



ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ НЕФТИ И
ГАЗА ИМЕНИ И.М. ГУБКИНА
(НАЦИОНАЛЬНЫЙ ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ УНИВЕРСИТЕТ)

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ЮБИЛЕЙНОЙ ДЕСЯТОЙ ВСЕРОССИЙСКОЙ
КОНФЕРЕНЦИИ МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ,
СПЕЦИАЛИСТОВ И СТУДЕНТОВ

**НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ**
(газ, нефть, энергетика)

Москва
8-11 октября 2013 г.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М. ГУБКИНА

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ЮБИЛЕЙНОЙ ДЕСЯТОЙ ВСЕРОССИЙСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ, СПЕЦИАЛИСТОВ И СТУДЕНТОВ

«Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика)

8 –11 октября 2013 г.

Москва
2013

В сборнике напечатаны тезисы участников Десятой Всероссийской конференции молодых ученых, специалистов и студентов «Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика), инициаторами и организаторами которой стали ОАО «Газпром» и РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. Участники конференции представляют научно-исследовательские и производственные организации и общества в системе ОАО «Газпром», а также ведущие вузы и средние специальные заведения, готовящие кадры для газовой отрасли.

Сборник издан в виде одиннадцати брошюр, в которые включено более 300 тезисов докладов соответствующих тематическим направлениям работы конференции.

Редакционный совет:

Миллер А.Б.

Хомяков С.Ф.

Мартынов В.Г.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М. ГУБКИНА

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ЮБИЛЕЙНОЙ ДЕСЯТОЙ ВСЕРОССИЙСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ, СПЕЦИАЛИСТОВ И СТУДЕНТОВ

«Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика)

8 –11 октября 2013 г.

Секция 1 **Геология, поиск и разведка газовых и газоконденсатных месторождений**

Москва
2013 г.

ХАРАКТЕРИСТИКИ СТРОЕНИЯ ТРАППОВОЙ ФОРМАЦИИ В ПРЕДЕЛАХ БАЙКИТКОЙ НЕФТЕГАЗОНОСНОЙ ОБЛАСТИ

Алексеева К.С.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

На территории Байkitской антеклизы существенную роль в строение осадочного чехла играют пластовые интрузии, которые являются составной частью трапповой формации. В пределах нефтегазоносных провинций юго-восточной части Сибирской платформы строение и свойства природных резервуаров во многом определяются степенью воздействия на них процессов траппового магматизма. Эти процессы отразились на степени сохранности древних залежей УВ, фильтрационно-емкостных свойствах вмещающих пород, а также на структуре ловушек УВ.

Цель работы заключалась в выявлении особенностей формирования интрузивных тел в нефтегазоносных районах юго-западной части Сибирской платформы. Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

Изучение петрографических, петрохимических и петрофизических характеристик пород трапповой формации

Определение закономерностей распространения пород трапповой формации в пределах западного склона Камовского свода Байkitской антеклизы

Оценка влияния траппового магматизма на коллекторские свойства вмещающих пород

В результате изучения пород трапповой формации Байkitской антеклизы и закономерности ее строения и распространения были получены следующие результаты:

в трапповом теле установлены: оливиновые базальты, оливиновые долериты с офитовой структурой и оливиновые долериты с пойкилоофитовой структурой.

породы подвержены многочисленным вторичным процессам. Отмечаются проявления натрового, калиевого и кремниево-кальциевого (скарн) метасоматоза, а также гидротермальные преобразования. по петрохимическим параметрам исследуемые породы соответствуют семейству основных пород, виду оливиновых базальтов и оливиновых долеритов, толеитовой серии, трапповой формации. зона максимальной насыщенности трапповыми телами приурочена к опущенному блоку, а зона минимальной насыщенности – к приподнятому тектоническому блоку

выявлено, что для плавления солей мощностью 1 метр необходимо внедрение интрузии мощностью 2.7 метра. Полученный результат позволяет говорить о возможности плавления соли при внедрении интрузивных тел в разрез осадочного чехла, что впоследствии может стать причиной засоления коллекторов.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ МЕЛЕКЕССКОЙ ВПАДИНЫ И БАССЕЙНА WILLISTON, С ЦЕЛЬЮ ПОИСКА СЛАНЦЕВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Базаревская Н.И.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В последние годы во всем мире, как и в России, большое внимание уделяется изучению нетрадиционных коллекторов, в частности сланцев с целью добычи нефти и газа.

