения на Ближнем Востоке и Северной Африке, получившие название "арабская весна"; бурное развитие технологии по добыче сланцевого газа и нефти; сокращение субсидий на нефть в странах Ближнего Востока, Индии и Китая и все более активное применение мер по энергосбережению. Кроме того, образовался крупный и крайне нестабильный рынок "бумажной нефти" - фьючерсных биржевых контрактов на поставки "черного золота", что грозит повторением краха в 1986 г. мировых цен на нефть. Наблюдается новая фаза мирового нефтяного рынка - повышенная нестабильность цен на нефть при доминировании тенденции к их снижению в результате как экономических, так и политических причин, и их сочетания.

Россия, по-прежнему, сильно зависит от мировых цен на нефть, поэтому их снижение ведет к ощутимым потерям для страны. По оценке Института энергетики и финансов: в среднем снижение цены сырой нефти на 1 доллар за баррель ведет к падению российского экспорта в годовом выражении на 4 млрд. долларов. При этом, основные потери от снижения цен на нефть понесут даже не нефтяные компании России, а бюджет страны из-за снижения экспортной пошлины и размера НДС за счет специфики валового налогообложения выручки нефтяного сектора. Несмотря на оптимистичные прогнозы установления достаточно стабильных цен на нефть, ожидается общее их снижение, что не может не отразиться на состоянии национальной экономики России как одного из ведущего производителя нефти. Таким образом, возникает острая необходимость пересмотра политики страны и системы налогообложения в сфере энергетики с диверсификацией в целях снижения зависимости бюджета от продажи углеводородов и сохранения своих позиций и конкурентоспособности на мировом энергетическом рынке.

ИНТЕГРАЛЬНЫЕ МАТЕМАТИЧЕСКИЕ МОДЕЛИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗМЕРА РЕЗЕРВНЫХ ФОНДОВ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ ОРГАНИЗАЦИЙ

Малиновский В.К., Малиновский К.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ОАО «Газпром промгаз»)

Деятельность газораспределительных организаций (ГРО) связана с различными рисками. Риски, связанные с гражданской ответственностью ГРО регулируются законом «Об обязательном страховании опасных объектов». Риски, связанные с собственными ущербами ГРО в результате аварий или каких-либо прочих непредвиденных обстоятельств, страхуются профессиональными страховщиками на известных условиях. Однако существуют риски, которые не погашаются согласно этим договорам. Поэтому в ГРО обычно предусмотрен собственный резервный фонд на покрытие убытков, не покрываемых страховщиками.

Вопрос оптимизации величины резервного фонда ГРО является важным, поскольку необходимо соблюдать известный баланс: этот фонд не должен быть избыточно большим, но и не должен быть чрезмерно малым. Оптимальная величина резервного фонда связана с величиной риска, на погашение которого он предназначен.

Важна задача прогнозирования оптимального размера фонда на протяжении ряда лет. Для предсказания и выработки разумных действий, направленных на увеличение или уменьшение резервного фонда, необходимо построение интегральной математической модели его динамики.

При определении размера фонда и оценке величины резервируемых для указанных целей финансовых средств в отдельный отчетный период (типичным образом, это календарный год), необходимо основываться на анализе реальной статистике по аварийности. Один из важных вопросов такого определения – это выбор адекватной модели и определение ее основных вероятностных характеристик в течение года.

Поскольку интерес представляет выработка сбалансированной политики в течение ряда лет, важно разработать на этой основе многолетнюю модель. Особый интерес представляет моделирование в условиях сценариев изменения внешних параметров. Например, в один год газопотребление больше, чем в другой из-за климатических аномалий, или в течение ряда лет влияние оказывает старение технических систем.

В настоящем докладе рассматриваются математические аспекты построения таких многолетних интегральных моделей для многолетней динамики резервных фондов ГРО.

ВЛИЯНИЕ ОРГАНИЗАЦИОННЫХ ИЗМЕНЕНИЙ ПРЕДПРИЯТИЙ НГК НА ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРОИЗВОДСТВА

Мархасина М.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Существует три основных типа корпоративной реструктуризации предприятий нефтегазового производства:

- централизация сервисных подразделений в рамках организационной структуры в виде управления;
- вывод из организационной структуры нефтегазовой компании структурных подразделений в юридические лица (100% дочернее общество).
- продажа активов дочерних сервисных предприятий на рынке.

Вычленение подразделений нефтегазовой компании в самостоятельные предприятия экономически целесообразно в случае, если технико-экономические характеристики каждого из вновь образованных предприятий, а также самой компании улучшатся по сравнению с периодом их функционирования в единой организационной структуре.

На улучшение технико-экономических характеристик работают следующие факторы:

- эффект специализации, то есть экономия, возникающая при сосредоточении материальных и трудовых ресурсов на конкретном виде деятельности;
- эффект хозяйственной самостоятельности, то есть более тесная связь результатов хозяйственной деятельности предприятия и доходов его коллектива, возникающая в отношении собственности как совокупности юридически оформленных прав и обязательств.

При вычленении непрофильных производств с сохранением и без сохранения некоммерческих связей материнской компанией наличие экономии (издержек) того или иного вида зависит от механизма изменения оргструктуры и наиболее вероятного варианта внутренней политики вновь образованного предприятия в отношении своего производства и управления.

После реструктуризации эффект хозяйственной самостоятельности будет действовать в той степени, в какой результат хозяйственной деятельности производства, находящегося в организационной структуре нефтегазовой компании в качестве подразделения, окажется менее значим для собственника компании, чем результат хозяйственной деятельности этого же производства, но функционирующего в рамках малого предприятия. Имущество, не использовавшееся или использовавшееся неэффективно в рамках компании, будет использоваться более эффективно в рамках малого предприятия.

Как показывает практика, при реструктуризации организационное разделение производств не приводит к разрушению сложившихся производственно-технологических связей.

ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ МАТЕРИАЛАМИ ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ ОБЪЕКТОВ ГАЗОТРАНСПОРТНОЙ СИСТЕМЫ

Морозова Е. В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В структуре затрат при строительстве объектов газотранспортной системы наибольшую долю занимают логистические издержки, под которыми следует понимать затраты, связанные с производством материальных ценностей и оказанием логистических услуг по производству и организации поставок этих ценностей на объект строительства. Доля логистических издержек в составе общей стоимости строительно-монтажных работ в некоторых случаях превышает 70%.

Особенностью строительства объектов газотранспортной системы, обусловленной расположением данных объектов в труднодоступных районах севера, является сложность доставки материально-технических ресурсов и соответственно доминирующая роль транспортных расходов в структуре логистических издержек.

Отсутствие дорог к строительным площадкам на неосвоенных северных территориях приводят к построению сложных, высокзатратных логистических транспортных схем поставки материалов и оборудования, требующих строительства временных складов для хранения в межсезонье, когда транспортировка может осуществляться летом только по рекам, а зимой по зимникам.

Неосвоенность северных территорий, отсутствие промышленного производства, требует поставки многих материалов, таких как щебень, кирпич, цемент и прочих, из других регионов на длительное расстояние.

Зачастую возникает проблема транспортировки крупногабаритных и тяжелых грузов по узким автомобильным дорогам и в непригодных железнодорожных вагонах, что во многих случаях приводит к деформации материалов, особенно труб, и требует исправления брака уже на объектах строительства.

Значительной проблемой является и малая пропускная способность железных дорог северного направления, когда срок поставки МТР увеличивается на несколько недель, при этом нет альтернативного варианта доставки.

Применение импортного оборудования и материалов при строительстве, способствует удлинению транспортных цепочек, увеличению времени поставок, обусловленных процедурой таможенного оформления, а, следовательно, возрастанию логистических издержек.

Поскольку все логистические издержки строительства включаются в себестоимость работ и цену готовой продукции, предприятиям следует оптимизировать систему управления транспортными издержками при строительстве объектов газотранспортной системы.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ РЕСУРСОСБЕРЕЖЕНИЯ В НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ОТРАСЛИ

Пельменёва А.А., Калининко Е.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Нефтеперерабатывающая и нефтехимическая отрасли развиваются в РФ по пути интеграции, что позволяет повышать эффективность работы за счет масштабов производства, однако при росте эксплуатационных затрат. Ресурсосбережение в перерабатывающих отраслях во многом сходно и заключается в снижении затрат на сырье, тепловую и электроэнергию, иногда – на вспомогательные материалы (катализаторы). Установки проектируются с учетом не только экологических требований к качеству продукции, но и с использованием современных технологий, которые позволяют вместе с увеличением выхода продукта добиться лучших эксплуатационных характеристик: мощности и гибкости по сырью, межремонтного пробега, потребности в энергоресурсах, использовании регенерируемых катализаторов и других. На российских НПЗ часто применяются процессы, предоставляемые зарубежными лицензиарами (UOP, Chevron, ExxonMobil, Shell, Foster Wheeler). Планируется, что НПЗ РФ по уровню технологичности выйдут на среднемировой уровень к 2017 году, если процесс модернизации будет завершен в срок.

В среднем общее потребление энергии на 100 т российского сырья составляет 1,25 т топлива, а для тяжелой аравийской – 1,15 т. Сравнивая передовые технологии первичной переработки: созданная Foster Wheeler USA Corp., D2000 (Total, Technip) и Bulk CDU (Shell Global Solutions Inc.). В первом случае потребление печного топлива достигает 2-3 т.н.э./ч при стоимости 227-294\$/т, для D2000 показатели вдвое ниже – 1,3-1,6 т.н.э./ч и, соответственно, цена топлива 100-127\$/т, а у Bulk CDU благодаря интеграции стоимость топлива снижается на 30% от стандартной, что в итоге ведет к значительной годовой экономии эксплуатационных затрат. Для Марийского НПЗ выбрана установка АВТ производства Shell именно потому, что снижаются капитальные вложения (на 50%) и операционные затраты; могут создаваться конфигурации под требования заказчика; выход дизельного топлива доведен до 10%; пробег между очистками 5 лет.

При проведении анализа вариантов любой технологии переработки нефти возможен выбор наиболее оптимальной конфигурации для нужд конкретного производства, который должен проводиться с использованием различных методик. Одним из главных элементов при принятии управленческого решения в проектах нефтеперерабатывающей и нефтехимической отраслей должна быть оценка экономической эффективности ресурсосбережения, особенно при последующей эксплуатации завода, нового или после модернизации или реконструкции.

ЭКОНОМИЧЕСКИЕ ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ РЫНКОВ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ РОССИИ

Пельменёва А.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Рынки нефти и нефтепродуктов в России разделяют на внебиржевые (по контрактам) и биржевые с приоритетом первых и стремлением со стороны государства развивать вторые. Созревание рыночных отношений в торговле нефтью и нефтепродуктами связано с другими отраслями, в том числе смежными, государством и потребителями. Прямое воздействие на рынки углеводородов России оказывает тенденции мирового рынка, его ценовые индикаторы, общее состояние мировой экономики.

Предложение на рынке нефти в стране зависит от современного состояния отрасли, уровня, структуры запасов, добычи и качества сырой нефти, эффективности применения методов повышения нефтеотдачи на зрелых месторождениях и доступности освоения проектов на новых территориях, наличия требуемой инфраструктуры и перспектив её развития (магистральные нефтепроводы, логистические и энергетические мощности), развития нефтесервиса, уровня капитальных вложений и оперативных затрат, государственной политики в области налогообложения, ценообразования, таможенного регулирования, инновационной, ресурсо- и энергосберегающей составляющей и других направлений. Предложение на рынке нефтепродуктов в России зависит от факторов, влияющих на рынок нефти, а также от мощности, структуры, пространственного размещения нефтеперерабатывающих заводов, транспортных потоков сырой нефти и готовой продукции, особенностей региональных рынков, и, конечно, потребления нефтепродуктов.

Спрос на нефть и нефтепродукты в России связан с возможностью получения доходов всеми участниками рынков по основным направлениям от продажи: 1) сырой нефти на экспорт (малоэффективный, но быстрый и «лёгкий» способ), 2) нефтепродуктов на экспорт (наиболее эффективный, более затратный и сложный вариант в условиях пока незаконченной модернизации нефтеперерабатывающих заводов), 3) нефтепродуктов внутри страны (обязательный с точки зрения экономической безопасности страны, достаточно эффективный, но и наиболее проблемный подход). Доход не является показателем эффективности рынков, более правильным считаются - прибыль и рентабельность, причём выше они от продажи продукции нефтехимии: 4) на экспорт; 5) внутри страны.

Формирование равновесной и (или) регулируемой (рынком, государством) цены является наиболее чувствительным процессом развития рынков нефти и нефтепродуктов, индикатором проявления экономических проблем, что требует комплексной оценки экономической эффективности текущей деятельности участников и проектов.

ОСОБЕННОСТИ ПОСТРОЕНИЯ СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА В ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ ОБЩЕСТВАХ

Пиканов К.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ООО «Газпром развитие»)

Документом, подтверждающим стабильность, надежность и перспективность компании является сертификат соответствия системы менеджмента качества требованиям стандарта ГОСТ ISO 9001/ISO 9001. Грамотное внедрение этой системы позволит получить целый ряд преимуществ: повысить управляемость компании, увеличить конкурентоспособность и качество продукции и услуг, снизить издержки, сделать компанию клиентоориентированной.

Несмотря на то, что стандарт ГОСТ ISO 9001/ISO 9001 универсален для всех компаний, независимо от их величины и специализации, часто возникают трудности при реализации его требований на предприятиях различных отраслей, имеющих свою специфику. К таким предприятиям можно отнести и газотранспортные общества. Для решения этой проблемы представляется актуальной задача по разработке методических рекомендаций по внедрению системы менеджмента качества на газотранспортных предприятиях. Актуальность работы заключается в необходимости выработки общего для газотранспортных обществ методологического подхода по внедрению систем менеджмент качества, соответствующих требованиям ГОСТ ISO 9001/ISO 9001, обуславливающего снижение сроков и оптимизации затрат на разработку систем менеджмента качества газотранспортных обществ. Результатом работы будет документ, оформленный в виде методических рекомендаций, определяющих концепцию системы менеджмента качества и порядок построения системы менеджмента качества газотранспортного общества. Рекомендации будут содержать обобщенные для газотранспортных обществ методологические решения по разработке, внедрению, совершенствованию системы менеджмента качества на основе процессного подхода и формирования целостной системы управления газотранспортным обществом. Рекомендации предназначаются для руководства и специалистов, занимающихся внедрением и совершенствованием системы менеджмента ГТО, а также представителей консалтинговых организаций, оказывающих консультационные и информационно-образовательные услуги по внедрению систем менеджмента качества в организациях данного профиля.

ЭКОНОМИЧЕСКОЕ СТИМУЛИРОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОМ ПРОИЗВОДСТВЕ

Пороскун Т.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Эффективность системы управления рациональным природопользованием увеличивается при использовании экономических рычагов воздействия на предприятие, направленных на стимулирование экобезопасной деятельности. Из «Прогноза долгосрочного социально-экономического развития Российской Федерации на период до 2030 года» в перечне приоритетных направлений развития Российской Федерации является рациональное природопользование наряду с такими направлениями: науки о жизни; информационно-телекоммуникационными системами; индустрия наносистем; транспортными и космическими системами; энергоэффективность, энергосбережение и ядерная энергетика.

Механизм экономического стимулирования природоохранной деятельности содержит: платежи за природопользование, налоговые льготы в экологической сфере, система финансирования природоохранной деятельности, экологическое страхование.

Система платежей за природопользование в РФ включает: платежи за природные ресурсы, платежи за загрязнение окружающей среды, платежи на воспроизводство и охрану ресурсов окружающей среды.

К видам ресурсных платежей относятся плата за: землю, воду, недра, лесные ресурсы, объекты животного мира.

Одним из разделов ресурсных платежей является плата за пользование недрами, что рассмотрено в закон РФ «О недрах» (ред. от 28.12.2013 с изм., вступающими в силу 1.01.2014г.). Конкретный размер ставки регулярного платежа за пользование недрами устанавливается федеральными органами управления государственным фондом недр или территориальными органами в отношении участков недр местного значения в субъектах Российской Федерации отдельно по каждому участку недр, на который выдаётся лицензия на пользование недрами.

Существует три вида ставок регулярных платежей за пользование недрами, устанавливаемых в рублях за 1 квадратный километр участка недр (минимум и максимум), для углеводородного сырья: 1) ставки регулярных платежей за пользование недрами в целях поиска и оценки месторождений полезных ископаемых; 2) ставки регулярных платежей за пользование недрами в целях разведки полезных ископаемых; 3) ставки регулярных платежей за пользование недрами при строительстве и эксплуатации подземных сооружений, не связанных с добычей полезных ископаемых.

Данные ставки являются формами экономического стимулирования рационального природопользования в нефтегазовом производстве.

ИННОВАЦИОННАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ В ТЭК В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ НА ПРИМЕРЕ ОАО «РИТЭК»

Проскурова Н.Э.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Российская инновационная топливно-энергетическая компания (ОАО «РИТЭК») входит в структуру добывающих предприятий ОАО «ЛУКОЙЛ» и занимает достойное место в нефтегазовом комплексе страны. Одна из немногих российских нефтедобывающих компаний с высоким уровнем организации, управления и эффективности инновационной деятельности. РИТЭК разработал и успешно реализовал десятки крупных инновационных программ и проектов с «пакетами инноваций».

Существуют три приоритетные программы в работе компании:

1. «Создание технико-технологического комплекса для промышленного освоения трудноизвлекаемых и остаточных запасов нефти на месторождениях компании «РИТЭК» методом водогазового воздействия»;

2. «Создание технико-технологического комплекса забойного парагазового воздействия для разработки вязких и высоковязких нефтей».

3. «Создание проекта интеллектуального месторождения на основе разработки и организации многофункциональных оптоволоконных датчиков и приборов».

Инновационная модель развития, которой РИТЭК следует: наука – техника – производство – сбыт – эксплуатация. За счет инновационной деятельности «РИТЭК» добывает сейчас 60% и более от всего объема нефтедобычи, 30% из них за счет технологий, передовых методов обработки призабойной зоны; еще 30% - за счет системы разработки месторождений, являющейся чисто «ритэковской» интеллектуальной собственностью.

У РИТЭК много внешнеэкономических связей и огромная поддержка со стороны государства. ОАО «РИТЭК» осуществляет свою инновационную деятельность по стандартной схеме, по всем стадиям инновационного процесса. Источниками финансирования ОАО «РИТЭК» выступают: собственные средства, заемные средства, государственные займы.

Тем не менее, данных финансов не хватает на осуществление в полном объеме всех инновационных работ, разрабатываемых компанией. Это при том, что РИТЭК – компания достаточно крупная, имеет большую сырьевую базу и широкий спектр деятельности.

ГЛОБАЛИЗАЦИЯ КАК МИРОВАЯ ТЕНДЕНЦИЯ РЫНКА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

Самохвалова Е.П., Епифанова Н.П.
(РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина)

В XXI веке, эпоху глобализации, самым важным становится международно-правовой аспект управления нефтяной и газовой промышленностью. Наиболее детальный план международно-правового регулирования этих отраслей был разработан в Европе еще в XX веке. Основные цели европейской политики энергоресурсов это сделать рынки открытыми и конкурентоспособными и в то же время надежными. Стремление ЕС к либерализации рынка энергоресурсов может привести к дроблению крупных нефтегазовых компаний, а создание множества мелких компаний, конкурирующих за получение быстрой прибыли, скорее всего, окажет негативное влияние на развитие долгосрочных проектов и объем долгосрочных инвестиций. В современных условиях только крупные и гигантские нефтегазовые компании способны гарантировать добычу и доставку энергоресурсов потребителю. Истощение доступных месторождений и необходимость в освоении, разработки месторождений углеводородов в труднодоступных местах земного шара, практически не оставляет шанса небольшим компаниям. ЕС серьезно заинтересован в сохранении и повышении роли России как надежного поставщика главных энергоносителей - нефти и природного газа, и поэтому был определен перечень общих и взаимовыгодных и взаимодополняющих интересов. В настоящее время российские, как и ведущие мировые нефтегазовые компании, главной целью своей стратегии ведения бизнеса считают участие во всей цепочке производственно-экономической деятельности, начиная от разработки и заканчивая сбытом энергопродуктов потребителю. Разработка компаниями бизнес-стратегий означает моделирование бизнес-проекта. Такая стратегия предполагает умение управлять всеми сегментами бизнес-цикла, что приводит к экономической эффективности деятельности нефтегазовой компании. Бизнес-цикл можно представить как замкнутую цепочку товаро-денежных отношений, которые возобновляются в течение ряда лет. Управление всеми сегментами бизнес-цикла, означает согласование каждого элемента производственной цепочки, как добыча углеводородов, транспорт и продажа энергоресурсов на рынке потребителю, с потребностями и возможностями других элементов и осуществляется взаимосвязь. Согласованное функционирование всех элементов бизнес-проектов предполагает планирование действий участников производственного процесса и прогнозирование основных производственно-экономических показателей действий нефтегазовых компаний. Таким образом, в условиях возрастающей глобализации рынка энергоресурсов возрастает необходимость более глубокого моделирования бизнес-стратегий компаний, повышать их научно-технологический уровень для проведения статистического анализа потоков данных, определяющих изменение внешней среды проекта и отбирать наиболее достоверные и прибыльные бизнес-проекты.

ГАЗОВЫЙ БИЗНЕС

Самохвалова Е.П.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Глобализация мирового рынка газа приводит газовые компании к решениям по оптимизации и разработки наиболее приемлемой модели бизнес проекта. Сегменты газового бизнес-цикла начинаются с оценки сырьевой базы, далее следуют – добыча, транспортировка, хранение и завершается цикл потреблением. Все элементы бизнес стратегии не могут работать отдельно друг от друга, не согласовано как между собой, так и с внешней средой. Необходимость взаимодействия всех стадий процесса в газовом бизнесе приводит к необходимости управления отдельными элементами и циклом в целом не только на уровне нефтегазовых корпораций, но и на мировом уровне. Национальные компании мирового класса контролируют значительные ресурсы природного газа, осуществляют его добычу и располагают собственным флотом морских газозов. Национальные нефтегазовые компании располагают значительными собственными мощностями для осуществления своего бизнеса, но и получают поддержку со стороны государства и других западных компаний - инвесторов. Международные нефтегазовые корпорации осуществляют газовый бизнес, полагаясь лишь на собственные мощности и силы. По сравнению с национальными корпорациями их показатели объемов производства ниже, однако, именно они являются движущей силой инноваций в этой сфере. Инновационные вложения в газовый сектор достигают 80% всех корпоративных вложений. На основе оценки ресурсной базы можно выстроить долгосрочную стратегию развития газового предприятия. Когда компания рассматривает долгосрочные проекты развития, то прогнозы, полученные на их основе, будут выполняться в той или иной мере, в какой реализуется выбранный сценарий. Освоение труднодоступных месторождений возможно либо государственными компаниями, либо крупными корпорациями или объединениями нескольких крупных корпораций – инвесторов. В планах освоения труднодоступных месторождений газа необходимо учитывать не только расстановку рыночных сил, но и цены на нефть и газ. Точка безубыточности в таких проектах находится намного выше, чем по другим месторождениям, но в долгосрочной перспективе (если еще и учесть возрастание цен на газ) затраты должны окупиться. В настоящее время около 1/3 мировых сделок по газу совершается на свободном рынке, где спрос и предложение определяют цену газ(США, Великобритания); четверть всей мировой торговли осуществляется по ценам, покрывающим издержки предприятия (Россия, СНГ); пятая часть газовой торговли осуществляется по долгосрочным контрактам, в которых газовые цены индексируются по нефти или нефтепродуктам(Европа). Правильное понимание закономерностей рынка и взаимосвязей сегментов глобального бизнес-цикла, адекватное управление этим процессом повысит устойчивость газового бизнеса как отдельной компании, и мира в целом.

НЕФТЕГАЗОВЫЕ КЛАСТЕРЫ В РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Сафина А.А., Гайфуллина М.М.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Достижение высокого уровня конкурентоспособности невозможно без внедрения современных технологий управления. К одной из таких технологий относится кластерный подход, позволяющий более адекватно рассмотреть особенности различных секторов экономики, находящихся в постоянном развивающемся взаимодействии, и выявить их конкурентные преимущества.

Достаточно активно в последнее время в научном сообществе и органах власти обсуждаются вопросы кластеризации нефтегазовых отраслей промышленности. В настоящее время уже имеются успешные примеры, такие как: нефтегазовый кластер в Западной Сибири, в Томской области, в Воронежской области (объединяет 28 предприятий региона, специализирующихся на производстве химического и нефтегазового оборудования), на Дальнем Востоке и др.

Кластер является своего рода площадкой для трансферта передовых технологий и эффективного партнерства с властью и бизнесом. Для успешного создания и развития кластера существуют определенные требования: наличие полной цепочки создания добавленной стоимости; наличие развитой инфраструктуры, в том числе инновационной; благоприятный инвестиционный и налоговый климат; развитая финансовая инфраструктура; высокий научно-исследовательский потенциал; высококвалифицированный персонал и др.

Анализ существующих нефтегазовых кластеров показывает, что существуют определенные трудности при их функционировании, а именно: недостаточно развитая энергетическая, финансовая и инновационная инфраструктура в нефтегазовых районах Западной и Восточной Сибири, Дальнего Востока; определенное недоверие между участниками кластера; отсутствие высококвалифицированного персонала; устаревшая материально-техническая база; недостаток финансовых средств; малый опыт в продвижении научно-технических и инновационных разработок и др.

Тем не менее, создание и развитие нефтегазовых кластеров в России: 1) придаст импульс развитию отраслевой науки, проектных организаций; 2) будет стимулировать работу предприятий строительной отрасли, нефтяного и химического машиностроения, транспортных предприятий; 3) создаст ряд каскадных макроэкономических эффектов, связанных, прежде всего, с развитием малого и среднего бизнеса за счет создания широкой сети предприятий по переработке углеводородного сырья и производству малотоннажной химии при переработке нефтехимического сырья в конечную продукцию.

ПЕРЕХОД ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ РФ К РЫНОЧНОМУ ЦЕНООБРАЗОВАНИЮ.

Сбратова Н.С., Шпаков В.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В настоящее время газовая отрасль России – основополагающий элемент национальной экономики. Она занимает 8% в структуре ВВП, обеспечивает значительную часть доходов бюджета, а также более 19% поступлений валютной выручки государства за счет экспортных поставок газа.

Структура сложившегося в настоящее время рынка газа состоит из регулируемого сегмента, который занимает доминирующее положение, и нерегулируемого сегмента. Поставки газа на регулируемый рынок в основном осуществляет ОАО «Газпром» и его аффилированные лица. Поставки газа на нерегулируемый сегмент рынка осуществляются независимыми производителями.

К настоящему времени из всех видов топливных ресурсов, используемых внутри страны, государственное регулирование цен сохранено только на природный газ, добываемый организациями - владельцами магистральных газопроводов и их аффилированными лицами.

Правительством Российской Федерации было принято постановление № 1205 «О совершенствовании государственного регулирования цен на газ», согласно которому устанавливался переходный период (2011–2014 годы), в течение которого регулирование оптовых цен на газ для всех потребителей (кроме населения) будет осуществляться на основе формулы цены, предусматривающей поэтапное достижение равной доходности поставок газа на внешний и внутренний рынки и учитывающей стоимость альтернативных видов топлива.

Поэтапное достижение равной доходности в период 2011–2014 годов обеспечивается за счет установления ФСТ России специальных понижающих коэффициентов, которые являются составной частью формулы и будут приводить уровень цены в соответствие с устанавливаемыми Правительством Российской Федерации средними параметрами ежегодного изменения оптовых цен на газ для всех потребителей, кроме населения.

Также ФСТ России устанавливаются коэффициенты, определяющие дифференциацию цен на природный газ по регионам Российской Федерации.

Переход к формированию внутренних цен на газ на основе рыночных принципов будет способствовать созданию условий, при которых внутренний рынок газа станет реальным источником для устойчивого развития газовой отрасли, смежных отраслей, повышения энергетической эффективности национальной экономики в целом.

В качестве ключевой задачи для создания рынка целесообразно глубже разработать проблему свободного ценообразования, а не повышения цены на газ до определенного уровня. Сегодня формула цены, ориентирующаяся на равнодоходность, фактически является единственным рыночным ориентиром для стоимости природного газа в России.

КОНЦЕПЦИЯ УСТОЙЧИВОСТИ РАЗВИТИЯ КОМПАНИИ

Синельников А.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Соображения, побуждающие нефтегазовые компании принимать концепцию устойчивости, обусловлены в значительной степени, потребностью согласовывать процессы технологического развития со стратегическими целями. Отсутствие стратегии устойчивого развития не позволяет компании успешно функционировать в условиях жесткой конкуренции. Работы специалистов в области самоорганизации экономических систем свидетельствуют о том, что устойчивые состояния встречаются редко и продолжительность их невелика. Поэтому, под устойчивым развитием целесообразно понимать регулируемое, постоянно поддерживаемое развитие, обеспечивающее заданный уровень жизнеспособности компании. Устойчивое развитие отражает способность компании в течение длительного времени обеспечивать рентабельность активов при соблюдении комплекса действующих ресурсных, институциональных, экологических, технологических, социальных и иных ограничений, в рамках которых возможен выбор стратегических альтернатив и текущих организационно-технических и технологических решений.