Обзор месторождений УВ в сланцевых коллекторах Северной Америки показал, что в их геологическом строении могут быть отмечены некоторые общие черты. Описанные плеи в тектоническом отношении приурочены, в основном, к погруженным частям (впадинам и прогибам) Северо-Американской плиты. Они приурочены к участкам осадочной толщи, содержащей битуминозные глины, которые принято считать нефтегазоматеринскими породами. В осадочных бассейнах нефтегазоносные плеи распространены на территориях с уже известной «классической» нефтегазоносностью, где продуктивность газонефтенасыщенных коллекторов определяется их высокой пористостью и проницаемостью. Можно предположить, что похожие скопления УВ в аналогичных коллекторах могут быть встречены не только на древних платформах, но и на более молодых структурах, где распространены похожие высокобитуминозные породы – такие как отложения баженовской свиты в Западной Сибири. В качестве нетрадиционных коллекторов на древней Восточно-Европейской платформе можно рассматривать доманикиты Урало-Поволжья и углистые сланцы визейского яруса Урало-Поволжья.

Доманикиты являются источниками УВ для традиционных терригенных и карбонатных резервуаров в залегающих непосредственно выше породах и обеспечивают значительную добычу нефти в пределах восточного борта мелекесской впадины. Толщи нефтегазоматеринских пород хорошо изучены в традиционном геологическом и геохимическом отношении.

Продуктивные отложения плеев сланцевого газа связаны с зонами наибольшей трещиноватости, обусловленной тектоническим фактором, что представляет интерес для поисков зон повышенной продуктивности. Возникает возможность прогнозирования территорий, перспективных для разработки низкопроницаемых черносланцевых коллекторов, как на уже эксплуатирующихся месторождениях, так и на новых площадях.

Бассейн Williston является наиболее близким по геологическому строению к Мелекесской впадине. Таким образом можно предположить, что похожие скопления УВ в аналогичных коллекторах могут быть встречены в местах распространения похожих высокобитуминозных пород.

ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ ПОДСЧЕТНЫХ ПАРАМЕТРОВ, СВЯЗАННЫХ С СОСТАВОМ И СВОЙСТВАМИ ПЛАСТОВОГО ГАЗА И КОНДЕНСАТА ЗАЛЕЖЕЙ ТАСИЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Биктимирова О.М., Ершов А.В., Залетова Н.М.

ООО «Газпром геологоразведка»

При подсчете запасов газа и конденсата немаловажную роль играют подсчетные параметры, которые определяются по результатам лабораторных анализов отобранных проб пластовых флюидов. На сегодняшний день для большинства месторождений, разведка которых проводилась в конце 80-х в начале 90-х годов, отсутствуют качественные исследования пластовых флюидов. Именно с такой проблемой мы и столкнулись при выполнении работы по оперативному подсчету запасов газа и конденсата на Тасийском месторождении, где полностью отсутствуют (для всех пластов) лабораторные исследования по определению состава пластового газа газоконденсатных залежей, не выполнены исследования по определению потенциального содержания конденсата и КИК.

Значения некоторых параметров, числящихся на Гос. Балансе запасов УВ, не соответствуют тенденции их изменения с глубиной, которая отмечается на других месторождениях. Например, при наличии конденсата в выше и ниже лежащих пластах, в залежах пластов ТП₅ и ТП₁₀¹ конденсат на Гос. балансе запасов УВ не числится; значение начального пластового давления в ниже лежащих пластах меньше, чем выше лежащих (например для пласта ТП₇ $P_{пл}$ равно 20,97 МПа, а для пласта ТП₅ $P_{пл}$ равно 21,24 МПа). Использование существующих статистических методик для определения подсчетных параметров дают результаты, которые не согласуются с фактической информацией по месторождению, поскольку эти методики построены по другим нефтегазоносным районам.