Устойчивость определяется нами как подход, способный поддерживать развитие компании в рамках долгосрочного периода, через интеграцию стратегий, побуждающих экономический рост при сохранении окружающей среды и проведении соответствующих социально-экологических мероприятий. Это выражается в требовании максимальной адаптации компании к изменениям внешних условий и внутренних факторов освоения нефтегазовых ресурсов. Конструктивная постановка задачи устойчивого развития компании предполагает определение критериев, позволяющих отнести компанию к классу ведущих компаний. Компания классифицируется как компания мирового уровня, если определенный набор параметров, характеризующих ее деятельность, отвечает требованиям, соответствующим лидерам мирового нефтегазового бизнеса. К таким параметрам относятся: объем реализованной продукции; доля мирового рынка, контролируемого компанией; объем прибыли (до налогообложения); капитализация; объем запасов нефти/газа; производительность (объем реализации на одного работающего); уровень дивидендов (D/P ratio – отношение дивидендов на одну обыкновенную акцию к рыночной цене обыкновенной акции). Значения этих параметров определяются по сумме соответствующих показателей самой компании и других контролируемых ею компаний. В условиях риска и неопределенности исходных данных и ожидаемых результатов надо стремиться достигать наиболее благоприятных значений показателей деятельности не по одному выбранному сценарию развития, а, исследуя ожидаемые результаты, формировать гибкие сценарии, учитывающие механизмы адаптации к неопределенности, такие как диверсификация деятельности, замещение технологий и др.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ГЕОТЕРМАЛЬНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В РОССИИ

Шпаков В.А., Шумилин А.И.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Россия весьма богата геотермальными источниками и запасами геотермальной энергии. По оценкам специалистов, запасы энергии доступных для освоения геотермальных источников в 10-15 раз превышают запасы органического топлива. Огромные запасы горячих вод сосредоточены в Западной Сибири. В этом районе находится подземное море горячей воды площадью 3 млн. кв. м. с температурой воды 70-90 градусов. Большие запасы подземных термальных вод находятся в Дагестане, Северной Осетии, Чечне, Ингушетии, Кабардино-Балкарии, Закавказье, Ставропольском и Краснодарском краях, на Камчатке и в ряде других районов России.

Оцененный потенциал геотермальных ТЭЦ на Камчатке составляет 1000 МВт. Практически все российские геотермальные электростанции сосредоточены на Камчатке и на Курилах. Общая мощность четырех электростанций 80МВт. Имеются данные о реализации геотермальных установок для получения тепловой энергии для отопления зданий в ряде регионов России. Геотермальные источники на Северном Кавказе имеют глубину залегания от 300 до 5000 м. Температура воды из этих источников от 70 до 120 градусов. Тепло от источников используется для теплоснабжения и горячего водоснабжения в быту, сельском хозяйстве, промышленности. Развитие геотермальной энергетики по технологии использования глубинных геотермальных вод сдерживается ограниченностью числа районов, где она экономически эффективна. Кроме того, экологическую опасность представляют сильно засоленные воды, которые получаются после конденсации горячего пара.

В отличие от глубинных термальных вод, приповерхностные геотермальные ресурсы рассредоточены практически повсеместно (малоэффективны по ресурсам лишь районы с вечномерзлыми грунтами). Извлечение геотермальной энергии приповерхностного грунта с помощью мелких скважин (из-за небольшой глубины залегания) не требует значительных капиталовложений, обеспечивая, тем не менее, широчайший спектр объектов с малым и средним теплотреблением.

Другим, возможно, перспективным направлением геотермальной энергетики является извлечение энергии, заключенной в твердых горячих породах на глубине 4-6 км (составляет 99% от общих ресурсов подземной тепловой энергии). На этой глубине массивы с температурой 300-400 °С можно встретить лишь вблизи промежуточных очагов некоторых вулканов, но горячие породы с температурой 100-150 °С распространены на этих глубинах почти повсеместно, а с температурой 180-200 °С на довольно значительной части территории России.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Российский государственный университет
нефти и газа имени И. М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

X ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

10-12 февраля 2014 г.

Секция 8 Международный энергетический бизнес

**Москва
2014 г.**

ЭФФЕКТИВНОСТЬ ОСВОЕНИЯ БИТУМИНОЗНЫХ ПЕСКОВ В СРАВНЕНИИ С ДОБЫЧЕЙ НЕФТИ В АРКТИКЕ

Аристова А.И.

(научный руководитель: д.э.н., профессор, Миловидов К.Н.)
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Количество и качество энергоресурсов являются факторами, прямо и косвенно влияющими на мировой экономический рост и развитие человечества в целом. По оценкам и прогнозам структуры мирового энергопотребления вплоть до 2050 года нефть уступит свою доминирующую позицию природному газу, но, в общем, останется на уровне 18-20%. Имея ограниченные возможности по удовлетворению растущей потребности, большая часть дополнительного спроса будет осуществляться за счет «нетрадиционной» нефти.

Источниками будущих эффективных запасов признаны арктическая нефть, нефть сланцевых пород и битуминозных песков. Добыча перечисленных ресурсов, освоение которых связано с высокой степенью риска и со значительными затратами, становится все более экономически оправданной и рентабельной с учетом развивающихся технологий, а также текущих и прогнозных цен.

Общемировые технически-извлекаемые запасы нефти вместе с прогнозными ресурсами составляют около 8,1 трлн. баррелей. Подтвержденные запасы «традиционной» нефти на данный момент оцениваются примерно в 2,2 трлн. баррелей; сланцевой нефти – около 345 млрд. баррелей и 2,8 трлн. баррелей прогнозных ресурсов; сверхтяжелой в битуминозных песках – 500 млрд. баррелей и 3,1 трлн. баррелей прогнозных ресурсов; в Арктике – приблизительно 100 млрд. баррелей.

Исходя из того, что оцененное количество сверхтяжелой и сланцевой нефти на порядок превышает потенциал Арктики и, учитывая, что диапазон цен на добычу для «нетрадиционной» нефти ниже почти на 20% (30-90 долларов за баррель против 40-100), нельзя не обратить внимание на то, что масштабное освоение Арктики может быть неэффективным и экономически нецелесообразным в сравнении с его конкурентами в ближайшие десятилетия.

В работе проведен тщательный анализ эффективности добычи энергоресурсов (арктической и сланцевой нефти, битуминозных песков) по следующим критериям:

- EROEI (Energy Returned On Energy Invested);
- Масштабируемость производства;
- Постоянство и уровень сложности в добыче и производстве.

ИННОВАЦИОННЫЕ МЕТОДИКИ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЕМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО БИЗНЕСА

Афанасьева М.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ЗАО «ГУ Институт
энергетической стратегии»)

Инновационное развитие сегодня предстает в двойственном контексте: технологическое и организационное. Особое место занимают инновационные методики, направленные на комплексную оптимизацию деятельности предприятий, рассматривающие различные аспекты их развития (социальные, экономические, экологические аспекты, а также эффективность инновационного развития компании и частно-государственного партнерства).

Современный энергетический комплекс, отличающийся низким уровнем взаимодействия его агентов и, вместе с тем, высоким синергетическим потенциалом на стыке его отраслей, нуждается в оптимизации как на международном и национальном уровнях, так и на корпоративном. Залогом его эффективного структурного развития является разработка и внедрение новых эффективных инновационных методик в области оптимизации и управления, позволяющих:

- повысить эффективность инновационных систем на национальном, международном и корпоративном уровнях;
- в перспективе перейти к эффективному управлению системами технологических решений;
- превентивно определять риски в производственной, маркетинговой, научно-технической, социальной и экологической политике компании и своевременно формировать стратегии по их преодолению для оптимизации деятельности в среднесрочной и долгосрочной перспективах;
- обеспечить реализацию ключевых принципов устойчивого и инновационного развития в компании, повысить ее общественную привлекательность и получить возможность эффективного позиционирования как на национальном так и международном уровне.

В докладе представлены оригинальные методики в следующих областях:

- Менеджмент инноваций: развитие информационных систем и методов управления информацией применительно к технологическому развитию отраслей энергетики, создание Банка энергетических технологий с системой оценки технологий.
- Корпоративный менеджмент: развитие инструментария в области бенчмаркинга и риск - менеджмента применительно к энергетическим компаниям, создание универсальной межотраслевой системы индексации энергетических компаний.

ПРОЦЕСС ИДЕНТИФИКАЦИИ РИСКОВ И НОРМАТИВНО-ПРАВОВЫЕ ОСНОВЫ

Вильданов Р.Д., Масленникова Л.В.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Важным звеном в системе управления проектами выступает риск-менеджмент. Многие толкования процесса управления рисками объединяют понятия идентификации с оценкой рисков, что, на наш взгляд, свидетельствует о непонимании сути данных процедур. С целью заполнения пробелов и нахождения наилучшего сочетания методов идентификации рисков, нами исследуются международные стандарты управления рисками, зарубежный и отечественный опыт внедрения систем риск-менеджмента при реализации проектов. В докладе рассмотрены теоретические и правовые основы процесса детерминации рисков. Проанализированы характерные особенности, преимущества и недостатки наиболее популярных из существующих методов детерминации рисков. Определены международные и российские стандарты, в том числе, корпоративные (топливно-энергетический комплекс), в которых раскрывается суть процесса идентификации рисков. Выявлена и обоснована необходимость использования методов, предлагаемых признанными международными стандартами. В заключительной части рассмотрены существующие подходы к процессу идентификации рисков в системах риск-менеджмента крупных российских компаний; информация о системе риск-менеджмента и процессе детерминации рисков в компаниях топливно-энергетического комплекса России. В результате проведено первичное определение возможных рисков с использованием существующих методик для проекта компании ЗАО «Ямалгазинвест», чего ранее не осуществлялось в деятельности данной организации.

Ключевые слова риск, риск-менеджмент, идентификация рисков, методы идентификации рисков, стандарт.

О МЕЖДУНАРОДНОМ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОМ БИЗНЕСЕ

Канищева Т.В., Васильева К.С.

(Воронежский институт высоких технологий)

В настоящее время наблюдается определенный рост добычи нефти в нашей стране. При этом довольно большое внимание уделяется ее экспорту. С одной стороны, это обусловлено тем, что для внутреннего рынка не такой большой рост потребления, а с другой стороны, экспорт приносит дополнительные доходы.

Важно проводить поиск рынков сбыта. Вследствие того, что нефть, добываемая в разных регионах, имеет разные характеристики, то она может быть востребована большим числом заказчиков.

Следует отметить крупных потребителей нефти, существующих в настоящее время. Это регион Северной Америки, Западная Европа. Есть ниши на рынке, которые Россия сейчас имеет возможности занять.

Для региона Северной Америки в последние несколько лет идет непрерывный рост экспорта.

Согласно анализу данных, приводимых в различных аналитических обзорах, сейчас происходит уменьшение добычи нефти в Северном море. Необходимо планировать увеличение мощностей Балтийской трубопроводной системы. Также для получения характеристик, востребованных соответствующими потребителями российским компаниям необходимо искать новые эффективные технологии обработки нефти.

Определенные перспективы имеет Южный поток, при его эффективном функционировании он может создать конкуренцию нефти из Северной Африки.

Необходимо отметить, что на ценовую политику будет оказывать развитие отношений с потенциальными потребителями, а также пиар-компаниями.

Если говорить об азиатском регионе, то довольно перспективными являются потребители в Китае и Японии.

Сейчас наблюдается подъем промышленности в Китае, а собственные мощности не успевают удовлетворять ее потребности. Кроме того, идет определенная модернизация нефтяной промышленности, что также ведет к возникновению роста потребления нефти.

Также сейчас идет развитие нефтеперерабатывающей промышленности в Южной Корее.

При реализации крупных проектов по строительству новых трубопроводов необходимо стремиться к исключению явления диктата потребителя.

ЭНЕРГОБЕЗОПАСНОСТЬ НА ТЕРРИТОРИИ СТРАН СЕВЕРО-ВОСТОЧНОЙ АЗИИ

Карпов А.А., Студеникина Л.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В настоящий момент мировое сообщество испытывает напряженный период, который требует пересмотра действующих устоев в геополитической обстановке, в связи с новыми реалиями в текущей позиции мировых держав. Стимулом для этого служит революционно-политическая дестабилизирующая обстановка в регионе Ближнего Востока и Северной Африки. Конечно же данная проблема не может не сказываться на общей обстановке в энергобезопасности региона по скольку именно из стран Персидского Залива поставляется около 40 % энергоресурсов в страны Северо-Восточной Азии.

Страны Северо-Восточной Азии на этапе преодоления сложной обстановки должны:

- Проверить свои собственные запасы нефти и газа, наращивая именно собственное сырье. Участвовать в новых проектах и исследованиях в области восстанавливаемых энергоресурсов. Развитие технологий по добыче и разработке нефти и газа на шельфе и прибрежной зоны региона.

- Нужно уделить время на поиски новых поставщиков углеводородов, диверсификация поставщиков занимает приоритетное место в планах развития крупнейших игроков Азиатского региона. Не маловажное место занимает и приобретение национальными нефтегазовыми компаниями Азии новых активов за пределами домашней территории.

- Разработка новых проектов в регионе, уже сейчас Южная Корея заявила о возможных планах по покупке Российского газа в виде СПГ.

Российско-китайское энергетическое сотрудничество осуществляется главным образом в нефтегазовой отрасли и, по сути, является стержневым элементом двусторонних отношениях, уже значительно опережая в данном плане военное сотрудничество. Россия рассматривает Китай в качестве перспективного потребителя своих энергоресурсов, преимущественно нефти и газа. Нефтепровод «Сковородино-Дацин» (является отводом от магистрального нефтепровода ВСТО – «Восточная Сибирь – Тихий океан», связывающего месторождения Западной и Восточной Сибири с нефтеналивным портом Козьмино в г. Находка).

Тем самым мы видим что, не смотря на все трудности Страны Северо-Восточной Азии будут стараться укреплять свою энергобезопасность.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ КОРПОРАТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ В РОССИЙСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

Косырева Н.С.

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

Корпоративное управление является ключевым фактором повышения экономической эффективности компании. Следовательно к целям корпоративного управления относится не только обеспечение в компании соответствующих мировым стандартам уровней прозрачности, раскрытия информации, состава совета директоров, контроль за соблюдением прав акционеров, но и воздействие на инвестиционную политику компании, политику финансирования, дивидендную политику, повышение конкурентоспособности компании.

Соблюдение принципов корпоративного управления должно содействовать успешной и эффективной работе корпораций на внутренних и внешних рынках, при этом особенно важным является выполнение принципов корпоративного управления для работы на международных рынках капиталов, что особенно актуально для российских нефтегазовых компаний, которые за последнее десятилетие не только добились значительных успехов на национальном рынке, но и включились в глобальную, общемировую конкуренцию.

Российские компании стали опираться на долгосрочные стратегии и программы, осуществили выход на международные рынки капитала, активно внедряют организационную структуру, соответствующую базовым международным стандартам, принципы корпоративной социальной ответственности, ввели процедуры раскрытия информации, регулярную подготовку отчетности по МСФО, подтверждаемую аудиторскими компаниями с хорошей репутацией. Компании совершенствуют систему управления, внедряя современные управленческие технологии – ключевые показатели эффективности, систему сбалансированных показателей, бюджетирования, учета, управления рисками, мотивации персонала и т.д.; реализуют программы перехода к аутсорсингу сервисных функций, выделяют непрофильные активы. Улучшение уровня менеджмента, способного вести переговоры на международном уровне, способствовало повышению имиджа российских компаний на мировом рынке.

Однако для российских компаний до сих пор актуальны проблемы, связанные с их сравнительно низкой капитализацией, непрозрачностью структуры собственности, следствием чего является негативное восприятие компании инвесторами. Кроме того, существует вероятность конфликта крупных акционеров, что создает риски для миноритариев.

Решение указанных проблем будет способствовать совершенствованию бизнеса и росту стоимости российских нефтегазовых компаний.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ УПРАВЛЕНИЯ ЗАКУПОЧНОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ В ТЭК (НА ПРИМЕРЕ ОАО «ГАЗПРОМ»)

Масленникова Л.В., Матютин Д.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ОАО «ГАЗПРОМ»)

Организация закупочной деятельности в нефтегазовых компаниях становится одной из основных функций управления, неразрывно связанной с успешной реализацией корпоративной стратегии. Организация закупочной деятельности в компании оказывает существенное влияние на формирование себестоимости продукции и, как следствие, на ее финансовые результаты.

Особая важность этой функции для компаний нефтяной и газовой промышленности обуславливается, прежде всего, обширностью цепочек поставок ресурсов с высокими операционными расходами в условиях растущей конкуренции и глобализации рынков. Реструктуризация модели закупочных процедур компании в настоящее время регламентируется Федеральным законом №223 «О закупках товаров, работ, услуг отдельными видами юридических лиц». Конкретными задачами реструктуризации системы закупочной деятельности являются: построение прозрачной конкурентной системы закупок для обеспечения производственно-хозяйственной деятельности предприятия, повышение операционных результатов компании, эффективности освоения доведенных финансовых лимитов в рамках реализации производственной программы и снижения агрегированных операционных затрат в себестоимости продукции. Степень прозрачности и обоснованности принятия решений по закупкам оказывает существенное влияние на деловую репутацию компании, повышает ее капитализацию. При планировании предметов закупки необходимо учитывать разнообразие факторов и специфику каждой конкретной закупки. Тем не менее, в практике построения конкурентных процедур существуют ключевые механизмы, которые положены в основу разработанных реструктуризационных мероприятий. К ним относятся: 1. Централизация системы закупок в Обществе; 2. Планирование потребностей и управление закупками в группах предприятий; 3. Формирование начальной стоимости товаров, работ, услуг; 4. Управление договорами; 5. Автоматизация процессов закупочной деятельности; 6. Разработка и апробация методики проведения проверки финансово-хозяйственной деятельности участников торгов.

По каждому из направлений в докладе представлены конкретные предложения и обоснования.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ ИНТЕГРАЦИЯ КАК СИСТЕМА ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ В ЭПОХУ ГЛОБАЛИЗАЦИИ.

Морозов В.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

1. Одной из характеристик развития общества является прогресс его хозяйственной жизни, выражающийся в смене технологических укладов, как результате углубления разделения труда. Этот процесс требует все большей институционализации общественной жизни и соответственно повышает общесистемные риски.

2. Интеграция, т.е. конвергенция до определенной степени схожих экономических систем, является способом снижения общесистемных рисков за счет вовлечения все новых ресурсов, и создания, новых более высоких институциональных уровней.

3. На современном этапе расширения 5 технологического уклада сформировалось информационное общество, требующее активного формирования глобальной экономики. Для более эффективного встраивания в глобальный мир, т.е. на собственных условиях, большинство стран становятся участниками региональных интеграционных группировок.

4. Одной из таких региональных интеграционных группировок стал таможенный союз Беларуси, Казахстана и России.

5. В основу этого союза заложена энергетическая интеграция, т.е. совокупность отношений в энергетической сфере, на основе которой формируется экономический фундамент региональной интеграционной группировки.

6. Энергетическая интеграция предполагает системную генерацию и реализацию совместных энергетических проектов: по добыче, переработке и транспортировке углеводородов, а также совокупность мер в энергетической сфере, с помощью которых Россия поддерживает развитие экономик интегрирующихся стран. От энергетической интеграции выгоды получают как энергетически обеспеченные страны, так и зависимые. Формируется геоэкономический союз, основанный на системном управлении энергетическим потенциалом.

7. Энергетическая интеграция позволяет наращивать объем внутренней торговли, большую долю в которой сегодня составляют энергоресурсы, создавая тем самым экономический и что особо важно - институциональный каркас будущего регионального объединения. Кроме того она выгодно позиционирует интеграционную группировку на международной арене, делая ее конкурентоспособной в глобальном мире.

НЕФТЯНАЯ ОТРАСЛЬ ИРАНА КАК КЛЮЧЕВОЙ ФАКТОР ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ СТРАНЫ

Морозов В.В. , Оздоев М.К.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ОАО «Газпром»)

Иран, несмотря на все исторические перипетии уже несколько веков является одной из ведущих нефтегазовых держав мира. Страна занимает 4-ое место в мире по разведанным запасам нефти, и второе место по разведанным запасам природного газа. По данным BP Statistical Review of World Energy на июнь 2013 года, запасы нефти в Иране составляли 157.0 млн. баррелей, или 9,4% от мировых запасов.

Иранская нефть малосернистая и делится как на легкую, так и на тяжелую. Иран имеет 34 эксплуатируемых месторождений (22 береговых и 12 морских) месторождений на суше, составляющих более 71% от общего объема резервов. Более половины запасов нефти Ирана сосредоточены в провинции Хузестан на пяти гигантских месторождений, крупнейшими из которых являются месторождения Марун, Гачсаран, Ахваз-Бангестан (250 тыс. баррелей в сутки с перспективой роста добычи до 600 тыс. в течение ближайших семи лет, на что потребуется затратить до 2,5 млрд долларов). Богат нефтью и иранский шельф Персидского залива. Иранская акватория Каспийского моря слабо исследована. При современных методах добычи нефти Иран обеспечен её запасами на 100 лет вперёд. Коэффициент извлечения нефти на месторождениях Ирана невысок и составляет всего 30%.

Отсутствие иностранных инвестиций и технологий, а также международные санкции оказывают негативное влияние на развитие как нефтяной промышленности, так и экономики Ирана, т.к. нефтяной сектор вносит значительную часть в ВВП страны. Вместе с тем, даже несмотря на международные санкции, приведшие к резкому снижению добычи и экспорта нефти (доля нефтяного экспорта Ирана упала на 1,5 млн.барр/д в 2013 году), Иран остается в десятке мировых экспортеров.

Почти весь нефтяной сектор экономики Ирана полностью контролируется государственной Национальной иранской нефтяной компанией *Sharkat Malli Naft Iran (SMNI)*. Разведка, добыча и переработка нефти осуществляется дочерними компаниями, в некоторых из них участвует частный капитал, в том числе и иностранный.

В случае снятия санкций прогнозируемый рост нефтегазового сектора Ирана приведет к перекройке энергетической карты мира.

На сегодняшний день существуют целый ряд новых проектов, нуждающихся в разведке и разработке, которые могли бы обеспечить Иран новыми мощностями. Ряд китайских и российских компаний, продолжают свою деятельность в Иране. Очевидно, укрепление сотрудничества России и Ирана в нефтегазовой сфере является взаимовыгодным, его развитие позволит улучшить социально-экономическое положение Ирана.

СТАНОВЛЕНИЕ И ПЕРВЫЕ РЕЗУЛЬТАТЫ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КОНСУЛЬТАТИВНОГО СОВЕТА ПО ГАЗУ В КОНТЕКСТЕ ОТНОШЕНИЙ РОССИИ И ЕС

Орлова Е. С.

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

Отношения между Россией и ЕС в сфере энергетики были официально оформлены Соглашением о партнерстве и сотрудничестве России и ЕС в 1994 г. Этапы развития этого сотрудничества определены целым рядом событий.

Природный газ играет немаловажную роль в области энергетических связей между ЕС и Россией. Значение природного газа для многих стран-членов ЕС проявляется в результате той или иной степени зависимости от поставок российского газа.

Для России страны ЕС представляют основной экспортный рынок газа и весьма значительный источник поступления валюты. В настоящее время характер отношений ЕС и России в энергетике более соответствуют понятию взаимозависимости, что сохранит свою актуальность и в обозримом будущем.

Учитывая важность и сложность проблем, накопившихся в газовых отношениях между Россией и ЕС, особенно остро проявившихся в ходе мирового экономического кризиса 2008-2009 гг., в 2011 г. был создан специальный орган - Консультативный Совет по газу (КСГ) при Координаторах ЭнергодIALOGA Россия-ЕС (при Министре энергетики РФ и Комиссаре по энергетике Еврокомиссии). Членами этого Совет являются представители газовой отрасли, академических и исследовательских институтов, международных организаций, стран-членов ЕС, российского Министерства энергетики и Европейской комиссии. Все члены КСГ являются независимыми и свободными в своих высказываниях и выборе занимаемых позиций в ходе многочисленных дебатов при обсуждения насущных проблем в рамках проводимых совместных консультаций.

Основные цели и задачи КСГ охватывают:

- анализ развития газовых рынков России и ЕС;
- оценку развития добычи газа, спроса на газ и его транспортировки;
- определение перспектив потребления газа и его поставок;
- обсуждение проблем, связанных с изменением структуры и инфраструктуры рынка;
- выработку рекомендаций, в т.ч. в отношении средне- и долгосрочных перспектив механизма ЭнергодIALOGA Россия-ЕС
- представление рекомендаций, для дальнейшего анализа конкретных тем.

В настоящее время в рамках КСГ созданы и действуют три Рабочих группы, которые занимаются более детальным решением вопросов.

СОТРУДНИЧЕСТВО РОССИИ И ТУРКМЕНИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ: ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Полаева Г.Б., Шуркалин А.К.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Объективная оценка экономического потенциала Туркмении констатирует определяющую роль топливно-энергетического комплекса в структуре экономики, выделяя особо первенствующую роль добычи газа.

Россия до недавнего времени оставалась самым крупным внешнеторговым партнером Туркмении. Но в 2012 г. самыми крупными поставщиками различных товаров были Китай (39%), Турция (15%). Доля российских товаров, поставляемых в Туркмению по каналам экспорта, не превышала 5,5%. Среди импортеров отныне главенствует Турция (24%). На Китай приходится 15%, на Россию – около 13%.

Основными проблемами российско-туркменского сотрудничества в нефтегазовой сфере являются, в частности, реальная оценка запасов газа в Туркмении (которая по различным источникам достаточно сильно разнится). В республике немало месторождений газа с содержанием сероводорода 1% и выше. Для доведения чистоты газа до требуемого уровня необходимо закупить дорогостоящее оборудование, наладить его техническое обслуживание и ремонт. Значительная часть нефтегазовых месторождений находится на больших глубинах - от 3,5 км. В стране практически нет оборудования для такого глубокого бурения. Все это требует значительных финансовых инвестиций, которых у Туркмении недостаточно. Остаются достаточно острыми ценовые противоречия. Нефтегазовое сотрудничество затрагивает в основном лишь торговую сферу. В то же время, присутствие РФ в самой нефтегазовой отрасли страны пока крайне незначительно.

Как представляется, одним из наиболее эффективных, хотя и затратных путей по сохранению и укреплению позиций РФ мог бы стать повышенный акцент на глубокую переработку туркменских углеводородов и, в частности, создание на территории Туркменистана сети производства продуктов нефтехимии и газохимии. Это могло бы кардинально усилить позиции РФ в туркменской нефтегазовой отрасли и обеспечить российским компаниям более широкий доступ к освоению туркменских месторождений. Необходимо продолжить сотрудничество в инвестиционной сфере. Инвестировать в разработку и освоение новых месторождений, модернизацию нефтегазовой отрасли Туркменистана, развитие трубопроводных систем, производственно-техническую кооперацию предприятий двух стран, обмен специалистами и др. Все те формы, которые органически подводят к интеграционному сотрудничеству как наиболее эффективным формам взаимодействия.

ПРОГНОЗ ИНВЕСТИЦИЙ В МИРОВОМ НЕФТЯНОМ СЕКТОРЕ

«АПСТРИМ»

Симоненко В.Е.

(ОАО «Газпром нефть»)

1. Мировые расходы в секторе апстрим 2013 году выросли на 10-15% и достигли \$1.2 трлн. в связи с тем, что средние цены на нефть за последние два года перешли отметку в \$100. Существенно увеличиваются операционные издержки, поскольку в эксплуатацию вводятся новые месторождения, а мировые издержки на единицу произведенной нефти и газа непрерывно растут;

2. Нефтегазовые компании стремятся сохранить «сильные» балансовые отчеты, включая обслуживание заемного капитала и погашение обязательств перед акционерами, с тем чтобы обеспечить финансовую устойчивость в случае снижения цен на товарных рынках. Это стимулирует их оппортунистическое поведение, в особенности это касается газовых компаний или компаний, испытывающих финансовые трудности;

3. В ближайшее время ожидается продолжительный рост расходов в секторе разведки и добычи. Сделанные прогнозы основываются на одобренных и планируемых к реализации проектах компаний операторов (операционные издержки следуют за капитальными затратами с некоторым временным разрывом).

4. Уровень задолженности компаний-заказчиков будет оставаться рекордно высоким, что создаст сложности для операторов, которым необходимо создавать новые мощности для одновременной деятельности на нескольких рынках;

5. Рост капитальных затрат в секторе апстрим по регионам мира за период 2012-2017гг позволяет сделать следующие выводы:

- ежегодный индекс прироста капитала в сектор разведки и добычи ожидается на уровне 4,8%.

- для Латинской Америки и Азии отмечаются самые высокие уровни прироста, а 2013 год демонстрирует пик прироста инвестиций на нескольких рынках

- в некоторых регионах этот показатель может оказаться и выше (в таких как Бразилия или регион Северного Моря) в связи с активной разработкой глубоководных проектов.

6. Проблема мощностей среди компаний-заказчиков еще в течение 1-2 лет будет оставаться узким местом. Ожидается, что переговорная сила подрядчиков в большинстве сегментов рынка будет только увеличиваться, что приведет к росту издержек и возможным задержкам в создании новых мощностей. Ожидается, что рынок станет относительно равновесным только к 2017 году, когда рост будет постепенно угасать, и будут введены в эксплуатацию новые мощности компаний-подрядчиков.

7. Успехи в области природного газа вызвали избыток предложения и изменение цен, но одновременно низкие цены на газ открыли новые возможности в отраслях СПГ, переработки газа и использования газоконденсата. В то время, как нехватка транспортных мощностей вызвала межконтинентальные различия в ценах и тарифах, эти различия на самом деле явились источником поддержки многочисленных крупных проектов, реализация которых эти различия сглаживали;

8. Большая потребность в капитале создает новые возможности для инвесторов – в финансировании этих дорогостоящих обновлений задействовано более \$250 млрд. иностранных инвестиций.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ МИРОВОЙ ЭНЕРГЕТИКИ В СРЕДНЕСРОЧНОЙ ПЕРСПЕКТИВЕ

Студеникина Л.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В мировой энергетике за последние годы происходят значительные и иногда быстрые изменения, которые трудно было спрогнозировать заранее. В результате «сланцевой революции» США удалось поменять вектор развития национальной энергетике - из нетто-импортера страна превращается в экспортера газа и в перспективе нефти, а поставки сравнительно недорогого американского угля на европейский рынок уже привели к замещению им природного газа в секторе электрогенерации ЕС.