Для решения задачи оценки подсчетных параметров нами были проанализированы результаты исследований проб пластовых флюидов, близлежащих месторождений: Северо-Тамбейского и Бованенковского. Геологическое строение и термобарические условия этих месторождений схожи с Тасийским месторождением. Для определения необходимых подсчетных параметров, по фактическим данным исследований флюидов Северо-Тамбейского и Бованенковского месторождений, были построены статистические зависимости, позволяющие оценить потенциальное содержание конденсата, относительную плотность пластового газа по воздуху, мольную долю «сухого» газа, коэффициент извлечения конденсата. Полученные зависимости, позволили выявить закономерное изменение свойств пластового газа по разрезу и хорошо согласуются с результатами промысловых газоконденсатных исследований скважин Тасийского месторождения.

ХАРАКТЕРИСТИКА ПОТЕНЦИАЛЬНЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ В РАЗРЕЗЕ СИЛЬЯНСКОЙ КОЛЬЦЕВОЙ СТРУКТУРЫ БАЛТИЙСКОГО ЩИТА

Бузилов А.С.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Исследование столь уникального геологического объекта как Сильянская кольцевая структура потребовало изучения множества зарубежных опубликованных источников. В ходе научной работы был исследован керн двух скважин Mora 1 и Solberga 1.

Разрез осадочного чехла в скважинах представлен толщами палеозойских отложений и сложен различными типами пород: известняками, песчаниками, алевролитами и аргиллитами.

В комплексе фундамента наблюдается резкое различие между скважинами: разрез фундамента скважины Mora 1 сложен различными кислыми вулканитами и пересечен толщей кристаллических пород основного состава, тогда как разрез фундамента скважины Solberga 1 сложен различными гранитоидами.

В разрезах скважин выделяется по два крупных фрагмента, каждый из которых включает в себя пачки осадочных пород и комплекс пород фундамента. По-видимому, такое строение разреза отражает ведущую роль надвиговых дислокаций при его формировании.

Наличие зон пликативных и дизъюнктивных дислокаций в осадочном чехле и многочисленные сдвиговые дислокации по трещинам в фундаменте говорят об интенсивных тектонических событиях в пределах Сильянской кольцевой структуры.

В комплексе осадочного чехла выделены следующие породы-коллекторы: песчаники мелкозернистые с межзерновой пористостью до 15% по оценкам в шлифах в скважине Mora 1 и известняки водорослевые (баундстоуны) с микропористостью 3-5% по оценкам в шлифах.

Среди пород фундамента в обеих скважинах были выявлены кавернообразные пустоты вдоль трещин, интенсивность развития которых выше в скважине Solberga 1. Помимо этого в скважине Mora 1 присутствуют зоны сильного катаклаза на фоне раздробленности пород и микропустоты в матрице вулканитов.

Все перечисленные объекты являются потенциальными коллекторами и представляют огромный интерес для детального изучения.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ РАСПРОСТРАНЕНИЯ КОЛЛЕКТОРА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ

Варов Ю.Е.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Для прогнозирования распространения коллектора использовались куб акустического импеданса, полученного по результатам акустической инверсии, и куб соотношения V_p/V_s , полученного по результатам одновременной инверсии. Основываясь на петрофизическом обосновании, которое было получено путем детальной интерпретации данных ГИС и построения петрофизической модели, область песчаника, соответствующего хорошему коллектору, характеризуется пониженными значениями как акустического импеданса, так и соотношения V_p/V_s . На Рис.1 показана зависимость акустического импеданса и соотношения V_p/V_s , полученная по сейсмическим данным в продуктивном интервале.

Выделенные облака точек на Рис. 1 соответствуют зонам пористого песчаника, плотного песчаника, глины и коры выветривания на сейсмическом кубе. Для выделения зон использовались граничные значения полученные во время петрофизических исследований.

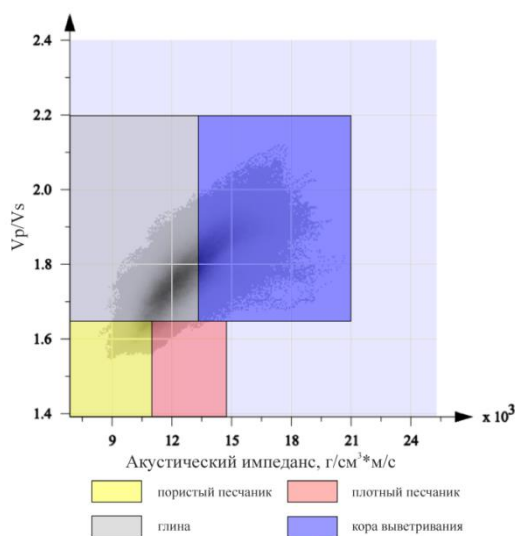


Рис.1.

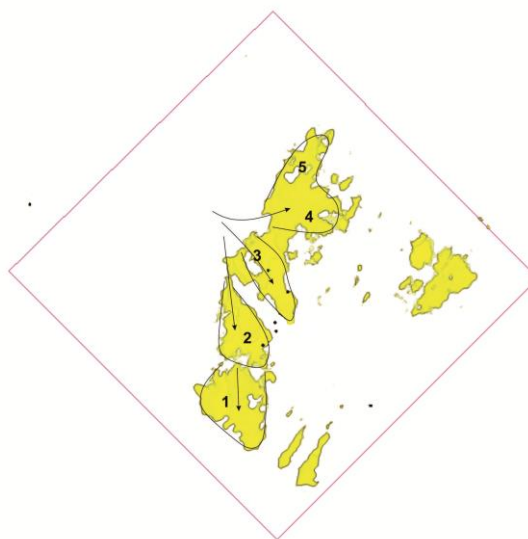


Рис. 2.

По результатам интерпретации была получена карта распределения коллектора по исследуемой площади (Рис.2).

Так же была проведена геологическая интерпретация полученных данных. Основываясь на данных керна, ГИС и формы полученного песчаного тела (форма лопастей (Рис.2)), можно с уверенностью сказать, что данное геологическое тело является устьевым баром, который входит в состав дельтового комплекса и является основным коллектором в месторождениях данного типа. В данном дельтовом комплексе можно насчитать от 4 до 5 лопастей.

ОСОБЕННОСТИ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ ВЕРХНЕГО ДЕВОНА В ПРЕДЕЛАХ ЮГО-ЗАПАДНОГО БОРТА БУЗУЛУКСКОЙ ВПАДИНЫ

Галиев Р.М.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Исследования палеозойских отложений в пределах Волго-Уральской НГП относительно условий залегания пластов в отложениях позднедевонского и раннекаменноугольного возраста имеют длительную историю. Основные дискуссии связаны с природой формирования терригенной толщи нижнекаменноугольных отложений, тогда как карбонатный комплекс в пределах Камско-Кинельской системы прогибов (ККСП) характеризуются своими особенностями.

Условия залегания карбонатных отложений позднедевонского возраста в пределах юго-западного борта Бузулукской впадины были предметом наших исследований.

Путем привлечения данных по всем глубоким разведочным скважинам в пределах 50 месторождений была уточнена модель строения пластов верхнедевонского возраста, а также подтверждена граница франко-фаменского борта ККСП. В разрезе карбонатных отложений франского возраста прослеживается равномерное увеличение толщин к центральной части Бузулукской впадины. Выше было выделено несогласие, под которым было отмечено резкое изменение толщины пачки фаменского возраста до 70м по границе внешнего борта ККСП. К северу от границы борта, ближе к осевой части ККСП, пачка вовсе отсутствует. Это несогласие в карбонатных отложениях не единственное, и все они свидетельствуют о роли тектонических движений при формировании осадков.