Развивающиеся страны, в частности Китай, Индия и страны Ближнего Востока, становятся основными центрами потребления энергоресурсов. В соответствии с энергетическим прогнозом МЭА, опубликованного в ноябре 2013 года, Китай сохранит лидерство в Азии до 2020 г., когда его может сменить Индия. В целом динамично развивающаяся Юго-Восточная Азия может стать одним из основных центров роста мирового спроса на энергоресурсы.

Увеличивается зависимость отдельных стран от экспорта энергоресурсов. Китай по прогнозам станет крупнейшим импортером нефти, а Индия – крупнейшим импортером угля в начале 2020-х г., в то время как США уверенно движутся к энергетической самодостаточности.

Альтернативные источники энергии и добыча нетрадиционных углеводородов приводят к изменению направлений традиционных маршрутов поставок энергоресурсов в мире. Основные торговые потоки перемещаются из Атлантического бассейна в Азиатский регион, в динамично развивающиеся страны Юго-Восточной Азии.

Высокие цены на нефть, стабильно большая разница между региональными ценами на газ и электроэнергию, а также растущая стоимость импорта энергоносителей заставят задуматься о тесной взаимосвязи между энергетикой и экономикой в целом. Правильная энергетическая политика и применение новых технологий позволяют уменьшить взаимозависимость между экономическим ростом, спросом на энергию и выбросами углекислого газа.

ТРАНСАЗИАТСКИЙ ТРУБОПРОВОД КАК ФАКТОР УСИЛЕНИЯ ПОЗИЦИЙ КИТАЯ В ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ

Сычева А.М., Спивак В.Ю.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Пекин предполагает связать страны Центральной Азии и Китай через Трансазиатский трубопровод. Этот трубопровод позволит КНР удовлетворять значительную часть своих потребностей в углеводородах, укрепить сотрудничество Китая с центрально-азиатскими государствами в нефтегазовой отрасли и усилить влияние КНР в регионе. В настоящее время в проекте Трансазиатского трубопровода участвует 4 государства: Туркменистан, Узбекистан, Казахстан и Китай.

Протяженность Трансазиатского трубопровода составит 1833 км. Это будет самым длинным газовым трубопроводом в мире. На данный момент трубопровод уже имеет две линии («А» и «В») и тянется от правого берега реки Амударьи на территории Туркменистана, проходит по центру Узбекистана и югу Казахстана и соединяется с китайским трубопроводом Запад-Восток в Синцзян-Уйгурском автономном районе (СУАР). Две линии газопровода А и В были открыты 26 октября 2010 года. В настоящий момент их пропускная способность составляет 23 млрд. кубометров в год.

Вторая очередь проекта берет начало в Бейнеу Мангистауской области Казахстана и соединяется с газопроводом Китай – Центральная Азия в Чимкенте Южно-казахстанской области, её протяжённость – 1475 км, проектная пропускная способность – 10 млрд. кубометров в год, и может быть расширена до 15 млрд. кубометров в год, чтобы удовлетворить спрос КНР на газ южного Казахстана.

Основной поток туркменского газа пойдет по еще не построенной линии Трансазиатского газопровода «D» (планируется, что линию проложат к 2016 году). Трубы будут прокладывать через территорию Киргизии, которая также получит доступ к более дешевому газу из Туркмении. Таким образом, Киргизия не будет в такой степени зависеть от дорогостоящих поставок из Узбекистана, что может повлечь трения между двумя странами. Такая ситуация поставит Китай в позицию арбитра на среднеазиатской арене и возвысит его авторитет в регионе.

Трансазиатский газопровод – первый проект, который осуществляется в обход России (за исключением участия российского «Стройтрансгаза» в строительстве туркменского участка трубопровода). Прямая связь с газоносными странами Средней Азии снижает зависимость Китая от российского газа.

ПРОЕКТНОЕ ФИНАНСИРОВАНИЕ И МИРОВЫЕ ИНВЕСТИЦИИ

Темникова К.Н.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Для роста национальных экономик необходимы инвестиции. Кризисные явления 2008-2009 годов и последующая нестабильность экономики свидетельствуют о том, что необходимо обновление, перераспределение ресурсов. Риски и неопределенность представляют угрозу для роста мировой экономики. В перспективе такие структурные проблемы, как весьма медленное развитие энергетического сектора, ограниченность потенциала и низкий уровень инвестиций, помешают восстановлению темпов роста докризисного уровня. В этом контексте развитие проектного финансирования имеет важное значение в средне- и долгосрочной перспективе.

В докладе «Мировое экономическое положение и перспективы, 2014 год» Организации Объединенных Наций отмечается, что мировая экономика постепенно оправляется от кризиса, однако по-прежнему уязвима для действия новых и старых факторов, которые могут привести к замедлению роста. По данным доклада «Мировое экономическое положение и перспективы, 2014 год», несмотря на то, что как ожидается, в 2014 году темпы роста международной торговли возрастут до умеренного уровня 4,7 процента, цены на большинство сырьевых товаров, согласно прогнозам, останутся стабильными. При этом любые неожиданные потрясения в сфере предложения, включая геополитическую напряженность, могут привести к росту некоторых из этих цен. В докладе содержится предупреждение о том, что международные потоки капитала в страны с формирующейся рыночной экономикой, по оценкам, станут более непредсказуемы. Следует отметить также, что снижение денежных вливаний в экономику может также привести к распродажам акций на мировых фондовых рынках, к резкому снижению притока капитала в страны с формирующейся рыночной экономикой и к резкому росту надбавки за риск при внешнем финансировании стран с формирующейся рыночной экономикой. Кроме того, к числу других не менее важных факторов неопределенности и рисков относится сохраняющаяся нестабильность в банковской системе и реальном секторе экономики в ряде стран и регионов мира.

Проектное финансирование, позволяющее аккумулировать значительные ресурсы и распределить риски между ключевыми участниками, будет востребовано в перспективе для реализации крупномасштабных проектов, особенно в энергетике (с учетом возрастающего значения социально-экологических рисков, повышающиеся требования к качеству проектов, изменения в составе ключевых инвесторов, изменения в стратегиях ТНК и ТНБ).

СОТРУДНИЧЕСТВО ГОСУДАРСТВЕННЫХ И ЧАСТНЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ КАК МЕХАНИЗМ УСИЛЕНИЯ КОНКУРЕНТНЫХ ПРЕИМУЩЕСТВ

Хакимов О.А. Миловидов К.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В последние годы усиливается конкуренция между государственными и частными компаниями, но существуют два направления их сотрудничества:

1) В пределах страны – района деятельности государственной компании.

2) В разных странах - в условиях ограниченности инвестиционных ресурсов.

Современный рынок нефти и газа характеризуется постоянным ростом затрат на производство, жестким фискальным режимом, усилением позиций национальных компаний, нехваткой человеческих ресурсов, ограничением доступа к новым ресурсам для разведки, политическими рисками в странах-производителях, высокой волатильностью цен, ограниченным доступом к финансовым ресурсам, высокими экологическими требованиями.

Необходимо также учитывать конкурентные условия отрасли и национальные факторы, такие как: геополитическая ситуация, формы государственной поддержки, курс национальной валюты, размер внутреннего рынка.

Очевидно, что национальные компании имеют больше возможностей оказывать влияние на правила ведения деятельности на своем рынке. Но независимые компании имеют свои преимущества, состоящие в том, что они:

- активно разрабатывают и внедряют новые технологии
- расширяют клиентскую базу и развивают механизмы создания добавленной стоимости
- помогают создавать рабочие места и инфраструктуру в регионах их деятельности.

В условиях сотрудничества с государственными компаниями это может обеспечивать синергетический эффект, и в итоге - рост эффективности деятельности обеих компаний.

Сегодня условия для деятельности компаний по всему миру становятся все более жесткими, необходимо находить наиболее выгодные решения. Одним из таких решений может быть политика «открытых дверей» в странах, обладающих запасами нефти и газа, для альянсов национальных и независимых компаний.

СОТРУДНИЧЕСТВО РФ И ГОСУДАРСТВ ЦЕНТРАЛЬНОЙ АЗИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

Халова Г.О.

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

Россия и ряд стран Центральной Азии: Казахстан, Туркменистан и Узбекистан обладают крупными запасами углеводородов. Сырьевая направленность нефтегазового экспорта этих государств, ведет к тому, что нередко страны выступают на внешних рынках как конкуренты. Добыча и экспорт углеводородов сами по себе формируют достаточно хрупкий фундамент для выстраивания долгосрочных и устойчивых межгосударственных отношений в нефтегазовой и других сферах государств ЦАР и России. Это ослабляет их промышленно-инновационное развитие. Складывается парадоксальная ситуация, когда в странах, обладающих значительными запасами углеводородов, большая часть предприятий нефтегазохимического синтеза, а также предприятий следующего технологического звена фактически простаивает либо имеет несущественную загрузку.

Вместе с тем, по нашему мнению, именно углеводороды могли бы сыграть важную роль в инновационно-промышленном развитии России и Центральной Азии и углублении их энергетической интеграции. Вызвано это тем, что:

Во-первых, в течение длительного времени государства ЦАР и Россия входили в единый народнохозяйственный комплекс СССР, и до сих пор их экономики взаимодополняемы и взаимозависимы.

Во-вторых, все указанные страны заявили о модернизации национальных экономик, поэтому они заинтересованы в преодолении сырьевой ориентации.

В-третьих, уровень экономического и геополитического потенциала России позволяет ей стать не только гарантом обеспечения политической безопасности в регионе, но и ключевым звеном в укреплении энергетического сотрудничества.

В-четвертых, государства ЦАР при умелом менеджменте российских нефтегазовых компаний могут стать одним из самых рентабельных направлений для российских энергетических компаний. Регион располагает значительными запасами недорогого сырья, дешевой рабочей силой. Промышленное производство в государствах ЦАР требует меньших затрат на строительство, транспортировку и эксплуатацию при формировании энергетической инфраструктуры. Сотрудничество в энергетической сфере позволит сохранить, развить и модернизировать перерабатывающие предприятия за счет загрузки их производственных мощностей.

ДИФЕРСИФИКАЦИЯ ГЕОГРАФИИ ДОБЫЧИ НЕФТИ И ГАЗА РОССИЙСКИМИ КОМПАНИЯМИ В НАПРАВЛЕНИИ АФРИКИ

Цокиев С.Р.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ОАО «Белкамнефть»)

Актуальность темы исследования. Частные российские нефтегазовые компании испытывают так называемый «энергетический голод» ввиду ряда причин, в числе которых и консолидация нефтяного сектора страны крупнейшей государственной компанией Роснефть. К другим причинам можно отнести падающую добычу, увеличение капитальных вложений для возврата базовой добычи, и как следствие снижение финансовой отдачи на вложенный капитал. Опыт иностранных компаний показывает положительные результаты своих инвестиционных проектов на континенте. Прямые иностранные инвестиции главных игроков в Африке (США, КНР) позволили возместить понесенные затраты, и дальнейшая прибыль генерируется не за счет новых вливаний, а по ранее сделанным капиталовложениям. Соответственно целесообразным будет считаться осуществление экспансии российскими частными (и не только) нефтегазовыми компаниями в этом направлении.

Степень разработанности проблемы. Российские компании в средне и долгосрочной стратегии включают ряд мероприятий по освоению нефтегазового комплекса Африки. В их числе Русснефть, Лукойл и др. Осуществляется ряд мероприятий по оценке экономической эффективности этих мероприятий, и абсолютное большинство показывает положительные результаты по таким параметрам как чистый дисконтированный доход, внутренняя норма рентабельности, индекс прибыльности и др.

Цель и метод работы. На основании сравнительного и экономического анализов доказать необходимость и привлекательность диверсификации производства сырья российскими нефтегазовыми компаниями на Африканском континенте.

Задачи:

- Обозначить предел локального экономического роста частных российских нефтегазовых компаний на фоне сложившейся конъюнктуры в стране.

- Доказать необходимость синергии усилий Государства и бизнеса зарубежом.

Методологическая основа: Для достижения цели работы и решения поставленных задач использовались ведущие научные, научно-популярные, информационные источники отечественных и зарубежных ученых из США и Китая.

ОБЗОР ТЕКУЩЕЙ СИТУАЦИИ В ОТЕЧЕСТВЕННОЙ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ. СРАВНЕНИЕ С ЗАРУБЕЖНЫМИ АНАЛОГАМИ

Черный Ю.И., Сафронов А.Н.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

- Масштаб сложившихся диспропорций, потенциал углубления переработки первичной продукции российского ТЭК (в общемировой продукции н/г комплекса доля российской нефтехимии не превышает 1%, в то время как доля мощностей НПЗ – более 6%, доля в мировой добыче нефти и газа – 12%.

- Нефтеперерабатывающая промышленность в России в большой степени консолидирована. Около 90 % мощностей по переработке нефти находится под контролем 10 ВИНК. Из 27 крупных НПЗ шесть были пущены в эксплуатацию до ВОВ, шесть – до 1950 года, а еще восемь – до 1960 года. Последний по срокам ввода в эксплуатацию крупный НПЗ (Ачинский) начал работать в 1986г.

- Основные проблемы отрасли: низкая глубина переработки, низкое качество выпускаемых продуктов (качество продукции подстраивалось под уровень технического парка), отсталая структура производства, высокая степень износа основных фондов, высокий уровень энергопотребления, большая потребность в мазуте, недостаточность инвестиций, которые в рамках ВИНК шли в upstream, т.е. финансирование переработки по "остаточному" принципу.

- Потребление мазута на внутреннем рынке снижается, экспорт растет. Российские нефтепереработчики, отправляя на экспорт более 30 млн. т. в год мазута, сами того не желая, субсидируют экономику стран-импортеров.

- Необходимость производства нефтеперерабатывающего оборудования в России – обеспечение должного качества высокооктановых бензинов.

- Ситуация на рынках НПЗ. Средняя глубина переработки нефти в России составляет около 71% против 85%–95% на НПЗ развитых стран. В отличие от Запада не всегда эффективное использование технологических возможностей: недозагруженность мощностей по первичной переработке при существенном их дефиците по вторичной. Удаленность от рынков нефтепродуктов : в России расстояние до рынков нефтепродуктов - 1100 км (для сравнения в США не более 500 км), удельный размер территории, снабжаемой нефтепродуктами с одного НПЗ, также существенно разнится.

- Примеры рыночной стоимости отдельных малотоннажных продуктов.

- Государственная политика в сфере налогообложения – новая схема 60-66-90 для расчета пошлин на экспорт углеводородов, преимущества и недостатки.

- Мини-НПЗ. Специфическое предназначение– снабжение зачастую низкокачественным, но дешевым топливом удаленных предприятий.

- Выводы: модернизация нефтепереработки – абсолютный императив, способствует созданию стимулов развития машиностроения и смежных отраслей (не менее 90% «технологических» потребностей возможно удовлетворить отечественным оборудованием). Опыт ведущих транснациональных компаний показывает, что именно нефтепереработка является ведущим звеном ВИНК и именно от степени развития нефтепереработки зависит эффективность работы той или иной компании.

ПРЕДПОСЫЛКИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СОТРУДНИЧЕСТВА ГОСУДАРСТВ ЕврАзЭС

Шорохова Е. О.

(Госкорпорация «Росатом»)

ЕврАзЭС, объединяющая пять государств-членов и три страны-наблюдателя, является крупной интеграционной группировкой на постсоветском пространстве. Вместе с тем, несмотря на то, что страны связывает общее прошлое, экономическая взаимозависимость России и стран региона, сложившаяся в бывшем СССР и опиравшаяся на централизованно планировавшиеся товарные и инвестиционные потоки, за прошедшие десятилетия не стала основой для восстановления достигнутого на предшествующем этапе развития экономических связей, основные количественные и качественные показатели которых значительно уступают советскому уровню.

Энергетические интересы России и государств содружества тесно переплетены с экономическими и геополитическими. Выделим основные аспекты взаимодействия, формируемые в рамках существующих в ЕврАзЭС благоприятных для ведения бизнеса факторов. К ним относятся:

1) крупные месторождения и значительные запасы полезных ископаемых: углеводородное сырье, руды и металлы;

2) трудовые ресурсы;

3) ёмкий внутренний рынок, а соответственно, возможности для роста и расширения российского экспорта;

4) возможности модернизации транзитных путей из государств ЕврАзЭС, а так же пограничных с ней азиатских стран в Европу через российскую территорию. Россия проявляет готовность участвовать в строительстве и эксплуатации трубопроводов в ЕврАзЭС.

Вплоть до настоящего времени Россия не создала цельную и единую концепцию развития отношений в сфере энергетики со странами ЕврАзЭС. Вместе с тем укрепление энергетического сотрудничества с этими странами становится все более важным, особенно, с точки зрения геополитических и экономических аспектов.

Целесообразна разработка комплексной программы энергетического сотрудничества названных стран, иначе Россия вынуждена будет строить свои интеграционные планы по созданию единого экономического пространства с учетом необходимости взаимодействия с ЕС и Китаем.

Очевидно, что необходим перелом во взаимоотношениях РФ и государств ЕврАзЭС в энергетике, а он может наступить только лишь при кардинальной смене стратегий развития всех государств ЕврАзЭС, их ориентации долгосрочным и общим целям, необходимо преобразовать возможные противоречия в сферу взаимовыгодного партнерства.

**ПЛАНЫ ОСВОЕНИЯ НОВЫХ НЕФТЕГАЗОВЫХ
МЕСТОРОЖДЕНИЙ
В РОССИИ: ТРАНСПОРТНО-ЛОГИСТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ**

Щербанин Ю.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

- Освоение новых месторождений нефти и газа будет осуществляться преимущественно на Севере страны, в Арктической зоне. Представлены некоторые положения Энергетической стратегии, планов нефтегазовых компаний;

- Для разработки новых месторождений требуется создание, модернизация, реконструкция объектов транспортной инфраструктуры для снижения транспортных издержек в конечной цене продукта;

- Представлены некоторые результаты деятельности нефтегазовых компаний, строительных фирм, железнодорожных организаций и судоходных компаний в части развития Северного морского пути;

Представлены данные о современном состоянии Севморпути, некоторые фактологические данные по грузообороту, наличию флота, включая ледокольного, навигационных систем и т.д.;

- Представлены прогнозные данные о возможностях доставки нефтегрузов на рынки Европы и Дальнего Восток.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Российский государственный университет
нефти и газа имени И. М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

X ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

10-12 февраля 2014 г.

Секция 9 Развитие человеческих ресурсов нефтегазовой отрасли

**Москва
2014 г.**

УПРАВЛЕНИЕ ЧИСЛЕННОСТЬЮ ПЕРСОНАЛА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ В СОВРЕМЕННЫХ УСЛОВИЯХ

Будзинская О.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Важнейшей задачей в настоящее время является повышение конкурентоспособности российских предприятий на международном рынке. Решение поставленной задачи невозможно без модернизации оборудования, улучшении технического уровня производства, совершенствовании системы управления и организации труда, способствующей более или менее эффективной комбинации применяемых факторов производства. Не смотря на поставленные задачи, в настоящее время на предприятиях российской промышленности отмечается высокий уровень износа машин и оборудования, а российская промышленность отстает от передовых стран мира не только по относительным показателям производства, но и по приросту производительности труда по отраслям в целом. Исследование российской экономики, проведенной американской консалтинговой компанией «МакКинзи» по 10 отраслям промышленности, показало, что производительность труда в России составляет в среднем 19% от уровня США. В этой связи неотъемлемым вопросом становится управление численностью персонала предприятий. Под управлением численностью персонала предприятия будем понимать комплекс мероприятий, направленных на изменение численности работников в зависимости от технического состояния оборудования, применяемой технологии и организации производственного процесса, процедур реорганизации и реструктуризации, социальных факторов.

Управление численностью предприятия охватывает: совершенствование организационной структуры управления, повышение гибкости рабочей силы, совершенствование организации производства и труда, совершенствование кадровой работы, управление сокращением персонала, управление текучестью кадров, совершенствование организации оплаты труда персонала в целях установления зависимости уровня оплаты труда работников и их численности, модернизацию, обновление оборудования, автоматизацию производства, автоматизацию процесса подготовки решений по персоналу. При гибком управлении численностью работников усиливается значимость таких факторов как спрос на продукцию, финансовое состояние, методов организации производства и труда.

В заключение следует отметить, что повышение гибкости при управлении численностью персонала предприятий становится настоятельной необходимостью. Данный подход представляет собой важный элемент повышения эффективности деятельности предприятий в современных условиях.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕДИАЦИИ ПРИ РАССМОТРЕНИИ ТРУДОВЫХ СПОРОВ В НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЯХ

Волочкова М.Е.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Практическое применение медиации выражается в том, что, несмотря на такое утверждение, что «худой мир лучше доброй ссоры» как работодатель, так и работник, не могут обходиться без конфликтов. Работодателю необходимо научиться распознать объективную и субъективную природу конфликтов. Эта задача особенно важна для менеджеров, управленцев и кадровых работников в нефтегазовых компаниях, так как умение правильно вести переговоры при возникновении конфликта, столь же необходимо как умение читать и писать. Предназначение управленческой деятельности состоит в том, чтобы побудить руководителя смотреть на конфликтные ситуации «открытыми глазами». Главное в том, чтобы научиться не только распознавать конфликты, но и предвидеть их последствия, управлять ими, четко представлять задачи и функции такого управления. Предвидеть развитие внутригруппового и межгруппового взаимодействия невозможно как без знания общих закономерностей существования и функционирования неформальных групп, так и без учета значимости групповых норм. Важное место в разработке теоретических аспектов исследования конфликтов занимают трудовые споры, возникающие между работодателем и работниками. Именно поэтому в условиях развития и реформирования трудового законодательства в России, руководителям нефтегазовых компаний необходимо изучить международную практику развития конфликтов. Мировой экономический кризис начавшейся в конце 2008 года ухудшил положительную динамику в сфере труда, поскольку экономические факторы повлияли на технологические и социальные изменения в данной сфере. Эти изменения вызвали появление новых видов труда и новых форм его организации, в целях создания благоприятной атмосферы в коллективе. В связи с этим велика роль коллектива в преодолении конфликтов. Человек является решающим звеном деятельности любой организации. Ни материально-технические условия, ни совершенная технология сами по себе не могут гарантировать ее успеха. Отношение человека к труду, его заинтересованность в результатах своего труда и совместной с другими работой, свойственная ему реакция на общественные инициативы – это психологические и социальные аспекты деятельности трудовых коллективов имеют решающее значение для успешного функционирования нефтегазовых компаний в целом.

СИСТЕМА ОПЛАТЫ ТРУДА И ПРЕМИРОВАНИЯ ПЕРСОНАЛА НА ПРИМЕРЕ ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЦЕНТР»

Исламгалиева Е.Р., Денисов Д.С.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ЗАО «Газпромнефть-Северо-Запад»)

Премирование – это форма материального вознаграждения работника за результат труда, сверх основного заработка. Основная цель премирования – материально мотивировать работника к увеличению эффективности личного труда для достижения наилучшего результата компании.

В течение 2012 года в системе оплаты труда в ООО «Газпромнефть-Центр» произошли изменения. В частности, была разработана и внедрена новая система премирования работников АЗС в ООО «Газпромнефть-Центр», основные особенности которой будут изложены в докладе.

Принципами формирования системы премирования работников АЗС в ООО «Газпромнефть-Центр» являются следующие:

1. Простой и понятный любому работнику алгоритм формирования и расчета премиальной части заработной платы;
2. Формирование премиального фонда из расчета фактических объемов продаж, а не от % выполнения плана;
3. Разделение персонала по группам для формирования отдельного премиального фонда по каждой группе работников, с учетом влияния функционала работника на конкретные производственные показатели;
4. Справедливое распределение премиального фонда в соответствии с количеством затраченного труда (отработанных часов);
5. Снижение веса в объеме премии субъективного показателя – оценка руководителя. Четкая формализация данной оценки.

Результатами внедрения новой системы премирования стали:

1. Увеличение реализации нефтепродуктов;
2. Увеличение реализации сопутствующих товаров и услуг;
3. Сокращение расходов на подбор и обучение персонала, как следствие сокращения увольнений работников.

Таким образом, изменение системы премирования работников АЗС в ООО «Газпромнефть-Центр» дало положительный результат и увеличило экономическую эффективность компании за счет повышения мотивации работников к труду и понимания алгоритма формирования и распределения премиального фонда заработной платы в соответствии с личными результатами выполнения производственных показателей.

ПРОФЕССИОНАЛЬНОЕ ОБУЧЕНИЕ КАДРОВ КАК ЭЛЕМЕНТ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ

Ерёмина И.Ю., Джиева Ф.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

По мере развития научно-технического прогресса повышались требования к качеству способностей персонала, приоритетное значение получили знания работника, его интеллект.

В современных условиях постепенно утвердился инновационный вид управления трудом, ориентированный на трудовой ресурс высокой квалификации, обеспечивающий максимальное исчерпание трудовых ресурсов. Это означает, что больший акцент на производстве делается на качество рабочей силы и квалификацию персонала; создание атмосферы, благоприятствующей активизации инициативы работников и интеграции их совместных усилий на конечный результат деятельности организации.

В свою очередь, инновационная направленность стратегии и тактики производства предъявляет новые требования к содержанию управленческой деятельности, основным элементом которой является воспроизводство трудового ресурса совершенно иного качества. В настоящее время эта система находится в состоянии своеобразной «ревизии и переналадки» механизмов и инструментов в соответствии с инновационным потенциалом организации. Актуальна эта проблема и для нефтегазодобывающих компаний.

Необходимость постоянно стремиться к повышению конкурентоспособности приводит к изменению требований к персоналу. Российские организации все острее чувствуют потребность в рабочей силе, способной брать на себя ответственность за выполняемую работу, внося вклад в успешную деятельность организации.

В настоящее время акцент в отношениях между руководством и работниками начал смещаться в сторону работников. В некоторых организациях это находит отражение в системе подготовки кадров.

В этой связи одной из важнейших задач, стоящих перед системой подготовки, является профессиональное обучение персонала, отбор информации и знаний, их использование в процессах принятия решений.

Важнейший методологический принцип заключается уже не в приспособлении системы повышения квалификации и подготовки к потребностям производства, а в качественном опережении рабочей силой этих потребностей. Поэтому организации должны «думать системно», осуществляя процесс управления работниками.

Процесс профессионального обучения, с одной стороны, влияет на организацию труда, а с другой – повышает их конкурентоспособность на рынке труда. Немаловажными факторами, влияющими на эффективность процесса профессионального обучения, являются выбор формы и программы обучения.

ОЦЕНКА ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО КАПИТАЛА ПРИ РЕШЕНИИ ЗАДАЧИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПЕРСПЕКТИВНОЙ ПОТРЕБНОСТИ ПРОМЫШЛЕННОСТИ В КАДРАХ

Зазовская Н.М., Сребродольская М.А.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Определение перспективной потребности отечественной промышленности в кадрах различной квалификации является на сегодняшний день очень важной и актуальной задачей. Для её решения необходимо, прежде всего, определить набор факторов, влияющих на величину потребности. Основным таким фактором является объем выпуска совокупного продукта.

Традиционно при прогнозировании объема выпуска используются только такие показатели, как физический капитал, объем используемых трудовых ресурсов и количество занятых в экономике. Авторы пришли к выводу, что на положительную динамику объема выпуска продукции непосредственное влияние оказывает также совокупный человеческий капитал (ЧК) персонала предприятий, как фактор производства, формирующий спрос и предложение на рынке труда и влияющий на темпы роста экономики. В связи с этим встает задача оценки ЧК непосредственно для включения этой величины в алгоритм вычисления объема выпускаемой продукции и, как следствие, потребности промышленности в кадрах.

ЧК является комплексным показателем и поэтому его оценка является сложной и неоднозначной задачей, единого принципа его вычисления на сегодняшний день не существует. В зависимости от цели исследования методы оценки ЧК могут быть различными. Имеется несколько путей включения ЧК в алгоритм расчета перспективной потребности: напрямую как совокупную величину ЧК (выраженную в денежных или относительных единицах); в виде нескольких показателей, входящих в комплексное понятие «человеческий капитал» (например, инвестиции на обучение персонала, возврат на инвестиции и др.); в качестве индекса, характеризующего темп прироста выпуска совокупного продукта под влиянием ЧК работника (степенной показатель экспоненциальной функции).

Авторами были исследованы различные способы учета ЧК при расчете перспективной потребности промышленности. Была подтверждена целесообразность учета ЧК при данном расчете. Включение величины ЧК в алгоритм определения потребности позволяет учесть влияние научно-технического прогресса на рост экономики и, как следствие, объема совокупного выпуска продукта. Такой подход позволяет связывать количественные потребности предприятий и отраслей экономики с ЧК.

Необходимо отметить, что расчет перспективной потребности может осуществляться как по всей промышленности в целом, так и по отдельным её отраслям, например, для ТЭК или отдельно для нефтегазового комплекса.

КАДРОВЫЕ РИСКИ В СИСТЕМЕ УПРАВЛЕНИЯ ЧЕЛОВЕЧЕСКИМИ РЕСУРСАМИ

Зубарева А.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Эффективная стратегия управления человеческими ресурсами компании в нефтегазовом секторе является одной из приоритетных составляющих ее успешного функционирования.

При этом сам процесс взаимодействия компании с ее сотрудниками влечет существенные обоюдные риски. Во многом это связано с неопределенностью в поведении сотрудника, или так называемым человеческим фактором.