Выполненные исследования позволяют судить о том, что в пределах юго-западного борта Бузулукской впадины особенности залегания карбонатных отложений, преимущественно, связаны с разносторонними тектоническими движениями. Это подтверждает представления о преимущественной роли тектонических движений при формировании ККСП.

ЛИТОЛОГИЯ, ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ И ПУСТОТНОЕ ПРОСТРАНСТВО ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ ОСКОБИНСКОЙ СВИТЫ ЗАПАДНОГО СКЛОНА КАМОВСКОГО СВОДА

Данилко Н.К.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Объектом исследования являются верхневендские отложения оскобинской свиты западного склона Камовского свода. Отложения оскобинской свиты продуктивны в пределах Оморинского месторождения. Здесь к ним приурочена крупная залежь углеводородов. Кроме того промышленная нефтегазоносность оскобинской свиты доказана в пределах Камовского и Юрубченского месторождения.

Задачей исследования являлось изучение вещественного состава продуктивных отложений оскобинской свиты западного склона Камовского свода. В работе были проанализированы данные керн и ГИС по скважинам Платоновская 1, 2 и Камовская 1,2, Чегалбуканская 1, Оморинская 11, а так же данные ГИС ещё по ряду скважин.

Отложения оскобинской свиты регионально прослеживаются в пределах всей исследуемой территории. К тому же они отличаются высокой степенью изменчивости по мощности и фильтрационно-ёмкостным свойствам. Отличительной чертой этих отложений является большое количество смешанных разностей пород, в которых примерно в равном соотношении находятся алевро-песчаные, глинистые, карбонатно-сульфатные компоненты.

Содержание песчано-алевритовых пород, являющихся породами коллекторами, в разрезах скважин сильно колеблется. Но при этом существенное влияние на качество коллектора оказывает присутствие ангидритовой составляющей. Наиболее засоленным (ангидритистым) является разрез скважины Чегалбуканской-1, который, по-видимому, формировался в осолоняющейся лагуне. Наиболее глинистым является разрез скважины Платоновская-1, скорее всего, находившемся в более глубоководной части бассейна, где солёность была существенно ниже.

В результате исследований на растровом электронном микроскопе были выявлены следующие особенности структуры пустотного пространства пород-коллекторов оскобинских отложений. В пустотах присутствует значительное количество аутигенных минералов. В частности были выявлены такие минералы, как галит, ангидрит, цеолиты. Таким образом мощность прослоев пород-коллекторов и их фильтрационно-ёмкостные свойства определяются фациально-палеогеографической ситуацией в оскобинском палеобассейне, а так же направленностью и интенсивностью вторичных процессов.

РЕЗУЛЬТАТЫ ЛИТОЛОГО-ПЕТРОФИЗИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ВЕРХНЕРИФЕЙСКИХ ТЕРРИГЕННЫХ ПОРОД- КОЛЛЕКТОРОВ ПРИАНГАРЬЯ

Данилко Н.К., Пошибаев В.В., Козионов А.Е.

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

В последнее время в древних терригенных верхнерифей-вендских отложениях Приангарья были получены крупные промышленные притоки углеводородов и открыты такие крупные газовые и газоконденсатные месторождения как Абаканское, Агалеевское, Имбинское, Ильбокичское, Берямбинское. Верхнерифей-вендские терригенные отложения отличаются крайне слабой степенью изученности. Одной из основных особенностей региона является ведущая роль литологического фактора в контроле продуктивности отложений. В связи с этим, особую актуальность приобретают исследования структурно-вещественных характеристик пород-коллекторов и прогноз зон их развития.

В работе представлены результаты комплексных литолого-петрофизических исследований образцов кернового материала по новым пробуренным скважинам в Приангарье (Абаканская и Берямбинская площади). В результате проведенных исследований было выявлено, что рифей-вендские терригенные породы-коллекторы относятся к порово-трещинному типу. Породы-коллекторы представлены мелкообломочными гравелитами, гравелитистыми, крупнозернистыми, разномзернистыми, среднезернистыми, мелкозернистыми песчаниками, песчаниками алевролитистыми.