В этой связи важно интегрировать систему управления кадровыми рисками в общую структуру риск-менеджмента компании.

Под кадровыми рисками будем понимать вероятность отклонения от запланированного результата при взаимодействии компании с ее сотрудниками, связанная с процессами управления человеческими ресурсами.

Данную категорию рисков возможно классифицировать по различным признакам.

Интерес представляет классификация кадровых рисков, систематизирующая рисковые события по этапам управления на «входе», «внутри» и на «выходе» из организации.

В свою очередь внутри классификации возможно распределение рисковых событий по стратегическим ориентациям управления персонала в их наиболее острых, с точки зрения рисков, областях.

Так, например, на этапе «входа» следует рассматривать рисковые события по следующим стадиям: подача объявления; формирование требований; оценка кадровой службой и руководителями подразделения; найм/заключение договора; адаптация.

Управление кадровыми рисками на данном этапе позволяют компании минимизировать последствия их реализации, а именно: риск подбора неподходящего кандидата; риск увеличения временных и финансовых потерь на подбор персонала; риск того, что кандидат не подобран; ущерб в части имиджа компании в глазах общественности.

Например, при некорректной оценке личностных и профессиональных качеств соискателя возникает риск подбора неподходящего кандидата, который может привести к различным видам потерь: временным, финансовым, имиджевым.

Предложенная классификация кадровых рисков является эффективным механизмом повышения интенсивности разработки и реализации решений, затрагивающих проблемы идентификации рисковых событий, связанных с управлением человеческими ресурсами субъектов нефтегазовой отрасли.

МОТИВАЦИЯ И СТИМУЛИРОВАНИЕ ПЕРСОНАЛА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ КЛЮЧЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ

Исламгалиева Е.Р.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В последнее десятилетие многие российские компании начинают активно разрабатывать и внедрять новые системы эффективной мотивации и стимулирования с целью привлечения и удержания высококвалифицированных и талантливых сотрудников. Одной из наиболее популярных систем является система премирования с использованием ключевых показателей эффективности (КПЭ). Исследованию алгоритма разработки и внедрения ключевых показателей эффективности, а также примеров их применения для различных подразделений компаний посвящено множество книг и статей. При этом следует отметить, что существующие исследования и разработки не охватывают вопросы распределения премиального фонда КПЭ между подразделениями и отделами компании и его эффективной адаптации. В частности, в настоящее время отсутствуют научно обоснованные методики распределения премиального фонда между подразделениями, что является серьезным пробелом в области эффективного внедрения системы ключевых показателей эффективности на предприятиях. В связи с этим, вопросы разработки методики распределения премиального фонда между подразделениями компании при применении системы КПЭ остаются важными и актуальными.

В данной работе предлагается методика распределения фонда премирования работников при использовании системы ключевых показателей эффективности. В качестве примера применения предлагаемой методики в данной статье будет представлена компания нефтегазовой отрасли и несколько ее подразделений.

При распределении суммы материального стимулирования необходимо учитывать множество факторов, которые как с положительной, так и с отрицательной стороны влияют на данный процесс. Для того чтобы исключить влияние субъективных факторов, т.е. межличностных отношений в коллективе, личных неприязней, родственных связей необходимо чтобы процесс распределения данной суммы был максимально автоматизирован и прост, т.е. выглядел в виде математического уравнения.

РЕЗЕРВ УПРАВЛЕНЧЕСКИХ КАДРОВ

Исламгалиева Е.Р., Жамьянова А.Д.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Одной из актуальных на сегодняшний день проблем является необходимость создания целостной системы воспроизводства и обновления управленческих кадров в органах государственной власти и местного самоуправления. Как свидетельствует практика государственного управления, значительной части наших госслужащих не хватает опыта службы, соответствующих знаний и умений, правовой и управленческой подготовки для служебной деятельности. А ведь эффективное функционирование государственного аппарата - это ключевой фактор для развития всей страны в целом, повышения ее конкурентоспособности и развития инновационной экономики.

В связи с этим возникает вопрос: где взять необходимых стране компетентных и высоко квалифицированных управленцев? Одним из очевидных выходов является формирование и подготовка резерва управленческих кадров. Однако, как было отмечено Д.Медведевым на совещании по вопросам формирования резерва управленческих кадров 23 июля 2008 года, на сегодняшний день в государственных органах отсутствует целостная система кадровой работы.

Для эффективной работы с резервом необходимо разработать комплексную кадровую политику, проводимую в несколько этапов. В докладе будут представлены авторские рекомендации по совершенствованию кадровой политики, включающие в себя несколько этапов: подготовительный, этап формирования руководящих кадров, а также этапы подготовки руководящих кадров и их использования.

Предложенные рекомендации по формированию и использованию резерва позволят организации, а в нашем случае органам государственного управления, минимизировать затраты на поиск кандидатов на открытые вакансии и снизить текучесть кадров.

ВНЕДРЕНИЕ ОЧНЫХ ФОРМАТОВ ОБУЧЕНИЯ В ЭЛЕКТРОННЫЕ УЧЕБНЫЕ КУРСЫ

Кибовская С.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Возрастающие потребности в переподготовке и повышении квалификации кадров, развитие новых компетенций, необходимость обеспечения индивидуальности траектории обучения предъявляют новые требования к расширению форм и методов обучения, модернизации учебного процесса и обеспечения его качества.

Руководителям подразделений, отвечающим за развитие персонала, приходится постоянно совершенствовать систему обучения сотрудников. Для поддержания высокого уровня компетентности, нужно внедрять новые формы и методы обучения для всеобщего охвата сотрудников в максимально сжатые сроки и желательно без отрыва от производства.

Для развития новых компетенций у сотрудников рекомендуется применять электронные учебные курсы (ЭУК), которые являются основой системы дистанционного обучения. Дистанционное обучение (или электронное, e-learning) – это инновационный метод обучения, в основу которого положены дистанционные образовательные технологии. Дистанционные образовательные технологии реализуются с применением информационных и телекоммуникационных технологий при опосредованном (на расстоянии) или не полностью опосредованном взаимодействии слушателя и преподавателя.

Основными преимуществами дистанционного обучения являются: короткие сроки передачи участникам обучения новых знаний, навыков и компетенций; гибкость учебного процесса, его ориентация на потребности конкретного слушателя; оптимизация рабочего времени сотрудников и предоставление доступа к информационным ресурсам без ограничения по месту и времени.

Для того чтобы нивелировать такие недостатки дистанционного обучения, как низкую мотивацию на обучение и вовлеченность в учебный процесс, предлагается выстроить следующую систему обучения. Вначале, с помощью ЭУК передать обучаемым основные теоретические знания (модуль 1, дистанционно), затем с помощью учебных курсов – тренажеров закрепить знания и сформировать устойчивые практические навыки, компетенции (модуль 2, очно/дистанционно). В конце обучения провести очный семинар, тренинг или мастер-класс (модуль 3) для активного обсуждения различных вопросов, решения бизнес-задач и обмена опытом.

Подобный подход в обучении будет способствовать удовлетворению ожиданий и обучаемых и руководителей подразделений, отвечающих за развитие персонала на предприятиях нефтегазовой отрасли.

ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ ЗАПАСОВ СВЕРХВЯЗКИХ НЕФТЕЙ И ПРИРОДНЫХ БИТУМОВ: ПОДГОТОВКА КАДРОВ

Липаев А.А., Липаев С.А.

(Альметьевский государственный нефтяной институт, Институт геофизики УрО РАН)

Для освоения запасов тяжелых нефтей (ТН) и природных битумов (ПБ) необходимы соответствующие кадры, учебные планы и литература.

В этой связи предлагается новое учебное пособие по разработке месторождений тяжелых нефтей и природных битумов [1]. Оно является дополнением и развитием традиционных учебников.

В первом разделе даются общие сведения о тяжелых углеводородах: проблема терминологии и классификации нефтей, показана ресурсная база ТН и ПБ, сложный многокомпонентный состав сырья и возможности его использования в народном хозяйстве, приведены методика и результаты исследований тепловых свойств горных пород, рассмотрены типы залежей сверхвязких нефтей и битумов и в соответствии с этим дана классификация методов их разработки.

Во втором разделе рассмотрена скважинная разработка нефтяных месторождений с применением тепловых и так называемых «холодных» методов. Дана классификация тепловых технологий, понятия и термины, используемые при анализе и расчете этих методов, приведены технологии нагнетания в пласт теплоносителей и генерации тепла в пласте, а также комбинированные технологии.

В третьем разделе представлены рудничные и комбинированные методы разработки месторождений ТН и ПБ. Описывается открытая (карьерная) и шахтная добыча тяжелых углеводородов: физико-технические и технологические характеристики битумоносных пород, технологические процессы и системы разработки, дается оценка экологического влияния этих работ на окружающую среду.

Четвёртый раздел посвящен опыту и проблемам освоения запасов тяжелых высоковязких нефтей и природных битумов в стране и за рубежом (Канада).

В заключении предлагаются критерии выбора методов разработки месторождений ТН и ПБ с учётом их сложного состава и необходимости сохранения при добыче попутных полезных компонентов.

Предлагаемая работа является первым в стране учебным пособием, в котором системно рассмотрены проблемы освоения тяжелых углеводородов.

Список литературы:

1. Липаев А.А. *Разработка месторождений тяжелых нефтей и природных битумов.* - М.-Ижевск: Институт компьютерных исследований, 2013. - 484 с.

ТЕХНОЛОГИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ ПСИХОФИЗИЧЕСКИХ ХАРАКТЕРИСТИК ОБУЧАЕМЫХ

Мельников С.И.

(ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»)

Развивающиеся информационные технологии создают новые возможности способные значительно улучшить методы и формы обучения.

Для обеспечения эффективного процесса обучения преподавателю необходимо использовать специальные знания 3-х видов: о цели и методах обучения, об изучаемой дисциплине, об объекте обучения. Одним из важных условий является учет индивидуальных особенностей обучаемых.

Возможности систем искусственного интеллекта создают серьезные предпосылки для организации процесса измерения психологических особенностей объекта обучения – мышления, внимания, типа нервной деятельности.

В качестве основных элементов модели обучаемого целесообразно использовать следующие характеристики: уровень интеллектуального развития, тип темперамента, доминирующий канал восприятия информации, информацию о состоянии личности.

Для измерения этих параметров могут использоваться традиционные формы обучения и контроля, например, тестирование, выполнение творческих заданий и др., которые в этом процессе являются не только процедурой, но и источником получения информации об элементах модели объекта обучения, таких как настроение, способность к восприятию информации, коэффициент забывания и др. Отслеживание производится посредством анализа видеоряда web-камер, движений и жестов «мышь».

Весьма интересной является технология SHORE (Fraunhofer IIS) которая способна с высокой точностью идентифицировать на видео не только лица людей, но и их возраст и настроение, что позволит сформировать информацию о выборе методов обучения, скорости подачи материала, сложности задания и др.

Результаты психофизиологического диагностирования объекта обучения систематически вносятся в персональную карту психологического контроля обучаемого. Эту информацию автоматизированная система использует при подборе, близких по психофизиологическим характеристикам участников процесса, для формирования малых групп численностью от 2 до 4 обучаемых (например, для выполнения лабораторных работ), что позволяет ориентировать на развитие познавательных и творческих способностей личности, тем самым максимизировать качество полученных знаний.

Таким образом, психофизиологическое диагностирование объекта обучения позволяет сформировать информацию для преподавателя при выборе методов обучения, а в процессе обучения при изменении состоянии личности – для корректировки дальнейшего обучающего процесса.

КОРПОРАТИВНЫЕ МУЗЕИ КАК ЭЛЕМЕНТ КОРПОРАТИВНОЙ КУЛЬТУРЫ И ИНСТРУМЕНТ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ ЧЕЛОВЕЧЕСКИМИ РЕСУРСАМИ КОМПАНИИ

Сергеев С.В.
(ОАО «ЛУКОЙЛ»)

Корпоративные музеи используются для решения следующих задач, связанных с управлением человеческими ресурсами:

- мотивации персонала и развития приверженности компании;
- сохранения вещественных свидетельств истории компании, ее традиций, основополагающих корпоративных ценностей;
- организации доступа к ресурсам корпоративной культуры как одной из основ профессиональной деятельности, творчества и развития.
- формирования общей системы ориентиров, общего видения будущего,
- выражения корпоративной идеологии и стратегии.
- инструмента повышения эффективности деятельности.
- инструмента информационного влияния на сотрудников компании, развития и поддержания патриотических чувств и позитивных эмоций у персонала;
- транслятора корпоративной культуры во внешнюю среду, средства поддержания имиджа компании, вовлечения и развития конструктивных взаимоотношений с ее деловыми партнерами.

При надлежащей организации корпоративный музей способен:

- помочь в достижении сотрудниками корпоративной идентичности - осознании ими базовых ценностей компании как своих собственных, понимании и принятии стандартов, процедур и принципов деятельности компании (информационная, разъясняющая, социализирующая функции музея);
- служить инструментом для вовлечения сотрудников в жизнь компании, отражать музейными средствами события жизни компании, а также моделировать их (коммуникационная, пропагандистская, «катализаторская» функции музея);
- содействовать формированию и поддержанию сильной и управляемой корпоративной культуры – основы для формирования приверженности, демонстрировать и распространять образцы лучшей практики, ее стандарты, правила, традиции, ритуалы, нормативные личностные образцы, символику, корпоративную риторику, организовывать конструктивный диалог профессиональной, экономической, национальной культур (интеграционная, «выравнивающая», консолидирующая функции музея).

Корпоративный музей может быть действенным инструментом реализации политики управления человеческими ресурсами компании, оказывать активное воздействие на формирование и поддержание требуемого уровня корпоративной культуры.

КОРПОРАТИВНОЕ ОБУЧЕНИЕ КАК ИНСТРУМЕНТ СТРАТЕГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ РЕГИОНАЛЬНОЙ ГАЗОВОЙ КОМПАНИИ

Созаев Т.И.

(ООО «Газпром межрегионгаз Пятигорск», РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Общепризнанные социально – экономические проблемы на Северном Кавказе, низкая правовая культура потребителей энергоресурсов, отток квалифицированных специалистов из региона привели к системному кризису газовую отрасль республик, зоны ответственности ООО «Газпром межрегионгаз Пятигорск». В данных условиях, для решения проблемы неплатежей и масштабных потерь газа, особая роль отводится мобилизации ресурсов региональной газовой компании. На сегодняшний день персонал ООО «Газпром межрегионгаз Пятигорск» – это главный стратегический ресурс компании в решении существующих проблем в газовой отрасли республик Северного Кавказа. Однако ключевым фактором достижения успеха является система обучения и развития персонала Общества, формирование корпоративной культуры.

Обучение сотрудников в центрах отраслевого подчинения, какими бы высокопрофессиональными и гибкими они ни были, именно в силу незнания особенностей региона не могут адаптировать сотрудника к работе в конкретной региональной газовой компании, донести стратегию развития компании и показать направления развития с учетом специфики региона.

Создание на базе ООО «Газпром межрегионгаз Пятигорск» корпоративного учебного центра является наиболее перспективным при решении проблемы нехватки квалифицированных работников и специалистов территориальных абонентских служб филиалов Общества.

Принципы корпоративного обучения

- соответствие стратегии развития компании;
- единство и соответствие теоретического содержания обучения актуальным задачам;
- развитие единой корпоративной культуры и приверженность работников ценностям и традициям региональной газовой компании;
- непрерывность обучения, стимулирование идеологии совершенствования и развития;
- обеспечение доступа к передовым знаниям, технологиям и их применение в регионах, зоны ответственности компании.

Основные цели и задачи

- подготовка профессиональных работников и обучение их современным технологиям решения практических задач;
- повышение квалификации и развитие личностного потенциала работников;
- формирование и содействие внедрению корпоративной культуры и этики;
- адаптация молодых специалистов к корпоративным задачам и культуре организации;
- повышение безопасности и экономической эффективности деятельности региональной газовой компании путем применения передовых знаний и технологий.

ЭКОНОМИКА ТРУДА В СИСТЕМЕ РЫНОЧНЫХ ОТНОШЕНИЙ МЕЖДУ НЕФТЕГАЗОВЫМИ КОМПАНИЯМИ

Симонова И.Ф., Терегулова Н.Ф.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Экономика труда - это раздел экономики, изучающий процессы воспроизводства рабочей силы и взаимодействия работников, средств предметов труда. К настоящему времени сложились два подхода к формированию экономики труда. Первый представляет раздельное изложение проблем экономики труда и социологии труда: показывает органическую связь этих проблем. Второй подход более обоснован теоретически и методологически. Предмет экономики труда – это социально- экономические отношения, складывающиеся в процессе труда под влиянием различных факторов – технического, организационного, кадрового и иного характера. Существуют понятия, которые являются основополагающими как для экономики, так и для социологии труда. К таким понятиям относятся: качество жизни, потребности, потенциал человека, мотивы, условия труда, распределение доходов.

Как известно, существует прямая связь между уровнем производства и конечными результатами деятельности предприятия. Наиболее объективно уровень производства отражают следующие показатели:

1. Уровень механизации и автоматизации производства продукции (работ);
2. Уровень механизации и автоматизации труда;
3. Доля продукции произведенной по прогрессивной технологии;
4. Доля продукции, соответствующей мировым стандартам;
5. Уровень морального и физического износа активной части основных производственных фондов.

Важнейшим направлением научного - технического прогресса на современном этапе является механизация и автоматизация производственных процессов. Одним из факторов производства является кадровый потенциал. Именно кадры играют первую «скрипку» в производственном процессе, именно от них зависит, насколько эффективно используются на предприятии средства производства и насколько успешно работает предприятие в целом. Поэтому на предприятии должна разрабатываться и осуществляться кадровая политика, направленная на достижение следующих целей:

1. Создание работоспособного коллектива;
2. Повышение уровня квалификации работников;
3. Создание высокопрофессионального руководящего звена.

Вопросы экономики труда являются современными рычагами конкурентоспособной деятельности компаний, применительно к цели исследования, нефтегазовой отрасли.

АНАЛИЗ «СОЦИАЛЬНЫХ ПАКЕТОВ» РОССИЙСКИХ НЕФТЯНЫХ КОМПАНИЙ

Удейкина Н. Г.

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

Сегодня российский бизнес пытается обозначить формат своей социальной роли. Главным в данном процессе является осознание бизнесом того, при каких условиях он будет максимально заинтересован в выполнении принятых на себя социальных обязательств, какое поведение может быть охарактеризовано как социально-ответственное. Данный контекст во многом обусловлен ориентированностью российского бизнеса на международную интеграцию и вошедшим в мировую практику понятием «социальная ответственность».

«Корпоративная социальная ответственность» - это определённая политика компании, в которой можно выделить, в зависимости от адресата, внутреннюю и внешнюю политику. Внутренняя корпоративная социальная ответственность – это социальная политика, проводимая для работников своей компании. Она главным образом представляет собой социальные гарантии и социальные льготы для работников компании, которые относятся к такому понятию как «социальный пакет».

Анализ результатов данных всероссийских исследований свидетельствует, что для граждан России социальные гарантии, входящие в «социальный пакет» являются значимыми при трудоустройстве на работу. При этом наиболее привлекаемыми предприятиями для трудоустройства являются крупные негосударственные компании и в первую очередь компании топливно-энергетического комплекса, предоставляющие не только высокую заработную плату, но широкий спектр гарантий, входящих в «социальный пакет». Это обусловлено тем, что крупные корпорации в большинстве случаев являются игроками мирового уровня и это накладывает на них определённые обязательства, а именно соблюдение общемировых норм и стандартов, в том числе и в области внутренней корпоративной социальной ответственности.

Проведённый контент-анализ нефинансовых отчётов компаний топливно-энергетического комплекса России позволил нам выделить основные критерии, на основании которых, было определено содержание и структура «социальных пакетов» компаний, а также выделены его преобладающие направления.

Доминирующими направлениями в структуре «социального пакета» нефтяных компаний России являются: предоставление работникам возможности профессионального обучения, что свидетельствует о стремлении компаний повышать квалификацию своих специалистов; предоставление услуг в рамках добровольного медицинского страхования; негосударственное пенсионное обеспечение.

РАЗВИТИЕ ЧЕЛОВЕЧЕСКИХ РЕСУРСОВ В УСЛОВИЯХ СОВРЕМЕННОЙ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Хазиев И.Х.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Одной из наиболее актуальных проблем современной нефтегазовой отрасли является резкое и неуклонное сокращение квалифицированных человеческих ресурсов в условиях интенсивно развивающейся индустрии. Согласно последним исследованиям “International Labour Organization”, к 2015 году ожидается нехватка более чем 3200 инженеров в секторе разведки и добычи, а к концу декады в мировой нефтегазовой индустрии “Global Energy Talent” прогнозирует сокращение высококвалифицированных инженеров на 38% и рабочих отделов КИП и электрооборудования на 28% от изначально требуемого числа. В среднем четыре из пяти мировых нефтегазовых компаний, в том числе российских, признают уже сейчас нехватку талантливых специалистов. Такие неутешительные прогнозы явились результатом столкновения современных нефтегазовых компаний с целым комплексом проблем и затруднений, раскрытию и решению которых посвящена данная работа.

Во-первых, это повсеместный рост объемов добычи нетрадиционных углеводородов, залегающих зачастую в геологически и геополитически труднодоступных и спорных локациях, что приводит к использованию инновационных и передовых методов и технологий, что в свою очередь требует привлечения талантливых и одаренных человеческих ресурсов.

Во-вторых, современная мировая демографическая ситуация. Существенное количество опытных инженеров и рабочих уступают место малому количеству идущей смену молодежи. Согласно исследованиям Boston Consulting Group, к 2050 году впервые в истории человечества количество людей старше 60 лет превзойдет количество людей младше 15. Данная тенденция уже сейчас обуславливает рассматриваемую демографическую проблему.

Немаловажным вопросом, с которым сталкиваются HR отделы многих компаний, является развитие и удержание персонала, а также привлечение в нефтегазовый сектор талантливых и образованных молодых специалистов. Вопрос необходимости разработки инновационных методов для привлечения в сектор женщин, людей с ограниченными способностями волнует все большее количество людей. В современном мире нефтегазовые корпорации конкурируют за человеческие ресурсы уже не между собой, а с компьютерной и космической индустрией.

Вышеперечисленные, а так же многие другие рассматриваемые в работе проблемы необходимо решать уже сейчас, используя самые современные подходы и последние данные международных исследований. Несомненно, от скорости и качества их решения зависит успешное будущее бурно развивающейся нефтегазовой отрасли.

КРИТЕРИИ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ РАБОТНИКОВ ПРЕДПРИЯТИЯ

Хлопова Т.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Конкурентоспособность персонала, являясь интегральной характеристикой развития трудового потенциала работников, является решающим фактором роста конкурентоспособности и инновационной восприимчивости предприятия.

Согласно классификации составляющих трудового потенциала можно выделить критерии конкурентоспособности работников предприятия. Так, психофизиологической составляющей трудового потенциала соответствуют гендерный, возрастной и физиологический критерии конкурентоспособности. Степень соответствия развития мотивационной составляющей определяют ценностный и поведенческий критерии. При этом последний связан с характером активности в сфере труда и профессиональной подготовки. Такие критерии конкурентоспособности как образовательный, профессиональный, квалификационный, а также критерий, связанный с опытом работы по профессии, позволяют оценить уровень развития профессионально-квалификационной составляющей трудового потенциала. Критерии конкурентоспособности, связанные с развитием корпоративных качеств, дисциплины, ответственности, преданности интересам предприятия и другие дают картину развития корпоративной составляющей трудового потенциала работников предприятия.

Большинство критериев конкурентоспособности работников являются универсальными, т.е. не зависят от отраслевой принадлежности предприятия. Исключение составляют критерии психофизиологической составляющей трудового потенциала, приобретающие особое значение для предприятий с тяжелыми, вредными и опасными условиями труда.

В соответствии с выделенными критериями конкурентоспособности персонала можно дифференцировать различные группы работников внутри предприятия: первая группа обладает высоким уровнем конкурентоспособности по анализируемому критерию; вторая группа отличается ослабленной конкурентоспособностью по анализируемому критерию; для третьей группы характерен кризис конкурентоспособности по анализируемому критерию. Воздействие объективных и субъективных факторов оказывает дестабилизирующее воздействие на конкурентоспособность работника, приводя к постоянной миграции последних между группами с разным уровнем конкурентоспособности. Данное обстоятельство необходимо учитывать при формировании стратегии развития трудового потенциала предприятия в направлении достижения конкурентоспособности персонала.

ПОСТРОЕНИЕ МЕХАНИЗМА ВЫРАБОТКИ ЕДИНОЙ ПОЛИТИКИ ЕврАзЭС В НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЕ

Халова Г.О., Шабарова А.К.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В современных условиях развития рынка энергетического сектора возрастает конкуренция между консолидированными национальными и наднациональными энергетическими компаниями, поддерживаемыми государственными институтами на дипломатическом, экономическом и политическом уровне, а также нормами международного права.

Примером государственной интеграции на постсоветском пространстве может служить Евразийский Союз, который, будучи интеграционным объединением, вырабатывает общую политику в целом ряде областей, в том числе в топливно-энергетической сфере.

По нашему мнению, система управления Евразийским нефтегазовым сообществом должна создавать условия, обеспечивающие свободный недискриминационный доступ на общий газонефтегазотранспортный рынок, а также предоставление равных тарифных и нетарифных условий функционирования НГК на всей территории Сообщества. Для этого целесообразно определить основные принципы нефтегазовой деятельности в ЕврАзЭС.

Таковыми принципами являются:

- равенство субъектов нефтегазового комплекса;
- сочетание интересов государства с интересами субъектов нефтегазовой отрасли и их взаимная ответственность;
- безопасность функционирования НГК.

Вместе с тем, система управления ЕНГС должна включать, по нашему мнению, структурные элементы, отвечающие за выработку и осуществление:

- энергетической политики (в нефтегазовой сфере);
- мер по формированию общего нефтегазотранспортной системы, обеспечивающей национальный режим для всех поставщиков нефтегазового сырья;
- единой правовой базы осуществления деятельности в нефтегазовой отрасли;
- согласованной политики в отношении транспортировки у/в сырья в третьи страны;
- единой тарифной политики;
- единой инфраструктурной политики;
- согласованной инвестиционной политики;
- единой политики в области энергетической безопасности и устойчивого развития.

С учетом этого потребуется формирование нового или усовершенствование существующего механизма взаимодействия с национальными органами управления нефтегазовым сектором и перераспределения функций и полномочий между ними. Считаем, что ряд полномочий должен быть передан в исключительную компетенцию наднационального органа управления НГК, некоторые полномочия и функции следует отнести к совместной компетенции.

Министерство образования и науки Российской Федерации
Федеральное государственное бюджетное образовательное учреждение
высшего профессионального образования
«Российский государственный университет
нефти и газа имени И. М. Губкина»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

X ВСЕРОССИЙСКАЯ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ КОНФЕРЕНЦИЯ

«Актуальные проблемы развития нефтегазового комплекса России»

10-12 февраля 2014 г.

Секция 10 Гуманитарное образование в нефтегазовых вузах

**Москва
2014 г.**

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОГРАММИРУЕМОГО ОПРОСА ДЛЯ КОНТРОЛЯ ЗНАНИЙ СТУДЕНТОВ ПО ФИЗИЧЕСКОЙ КУЛЬТУРЕ

Бакулина О.О., Егорычев А.О.
(РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина)

Для контроля знаний обучающихся широко используется программируемый опрос. В ходе исследования проверялось предположение о том, что переход к чтению обзорных лекций в больших потоках при обеспечении доступности учебного материала не повлияет на эффективность усвоения знаний студентами по физической культуре.

Был разработан программируемый опросник из 27 вопросов.

Были сформированы 3 группы по 20 человек в каждой. Студенты, посетившие лекции – ЭГ-1; студенты, не посещавшие лекции, но подготовившиеся к тестированию самостоятельно – ЭГ-2; студенты, не посещавшие лекции и не подготовившиеся к тестированию – ЭГ-3.

Процедура тестирования ЭГ – 1-3 и других студентов 1-го курса (всего 151 человек) проходила с использованием программного обеспечения Test Office.

Для подведения итогов тестирования были составлены критерии оценок, согласно которым студенты, набравшие 60% и более, считались успешно сдавшими тест. А студенты, которые набрали менее 60%, не усвоили курс.

Тестирование показало, что успешно справились с заданием всего 5,2%. При этом уровень показанных знаний, соответствующий максимальному количеству баллов, равняется 69%. Низкий уровень знаний (менее 30%) показала почти четверть опрошенных. Наибольшее количество опрошенных (38,3%) показали уровень знаний от 30 до 40%.

Количество студентов, успешно справившихся с теоретическим курсом по предмету «Физическая культура» в каждой из экспериментальных групп составляет соответственно 25%, 15% и 0%.

В ЭГ-1 средний уровень знаний соответствует 51,65%, в ЭГ-2 – 42,6%, а в третьей группе – 22,75%. Уровень знаний студентов ЭГ-1 в целом выше уровня знаний ЭГ-2, но при этом они сравнимы. Надо отметить, что никто из этих групп не показал низких результатов. Уровень знаний третьей экспериментальной группы значительно отличается. Более половины группы, а именно 60%, показали низкий уровень знаний, и никто из студентов этой группы не получил положительной отметки.

По результатам тестирования можно сделать вывод, что уровень знаний студентов, которые готовились к тестированию самостоятельно с использованием учебной литературы и сайта университета, близок к показателям студентов, посещавших лекции. Таким образом, установлено, что переход на чтение обзорных лекций с использованием учебной литературы не приведет к заметному снижению качества подготовки по теоретическому разделу программы.

Список литературы:

1. ФЗ № 273 от 29 декабря 2012 «Об образовании в РФ» <http://www.rg.ru/2010/12/01/obrazovanie-dok.html>
2. Чельщикова М.Б. Теория и практика конструирования педагогических тестов: учеб. Пособие, Логос, 2002. – 432с.
3. Изменение смысловых ориентиров: от успешной школы — к успехам ребёнка <http://standart.edu.ru/doc.aspx?DocId=10684>

ПРИМЕНЕНИЕ КОНТЕКСТНОГО МЕТОДА ОБУЧЕНИЯ В КУРСЕ «ФИЛОСОФИЯ И МЕТОДОЛОГИЯ НАУКИ»

Балычева М.Б.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Степень «магистра» предполагает углубленное освоение теории по выбранному направлению и подготовку магистранта к научно-исследовательской деятельности. В этой связи курс философии и методологии науки становится не просто звеном в процессе гуманитаризации образования, но действительно полезным предметом, способным помочь магистрантам и в написании методологический аспекта магистерской диссертации, и в самоопределении по отношению к науке как таковой.

Контекстное обучение можно отнести к форме активного обучения, которое предполагает активизацию учебно-познавательной деятельности посредством специальной организации учебного процесса, включающей различные формы и методы обучения.

Контекстный метод обучения был разработан А.А.Вербицким как способ интегрирования личностно-компетентного подхода в высшем профессиональном образовании. А.А. Вербицкий выделяет три обучающих модели: семиотическую (основанную на теоретической информации), имитационную (моделирование ситуации возможной профессиональной деятельности), социальную (формирование «профессиональной мотивации и личностных смыслов»).

Обучение в магистратуре не только является способом повышения квалификации бакалавров и специалистов, но и ориентирует их на научные исследования. Таким образом, контекстное обучение в рамках курса «Философия и методология науки» должен иметь в своей основе контекст современной нефтегазовой науки и техники. Этот очевидный факт заставляет преподавателей искать новые формы обучения в дополнение к академическим.

Примером такого «обучающего модуля» является электронный «Философский блокнот магистранта». Электронный формат «Блокнота» позволяет преподавателю нивелировать задания и вносить в них изменения, ориентируясь на специализацию магистрантов. По содержанию это практикум к курсу «Философия и методология науки», по форме - блокнот для записей, включающий в себя страницы и для выполнения заданий, и для конспектирования, и для записей на занятиях. Работа с «Блокнотом» позволяет сочетать индивидуальные и коллективные формы работы магистрантов, включать потенциал активности учащихся, в модельной форме отражать сущность процессов, происходящих в науке как системе знаний и как социальном институте.

О НЕОБХОДИМОСТИ КОРРЕКТИРОВКИ ДУХОВНО-ЛИЧНОСТНЫХ И ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ ЦЕННОСТЕЙ БУДУЩИХ СПЕЦИАЛИСТОВ

Бодрова Е.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Сегодня остро встала необходимость формирования национальной Доктрины опережающего непрерывного инженерного образования в условиях новой индустриализации России, глобализации экономики и образовательного пространства. Нужен принятый на государственном уровне документ, основанный на видении будущего, целостно отражающий взгляды научно-технической общественности, общества, личности, государства и бизнеса на будущее развитие национальной технологической базы, инновационной экономики и инженерного образования, в котором были бы четко прописаны на долгосрочную перспективу основные цели и задачи, роль государства, бизнеса, высших учебных заведений и научно-исследовательских институтов.

Модернизация предполагает внутреннее обновление общества, глубокую психологическую и мировоззренческую перестройку, изменения в социальной и социально-профессиональной структурах, в целом его переход на новый цивилизационный уровень развития. В этой связи очевидна все возрастающая гуманистическая роль специалистов в области техники и технологии.

В ряду причин обострения проблемы дефицита специалистов высокой квалификации в области техники и технологии в промышленности, несомненно, и фактическая деиндустриализация страны, и слабая инновационная восприимчивость производства, и кризисная ситуация в сфере исследований и разработок. Однако не менее значимым, блокирующим инновационные процессы фактором является и ориентация процесса обучения в современном российском техническом вузе лишь на трансляцию знаний, обретение студентами определенных навыков и умений, но не формирование у будущих специалистов необходимой инженерной культуры, одним из компонентов которой является осознание принадлежности ее носителей к особой, социально значимой профессии. Молодое поколение ориентируется на успех, который в его понимании – это, прежде всего, высокий доход, карьерные перспективы и власть, но не внутренняя самореализация.

Выравнивание ценностных траекторий сможет обеспечить, только непротиворечивое развитие всей образовательной системы в целом, обусловленное последовательной государственной политикой в сфере формирования кадрового потенциала национальной инновационной системы РФ, вовлечения всего общества в модернизационные процессы.

ПРОБЛЕМА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ДУХОВНОГО ПОТЕНЦИАЛА И ТРАДИЦИЙ РУССКОЙ НАРОДНОЙ КУЛЬТУРЫ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОМ ПРОЦЕССЕ НЕФТЕГАЗОВЫХ ВУЗОВ

Большова С.И.

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

Формирование и развитие образованного, творческого человека невозможно без диалога поколений, изучения народных традиций, их нравственных истоков и художественно-эстетических особенностей. Урбанизм образа жизни современного студенчества, оторванность от этнических корней, недооценка роли и значения носителей корневой культуры требуют от высшей школы определенных усилий в приобщении студентов к духовным основам народной культуры.

Профессиональная деятельность выпускников этих учебных заведений, основанная на разработке недр земли, непосредственно связанная с экологией окружающей среды, позволяет ставить вопрос воспитания бережного отношения к природе, к культуре особо остро. Именно поэтому образовательный процесс нефтегазовых вузов особенно нуждается в этническом компоненте. Среди множества очень интересных культурных традиций, русская народная культура выделяется многоаспектным комплексом знаний, богатым духовным потенциалом, общечеловеческими ценностями и прекрасными примерами нравственного отношения к природе, мудрого использования природных ресурсов, сложившегося самобытного эстетического видения окружающего мира.

Освоение данного культурного компонента предполагает несколько уровней: теоретический, методический, художественно-практический, досугово-праздничный. Все эти уровни в реальном образовательном процессе переплетаются, взаимодействуя друг с другом. В едином педагогическом пространстве объединяются теоретические дисциплины с этнохудожественной насыщенностью, практические занятия в музеях, органичное сочетание аудиторных и внеаудиторных форм обучения, вовлечение студентов в научно-исследовательскую работу по проблемам этнических традиций и художественной культуры русских, приобщение студентов к творческой досуговой деятельности, основанной на постижении и использовании духовного и эстетического потенциала этнических образов.

Апробация указанных форм учебно-просветительской деятельности подтверждает актуальность этнического компонента и свидетельствует о возможности формирования интереса к наследию русской народной культуры.

КОНКУРС СТУДЕНЧЕСКИХ ТВОРЧЕСКИХ РАБОТ «МОЯ МАЛАЯ РОДИНА»

Григорьев А.Д.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

С 2001 года кафедра политической истории Отечества проводит творческий конкурс студенческих работ «Моя малая Родина», где студенты рассказывают о своих родных городах, посёлках, сёлах. В последние годы конкурс стал массовым и проводился по трём номинациям: «Моя малая Родина», «Мой город в Великой отечественной войне» и «Мой город – город нефтяников/газовиков». Ежегодно в конкурсе принимают участие от 150 до 200 студентов, его итоги подводятся к 17 апреля – Дню губкинца.

Конкурс «Моя малая Родина» позволяет раскрыть творческие способности студентов, показать их отношение к своей малой родине, отражает взгляды современной молодёжи на местные проблемы и пути их решения. Следует отметить, что в абсолютном большинстве работ звучит искренняя гордость за свой родной край, его людей, его достопримечательности, его предприятия, его природные богатства и красоту. За годы проведения конкурса кафедра накопила богатый и красочный иллюстративный материал о многих населённых пунктах нашей страны, ближнего и дальнего зарубежья.

Даже небольшие города и посёлки нередко так представляются нашими студентами, что невольно возникает желание там побывать и увидеть всё своими глазами. Так, в 2013 г. победительницей в номинации «Моя малая Родина» стала студентка группы АМ-12-6 Анастасия Карелина ярко и красочно рассказавшая о небольшом подмосковном городе Черноголовка, в номинации «Мой город в Великой Отечественной войне» победила студентка группы ЭМ-12-4 Анастасия Никитюк – город Кубинка, а в номинации «Мой город – город нефтяников» главный приз достался студенту группы ЭЭ-12-2 Магомеду Туркаеву – город Грозный.

Победители и призёры конкурса получают красивые дипломы и небольшие подарки (как правило, хорошо иллюстрированные книги). Но не дипломы и подарки привлекают студентов к участию в конкурсе, а прежде всего, желание познакомиться со своим родным городом других людей, показать его самые интересные и важные для автора места, выразить свои чувства любви, сопричастности к жизни своей малой родины, восхищения подвигом недавних предков, отстоявших нашу страну от гитлеровских захватчиков. Считаю, что, представляя студентам такую возможность, конкурс «Моя малая Родина» играет важную роль в патриотическом воспитании нашего студенчества. Поэтому кафедра политической истории Отечества будет совершенствовать проведение этого конкурса, стараясь привлечь к участию в нём не только студентов, но и школьников.

К ВОПРОСАМ О ФОРМИРОВАНИИ И РАЗВИТИИ ЭСТЕТИЧЕСКОГО ОПЫТА СТУДЕНТОВ РГУ НЕФТИ И ГАЗА ИМЕНИ И.М.ГУБКИНА

Григорьянц Т.П.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Формирование и развитие общекультурных компетенций выпускника РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина является приоритетным направлением кафедры истории мировой культуры. Преподаватель-гуманитарий призван вовлекать студентов-технарей в пространство культуры и искусства, как классических, так и современных. Мы разработали систему внеаудиторных видов работы, способствующую развитию и активизации эстетического опыта студента технического вуза. Ключевыми этапами этой системы являются информация, комментарий к ней (подготовка к восприятию нового знания) и организация посещения наиболее значимых выставочных и музейных экспозиций, спектаклей, музыкальных проектов.

Так, событием минувшей осенью стала грандиозная по масштабу и содержанию выставка в Третьяковской галерее на Крымском Валу: «Наталья Гончарова. Между Востоком и Западом». Для наших студентов посещение этой экспозиции стало не только увлекательным путешествием в причудливый неповторимый мир уникального художника, но и наглядным пособием по многочисленным художественным «измам»: авангардным направлениям и течениям XX века, которых она коснулась, талантливо сохраняя свою самобытность.

По замечанию Марины Цветаевой, которое стало концептуальным для этой выставки, творчество Гончаровой – «точка сращения Запада и Востока, Бывшего и Будущего, народа и личности, труда и дара, с точкой слияния всех рек, скрещения всех дорог. В Гончарову все дороги, и от нее – дороги во все».

Студенты смогли увидеть в одной экспозиции все художественные знания и опыт позволяют нашим студентам осознать, что эстетическая сфера является одной из сфер, объединяющих человечество во всех исторических измерениях, это стало темой размышлений и комментариев в отчетных работах учащихся.

Последние два года кафедра истории мировой культуры предлагает для студентов нашего вуза факультативные занятия. Так, было создано ЛТО - литературное творческое объединение, обращенное студентам не только к любящим и ценящим поэзию, литературу, искусство, но и самим пишущим стихи, прозу.

Два направления определяют деятельность ЛТО – творческое и культурно-просветительное. Первое стало своеобразной школой мастерства и подготовки творческой молодежи вуза для участия в конкурсах «Поэзия», «Проза», «Звучащее слово» в проектах «Всероссийского Пушкинского фестиваля «С веком наравне», «Всемирный День Поэзии», поэтических вечерах и литературных встречах. Второе направление работы ЛТО можно обозначить как «Уроки чтения» или «Ex libris» («Из книг»). Оно построено в жанре диалога, беседы о знаковых явлениях как современной литературы, так классической.

Появляется возможность по-новому прочесть или перечитать известные тексты, открыть для себя новые страницы мировой литературы. Эти встречи становятся обретением навыков чтения, т.к. уроки чтения отвечают на множество необходимых и разных вопросов. Так одной из тем заседаний ЛТО стала «Образ Федры в трагедиях Еврипида «Ипполит» и «Марины Цветаевой «Федра».

Тема, затрагивающая вечные проблемы бытия: долг и страсть, проблемы и предательство, ложные и мнимые представления о достоинстве и чести, трактуемые в античности и XX веке. Такой разговор дает возможность студентам технического вуза, читая и перечитывая известные тексты, открывать для себя новый взгляд на классические образы.

Такой разговор – всегда открытие, откровение, всегда «счастье чтения», по выражению Х. – Л. Борхеса.

ФОРМИРОВАНИЕ ИННОВАЦИОННОЙ ПОЛИТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ: ПРОБЛЕМНЫЕ АСПЕКТЫ

Гусарова М.Н.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В настоящее время невозможно констатировать сформированность и последовательность в реализации государственной инновационной политики. Модернизационная активность зависит от объемов инвестиций, уровня обновления основного капитала, готовности общества, правильности управленческих решений, учета региональной составляющей, обеспечения интеграции науки, производства и образования, окончательной доработки нормативно-правовой базы инновационной политики. Между тем, инновационная переориентация экономики и инвестиционных потоков не представляется возможной в отсутствие целевых методов государственного регулирования.

При разработке стратегий в высшей степени важно точно расставить приоритеты. Это должны быть те сферы, в которых у России, действительно, имеются серьезные научно-технологические достижения и продвинутые позиции на мировых рынках. При этом они должны носить межотраслевой характер. И перечень не может меняться с принятием того или иного документа, названного стратегией или концепцией.

Очевидно, что обладателем приоритетного статуса, в первую очередь, должен стать высокотехнологичный сектор российской экономики, представляющий собой объединение целого ряда структур, образовательных, научных, управленческих, производственных, консалтинговых, способных обеспечить инновационную направленность экономического развития и воспроизвести инновации, которые основаны на новейших достижениях в области науки и техники. Однако сложившаяся практика демонстрирует недооценку объективной необходимости преимущественного развития наукоёмких высокотехнологичных производств.

Сегодня требуется восстановление и модернизация промышленного потенциала, ускоренное развитие всех компонентов национальной инновационной системы (НИС), диалог власти и научного общества, формирование инновационно ориентированного общества, духовных, профессиональных и мировоззренческих ценностей, не чуждых российскому менталитету, что явится лучшими способами привлечения отечественных и иностранных инвестиций, преодоления пугающего процесса «утечки умов», коррупции (по оценке международных организаций, по уровню коррупции Россия занимает 147 место в мире, рядом с африканскими странами).

К ВОПРОСУ О ФОРМИРОВАНИИ ОБЩЕКУЛЬТУРНЫХ КОМПЕТЕНЦИЙ СТУДЕНТОВ И О «ТЕХНЕ» КАК СУДЬБЕ ЧЕЛОВЕКА

Желнова А.М.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

1. Компетентность в вопросах культуры – требование не только к тем, кто по зову сердца или долгу службы имеет отношение к судьбе человека, человечества, общества и истории.

2. Апелляция к компетентностному подходу в инновационных методах преподавания предполагает формирование способности выпускника самостоятельно действовать в различных проблемных ситуациях, применяя знания и *порождая новые*.

3. Требования: заложить широкие представления о современной научной парадигме и необходимости самонаблюдения ученого; дать ясное представление об органичной цивилизованной модели поведения и этике; воспитать гармоничную, эстетически образованную и чуткую к прекрасному личность; «произвести на свет» эрудированного и патриотичного выпускника.

4. Глубокий анализ проблемы человека в гуманитарных науках сегодня показывает «что в человеке слишком много мощи и ужаса, направленных на преодоление сущего, на выход за его пределы». В науке человек открывает возможность выходить за границы сущего, изменять его. Это и укрепляет позиции человека, и может привести к его видовой гибели. Необходимо «обуздание техне» (*τέχνη*).

5. «Техне» – способность самому создавать сущее, выход на новый рубеж. Человек – вершина творения, но не Творец. Власть человека над сущим может привести к трагическим последствиям. Предотвратить эти последствия может только культурно-компетентный профессионал.

6. Человек сам стал техничным. Техне не должно *быть* судьбой человека. Культурная элита вынесла уроки и сделала выводы из последствий «западноевропейского нигилизма» XX века.

7. Воля человека как создание новой реальности. Общекультурные компетенции как регламентирующие новую реальность.

Литература:

1. Дугин А.Г. Мартин Хайдеггер: философия другого Начала. – М.: Академический Проект; Альма Матер, 2013.

2. Рогов Д.В. «Эволюция школьного социогуманитарного образования в России 1985-2005 гг.: На примере преподавания обществоведения». Диссертация на соискание степени кандидата наук, Ставрополь, 2005.

МЕСТО СЛАНЦЕВОГО ГАЗА В СОВРЕМЕННОЙ ДОБЫЧЕ УГЛЕВОДОРОДОВ

Жуковский М.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Россия является мировым лидером по мировым запасам природного газа с 44,6 трлн.м³, что составляет 21,4 % от общемировых запасов. Данный факт делает нашу страну крупнейшим поставщиком природного газа в страны Европы и ближнего зарубежья. Однако, мировой рынок характеризуется высокой конкурентной способностью, которую пытаются навязать другие развитые страны. К одной из таких попыток можно отнести добычу сланцевого газа – альтернативу природному.

Под сланцевым газом подразумевается газ, добываемый из сланцев, в которых он образовался, то есть его следует относить к нетрадиционным источникам углеводородов. Сами сланцы – породы плотные и низкопроницаемые, хотя и содержат в себе пространство для образования и удержания углеводородов. Добыча газа из таких пород более сложная, коэффициент его извлечения на порядок ниже, а способы получения такого газа более дорогие по сравнению с добычей природного газа. Помимо вертикального и горизонтального бурения, применяемого в случае со сланцевыми породами, технологическим ключом к экономичному извлечению сланцевых углеводородов является гидроразрыв пласта - закачивание в скважину воды, песка и специальных химических компонентов для разрушения перегородок сланцевых структур. Трудность и высокая стоимость добычи покрываются при сегодняшних ценах на углеводороды. В то же время разработка месторождений сланцевого газа наносит большой вред экологии, что не допускает добычу в странах, особенно Западной Европы, со строгим экологическим законодательством.

По разведанным запасам сланцевого газа мировым лидером является США (32,9 трлн. м³) и Китай (31,6). Россия имеет в запасах 8,1 трлн. м³ сланцевого газа. Таким образом, США обеспечили стремительный рост добычи газа, вызвавший всеобщий ажиотаж. Данное «перераспределение» газовых ресурсов оказало некоторое давление на политику российских компаний, в частности «Газпрома», в области мирового рынка энергетического сырья. Однако, вопрос о том, является ли «сланцевая революция» естественным научно-техническим прогрессом человечества или же всего лишь политико-экономическим ходом - не столь важно.

Россия ограничивается добычей газа из традиционных источников. А значимости новой технологии представители «Газпрома» и российского правительства не придают, как и её влиянию на мировом энергетическом рынке. Но не стоит оставлять возможность добычи сланцевого газа без внимания, и у нас в стране необходимо развивать данные технологии извлечения углеводородов, как конкурентно способных в будущем.

НЕКОТОРЫЕ ПРОБЛЕМЫ ПРЕПОДАВАНИЯ ГУМАНИТАРНЫХ ДИСЦИПЛИН В ВУЗАХ НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОФИЛЯ.

Загыртдинов Р.Б

(Филиал ФГБОУ ВПО УГНТУ в г. Стерлитамаке)

Система образования, как известно, находится в тесной связи с развитием общества в целом. Высшая школа, так или иначе, является отражением состояния общества, воплощением его идеологических ориентиров. Многие политологи говорят о переходном характере современного российского общества. Поэтому и система образования, высшая школа находятся в стадии реформирования и совершенствования.

Россия не могла учитывать изменения, которые происходят во всем мире, связанные с процессами модернизации и глобализации, ролью высшего образования в обществе в целом, целями обучения и воспитания в современных государствах. С сентября 2003 Россия присоединилась болонскому процессу, направленному на сближение и гармонизацию систем высшего образования стран Европы с целью создания единого европейского пространства высшего образования.

Реформы, которые происходят в системе образования, как и любой социальный процесс, имеют и положительные и отрицательные стороны.

Причем, оценка некоторые аспектов может со временем меняться. Если в советский период, существовало жесткая модель послевузовского распределения студентов, так называемая «отработка», и она оценивалась, как некое наследие тоталитарного режима, то сейчас некоторые авторы говорят и определенных позитивных сторонах этой модели, при некоторых оговорках с учетом современных реалий.

Преподавание гуманитарных дисциплин натывается на ряд методологических препятствий. Ведь чаще всего, преподавание гуманитарной дисциплины, начинается с ответа на банальный вопрос, а зачем, собственно говоря. студенту технического вуза необходимо гуманитарное знание, насколько такое знание будет востребовано в дальнейшей профессиональной деятельности. Ведь инженер, специалист нефтегазовой отрасли, будет востребован на рынке труда в первую очередь, как человек, обладающий необходимыми профессиональными навыками.

Но недооценивать гуманитарную составляющую высшего образования, при этом нельзя недооценивать. В качестве примера можно привести катастрофу на Чернобыльской АЭС, когда в сознании руководитель производства и государства преобладал технократический стиль мышления, а вопросы экологии, общечеловеческих ценностей были не столь актуальными. Катастрофа на ЧАЭС показала недостаточность и в какой-то мере пагубность одностороннего мышления.

Преподавание гуманитарных дисциплин должно учитывать специфику вуза, опираться на новые учебные, учено-методические, информационные технологии.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ РЕШЕНИЯ В ОБЛАСТИ ГУМАНИТАРИЗАЦИИ ОБРАЗОВАНИЯ УХТИНСКОГО ГОСУДАРСТВЕННОГО ТЕХНИЧЕСКОГО УНИВЕРСИТЕТА

Исупова Е.В.

(Ухтинский государственный технический университет)

Тенденция развития гуманитаризации технического образования связана с постепенной утратой культурных и моральных ценностей у современной молодежи. Возможно, одной из причин такой дегуманизации является отказ от индивидуализации в образовании. Объем прикладной информации для повышения качества освоения основного направления подготовки в нефтегазовом вузе не позволяет в полной мере уделять достаточное количество внимания становлению личности каждого студента. Несмотря на это, требования, предъявляемые к выпускнику вуза, содержат не только профессиональные, но и общекультурные компетенции, развитие которых возможно только путем изучения гуманитарных дисциплин.

На сегодняшний день в большинстве технических вузов достаточно большая часть учебной нагрузки отводится для решения проблемы гуманитаризации образования. Однако все необходимые знания в рамках гуманитарных дисциплин студенты получают на первых курсах, а на момент завершения обучения в вузе для большинства выпускников наиболее приоритетной является проблема защиты выпускной квалификационной работы и последующего трудоустройства. Для использования студентами в полной мере знаний, полученных при изучении гуманитарных дисциплин, не только во время обучения в вузе, но и в последующей трудовой деятельности, необходимо равномерно распределить циклы специальных дисциплин и гуманитарных дисциплин одним из предложенных ниже способов:

1) перераспределить учебную нагрузку таким образом, чтобы студенты изучали гуманитарные дисциплины на протяжении всего обучения в вузе, а не только на начальном этапе;

2) ввести дополнительные спецкурсы по выбору: для студентов начальных курсов – из цикла специальных дисциплин, для студентов последних курсов – из цикла гуманитарных дисциплин.

Гуманитаризация технического образования представляет собой не только инструмент формирования у студентов представлений о социальных и культурных ценностях общества, но и является важнейшей составляющей процесса развития у будущего специалиста способности к самостоятельному поиску, отбору и использованию информации, к духовному и культурному развитию личности, а также к постоянному профессиональному самосовершенствованию.

ПРЕПОДАВАНИЕ ЭТИКЕТА В НЕФТЕГАЗОВОМ ВУЗЕ

Калашникова М.Ф.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

На сегодняшний день в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина учебная дисциплина «Деловой этикет и культура коммуникаций» введена в качестве элективного курса в рамках гуманитарных дисциплин «по выбору». Молодому специалисту необходимо научиться устанавливать дружеские отношения с людьми в быту, на производстве, в деловом общении. Для гармонизации общения с окружающими людьми личность студента должна быть не только принимаема обществом, но и сама должна принимать это общество. Как этому научить? В первую очередь, путем освоения нормативной техники поведения, что является первой ступенью в созидании эффективных отношений в коллективе.

«Внедрение этикета» в жизнь современного университета проводится по нескольким направлениям. Лекционный материал, несомненно, дает минимальный объем знаний, но погружение студента в информационный поток в лекционной форме не научит личностно-ориентированному общению. Компетентностный подход в преподавании предполагает не просто сообщение информации, а научение разрешать проблемы межличностного характера, находить общий язык и адаптироваться в разнообразной социальной среде. Таким образом, динамически развертывающаяся информационная модель образования не годится для преподавания этикета. Поскольку студентам необходимо «вооружение» опытом предшествующих поколений и возможность обрести важнейшие *практические навыки* в области повседневного общения, результатом освоения этого курса должен стать набор ключевых компетенций в коммуникативной сфере, то есть надпредметные универсальные умения.

Каким образом достичь этих целей? В первую очередь здесь должны помочь практические занятия в виде ролевых игр. Любые сложные жизненные ситуации, в которые мы нередко попадаем, можно не только проанализировать на семинарах, но и разыграть в небольших группах. Как показала практика, это чрезвычайно эффективный способ для освоения этикетных навыков. Во время проведения ролевых игр или дискуссий формируется небольшая аналитическая группа студентов, которая не вовлекается в непосредственное действие, а внимательно наблюдает за поведением каждого и после окончания диалога в корректной форме и объективно, безоценочно проводит анализ с точки зрения этикета. Студенты учатся отслеживать особенности своего поведения и коммуникации: насколько подробно они высказывают свою точку зрения, как они реагируют на уточнения, вопросы, слышат ли собеседника.

В целом занятия по этикету помогают воспитывать устойчивые убеждения и умение соблюдать нормы морали.

ГЛАВНАЯ ЗАДАЧА ВЫСШЕЙ ТЕХНИЧЕСКОЙ ШКОЛЫ РФ – ОРИЕНТАЦИЯ НА РАЗВИТИЕ «ИННОВАЦИОННОГО ЧЕЛОВЕКА»

Калинов В.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Одним из базовых социальных институтов выступает образование, т.к. оно воспроизводит в обществе уникальный ресурс – человеческий капитал, имеющий особое значение в современном мире. Одной из лучших была высшая техническая школа (ВТШ) России. Её выпускники всегда отличались широтой профессиональных познаний в сочетании с прочностью их фундаментальной подготовки.

В основе успехов отечественной высшей школы – лучшие дореволюционные и советские традиции, обусловившие возможность решения конкретных народнохозяйственных задач. Личностный опыт, фундаментальность образования, творческая атмосфера, хранение и передача способности совершать открытия, создавать новое рождали уникальные достижения отечественной науки. Все позитивные факторы советского строя к настоящему времени ушли в прошлое, но далеко не все себя исчерпали.

Многовековой опыт реформирования образовательных институтов показывает, что реформы в этой сфере давали позитивные результаты лишь в том случае, если: соответствовали внутренней логике развития национальной образовательной системы, ее естественному развитию; осуществлялись последовательно, в соответствии с глубоко разработанной программой, основанной на лучших мировых и отечественных достижениях в этой области; осуществлялись при мощной поддержке государства, так как определялись им в качестве приоритетных на соответствующем этапе развития страны.

Нет сомнения, что движение России к информационному обществу, инновационной экономике выдвигает новые требования к формированию кадрового потенциала национальной инновационной системы высшей технической школой. Современная инженерная подготовка должна обеспечить дееспособность и эффективность цепочки «исследование – конструирование – технология – изготовление – доведение до конечного потребителя – обеспечение эксплуатации». Основными направлениями реформирования отечественной ВТШ в начале XXI в. стали: интеграция в международное образовательное пространство; дальнейшее становление инновационных структур; интеграция науки, образования и производства; укрепление взаимодействия с бизнес-сообществом.

В настоящее время приходится констатировать, что состояние перманентного, непоследовательного и малоэффективного реформирования системы высшего образования «сверху» является фактором торможения инновационного развития России. На наш взгляд, главной задачей ВТШ сегодня является ориентация на развитие «инновационного человека», как это определено в проекте Стратегии-2020.

К ВОПРОСУ О КОНЦЕССИОННОЙ ПОЛИТИКИ СОВЕТСКОГО ГОСУДАРСТВА В 20-Е ГОДЫ

Калинова К.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Важнейшими структурными элементами экономической и правовой систем, сложившиеся в СССР в 20-е гг. выступают организационно-правовые формы хозяйствования. Государственная политика в отношении концессий имела свои особенности.

Декрет СНК РСФСР «Об общих экономических и юридических условиях концессий» от 23 ноября 1920 г стал основополагающим нормативным документом, определявшим основы деятельности концессий, стал. Органом, осуществлявшим концессионную политику стал Главный Концессионный Комитет (ГКК) при СНК, созданный Декретом ВЦИК и СНК от 8 марта 1923 г.

Изученные нами архивные документы свидетельствуют о том, что, по состоянию на октябрь 1925 г. было заключено 114 концессионных договора. 22 договора прекратили действие, в том числе, 9 - вследствие истечения сроков, 13 – из-за невыполнения концессионерами принятых на себя обязательств. Действовали 92 договора, в том числе, 11 - в горной промышленности.

В качестве определяющего на первом этапе реализации государственной концессионной политики выступает внешнеполитический фактор.

Однако уже 1924 г. курс Правительства стал меняться. И.В. Сталин предлагал.

Таким образом, эволюция такой организационно-правовой формы как концессия в годы реализации новой экономической политики определялась зигзагообразной политикой ограничительного регулирования, внешнеполитическим фактором, которые доминировали над интересами хозяйственной целесообразности.

ФОРМИРОВАНИЕ ГУМАНИТАРНЫМИ ДИСЦИПЛИНАМИ ВНУТРЕННЕГО МИРА СТУДЕНТА ТЕХНИЧЕСКОГО ВУЗА

Катюхина Т.В.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

На протяжении всего периода обучения студентам технических вузов, в частности вузов нефтегазовой отрасли, приходится сталкиваться с изучением гуманитарных дисциплин, это и история, и культурология, и социология, и политология, и философия и другие дисциплины. Очень интересно бывает выслушать мнение студентов о роли данных предметов в их развитии. Ответы студентов бывают самые разные – от крайне негативных до очень положительных, а иногда бывает и такое, что ответ на данный вопрос меняется у студента на протяжении изучения данного предмета. Например, если в начале обучения позиция была скептической, то к концу обучения студент видит, как положительно повлияли на него гуманитарные предметы, но бывает и наоборот – студент видит, что его ожидания не оправдались, или преподавание было скучным и неувлекательным (а ведь это тоже очень важно). Если говорить о философии – то это одна из базовых гуманитарных дисциплин, которая главной своей целью видит – формирование внутреннего мира человека, его мировоззрения, жизненной позиции, развитие в нем мыслительных способностей, и как следствие искусства правильно и красиво размышлять и говорить. Этот предмет, по словам самих студентов, из гуманитарных дисциплин самый сложный, ибо связан он не просто с зазубриванием материала, а с глубоким анализом и переработкой его для понимания и воспроизведения. И очень жалко, что современные тенденции в образовании приводят к тому, что происходит перевод обучения данному предмету на младшие курсы, когда студенты еще не обладают достаточной теоретической базой для изучения философии. Ведь философия – это любовь к мудрости, а мудрость – это признак зрелости и опытности мышления и познания мира. К тому же философия раскрывает путь свободного мышления, а не у всех это получается, да и не все хотят – интеллектуальный труд требует особого усердия и желания. А мотивация у современных студентов часто отсутствует, поэтому этот сложный предмет часто дается им с трудом. А ведь он самым прямым образом участвует в формировании их личности, делает их не просто узконаправленными инженерами в своих областях, а высококомпетентными специалистами, востребованными на современном рынке труда. Кто понимает эту особенность гуманитарных дисциплин - становится всесторонне развитой личностью, со своим сформировавшимся мировоззрением и жизненной позицией, что в современном мире очень ценно. Очень важно, чтобы современные студенты были востребованы в своих областях деятельности.

РАЗВИТИЕ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОЙ СРЕДЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ВУЗА НЕФТЕГАЗОВОГО ПРОФИЛЯ

Кошелев В.Н., Сафиева Р.З., Берова И.Г.
(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Уникальные возможности по развитию образовательной среды существуют в вузах, в которых одновременно действуют научно-педагогические школы, и реализуются инновационные подходы к организации научно-образовательной деятельности. При сохранении традиций лучших научно-педагогических школ, следует отметить, что работа современного преподавателя в нефтегазовом вузе обусловлена исключительной междисциплинарностью образовательного процесса. Требования к преподавателю, участвующему в междисциплинарном обучении студентов на виртуальных нефтегазовых производствах, моделирующих среду профессиональной деятельности, предполагают не только высокий профессиональный уровень в предметной области, но и компетентность в области смежных дисциплин, включая дисциплины психолого-педагогического цикла.

Особое значение при реализации компетентностного подхода к образовательной деятельности приобретает гуманитаризация технического знания. При этом роль дисциплин психолого-педагогического цикла, способствующих формированию профессиональной гуманитарной образовательной среды в техническом вузе, резко возрастает. Формирование индивидуальной образовательной траектории, ведение личного портфолио, следование концепции непрерывного образования ((LLL - Life Long Learning) связано с постоянным повышением квалификации научно-педагогических работников как в предметной области, так и в области современных педагогических технологий. В Губкинском университете в течение последних лет преподаватели прошли обучение по программе «Инженерная педагогика» (в объеме 240 час.) и были включены в регистр международного общества по инженерной педагогике IGIP. Новеллой действующего закона об образовании является закрепление положения о подготовке научно-педагогических кадров высшей квалификации в качестве третьего уровня высшего образования (аспирантура) с присвоением квалификации «исследователь, преподаватель-исследователь», что предполагает разработку основных образовательных программ в соответствии с федеральными государственными образовательными стандартами. Именно это главное направление потребует мобилизации интеллектуального ресурса преподавателей как новой кафедры инженерной педагогике, так и преподавателей других кафедр Губкинского университета, которые владеют оригинальными педагогическими методиками и готовы сделать их достоянием научно-педагогического коллектива университета и других нефтегазовых вузов.

ПРОФЕССИОНАЛЬНАЯ ЭТИКА ЮРИСТА: КАК ПРЕОДОЛЕТЬ СИНДРОМ ЛЕБЕДЯ, РАКА И ЩУКИ?

Левина Л.А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Уже на стадии подготовки рабочей программы по дисциплине «Профессиональная этика юриста» на кафедре истории мировой культуры выяснилось, что курс этот представляет собой соединение – и во многом механическое – трех разнородных компонентов: этики как философской дисциплины, собственно прикладной юридической этики и делового этикета. Тройственность заложена в самом образовательном стандарте.

Теоретически эти компоненты могут быть приведены к общему знаменателю, но анализ существующих учебников показывает, что в реальной практике, напротив, наблюдается устойчивая тенденция к расщеплению дисциплины – «синдром лебедя, рака и щуки». С одной стороны – рассуждения о категориях этики иногда в сочетании с обзором истории этических учений, начиная с античности. С другой – адаптированный пересказ законов, пересыпанный декларативными утверждениями об их нравственном смысле. В зависимости от профессиональной принадлежности автора возможен крен в философию или в юриспруденцию; но если даже они и сбалансированы количественно, все равно единственной логической связкой между ними оказывается слово «справедливость», а также употребление слов «законный» и «нравственный» в качестве однородных членов предложения. Деловой этикет опускается вовсе, а если и включается в учебник, то уже без всякой логической связи с другими разделами курса. Прикладная этика, регулирующая взаимоотношения между людьми в процессе профессиональной деятельности юриста, практически отсутствует.

Возможные пути преодоления «синдрома лебедя, рака и щуки»:

1. Реально сложившиеся в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина – тот факт, что у нас данный курс читается теми специалистами в области делового этикета и прикладной этики.

2. Заложенные в стандарте и учебниках, но пока не получившие развития в РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина – дисциплина явно не рассчитана ни на первокурсников, ни на 72 часа. Для реализации стандарта в полном объеме необходимо увеличить количество часов или – что лучше – читать первокурсникам деловой этикет, а собственно профессиональную этику перенести на второй или третий курс.

3. Составляющие ближайшие творческие планы кафедры истории мировой культуры – создание банка видеоматериалов для анализа реальных этических коллизий со студентами и системы ролевых игр для отработки усвоенных этических норм.

К ВОПРОСУ ОБ ОСОБЕННОСТЯХ МЕТОДИКИ ПРЕПОДАВАНИЯ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ДИСЦИПЛИН В НЕФТЕГАЗОВОМ ВУЗЕ

Малышева О.С.

(Филиал ФГБОУ ВПО «Уфимский государственный нефтяной
технический университет» в г. Салавате)

В условиях развития новых информационных технологий проблема развития профессиональной компетентности студентов нефтегазового вуза на основе изучения экономических дисциплин, как будущих представителей информационного общества, приобретает особое значение. Актуальность компетентностного подхода в проектировании деятельностных результатов экономического образования в нефтегазовом вузе определяется как необходимость преодоления дегуманизации технического образования путем конвергенции экономической и технической подготовки студентов.

Любая учебная дисциплина имеет свой понятийный аппарат, включающий в себя набор категорий, принципов и законов. С их помощью раскрывается методология исследования, предметное содержание дисциплины, выносятся ценностные суждения об идеях, теориях школ в данной сфере человеческой деятельности.

В чем же особенности изучения экономических категорий? Прежде всего, следует обратить внимание на использование приема «наращивания» понятия, углубления его содержательного компонента.

Методика изложения экономических категорий предполагает «отталкивание» от известных понятий и пройденного материала. Например, в теме «Макроэкономический анализ: совокупный спрос и совокупное предложение» следует повторить эффект дохода и замещения. Это позволяет напомнить уже известный материал и на контрасте с кривой спроса на отдельный товар объяснить траекторию кривой совокупного спроса тремя факторами:

- 1) эффектом процентной ставки;
- 2) эффектом реальных кассовых остатков;
- 3) эффектом импортных закупок.

Оптимизация образовательного процесса предполагает использование технологий применительно к определенным дисциплинам. Выбор последних зависит не только от образовательных целей учебного курса, но и от индивидуального стиля преподавания, опыта студента. В экономических дисциплинах выделяется разный уровень сложности материала, что позволяет использовать различные способы учебной познавательной деятельности.

СИНДРОМ ИНТЕРНЕТ-ЗАВИСИМОСТИ В КУРСЕ «ИСТОРИИ»

Мауль В.Я.

(Нижевартовский филиал ТюмГНГУ)

1. В рамках компетентностной модели образования, которая уже несколько лет усиленно внедряется в учебном процессе высшей школы, и получила правовое завершение в новом «Законе об образовании», явный акцент ставится на выработку у студентов совсем иных, чем прежде, качественных приоритетов. В современных условиях от них требуется не приобретение некоего объема знаний, а умение быстро найти востребованную информацию. В целом такая целевая установка не вызывает возражений, если иметь в виду студентов нефтегазовых вузов, для которых учебный курс «Истории» не является профилирующим. К тому же, базовый минимум конкретно-исторических сведений они должны были усвоить еще в рамках средней школы.

2. В такой ситуации прежний интеллектуальный вектор «книга – источник знаний», к сожалению, утрачивает актуальность прямо на глазах. Не без некоторых оснований полагают, что поиск информации «дедовским» способом отнимает у не приученных к нему студентов много бесценного времени, сама информация изложена зачастую чрезмерно пространно, нередко выглядит противоречивой и т.п. К тому же не во всех вузовских библиотеках можно, помимо учебной литературы, найти необходимые научные работы.

3. К счастью, неумолимый прогресс информационных технологий сегодня, казалось бы, позволяет решить эту непростую проблему за счет неограниченных возможностей Интернет-ресурсов, в числе которых много исторических сайтов. Благоприятным фоном реализации образовательных стратегий времени является властный императив об обязательном для любого вуза обеспечении студентов свободным доступом к всемирной паутине. В рабочих программах дисциплины обязательно прописываются адреса рекомендуемых электронных библиотек, создаются внутрикорпоративные компьютерные системы доступных материалов.

4. К сожалению, этот в целом позитивный процесс имеет свою обратную сторону, обозначенную стремлением студентов при изучении истории обращаться не к первоисточникам или трудам ученых, а получать уже переработанные и легкодоступные данные в готовом виде из справочных систем, работающих по типу «Википедии». Но тогда у учащихся формируется не креативное, творческое мышление, а потребительский подход к информации, синдром Интернет-зависимости от навязанного им набора сведений. В результате они превращаются в удобный объект для манипулирования их историческим сознанием через систему кем-то отобранных аксиологических ярлыков и штампов в оценке прошлого.

СОЦИОКУЛЬТУРНЫЙ ФАКТОР В ПОДГОТОВКЕ СПЕЦИАЛИСТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Охапкина Н.К

В условиях модернизации российского нефтегазового комплекса на инновационной основе в настоящее время особенно актуальна необходимость развития прорывных технологий в сфере поисков, разведки, добычи хранения, транспортировки углеводородного сырья.

Приоритетной задачей высшего образования становится подготовка специалистов, способных не только обеспечить конкурентоспособность российской продукции и технологий на внутреннем и международном рынках, но и работать на опережение, достигнуть лидерства на мировом рынке. Современный специалист - это прежде всего творческая личность, которая не только высоко профессиональна, но способная к постоянному дальнейшему саморазвитию, самосовершенствованию и самореализации, преданная своей профессии, любящая свою Родину.

Актуальность формирования компетенций будущих специалистов возросла в соответствии с требованиями Болонской декларации и переходом на Федеральные государственные образовательные стандарты высшего профессионального образования третьего поколения.

В условиях дальнейшей интернационализации экономики, кооперации и интеграции научно-технических, кадровых, технологических процессов современным специалистам приходится общаться с людьми из разных стран. Поэтому специалисту нового поколения необходимо уметь работать с людьми из разных культур, обладать незаурядными способностями, владеть основами системной интеграции.

Именно формирование социокультурной компетенции, которая сопряжена с психологической готовностью личности к сотрудничеству и взаимодействию в процессе решения различных проблем во многом определяет активную позицию будущего специалиста, его способность ориентироваться в различных сферах социальной и профессиональной жизни. Наличие определённых морально-этических установок и качеств личности, таких как знание базовых ценностей отечественной и мировой культуры, этнокультурная самоидентификация, умение адаптироваться в многокультурном обществе, ориентации на межпоколенные отношения, осознание собственного ценностно-смыслового поля и умение выбирать ценностно-смысловые ориентиры для поведенческих реакций, осознание ценностей внутренней духовной жизни, знание базовых ценностей отечественной и мировой культуры позволит современному специалисту нефтегазовой отрасли соответствовать современным потребностям общества двадцать первого века.

КОГНИТИВНАЯ АНТРОПОЛОГИЯ И ГУМАНИТАРНЫЕ АСПЕКТЫ ФИЛОСОФИИ ТЕХНИКИ

Семенова Т.Н.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Западная философско-социологическая мысль, начиная с 70-х годов XX в., активно изучает феномен сознания. Особенно актуальны эти исследования в связи с проблемой искусственного интеллекта. К феноменам сознания относятся воображение, память, мышление, субъективные переживания внутреннего мира человека и его внешнего опыта, сформированные у человека как когнитивные (познавательные) способности вместе с развитием общества под влиянием социокультурных факторов.

Когнитивно-антропологические исследования сознания обозначили категорию «философских зомби» - мыслящих существ, физически и поведенчески неотличимых от людей, но абсолютно лишенных осознания окружающей действительности, действующих рационально, по определенным алгоритмам, «на автомате»¹. У них отсутствует моделирующая функция сознания², связанная с воображением.

Конструирование и эксплуатация сложнейших технических артефактов техногенной цивилизации, существование в условиях техносферы, искусственно созданной человеком среды своего обитания, – все это становится фактически вопросами о смысле жизни, поскольку техника оказывает всеобъемлющее воздействие на природу, общество, человека. В связи с этим важно сформулировать не только новую концепцию природы, к которой с Нового времени относились как к бесконечному резервуару сил и ресурсов, но и новую концепцию человека. Человек не просто существо мыслящее, созидающее и конструирующее технику (объект философии техники). В ракурсе предмета философии техники важно исследование становления, развития и проявления технического сознания. Здесь основной вектор пересечения проблем когнитивной антропологии и философии техники. Возникают этические, культурологические, гуманистические, ценностные аспекты техники. Информационная среда, в которой протекает жизнь человека в постиндустриальном обществе, изменяет основы человеческого существования – его психику, общение, сознание. Раздвигаются границы между человеком и машиной, сознательным и бессознательным, одушевленным и неодушевленным, искусственным и естественным.

Для постнеклассической науки важно знать, кто и как задает вопрос объекту познания (человек разумный, философский зомби, человек - киборг, биоробот, планетарный демиург и т.д.) и в соответствии с этим, в каком направлении развивается предмет философии техники – техническое сознание и техническое мировоззрение.

¹ Алексеев А.Ю. Понятие зомби и проблема сознания//»Проблемы сознания в философии и науке». -М., 2009, с.195-214

² Мерзляков С.С. Может ли зомби мечтать?//Эпистемология и философия науки. 2013,№2,с.107-122

ОБ ЭЛЕКТИВНОМ КУРСЕ ПО СОЦИОЛОГИИ «ОБЩЕСТВЕННОЕ МНЕНИЕ И ПСИХОЛОГИЯ МАСС»

Ситнова Л.И.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Основная цель изучения элективных курсов по социологии в вузе состоит в ориентации на индивидуализацию обучения и социализацию студентов, на формирование осознанного и ответственного отношения, как к своей профессиональной деятельности, так и к личностному росту и гражданской активности.

Выбор тематики и соответствующего содержания данного авторского курса по социологии строился на следующих требованиях:

- иметь социальную и личностную значимость, актуальность как с точки зрения подготовки квалифицированных кадров, так и для личностного развития молодого специалиста;
- способствовать социализации и адаптации студенческой молодежи, предоставлять возможность для выбора индивидуальной образовательной траектории, осознанного профессионального роста;
- поддерживать изучение базовых социогуманитарных предметов и обеспечивать условия для профессиональной специализации обучения;
- обладать значительным развивающим потенциалом, способствовать формированию целостной картины мира, развитию интеллектуальных и профессиональных навыков, ключевых компетенций студентов.

Целью данного курса является изучение феномена общественного мнения во всех его аспектах – историческом, онтологическом, гносеологическом, психологическом и социологическом. Актуальность изучения феномена общественного мнения не только в социологическом аспекте, но и в связи с массовой психологией обусловлена не только сложностью данного феномена, но и его популярностью, как в научной среде, так и в общественно-политической жизни. Интерес к данному феномену объясняется чрезвычайно важной проблемой настоящего времени – борьбой за массы, за общественные слои. Пропаганда, реклама, масс-медийные организации, службы публичных рилейшнз различными способами воздействуют на состояние общественного мнения. В массовом сознании закрепился стереотип, отождествляющий общественное мнение с его манипуляцией и управлением. Социологические опросы отдельных групп населения стали очень популярным «аргументом» в демократизации российского общества. Потребность в изучении общественного мнения и психологии масс диктуется не только стремлением к его научному объяснению, но и возможностью на него влиять, использовать знание его сущностных особенностей в политическом и государственном управлении, в социальных коммуникациях и межличностном общении. Таким образом, влияние общественного мнения на внутреннюю и внешнюю политику в наши дни становится исключительным.

РОЛЬ КАФЕДРЫ «ПОЛИТИЧЕСКОЙ ИСТОРИИ ОТЕЧЕСТВА» В ПРОФЕССИОНАЛЬНОЙ СОЦИАЛИЗАЦИИ СТУДЕНТОВ

Стрелков А.В.

(РГУ нефти и газа им И.М. Губкина)

Качественная подготовка инженеров предполагает их профессиональную социализацию как необходимого условия успешного овладения выбранной специальностью. Решающая роль, конечно, принадлежит предметам технической направленности нефтегазового профиля, занимающим львиную долю учебного времени в процессе обучения. Однако, и предметы гуманитарной составляющей, даже при сокращающемся объеме часовой нагрузки в связи с переходом Российской Федерации на болонскую систему, могут вносить и вносят свой немалый вклад в решение этой задачи.

Кафедра «Политическая история Отечества» выполняет эту функцию на всех этапах обучения студентов от первого курса до последнего, как в рамках бакалавриата, так и магистратуры. На 1 курсе студенты последовательно изучают базовый курс истории Отечества и спецкурс «Истории нефтегазовой отрасли России» (ИНГО). Изучение истории РФ проходит на уровне выяснения причинно-следственных связей на важнейших и переломных этапах становления и развития российской государственности.

Роль нефтегазового комплекса отражена в преподавании курса ИНГО. Учитывая, что основной контингент студентов университета (50-70%) составляют выходцы из нефтегазовых провинций, логика курса отслеживает этапы смены по объемам добычи «черного и голубого золота» на Кавказе, Поволжье, Сахалине, Европейском Севере, Западной и Восточной Сибири.

В магистратуре предложен спецкурс «Вертикально-интегрированные нефтегазовые компании России – история и традиции», более детально вводящий магистрантов в профессиональную специфику избранной специальности.

Вышеперечисленные спецкурсы в существенной степени способствуют профессиональной социализации студентов.

ДИАЛОГИЗМ КАК ПРИНЦИП: ВОЗМОЖНОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ

Фалеев А.Н.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Раскрытие диалогической философией тайн человеческого бытия демонстрирует, что без общения человек невозможен. Здесь утверждается соучастие индивидуальности в жизни "другого". Отныне я существую не потому, что мыслю, а потому, что отвечаю на обращенное ко мне слово "другого", исходя из отношения с которым, собственно, и становятся возможными все другие мои отношения к миру и с миром - познавательные, преобразовательные и т.д.

Мыслители диалогической ориентации утверждают, что только взаимодействие равноправных в аксиологическом смысле партнеров может породить духовную общность его участников, ведя к превращению "состояния" каждого из них в их общее достояние. Так, например, у М.М. Бахтина, каждая культура, как и личность, представляет собой живую целостность, не замкнутую, но открытую. Каждая культура требует диалога с другой культурой, чтобы в ее глазах лучше разглядеть себя. Исходя из "диалогической ориентации" слова М.М. Бахтин показывает, что для человека быть - это значит общаться, и, тем самым, приходит к диалогической природе самой человеческой жизни.

Философия, говорил еще Э. Гуссерль, всегда заключает в себе обращение личности к личности. В этом смысле, диалог - едва ли не исходный феномен философствования, и привнесение в философский текст момента диалогичности является следствием признания внутренне противоречивого характера самого философского знания, в рамках которого ни одно суждение не может рассматриваться как однозначное, лишенное своих оппозиций.

В наши дни диалогическое понимание человеческого бытия обуславливает новую, ориентированную на переход от знающей к человекоосозидающей педагогике парадигму образования и требует внести существенные коррективы во все этапы социализации личности, включая и ее пребывание в высшем учебном заведении. Важная миссия при этом выпадает на долю философии, главной задачей которой было и остается воспитание «мужества сознания», личности с высокой степенью мыслительной свободы. Мысль должна стать "зрячей", а чтобы это оказалось возможным, необходим диалог. Именно в нём осуществляется поиск смысла, что, собственно, и есть философия.

Для решения своей главной задачи в русле указанных идей философии в вузе необходимо взять установку на взаимодействие различных учений в рассмотрении конкретных проблем, а также на диалог между философией и гуманитарными науками, что позволит практиковать осознанный плюрализм подходов и методов при объяснении и изложении учебного материала.

Глубинная перспектива этого - уважение «другого».

НАУЧНАЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬ:ГУМАНИТАРНЫЕ ОСНОВАНИЯ

Фалеев А.Н.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

В наши дни содержание научного знания испытывает значительное воздействие со стороны социальных и культурных факторов. Невольно возникает вопрос: можно ли сегодня утверждать, что наука утратила статус объективности? На наш взгляд, ответ на этот вопрос определяется не одними лишь общеметодологическими соображениями и общими рассуждениями относительно диалектики истины и заблуждения в познании. Необходимо осознать, что вопрос об объективном содержании научного знания не является сугубо гносеологическим, и для своего решения он требует основательного социологического изучения.

Социальные условия деятельности ученого не есть лишь внешние, формальные ограничения при получении знания. Они самым существенным образом сказываются на содержании создаваемых им научно-теоретических идей, взглядов, концепций, теорий.

Отечественная гуманитаристика характеризуется столкновением разных точек зрения, наличие которых отнюдь не является её привилегией. Дело в том, что не менее напряженная ситуация существует сегодня в естественных и технических науках, что свидетельствует о важности для ученых иметь достаточно эффективную разрешающую процедуру выбора. Но такая процедура не может быть формализована и общепринята раз и навсегда. В ситуации выбора, по-прежнему, будут играть решающую роль стиль мышления, личностные склонности ученого. Мощь и разнообразие этого личностного потенциала можно рассматривать как важнейший ресурс дальнейшего развития науки, значение и возможности которого далеко не изучены.

Классическая методология науки связывала объективность знания с согласием ученых. Между тем, исследования последних лет показали, что вариабельность суждений учёных является неотъемлемым свойством самой науки, признаком её нормального роста и развития.

Такое видение ситуации предполагает следующие выводы.

Если природа научного поиска такова, что на каждой стадии исследования должно создаваться некое «поле напряжения» между альтернативами, то важнейшим профессиональным качеством ученого становится умение работать в этом поле. Заинтересованное в развитии науки общество должно всемерно способствовать формированию интеллектуальной свободы ученого, его способности извлекать предельно богатое содержание из наличествующего спектра возможностей. Но умение работать с альтернативами не есть только профессиональная, а это, прежде всего, и, главным образом, черта личностная. Она может быть развита только в обществе, которое обеспечивает своим гражданам свободу выбора и в экономических, и в политических, и в мировоззренческих вопросах. Стало быть, свобода ученого как личности является необходимым условием продуктивной научной деятельности.

ГУМАНИТАРНЫЕ ЗНАНИЯ ИНЖЕНЕРА. СПЕЦИАЛИСТ, КАК ТВОРЧЕСКАЯ ЛИЧНОСТЬ

Харисов Д.Н.

(Уфимский государственный нефтяной технический университет)

Современный подход к подготовке инженеров, подразумевает создание высококвалифицированной рабочей силы. Следуя в этом направлении, мы будем очень редко лицезреть торжество индивидуальности, личности в новаторской области производства. В мировой истории не было ни единого ученого, изобретателя, философа, историка или инженера, который ограничил бы себя одной областью исследования. Среднестатистический молодой инженер, сегодня, не считает важными для себя знания в области литературы и философии. Влияние непрофилирующих предметов на это мнение, крайне мало. При этом, инженерная мысль связана с мыслью философской так же крепко, как и века назад.

Гуманитарная подготовка студента это, прежде всего, повышение нравственных качеств личности, психология творческой деятельности, прививание чувства прекрасного, закладывание стремления к внутренней гармонии. Чем сильнее человек, как специалист, тем лучше он должен быть развит морально. Большие знания порождают большую ответственность. Инженеру дается возможность размышлять о вселенских парадигмах, расширять кругозор, видеть множество решений одной задачи, видеть решение, которого еще нет. Творческие, изобретательские способности студента находятся в состоянии Кота Шрёдингера. Наблюдатель или увидит шквал новых идей или труп одной и даже не смелой.

Исходя из большинства исследований данной проблемы, лучшей «гуманитарной помощью» технарям послужит такая вещь, как саморазвитие. Это то, на что можно уповать всем преподавателям непрофилирующих предметов. Необходимо именно заставлять изучать разве что правила Родного языка. Человек не может соответствовать званию инженера, если не будет грамотно изъясняться, устно или на бумаге. В ходе обучения следует показать студенту, что правильная, поставленная речь, грамотное письмо, начитанность принесут пользу в его профессиональной деятельности.

Любой подающий надежды молодой специалист должен знать о том, что Альберт Эйнштейн не только величайший ученый-физик, но и успешный общественный деятель, автор множества трудов по философии наук, борец за права человека, а основоположник квантовой физики Макс Планк, всю жизнь пытался раскрыть связь между наукой, философией и религией.

Задача состоит в необходимости привить студенту желание интересоваться всеми аспектами, как своей профессиональной деятельности, так и жизни в целом, в этом заключается познание. Без собственного интереса, человек никогда не начнет цитировать Иосифа Бродского, не прочитает «Анну Каренину», не поразмыслит над тремя задачами Иммануила Канта. Человеку может не хватить воспитания или желания, он может не видеть необходимости развиваться всесторонне, но возможно, его убедит опыт множества великих инженеров и изобретателей, которые создавая фундаментальные технические знания, просто пытались приблизить свою картину мира к реальности.

НОВЫЕ ВИДЫ ДВИГАТЕЛЬНОЙ АКТИВНОСТИ В ПРОГРАММЕ ФИЗИЧЕСКОЙ КУЛЬТУРЫ В ВУЗЕ

Цыба И. А.

(РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина)

Физическая культура является необходимым звеном в подготовке будущих инженеров нефтяной и газовой промышленности.

Распределение студентов по курсу физическая культура в Российском государственном университете нефти и газа имени И. М. Губкина происходит по видам спорта – волейбол, баскетбол, оздоровительная гимнастика, борьба и другие. В 1990 году в университете открылось отделение фитнес-аэробики. Созданное по традициям преподавания аэробики в спортивных клубах, отделение в РГУ нефти и газа имеет свою структуру образования.

Сейчас в отделении занимаются 550 студентов и студенток на 5 курсах.

Перед педагогическим составом отделения фитнес-аэробики встала проблема мотивации физического оздоровления студентов. В 2010 году отделение аэробики было преобразовано в отделение фитнес-аэробики и черлидинга, так как большую популярность приобрел новый для России вид спорта - черлидинг.

Черлидинг органично сочетает в себе элементы шоу и спорта. Кроме того, что черлидинг выступает как самостоятельный вид спорта, он успешно сопровождает многие спортивные соревнования, усиливает зрелищность других видов спорта. Разработка специальных программ для собственных соревнований позволила черлидингу получить статус самостоятельного вида спорта.

Сейчас черлидинг активно развивается во многих российских высших учебных заведениях.

Основная цель курса черлидинга, включенного в программу отделения – формирование и развитие навыков физической культуры для полноценного образования молодежи. Достигается это через обязательные занятия, включающие в себя как теоретические, так и практические занятия, и добровольное участие в командах факультетов университета.

Учебный процесс по курсу черлидинга представляет собой поэтапное освоение разными видами черлидинга. Для каждого этапа характерны свои задачи, комплексы упражнений.

Из числа студентов отделения фитнес-аэробики и черлидинга преподавателями отделения и наиболее активными студентами-спортсменами при поддержке спортклуба университета формируются команды факультетов (9 команд). Команды принимают активное участие в спортивных праздниках, в качестве групп поддержки в спортивных соревнованиях по футболу, волейболу, баскетболу и борьбе. А также принимают участие в первенстве факультетов университета по черлидингу.

СОДЕРЖАНИЕ

Секция № 1. Геология, геофизика и мониторинг месторождений нефти и газа

1. *Ахмедов Э.Г.*
Способы картографии посредством современных программ на примере месторождений нефтяные камни.....5
2. *Ахмедов Э.Г.*
Изучение тектонического строения месторождения Гюнешли на основе палеотектонических и неотектонических моделей.....6
3. *Ким С.К., Даниленко Д.Г. Сидоров Д.А.*
Результаты испытаний насосно-компрессорных труб в промысловых коррозионно-агрессивных средах.....7
4. *Еремеев Д.М. и Л.Г. Петров, Гребенюк Г.П., Беляев А.С.*
Комплексный подход к анализу трещиноватости на примере восточного участка оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.....8
5. *Еремин Н.А., Шабалин Н.А.*
Углеродородный потенциал арктической зоны северо-запада Красноярского края и степень его освоения.....9
6. *Еремин Н.А., Зиновкина Т.С.*
Перспективы нефтегазоносности Сирии.....10
7. *Каешков И.С.*
Повышение информативности термометрии в горизонтальных скважинах.....11
8. *Коваленко К.В., Петров А.Н.*
Построение капиллярных моделей переходных зон терригенных коллекторов неокотских и юрских отложений Западной Сибири.....12
9. *Мельников С.И.*
Геофизический мониторинг многопластовых объектов при механизированной добыче.....13
10. *Мельничук Д.А., Стрельченко В.В., Шумейко А.Э.*
Моделирование напряженно-деформированного состояния в окрестности вертикальной скважины.....14
11. *Мифтахов С.А.*
Применение эманиционной съемки для контроля волновых воздействий на пласты.....15
12. *Морозовский Н.А.*
Локализация трещиноватых зон карбонатных коллекторов по результатам гидродинамических исследований скважин.....16
13. *Осинцева Н.А., Осин Д.А., Мусихин А.Д.*
Условия формирования и коллекторские свойства Фаменских отложений центрально-хорейверского поднятия.....17

14. <i>Абросимов А.А., Пименов Ю.Г.</i> Фильтрационно-емкостные системы терригенных коллекторов.....	18
15. <i>Рябухина С.Г., Дмитриевская Т.В., Зайцев В.А.</i> Влияние новейшей геодинамики на флюидную проницаемость нефтегазоносных толщ.....	19
16. <i>Сим Л.А., Постникова О.В., Постников А.В., Пошибаев В.В.</i> Тектонофизические критерии прогноза месторождений газа иркинеево-чадобецкого палеорифта.....	20
17. <i>Скопинцев С.П., Лазуткин Д.М.</i> К вопросу скважинной расходомерии водонефтяной смеси.....	21
18. <i>Костерина В.А., Сребродольская М.А., Золоева Г.М.</i> Усовершенствование методики определения пористости коллекторов баженовской свиты по данным ГИС с учетом разделения пород по циклам осадконакопления..	22
19. <i>Хасанов М.А., Николаев Н.А.</i> Аппаратура ингк для определения положения трещин ГРП с использованием меченного пропанта.....	23
20. <i>Шай Т. А., Жмудин В. П., Габидинов Р. Р.</i> Петрофизические особенности определения электрических параметров юрских отложений Западной Сибири.....	24
21. <i>Юнин И.А.</i> Анализ методов комбинаторного моделирования, применяемых при оценке ресурсного потенциала перспективных структур.....	25

Секция № 2. Разработка и эксплуатация месторождений природных углеводородов

1. <i>Абросимов А.А.</i> Выделение различных физико-химических фаз в фильтрационно-емкостном пространстве горных пород.....	29
2. <i>Алтынкович Д.А., Максютин А.В., Хусаинов Р.Р.</i> Экспериментальные исследования по снижению межфазного натяжения anomalно вязкой нефти комбинированным воздействием.....	30
3. <i>Бандурина Е.В.</i> Исследование напряженно-деформируемого состояния ствола глубокой скважины.....	31
4. <i>Хлебников В.Н., Бардин М.Е., Винокуров В.А.</i> Термогазовый метод воздействия - перспективный метод добычи трудноизвлекаемых запасов нефти и повышения нефтеотдачи месторождений.....	32
5. <i>Бравичев К.А., Бравичева Т.Б., Загайнов А.Н., Сарданашвили О.Н.</i> Анализ эффективности разработки карбонатных коллекторов с применением систем горизонтальных скважин.....	33

6. *Бравичев К.А., Загайнов А.Н.*
Повышения эффективности разработки карбонатных пластов и пластов с суперколлектором при нестационарном заводнении.....34
7. *Бучельников С.В., Цыганков В.В.*
Инновационные технические решения, направленные на снижение капитальных и эксплуатационных затрат Вынгапуровского ГП.....35
8. *Васильева З.А., Джафаров Д.С.*
Исследование фазовых превращений газовых гидратов в призабойной зоне при исследовании и освоении скважин газогидратных месторождений....36
9. *Дмитриев М.Н., Весвало А.Н.*
Оценка погрешности измерения проницаемости на керне без учета анизотропии фильтрационных.....37
10. *Габдрахманов А.Т., Леванова Е.В.*
Анализ эффективности применения мун на Северо-Альметьевской площади Ромашкинского месторождения с использованием фотоколлометрии.....38
11. *Габисов А.С., Кравченко М.Н.*
Оценка эффективности водогазового воздействия на терригенные и карбонатные коллектора, с целью доизвлечения остаточной нефти после заводнения.....39
12. *Галечян А.М., Кадет В.В.*
Перколяционное моделирование гистерезиса относительных фазовых проницаемостей с учетом поверхностных и реологических явлений.....40
13. *Гладков М.А.*
Комплексная оптимизация многостадийного ГРП.....41
14. *Грибенников О.А., Баландин Л.Н.*
Определение пластового давления в скважинах, оборудованных УЭЦН.....42
15. *Гуськова И.А., Гумерова Д.М.*
Анализ результатов исследования реологических характеристик нефтей Республики Татарстан.....43
16. *Дмитриев Н.М., Дмитриев М.Н., Мурадов А.А.*
Принципы построения нелинейных законов фильтрации.....44
17. *Айметова Д.В., Долинюк В.Е., Бабицкая К.И., Коновалов В.В.*
Экспериментальная оценка эффективности применения нефтевытесняющих составов в повышении нефтеотдачи пласта на месторождениях высоковязкой нефти.....45
18. *Бравичев К.А., Загайнов А.Н.*
Закономерности влияния природных и технологических параметров на эффективность разработки карбонатных коллекторов при заводнении.....46

19. *Захарова Е.Ф., Фадеев С.В.*
К вопросу восстановления проницаемости пластов технологией излива.....47
20. *Зубов В.Р., Индрупский И.М., Каневская Р.Д.*
Алгоритм многокомпонентного моделирования для адаптации геолого-технологических моделей в условиях термодинамической неравновесности.....48
21. *Кадет В.В., Лебедев А. В., Митюшин А.И., Разбегина Е.Г.*
Экспериментальные исследования электорокинетических и фильтрационных течений в реальном керне.....49
22. *Каматов К.А.*
Методика определения забойных параметров режима бурения для КНБК с взд.....50
23. *Керимова А.Г.*
Об исследовании свойств нефтей и нефтяных фракций некоторых месторождений Азербайджана.....51
24. *Киреев С.В., Мусаверов И.Р.*
Прогнозирование газоконденсатной характеристики месторождения природного газа без использования информации о компонентном составе пластового флюида.....52
25. *Киямова Д.Т., Хакимзянов И.Н.*
Поиск альтернативных вариантов по повышению эффективности эксплуатации скважин с горизонтальным окончанием на коробковском участке Бавлинского месторождения с использованием геолого-технической модели.....53
26. *Кондрашев А.О., Рогачев М.К.*
Разработка технологии внутрипластовой водоизоляции в низкопроницаемых коллекторах.....54
27. *Конопелько А.Ю., Шошин А.А.*
Выбор оптимальной технологии грп в карбонатной залежи на примере ВУ ОНГКМ.....55
28. *Корепанова В.С., Ершова О.В.*
Особенности геолого-гидродинамического моделирования Лыаельской площади Ярегского месторождения.....56
29. *Костюченко А.Н.*
Определение реологических свойств буровых растворов на стандартных воронкообразных вискозиметрах.....57
30. *Котельников В.Н.*
Оптимизация системы разработки объекта Д5-6 капитоновского месторождения.....58

31. Диева Н.Н., Кравченко М.Н., Мурадов А.В.
 Моделирование разработки месторождений нетрадиционных углеводородов.....59
32. Крайнева О.В., Губайдуллин М.Г.
 Исследования свойств нефти варандейского месторождения.....60
33. Кузьмичев А.Н.
 Результаты экспериментального определения фильтрационно-емкостных свойств ортотропного песчаника.....61
34. Магадова Л.А., Давлетов З.Р., Сиротин А.Н.
 Исследование растворения кварцевой породы различными кислотными составами для повышения эффективности обработок слабозаглинизированных песчаников.....62
35. Мамедов Э.А., Талалай А.С., Янченко А.В.
 Математическое моделирование радиального вскрытия нефтегазоносных пластов на поздней стадии разработки.....63
36. Леушева Е.Л., Мартель А.С.
 Основные причины сальникообразования на долоте и способы предупреждения.....64
37. Михайлов Н.Н., Полищук В.И., Хазигалеева З.Р.
 Структуризация и моделирование остаточной нефти в неоднородных пластах.....65
38. Дмитриев М.Н., Дмитриев Н.М., Максимов В.М., Мурадов А.А., Мурадов А.В.
 Нелинейные законы фильтрации для пористых сред с моноклинной симметрией фильтрационных свойств.....66
39. Мурватов Ф.Т.
 О применении нанореагентов при уменьшении вязкости нефти и содержания в ее составе механических примесей.....67
40. Мусаверов Д.Р.
 Алгоритм оптимального распределения отборов жидкости по эксплуатационным объектам многопластового нефтяного месторождения.....68
41. Обухов А.В.
 Математическое моделирование нестационарных процессов в импульсном эжекторе.....69
42. Подойницын С. П., Горбачёв С. Н.
 Прогнозирование термодинамических характеристик потока скважинной продукции для месторождений высоковязкой нефти.....70
43. Порошин В.Д., Гуляев В.Г., Маракасов Б.В.
 Изучение природы обводнения продукции добывающих скважин усинского нефтяного месторождения по новым гидрохимическим данным.....71

44. Раупов И.Р., Кондрашева Н.К., Бурханов Р.Н. Оптический способ контроля за разработкой нефтяных месторождений.....	72
45. Рогачев М.К., Мардашов Д.В. Разработка технологий глушения и стимуляции нефтяных скважин при подземном ремонте.....	73
46. Рыбаков А.А. Новые подходы к оценке технологической эффективности ГРП.....	74
47. Серегина Н.В. Способ эксплуатации обводняющегося газового пласта.....	75
48. Серегина Н.В. Теплоизолированная лифтовая труба.....	76
49. Сорокина А.О. Применение последовательной закачки гелеполимера и горячей воды на месторождениях находящихся на третьей стадии разработки.....	77
50. Султанова Д.А., Максютин А.В., Хусаинов Р.Р. Оценка эффективности ингибиторов коррозии по результатам комплексного анализа.....	78
51. Токарев М.А., Токарева Н.М. Выбор положения боковых стволов скважин и оценка их потенциальных добывных возможностей.....	79
52. Токарева Н.М. Контроль и регулирование разработки нефтяных месторождений с помощью результатов временных замеров индукционного каротажа в скважинах, оборудованных стеклопластиковыми хвостовиками.....	80
53. Фесан А.А. Исследование воздействия водных растворов соляной кислоты на «аномально» тяжелую нефть.....	81
54. Чагиров П.С., Кадет В.В. Моделирование разработки глинистых коллекторов нефти с учетом ионообменных процессов.....	82
55. Леушева Е.Л., Шаймухаметова А.Ф. Теоретический обзор влияния основных параметров бурового раствора на скорость бурения и проходку на долото.....	83
56. Шаяхметов А.И., Пономарев А.И. Прогнозирование обводнения газовых залежей смешанного массивно-пластового типа.....	84
57. Шеляго Е.В., Язынина И.В. Явления адсорбции в процессах фильтрации и вытеснения.....	85

58. *Исаев В.И., Шепель К.Ю.*

Исследование структуры искусственных образцов пласта до и после перфорации.....86

59. *Ямбаев Р.Ф.*

Техническое перевооружение и реконструкция объектов промышленной подготовки углеводородного сырья на онгкм в период падающей добычи.....87

Секция № 3. Проектирование, сооружение и эксплуатация систем трубопроводного транспорта углеводородов и нефтегазопродуктообеспечение

1. *Арбузов Н.С.*

Особенности защиты от гидравлического удара морских нефтеналивных терминалов с выносными причальными устройствами.....91

2. *Бабич А.В.*

Разработка алгоритма оптимального проектирования.....92

3. *Бармаева Е.С., Горбунов А.С., Корнеева О.А., Афиногентов А.А.*

Устройство безударного пуска и останова нефтеперекачивающих станций магистральных нефтепроводов.....93

4. *Валетдинова Э.Р., Годовский Д.А.*

Диагностика лопаток ГТУ в процессе эксплуатации.....94

5. *Васильев Г.Г., Сальников А.П.*

Применение наземного лазерного сканирования для диагностики технического состояния наземных площадочных сооружений магистральных трубопроводов.....95

6. *Гаррис Н. А., Безбородов Г. Р.*

Определение положения оси трубопровода при техногенном нарушении геокриологической структуры многолетнемерзлых грунтов.....96

7. *Дейнеко С.В.*

Повышение надежности газоснабжения района города Москвы.....97

8. *Дидковская А.С.*

Самотечное заполнение наклонных участков нефтепровода.....98

9. *Завьялов А.П., Имансакипов Р.М.*

Управление техническим состоянием оборудования и трубопроводов газодобывающих предприятий на основе количественной оценки показателей надежности.....99

10. *Васильев Г. Г., Иманов К. Э.*

Исследование напряженно-деформированного остояния толстостенных труб на примере газопровода Бованенково – Ухта100

11. *Калинин А.Ф., Коновалов А.А.*

Выбор схемы компримирования и распределение загрузки при использовании гпа различной единичной мощности на КС ПХГ.....	101
<i>12. Васильев Г. Г., Ковалева Т. Н.</i>	
Инженерная защита магистральных трубопроводов на эрозионно-опасных и оползневых территориях.....	102
<i>13. Бармаева Е.С., Горбунов А.С., Корнеева О.А., Афиногентов А.А.</i>	
Математическое моделирование процессов трубопроводного транспорта нефти и нефтепродуктов.....	103
<i>14. Красногорская Н.Н., Ахмеров В.В.</i>	
Анализ пожаровзрывоопасности многотопливных автозаправочных станций с мультипродуктовыми топливораздаточными колонками.....	104
<i>15. Лурье М.В.</i>	
Термодинамический режим компримирования реального газа в нагнетателях КС.....	105
<i>16. Ляпичев Д.М.</i>	
Расчетно-экспериментальная оценка влияния напряженно-деформированного состояния газопроводов на их склонность к коррозионному растрескиванию.....	106
<i>17. Нгуен В.Х.</i>	
Исследование динамическое и статической определенности тонкостенного трубопровода большого диаметра.....	107
<i>18. Пелих Э.А., Зорин Е.Е.</i>	
Оценка хладостойкости металла труб, машин и оборудования с применением современных методов ударных испытаний.....	108
<i>19. Пыстин В.А., Самигуллин Г.Х.</i>	
Анализ способов защиты морских трубопроводов от коррозии.....	109
<i>20. Рахманин А.И.</i>	
Оценка вероятности безотказной работы корпуса изотермических резервуаров для сжиженного природного газа.....	110
<i>21. Ревазов А.М., Леонович И.А.</i>	
Совершенствование методов предотвращения аварийных и чрезвычайных ситуаций на магистральных газопроводах.....	111
<i>22. Романов А.П.</i>	
Закономерности развития трещиноподобных коррозионных дефектов на газопроводах.....	112
<i>23. Сахнюк А.А., Широков В.А.</i>	
Внедрение подогревателя газа с промежуточным теплоносителем ПГПТ-3 на ГРС «Суджа» ОАО «Газпром трансгаз Москва»	113

24. *Тараскин Е.Н.*
 Обоснование наиболее эффективного способа выработки запасов высоковязкой нефти в краевой зоне Пермо-карбоневой залежи Усинского месторождения114
25. *Калинин А.Ф., Фатхутдинов Р.Р.*
 Оценка энергетической эффективности магистрального транспорта природного газа.....115
26. *Федоренко А.А., Ляпичев Д.М.*
 Разработка основных технических требований к системам непрерывного мониторинга напряженно-деформированного состояния нефтепроводов.....116
27. *Федосеев М.Н.*
 Выбор параметров газового колпака, используемого в качестве системы защиты трубопровода от гидравлического удара.....117
28. *Чуркин Г. Ю., Алекперова С. Т.*
 Актуальные методические вопросы разработки специальных технических условий для обеспечения безопасности магистральных трубопроводов.....118
29. *Шарипова Л. Д., Салимзянова А. А., Майский Р. А.*
 Топологические методы описания сложных трубопроводных систем.....119
30. *Шарипова Л.Д., Салимзянова А.А., Гаррис Н.А.*
 Использование плит «Пеноплэкс» при строительстве трубопроводов в условиях Крайнего Севера.....120
31. *Шадрин В.С., Завьялов А.П.*
 Совершенствование методики расчета напряженно-деформированного состояния изогнутого трубопровода.....121
32. *Якупов Р.Р., Околот А.А., Землеруб Л.Е., Терегулов М.Р.*
 Фундамент резервуара повышенной надежности.....122

Секция № 4. Технология переработки нефти и газа, нефтехимия и химмотология топлив и смазочных материалов

1. *Ардышев В.П., Татур И.Р., Спиркин В.Г., Шеронов Д.Н.*
 Исследование деэмульгаторов для ингибированного турбинного масла ТП-32Р.....125
2. *Ахметов С.А., Шириязданов Р.Р., Матюшина Р.Р.*
 Технологические основы перспективного процесса каталитического синтеза биоэфиров межмолекулярной дегидратацией биоспиртов.....126
3. *Ахметов С.А., Еникеев Р.Д.*

Энерго- и ресурсосберегающая технология глубокой переработки нефти применительно к производству экологичных топлив для перспективных топливоуниверсальных двигателей.....	127
4. <i>Баимова Г.Ю., Долматов Л.В.</i> Производство бензинов в России.....	128
5. <i>Бандурина Е.В.</i> Содержание йода в пластовых водах месторождений Украины.....	129
6. <i>Бергельсон М.Б., Татур И.Р., Спиркин В.Г.</i> Производство пластичных смазок на основе экстрактов селективной очистки.....	130
7. <i>Бикмухаметова А.Р., Фахрутдинов Р.З.</i> Химическая модификация дорожного битума а-олефинами.....	131
8. <i>Викулова А.А., Багдасаров Л.Н., Килякова А.Ю.</i> Исследование влияния характера дисперсионной среды на свойства сульфонатных пластичных смазок.....	132
9. <i>Газаров Р.А., Мещеряков С.В., Газаров К.Р., Мкртычан В.Р.</i> Влияние воды на кислотные характеристики бифункциональных катализаторов изомеризации легких углеводородных фракций.....	133
10. <i>Газаров Р.А., Мещеряков С.В., Газаров К.Р., Мкртычан В.Р.</i> Влияние температуры на эффективность работы сульфатно-циркониевого катализатора изомеризации легких углеводородных фракций.....	134
11. <i>Гарипов И.И., Подъячева К.И., Дезорцев С.В.</i> О связи физико-химических свойств и эксплуатационных характеристик моторных топлив.....	135
12. <i>Гаршин М.В., Килякова А.Ю.</i> Влияние различных дисперсионных сред на свойства полимочевинных смазок.....	136
13. <i>Еремин И.С.</i> Использование волокнистых материалов при очистке водных бассейнов от нефти и нефтепродуктов.....	137
14. <i>Жуковская Е.А.</i> Улавливание и рекуперация углеводородов из паровоздушной смеси....	138
15. <i>Заворотный В.А., Тонконогов Б.П., Трофимов В.А., Тополук Ю.А.</i> Особенности каталитического алкилирования фенолов - сырья для производства поверхностно-активных веществ.....	139
16. <i>Зайцева О.В., Кадиев Х.М., Чернышева Е.А., Магомадов Э.Э.</i> Изучение структурных превращений асфальтенов в процессе гидроконверсии гудрона с рециркуляцией вакуумного остатка дистилляции гидрогенизата.....	140

17. Злотский С.С., Михайлова Н.Н., Казакова А.Н., Раскильдина Г.З. Циклические ацетали в нефтехимическом синтезе получение и превращения.....	141
18. Иванов А.Н., Гаекулова Г.К., Тимербаев Г.Г., Исламутдинова А.А., Калимуллин Л.И. Ингибирующая способность циклических азотсодержащих соединений.....	142
19. Иванова Л.В., Буров Е.А., Бобровский Е.С. Влияние углеводородного состава дизельных топлив на работу депрессорных присадок.....	143
20. Ившина Л.А. Исследование детандерных циклов в системах низкотемпературной конденсации для попутных нефтяных газов.....	144
21. Исаева Е.А., Дедов А.Г., Локтев А.С., Голиков С.Д., Спесивцев Н.А. Гидроконверсия рапсового масла на ВК-цеолитных катализаторах.....	145
22. Канаева К.А., Магадова Л.А., Малкин Д.Н. Разработка суспензионного реагента на основе полиакриламида для процессов повышения нефтеотдачи пластов.....	146
23. Караваев А.А., Левченко Д.А., Локтев А.С., Дедов А.Г., Голиков С.Д., Спесивцев Н.А. Влияние промотирования и щелочной обработки ВК-цеолитов на селективность каталитических превращений легких алканов.....	147
24. Каримова А.Ф., Кожевников Д.А., Тонконогов Б.П., Багдасаров Л.Н. Исследование процессов деасфальтизации остаточных и дистиллятных экстрактов n-пентаном с целью получения экологически чистых пластификаторов для шинных резин.....	148
25. Карпов А.Б., Жагфаров Ф.Г. Разработка ингибиторов коксообразования в процессе пиролиза углеводородов GTL.....	149
26. Карпов В.А., Макарова Ю.Н., Михайлова О.Л., Ковальчук Ю.Л. Защитные смазочные материалы для использования в условиях тропического климата.....	150
27. Карпов Ю.О., Кривцов Е.Б., Головкин А.К. Влияние пероксида бензоила на состав продуктов инициированного крекинга вакуумного газойля Новокуйбышевского НПЗ.....	151
28. Кашин Е.В., Шабалина Т.Н. Смазочные материалы для эксплуатации в условиях экстремально низких температур.....	152
29. Кильмухаметов М.Д., Садретдинов И.Ф., Султанбекова И.А. Парафазное окисление пропилена до акриловой кислоты.....	153

30.Колышева Е.О., Евдокимова Н.Г., Губайдуллина А.А., Заплахова Я.Е. О получении полимерно-битумных вяжущих.....	154
31.Кондрашева Н.К., Кондрашев Д.О., Рудко В.А. Исследование эффективности сополимерных депрессорных присадок к дизельным и судовым топливам.....	155
32.Корнеев Д.С., Певнева Г.С., Головки А.К., Левашова А.И. Влияние соотношения смол и асфальтенов на состав продуктов термолиза тяжелых нефтей.....	156
33.Кривцова К.Б., Очередько А.Н., Кудряшов С.В., Рябов А.Ю. Плазмохимическое удаление сероводорода из ПНГ.....	157
34.Лалаев К.Э., Мастобаев Б.Н., Бородин А.В. Модернизация производств с целью повышения эффективности использования попутного нефтяного газа.....	158
35.Лапшин И. Г. Особенности применения тяжелой смолы пиролиза в качестве сырья для получения игольчатого кокса.....	159
36.Леонов М.Г., Хабибуллина Д.Д., Евдокимова Н.Г., Сорокин С.А. О подборе сырья для получения игольчатого кокса.....	160
37.Ильин С.В., Леонтьев А.В., Спиркин В.Г., Татур И.Р., Шеронов Д.Н. Влияние полиметакрилатных депрессорных присадок на вязкостные и низкотемпературные свойства горюче-смазочных материалов.....	161
38.Лыков О.П., Толстых Л.И., Спасенков А.М., Лазарев В.И. Использование экстрагента для борьбы с пенообразованием растворов алканоламинов при очистке кислых газов.....	162
39.Остах С.В., Миронова О.С. Многофакторный анализ формирования линз нефтепродуктов, как способ планирования реабилитации почвенных объектов.....	163
40.Михайлова Н.Н., Богомазова А.А., Аминова Э.К., Шаякберов Э.В. Взаимодействие полигалогенциклопропанов с аминами.....	164
41.Молчанов С.А. Особенности выделения гелия на гелиевом заводе ООО «Газпром добыча Оренбург»	165
42.Назарова А.Р., Евдокимова Н.Г. Модифицирование битумов полисульфидами.....	166
43.Петров А.М., Дезорцев С.В., Кисмерешкин С.В. Влияние свойств углеводородных растворителей на процесс деасфальтизации дорожного битума.....	167
44.Петров А.М., Дезорцев С.В., Кисмерешкин С.В. Влияние свойств углеводородных растворителей на процесс деасфальтизации остатка термического крекинга.....	168

45. *Пиголева И.В., Шабалина Т.Н.*
Белые масла – производство, требования, технологии.....169
46. *Иванова Л.В., Примерова О.В.*
Определение группового состава дизельных топлив с помощью ИК-спектрометрии.....170
47. *Саликаев В.А., Травкина О.С., Гильмутдинов А.Т.*
Синтез высокомолекулярного цеолита типа MOR.....171
48. *Свириденко Н.Н., Кривцов Е.Б., Головкин А.К.*
Изменение состава и структур высокомолекулярных соединений битума ашальчинского месторождения в различных условиях крекинга.....172
49. *Севастьянова Е. С., Пиголева И. В., Шеронов Д. Н., Татур И.Р.*
Исследование вязкостно-температурных свойств и термоокислительной стабильности растворов полиизобутиленов в индустриальном масле.....173
50. *Спесивцев Н.А., Локтев А.С., Дедов А.Г., Пархоменко К.В., Рогалева Е.В., Моисеев И.И.*
Кислородная конверсия метана в синтез-газ на кобальт-кремнеземных катализаторах.....174
51. *Станьковски Л., Дорогочинская В.А., Чумаков Д.А., Тонконогов Б.П.*
Рациональная область применения базовых основ, полученных из отработанных масел.....175
52. *Сушкова А.В., Остах С.В.*
Проблемы переработки нефтяных отходов и рекультивации нефтезагрязненных земель.....176
53. *Тишина Е. А., Татур И.Р., Спиркин В.Г., Вижанков Е.М., Шеронов Д.Н., Трофимова Е.В.*
Определение сроков защиты металлоизделий от коррозии консервационным маслом типа К-17.....177
54. *Туманян Б.П., Петрухина Н.Н., Щербаков П.Ю.*
Регулирование реологических характеристик модельных и реальных асфальтенодержащих систем введением присадок и добавок.....178
55. *Узун К.П.*
Использование дисульфидного масла в качестве ингибитора для уменьшения асфальтосмолистопарафинистых отложений на оборудовании ОГПЗ.....179
56. *Фамутдинов Р.Н., Дезорцев С.В.*
Процесс гидрокрекинга в схеме производства высокоиндексных базовых масел.....180
57. *Фасхутдинов А.Г., Арпишкин И.М.*
Основные возможные направления улучшения качества битума.....181

58. *Федущак Т.А., Уймин М.А., Щеголева Н.Н., Акимов А.С., Петренко Т.В., Восмерилов А.В.*
 Гидрогенолиз нефтяных топливных фракций в присутствии новых массивных катализаторов.....182
59. *Черыгова М.А.*
 Разработка полисахаридной жидкости для глушения и промывки скважин (ПСЖГП)183
60. *Шайжанов Н.С., Загидуллин Ш.Г., Ахметов А.В., Габдраупов А.Р.*
 Скрининг катализаторов гидрирования ароматических углеводородов.....184
61. *Шаронова А. Н., Иванова Е.А., Кащеева П.Б.*
 Очистка сточных вод предприятий нефтегазового комплекса при помощи биогибридных материалов.....185
62. *Шеронов Д.Н., Пиголева И.В., Татур И.Р., Спиркин В.Г.*
 Повышение эффективности использования защитных жидкостей для баков-аккумуляторов систем горячего водоснабжения.....186
63. *Широков В.А., Сахнюк А.А., Новгородский Е.Е.*
 Комплексное использование природного газа в промышленности.....187
64. *Щукина В.Д., Холодов В.А., Гречищева Н.Ю., Мещеряков С.В., Перминова И.В.*
 Оценка диспергирующей способности Са- и Fe-насыщенных гуминово-глинистых комплексов в отношении нефти в воде.....188
65. *Ягудина Д.И., Садретдинов И.Ф., Султанбекова И.А.*
 ДИНФ и ДИДФ – пластификаторы нового поколения.....189

**Секция № 5. Проектирование, изготовление и эксплуатация
 оборудования и сооружений нефтегазового комплекса**

1. *Абуталипова Е.М., Сулейманов Д.Ф., Шулаев Н.С.*
 Установка для обработки сверхвысокочастотным электромагнитным излучением трубопроводных изоляционных покрытий для улучшения их эксплуатационных свойств.....193
2. *Балденко Ф.Д., Кривенков С.В.*
 Математическая модель работы клапана возвратно-поступательного насоса.....194
3. *Башмаков А.И., Жедяевский Д.Н., Попов В.В.*
 Создание и применение базы описаний ресурсов в технической и природной среде, технологий их преобразования и использования, как инструмента поддержки концептуального проектирования технологий и техники.....195
4. *Белозерцева Л.Ю.*
 Разработка национального стандарта «Системы винтовых насосов для механизированной добычи»196

5. *Бодягина Г.В.*
Разработка методики диагностики узлов трения по состоянию смазочных сред.....197
6. *Борозна А.О.*
Унифицированный подход при проектировании и разработке технологических схем объектов подготовки нефти ООО «Лукойл-Коми».....198
7. *Васильев А.А., Прыгаев А.К., Селезнева И.О.*
Влияние случайных механических воздействий при укладке, ремонте и эксплуатации подземных трубопроводов на надежность работы полимерных изоляционных покрытий.....199
8. *Ващенко Н.В.*
Методология оценки совместимости нормативных требований отечественной и зарубежной практики при построении систем менеджмента качества.....200
9. *Вихрев А.К.*
Совершенствование системы менеджмента качества за счет разработки и внедрения методов анализа видов и последствий несоответствий при строительстве энергетических объектов.....201
10. *Вышегородцева Г.И., Левин С.М.*
Совершенствование процесса пайки алмазосодержащих сегментов породоразрушающего инструмента.....202
11. *Вольхин А.М., Малышев В.Н.*
Триботехнические характеристики композиционных пористых МДО-покрытий, пропитанных сверхвысокомолекулярным полиэтиленом.....203
12. *Габдулов И.Н., Ивановский В.Н.*
Устройство байпасирования УЭЦН, с применением нестандартного (улиточного) профиля байпасной трубы, при одновременно-раздельной эксплуатации скважин по схеме (УЭЦН+УЭЦН)204
13. *Герасимов И.Н.*
О возможности определения дебита нефтяных скважин по косвенным показателям при их эксплуатации УЭЦН.....205
14. *Гололобов Д.В., Гололобова А.А.*
Методика подбора технологической оснастки при выполнении операций механической обработки деталей газонефтяного комплекса.....206
15. *Громова Г. В.*
Вопросы оценки устойчивости новой ледостойкой платформы для Арктического мелководья.....207
16. *Гусева Т.А., Кершенбаум В.Я.*
Современные проблемы обновления стандартов в Российской Федерации.....208

17. *Гуськов М.А., Глебова Е.В., Волохина А.Т.*
Снижение промышленной опасности при эксплуатации оборудования магистральных газопроводов на основе повышения готовности оперативного персонала к мероприятиям по локализации и ликвидации последствий аварий.....209
18. *Деговцов А.В.*
Эксплуатация скважин с боковыми стволами малого диаметра ШСНУ с канатной штангой.....210
19. *Долов Т.Р.*
Исследование эффективности работы клапанных узлов скважинных насосных установок.....211
20. *Донской Ю.А., Якимов С.Б., Шалагин Ю.Ю.*
Проектирование, изготовление и эксплуатация оборудования и сооружений нефтегазового комплекса.....212
21. *Дубинов Ю.С.*
Модернизация методики подбора полых насосных штанг.....213
22. *Ковалёнок А.Е.*
Выбор компьютерных технологий для моделирования контактного взаимодействия рабочих органов одновинтовых гидравлических машин с целью их рационального проектирования и определения характеристик...214
23. *Елагина О.Ю., Прыгаев А.К.*
Инновационные разработки для предприятий отрасли межкафедрального центра исследования новых материалов для объектов ТЭК.....215
24. *Елагина О.Ю., Некипелов В.С.*
Исследование коррозионной стойкости алюминиевой фольги в различных средах.....216
25. *Жедяевский Д.Н., Попов В.В.*
О практическом опыте обучения основам концептуального проектирования технологий, техники и изделий в нефтегазовом вузе.....217
26. *Зайнуллов Т.Х.*
Комплексный подход к повышению эффективности работы глубинно насосного оборудования путем рассмотрения замены электродвигателей на вентильные и реализации энергосберегающих технологий подъема скважинной продукции.....218
27. *Золотаева М.В., Митина М.В.*
Перспективы развития стандартизации и подтверждения соответствия в нефтегазовой отрасли.....219
28. *Ивановский В.Н.*
Научно-исследовательские и опытно-промысловые работы в области ОРД и эксплуатации боковых стволов скважин.....220

29. *Карелин И.Н., Мельситдинов В.К.*
Перспективы технического перевооружения трубопроводных обвязок оборудования очистки природного газа в отрасли.....221
30. *Карелин И.Н.*
К вопросу целесообразности повышения стойкости трубопроводных обвязок газонефтяного оборудования.....222
31. *Каиштанов И.М.*
Анализ конструкции задвижки оборудования устья скважины. Новый тип привода.....223
32. *Клименко. К.И.*
Создание оборудования для автоматизированной подачи ингибитора в скважину с целью предотвращения отложения солей на рабочих узлах УЭЦН и НКТ.....224
33. *Коробов А.В., Фомина Е.Е., Воронин И. В.*
Методика оценки профессионального риска персонала малых нефтебаз на примере ООО ППОН "Новое".....225
34. *Коротков Е.А., Коротков С.А.*
Расчет потерь давления при работе с гибкими трубами на нефтегазовых месторождениях.....226
35. *Круглов С.С., Лукьянов В.А., Вишневецкий А.В.*
Повышение холодопроизводительности дискового регенеративного кристаллизатора.....227
36. *Куликов С.А.*
Сравнение одно- и двухфорсуночных систем впрыска ингибиторов гидратообразования и коррозии в газопроводы.....228
37. *Куликова И.С.*
Разработка методики подбора оборудования с использованием пневматического барьера для локализации разливов нефти на поверхностных водных объектах нефтяных промыслов.....229
38. *Кулыгин Р.П., Сазонов Ю.А.*
Разработка и исследование фильтрационной системы для осложненных условий работы мультифазных насосов.....230
39. *Максименко А.Ф.*
Некоторые аспекты моделирования процесса течения сжимаемой жидкости в пористой среде.....231
40. *Мамаева Т.А., Мельников В.Б., Федорова Е.Б.*
Термодинамическое исследование парожидкостного равновесия компонентов сжиженного природного газа.....232
41. *Исмаилов А.И., Мельников В.Б., Кутанов Р.Б., Слугин П.П.*
Об опыте проведения пуско-наладочных работ и пуске газового промысла №2 Бованенковского НГКМ.....233

42. <i>Моисеев Д.П., Сазонов Ю.А.</i>	
Разработка и исследование гидравлической системы мультифазной насосной установки для осложненных условий.....	234
43. <i>Молчанов А.Г., Романенко С.В., Певнев В.Г.</i>	
Системное проектирование приводов штангового скважинного насоса.....	235
44. <i>Насонов В.А., Захаров М.Н.</i>	
Расчетно-экспериментальная оценка прочностной надежности сварных соединений с нетрещиноподобными дефектами.....	236
45. <i>Пекин С.С., Булат А.В.</i>	
Расчет коренного вала бурового насоса.....	237
46. <i>Попов В.В.</i>	
Интенсификация и повышение эффективности инновационной деятельности в нефтегазовом комплексе.....	238
47. <i>Рагимова М.С.</i>	
Определение прочности элементов фонтанной арматуры.....	239
48. <i>Сабиров А.А.</i>	
Применение струйных насосов для эксплуатации скважин с боковыми стволами малого диаметра.....	240
49. <i>Слобода А.В., Миннигулов Ф.Ф., Садретдинов И.Ф.</i>	
Реагентная обработка оборотной воды на водооборотных узлах ОАО «Газпром нефтехим Салават»	241
50. <i>Тимирязев В.А., Гололобова А.А., Гололобов Д.В.</i>	
Обеспечение требуемого натяга в соединении твердосплавных зубков с корпусом шарошки с использованием метода групповой взаимозаменяемости.....	242
51. <i>Туманян Х.А.</i>	
Исследование скважинной струйной насосной установки для технологии одновременно - раздельной эксплуатации двух пластов.....	243
52. <i>Филиппов А.А., Ходырев А.И.</i>	
Исследование влияния формы центрального газовода на работу дожимных насосно-компрессорных установок.....	244
53. <i>Хорошилова Д.С., Мельников В.Б., Макарова Н.П.</i>	
Термодинамическое исследование волновой технологии деметанизации природного газа.....	245
54. <i>Хостиков М.З., Агеева В.Н. (РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина),</i>	
Совершенствование процесса резбонакатывания.....	246
55. <i>Жедяевский Д.Н., Попов В.В., Чикичев Д.Н.</i>	
Использование закономерностей развития технических систем для интенсификации и повышения эффективности проектирования новых технологий и оборудования нефтегазового комплекса.....	247

56. *Эдгеев Г.Б.*
Альтернативный вариант добычи углеводородного сырья на Штокманском месторождении.....248
57. *Юмагузин У.Ф.*
Методика повышения безопасности эксплуатации оборудования предприятий нефтегазовой отрасли.....249
58. *Ямаева Э.Г., Фомина Е.Е.*
Разработка алгоритма анализа риска подземных распределительных газопроводов и газорегуляторных пунктов.....250
59. *Ясагин В.А., Сычев А.М.*
Повышение качества установок измерения дебита сырой нефти и попутного нефтяного газа.....251

Секция № 6. Автоматизация, моделирование и энергообеспечение технологических процессов нефтегазового комплекса

1. *Ершов М.С., Анцифоров В.А.*
Влияние несимметричных возмущений в системах централизованного электроснабжения на взаимозависимость источников питания.....255
2. *Арсеньев-Образцов С.С.*
Моделирование двухфазного течения на компьютерной микромодели пористой среды.....256
3. *Арсланов В.Ф.*
Современные критерии выбора решений для хранения данных в компаниях нефтегазового сектора.....257
4. *Архипов А.И., Кульчицкий В.В.*
Геонавигационный информационно-измерительный комплекс для бурения скважин.....258
5. *Богаткина Ю.Г.*
Представление и обработка экспертной информации в автоматизированной системе технико-экономической оценки месторождений нефти и газа.....259
6. *Браго Е.Н., Ермолкин О.В., Великанов Д.Н., Гавшин М.А.*
Анализ современных методов и систем измерения расхода многофазных потоков с высокими газовыми факторами.....260
7. *Габитова Я.А., Филиппов В.Н.*
Оценка необходимости разработки программного обеспечения по проектированию процессов биотехнологических производств.....261
8. *Гайнетдинова А.Н., Хохлов А.С., Чернышева Е.А.*
Актуализация показателей качества потоков в моделях оптимального планирования НПЗ.....262

9. *Арсеньев-Образцов С.С., Годунов А.И.*
Программно-технологический комплекс создания и обработки мультиспектральных изображений керна.....263
10. *Голубятников Е.А., Васильев А.В., Самсонова В.В., Сарданашвили С.А.*
Проблемы on-line моделирования и ситуационного анализа сложных технических систем на примере региональных эксплуатирующих организаций ОАО «Газпром»264
11. *Бармаева Е.С., Горбунов А.С., Корнеева О.А., Афиногентов А.А.*
Задача оптимального управления переходными режимами работы магистрального нефтепровода.....265
12. *Григорьев Л.И., Сафиева Р.З., Санжаров В.В., Тупысев А.М.*
Автоматизированное управление и синергетика нефтяных дисперсных систем.....266
13. *Григорьев Л.И., Асирян А.В., Русев В.Н.*
Мониторинговые системы в АСДУ нефтегазового комплекса.....267
14. *Егоров А.В., Малиновская Г.Н., Сеницына Н.В.*
Долгосрочное прогнозирование электропотребления.....268
15. *Ермолкин О.В., Великанов Д.Н., Зыкова Я.Д.*
Контроль содержания примесей в продукции эксплуатационных скважин.....269
16. *Ершов М.С., Анцифоров В.А.*
Влияние несимметричных возмущений в системах централизованного электроснабжения на взаимозависимость источников питания.....270
17. *Иванова И.В.*
Многомерный статистический контроль параметров качества продуктов нефтепереработки в режиме реального времени методом ближней инфракрасной спектроскопии.....271
18. *Казанский А.А.*
Заполнение контура нагнетателя ГПА-16 «волга» топливным газом при низких температурах атмосферного воздуха и грунта.....272
19. *Карманов А.В., Телюк А.С., Шершуква К.П.*
Реализация принципа ALARP при проектировании систем противоаварийной защиты.....273
20. *Комков А.Н.*
Повышения надежности электроснабжения на примере компрессорной станции перекачки попутного газа.....274
21. *Коротков М.В., Данилов Е.В.*
Разработка трехмерной модели объекта «ДНС на Баяндынском месторождении» в составе проекта «обустройство разведочных скважин Баяндынской площади для пробной эксплуатации»275

22. *Красногорская Н.Н., Солодовников А.В., Ахмеров В.В.*
Оценка вероятных застойных зон и образования взрывоопасной топливовоздушной смеси с применением CFD-технологий на многотопливных автозаправочных станциях.....276
23. *Моисеенко А.С., Ступак И.С.*
Информационно-измерительная система определения нефтесодержания промывочной жидкости бурящейся скважины методом люминесцентной спектроскопии.....277
24. *Мухина А.Г.*
Исследование перспективных технологий адаптации гидродинамической модели месторождения.....278
25. *Никулин Д.В.*
Модернизация схем срабатывания аварийных и предупредительных сигналов измерителя вибрации многоканального СТД-3168 системы АСТД-2.....279
26. *Новиков О. А.*
Инструментальные средства описания технологических задач на специализированном языке программирования.....280
27. *Остах С.В.*
Методические основы интеграции систем экологической безопасности.....281
28. *Папилина Т.М., Леонов Д.Г.*
Задача оценки поведения обучаемых в современных тренажерных комплексах.....282
29. *Петухова С.Ю.*
Некоторые особенности работы систем электроснабжения нефтеперекачивающих станций.....283
30. *Полоумов Ю.А.*
Поддержка принятия решения о замене внутренних устройств ректификационной колонны для снижения энергозатрат.....284
31. *Ретинская И.В., Полоумов Ю.А.*
Моделирование многокомпонентной ректификации при различных типах контактных устройств.....285
32. *Степанкина О.А.*
Анализ циклов временных рядов в газопотреблении.....286
33. *Сухарев М.Г., Попов Р.В.*
Новая методология моделирования нестационарных режимов в системах газоснабжения.....287
34. *Томова А.Б.*
Стратегии кластерного инновационного развития нефтегазового комплекса.....288

35. *Тупышев А.М.*
Разработка информационной системы для анализа характеристик порового пространства в литологических исследованиях.....289
36. *Фомин В.В., Раубаль Е.В., Куликов А.И.*
Повышение надёжности электроснабжения предприятий нефтегазовой отрасли.....290
37. *Халиуллин А.Р., Леонов Д.Г., Швечков В.А.*
Организация взаимодействия слабосвязанных компонентов современных компьютерных тренажерных комплексов.....291
38. *Хисматуллин А.С., Хуснутдинова И.Г., Фадеев Е.А.*
Моделирование системы элегазового охлаждения в масляном трансформаторе.....292
39. *Хохлов А. С., Баулин Е. С.*
Оптимизационные модели планирования НПЗ/НХК агрегирование, актуализация, адаптация.....293
40. *Хусаинов Ф.Ф., Хакимьянов М.И.*
Технологии создания беспроводных датчиков усилия систем динамометрирования станков-качалок.....294
41. *Шевцов В.А., Крутихин А.П.*
Разработка метода обеспечения оптимальной надёжности функционирования газотурбинных электростанций.....295
42. *Швечков В.А., Митичкин С.К., Сарданашвили С.А., Белинский А.В.*
Концепция межуровневого моделирования в распределенных организационно-технических системах на примере ЕСТ России.....296
43. *Шершукова К.П.*
Метод усреднения интенсивностей отказов подсистем противоаварийной защиты.....297
44. *Барашкин Р.Л., Першин О.Ю., Южанин В.В.*
Опыт применения учебно-научного комплекса для моделирования и управления технологическими процессами нефтегазовой промышленности.....298
45. *Юмагузин У.Ф., Аслаев Р.Р.*
Моделирование технологических процессов на основе распределенной системы управления CENTUM CS 3000 фирмы Yokogawa.....299

**Секция № 7. Современные проблемы экономики и управления
нефтегазовым производством**

1. *Абдулкадыров А.С.*
Институциональные проблемы формирования эффективной системы налогообложения в нефтегазовом секторе России.....303
2. *Крайнова Э.А., Абдурахманова З.Г.*
Инновационный потенциал как фактор развития компании.....304
3. *Аминова И.А.*
Особенности разработки и внедрения интегрированной системы менеджмента в ООО «Газпром добыча Ноябрьск»305
4. *Андреев А.Ф., Максимов А.К.*
Геологический риск и стоимость геологической информации.....306
5. *Белоусов О.В., Гайфуллина М.М.*
Проблемы и перспективы развития нефтехимической промышленности России.....307
6. *Пономарева И.А., Богаткина Ю.Г., Еремин Н.А.*
Экономические положения по цене эффективности нефтегазовых инвестиционных проектов.....308
7. *Булискерия Г.Н.*
Инновационный фактор реализации технологической стратегии нефтегазовой компании.....309
8. *Андреев А.Ф., Бурькина Е.В.*
О способе оценки инвестиционных проектов по норме эффективности.....310
9. *Воеводина Е.А., Зубкова Т.С.*
Практика разработки прогнозов развития предприятий нефтяной и газовой промышленности России.....311
10. *Востокова С.И., Гилёва Е.А.*
Вопросы экономической оценки запасов углеводородов и их роль в проектах.....312
11. *Гайфуллина М.М., Гумеров И.Р.*
Оценка рисков устойчивого развития нефтегазового предприятия.....313
12. *Гончарова Н.В., Серикова И.П., Калашникова С.Е.*
Показатели деятельности российской системы магистральных нефте- и нефтепродуктопроводов с западными аналогами.....314
13. *Грызова И.И., Лоповок Г.Б.*
Банк качества нефти – направление совершенствования экспортных поставок.....315
14. *Гулулян А.Г.*
Интеллектуальные месторождения будущего.....316

15. <i>Заимова Ю.Ф.</i>	
Совершенствование отношений по организации и управлению трудом на предприятиях нефтегазового комплекса на основе анализа типичных нарушений, выявленных органами природоохранной прокуратуры.....	317
16. <i>Иномов А.Д.</i>	
Оценка биржевой торговли нефтепродуктами в России.....	318
17. <i>Иткина А.Я.</i>	
Рынок газомоторного топлива – новый виток развития.....	319
18. <i>Краденова И.А.</i>	
Территориальные инновационные системы: особенности развития в РФ.....	320
19. <i>Крайнова Э. А.</i>	
Управление рисками при выборе и реализации стратегии реструктуризации нефтегазовой компании.....	321
20. <i>Логинова Е.В.</i>	
Предложения по оптимизации автоматизированной информационной системы организации и нормирования труда.....	322
21. <i>Лындин В.Н., Киндеев О.Н.</i>	
Проблемы и перспективы битумного производства.....	323
22. <i>Маков В.М.</i>	
Предпринимательские риски нефтяных компаний.....	324
23. <i>Максимов А.К., Рассолова Т.</i>	
Анализ ключевых показателей эффективности инвестиционного проекта.....	325
24. <i>Максимова Е.В.</i>	
Положение нефтегазового сектора на рынке ценных бумаг.....	326
25. <i>Малахова Е.Г.</i>	
Механизм взаимодействия газодобывающей и угледобывающей организаций по добыче метана высокогазоносных угольных пластов.....	327
26. <i>Малимонова Е.А., Марковская Н.А.</i>	
Влияние мировых цен на нефть на состояние экономики РФ.....	328
27. <i>Малиновский В.К., Малиновский К.В.</i>	
Интегральные математические модели для оптимизации размера резервных фондов газораспределительных организаций.....	329
28. <i>Мархасина М.В.</i>	
Влияние организационных изменений предприятий НГК на эффективность производства.....	330
29. <i>Морозова Е. В.</i>	
Проблемы обеспечения материалами при строительстве объектов газотранспортной системы.....	331

30. <i>Пельменёва А.А., Калининко Е.А.</i>	
Эффективность ресурсосбережения в нефтеперерабатывающей отрасли.....	332
31. <i>Пельменёва А.А.</i>	
Экономические проблемы развития рынков нефти и нефтепродуктов России.....	333
32. <i>Пиканов К.А.</i>	
Особенности построения системы менеджмента качества в газотранспортных обществах.....	334
33. <i>Пороскун Т.В.</i>	
Экономическое стимулирование рационального природопользования в нефтегазовом производстве.....	335
34. <i>Проскурова Н.Э.</i>	
Инновационная деятельность в ТЭК в Российской Федерации на примере ОАО «РИТЭК»	336
35. <i>Самохвалова Е.П., Епифанова Н.П.</i>	
Глобализация как мировая тенденция рынка энергоресурсов.....	337
36. <i>Самохвалова Е.П.</i>	
Газовый бизнес.....	338
37. <i>Сафина А.А., Гайфуллина М.М.</i>	
Нефтегазовые кластеры в Российской Федерации.....	339
38. <i>Сбратова Н.С., Шпаков В.А.</i>	
Переход газовой промышленности РФ к рыночному ценообразованию.	340
39. <i>Синельников А.А.</i>	
Концепция устойчивости развития компании.....	341
40. <i>Шпаков В.А., Шумилин А.И.</i>	
Перспективы использования геотермальной энергетики в России.....	342

Секция № 8. Международный энергетический бизнес

1. <i>Аристова А.И.</i>	
Эффективность освоения битуминозных песков в сравнении с добычей нефти в Арктике.....	345
2. <i>Афанасьева М.В.</i>	
Инновационные методики для эффективного управления развитием энергетического бизнеса.....	346
3. <i>Вильданов Р.Д., Масленникова Л.В.</i>	
Процесс идентификации рисков и нормативно-правовые основы.....	347
4. <i>Канищева Т.В., Васильева К.С.</i>	
О международном энергетическом бизнесе.....	348

5. *Карпов А.А., Студеникина Л.А.*
Энергобезопасность на территории стран Северо-Восточной Азии.....349
6. *Косырева Н.С.*
Перспективы развития корпоративного управления в российских нефтегазовых компаниях.....350
7. *Масленникова Л.В., Матюгин Д.В.*
Совершенствование управления закупочной деятельностью в ТЭК (на примере ОАО «Газпром»)351
8. *Морозов В.В.*
Энергетическая интеграция как система экономического развития в эпоху глобализации.352
9. *Морозов В.В. , Оздоев М.К.*
Нефтяная отрасль Ирана как ключевой фактор экономического развития страны.....353
10. *Орлова Е. С.*
Становление и первые результаты деятельности консультативного совета по газу в контексте отношений России и ЕС.....354
11. *Полаева Г.Б., Шуркалин А.К.*
Сотрудничество России и Туркмении в нефтегазовой сфере: проблемы и перспективы.....355
12. *Симоненко В.Е.*
Прогноз инвестиций в мировом нефтяном секторе «Апстрим»356
13. *Студеникина Л.А.*
Перспективы развития мировой энергетики в среднесрочной перспективе.....357
14. *Сычева А.М., Стивак В.Ю.*
Трансазиатский трубопровод как фактор усиления позиций Китая в Центральной Азии.....358
15. *Темникова К.Н.*
Проектное финансирование и мировые инвестиции.....359
16. *Хакимов О.А. Миловидов К.Н.*
Сотрудничество государственных и частных нефтегазовых компаний как механизм усиления конкурентных преимуществ.....360
17. *Халова Г.О.*
Сотрудничество РФ и государств Центральной Азии в нефтегазовой сфере.....361
18. *Цокиев С.Р.*
Диферсификация географии добычи нефти и газа российскими компаниями в направлении Африки.....362

19. *Черный Ю.И., Сафронов А.Н.*
 Обзор текущей ситуации в отечественной нефтеперерабатывающей промышленности. Сравнение с зарубежными аналогами.363
20. *Шорохова Е. О.*
 Предпосылки энергетического сотрудничества государств ЕвразЭС.....364
21. *Щербанин Ю.А.*
 Планы освоения новых нефтегазовых месторождений в России: транспортно-логистические аспекты.....365

Секция № 9. Развитие человеческих ресурсов нефтегазовой отрасли

1. *Будзинская О.В.*
 Управление численностью персонала на предприятиях в современных условиях.....369
2. *Волочкова М.Е.*
 Применение медиации при рассмотрении трудовых споров в нефтегазовых компаниях.....370
3. *Исламгалиева Е.Р., Денисов Д.С.*
 Система оплаты труда и премирования персонала на примере ООО «Газпромнефть-Центр»371
4. *Ерёмина И.Ю., Джисоева Ф.А.*
 Профессиональное обучение кадров как элемент системы управления персоналом.....372
5. *Зазовская Н.М., Сребродольская М.А.*
 Оценка человеческого капитала при решении задачи определения перспективной потребности промышленности в кадрах.....373
6. *Зубарева А.А.*
 Кадровые риски в системе управления человеческими ресурсами.....374
7. *Исламгалиева Е.Р.*
 Мотивация и стимулирование персонала с использованием ключевых показателей эффективности.....375
8. *Исламгалиева Е.Р., Жамьянова А.Д.*
 Резерв управленческих кадров.....376
9. *Кибовская С.В.*
 Внедрение очных форматов обучения в электронные учебные курсы....377
10. *Липаев А.А., Липаев С.А.*
 Проблемы освоения запасов сверхвязких нефтей и природных битумов: подготовка кадров.....378
11. *Мельников С.И.*
 Технологии автоматизированного контроля психофизических характеристик обучаемых.....379

12. *Сергеев С.В.*
Корпоративные музеи как элемент корпоративной культуры и инструмент для решения задач управления человеческими ресурсами компании.....380
13. *Созаев Т.И.*
Корпоративное обучение как инструмент стратегического развития региональной газовой компании.....381
14. *Симонова И.Ф., Терегулова Н.Ф.*
Экономика труда в системе рыночных отношений между нефтегазовыми компаниями.....382
15. *Удейкина Н. Г.*
Анализ «социальных пакетов» российских нефтяных компаний.....383
16. *Хазиев И.Х.*
Развитие человеческих ресурсов в условиях современной нефтегазовой отрасли.....384
17. *Хлопова Т.В.*
Критерии конкурентоспособности работников предприятия.....385
18. *Халова Г.О., Шабарова А.К.*
Построение механизма выработки единой политики ЕврАзЭС в нефтегазовой сфере.....386

Секция № 10. Гуманитарное образование в нефтегазовых вузах

1. *Бакулина О.О., Егорычев А.О.*
Применение программируемого опроса для контроля знаний студентов по физической культуре.....389
2. *Балычева М.Б.*
Применение контекстного метода обучения в курсе «философия и методология науки»390
3. *Бодрова Е.В.*
О необходимости корректировки духовно-личностных и профессиональных ценностей будущих специалистов.....391
4. *Большова С.И.*
Проблема использования духовного потенциала и традиций русской народной культуры образовательном процессе нефтегазовых вузов.....392
5. *Григорьев А.Д.*
Конкурс студенческих творческих работ «Моя малая родина»393
6. *Григорьянц Т.П.*
К вопросам о формировании и развитии эстетического опыта студентов РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.....394
7. *Гусарова М.Н.*
Формирование инновационной политики Российской Федерации: проблемные аспекты.....395

8. *Желнова А.М.*
К вопросу о формировании общекультурных компетенций студентов и о «техне» как судьбе человека.....396
9. *Жуковский М.В.*
Место сланцевого газа в современной добыче углеводородов..... 397
10. *Загыртдинов Р.Б.*
Некоторые проблемы преподавания гуманитарных дисциплин в вузах нефтегазового профиля.398
11. *Исупова Е.В.*
Перспективные решения в области гуманитаризации образования Ухтинского государственного технического университета.....399
12. *Калашиникова М.Ф.*
Преподавание этикета в нефтегазовом вузе.....400
13. *Калинов В.В.*
Главная задача высшей технической школы РФ – ориентация на развитие «инновационного человека»401
14. *Калинова К.В.*
К вопросу о концессионной политике советского государства в 20-е годы.....402
15. *Катюхина Т.В.*
Формирование гуманитарными дисциплинами внутреннего мира студента технического вуза.403
16. *Кошелев В.Н., Сафиева Р.З., Берова И.Г.*
Развитие образовательной среды технического вуза нефтегазового профиля.....404
17. *Левина Л.А.*
Профессиональная этика юриста: как преодолеть синдром лебедя, рака и щуки?405
18. *Малышева О.С.*
К вопросу об особенностях методики преподавания экономических дисциплин в нефтегазовом вузе.....406
19. *Мауль В.Я.*
Синдром интернет-зависимости в курсе «истории»407
20. *Охапкина Н.К.*
Социокультурный фактор в подготовке специалистов нефтегазовой отрасли.....408
21. *Семенова Т.Н.*
Когнитивная антропология и гуманитарные аспекты философии техники.....409

22. <i>Ситнова Л.И.</i>	
Об элективном курсе по социологии «общественное мнение и психология масс».....	410
23. <i>Стрелков А.В.</i>	
Роль кафедры «политической истории отечества» в профессиональной социализации студентов.....	411
24. <i>Фалеев А.Н.</i>	
Диалогизм как принцип: возможности и перспективы.....	412
25. <i>Фалеев А.Н.</i>	
Научная деятельность: гуманитарные основания.....	413
26. <i>Харисов Д.Н.</i>	
Гуманитарные знания инженера. Специалист, как творческая личность.....	414
27. <i>Цыба И. А.</i>	
Новые виды двигательной активности в программе физической культуры в вузе.....	415