По данным петрофизических исследований коэффициент пористости изменяется от 2-3% до 17-19%. Исследования структуры пустотного пространства в прокрашенных шлифах позволили установить, что пустотное пространство занимает от 0,5-1% до 30% объема пород. При этом размер пустот составляет от 0,03 мм до 6 мм. Поры в основном имеют удлиненные очертания, преобладающее соотношение минимального и максимального размеров пор преобладает 0,5-0,7. Удельные значения площади пор в основном находятся в пределах от 10-1 до 1 мм². Наибольшие значения $K_{пор}$ отмечаются в песчаниках среднезернистых гравелитистых (значения $K_{п}$ меняются от 12,5 % до 26,78%, в среднем составляют около 18,01%) и в гравелитах мелкообломочных (значения $K_{пор}$ меняются от 6,15% до 15,45%, в среднем составляют 10,43%).

Породы-коллекторы сформировались в континентальных условиях аллювиально-пойменной равнины. Песчано-гравийные разности, с которыми связаны максимальные значения пористости, приурочены к отложениям временных потоков.

КОМПЛЕКСИРОВАНИЕ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ, ГЕОФИЗИЧЕСКОЙ И ГЕОХИМИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ГАЗОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ С АВПД В АРКТИЧЕСКИХ РАЙОНАХ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Загоровский Ю.А.

ООО «Газпром геологоразведка»

Основная проблема изучения флюидов в пластовых условиях - недостаточное количество кондиционной, достоверной информации. В связи с этим, полезно установить отношения между процессами тектогенеза, флюидомиграции, явлениями АВПД и региональной продуктивности, наличием нетрадиционных залежей углеводородов и повысить достоверность информации путём её комплексирования.

Доказано, что аномальная флюидодинамическая система в недрах Западно-Сибирского бассейна генетически связана с глубинными тектоническими процессами. Область распространения АВПД в арктических районах Западной Сибири контролируется процессами неотектонического воздымания. Загадочные инверсионно-кольцевые зоны (ИКС) или аномально кольцевые зоны (АКЗ), наблюдаемые на сейсмических временных разрезах и называемые в западной литературе VAMP-структурами (velocity and amplitude structure) образованы понижением сейсмических скоростей в зоне гиперАВПД и есть не что иное, как погребённые очаги миграции глубинных флюидов. Локализация их преимущественно в Большехетской впадине и прилегающих районах соответствует предполагаемой по материалам глубинных исследований реликтовой области распространения коры океанического типа.

Нефтегазонакопление – элемент более масштабного явления – дегазации Земли, детектор которого – осадочный чехол. Распространение залежей газа в глубоких горизонтах осадочного чехла контролируется эндогенной активностью недр. Пример тому – региональная продуктивность отложений ачимовской толщи и тюменской свиты. Уникальные сеноманские залежи – газовые шапки гигантских местоскоплений углеводородов, скрытых в глубоких горизонтах осадочного чехла.

МЕТОДИКА СПЕКТРАЛЬНОГО АНАЛИЗА ГРАВИТАЦИОННОГО И МАГНИТНОГО ПОЛЕЙ ДЛЯ ИЗУЧЕНИЯ ПРОСТРАНСТВЕННОЙ ЧАСТОТНОЙ СТРУКТУРЫ

Закиров А.Ш.

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

В работе основное внимание уделено анализу нескольких различных методов определения частотного состава используемых потенциальных полей, выбору наиболее оптимального спектрального метода, а также представлены результаты определения пространственной частотной структуры гравитационного и магнитного поля района и приведена разработанная авторами методика решения обратной задачи гравиразведки и магниторазведки.

Авторами были проанализированы возможности использования различных спектральных методов, которые предполагалось использовать для оценки частотной (длинноволновой) структуры гравитационного и магнитного полей, по данным спектрального анализа по 15 профилям с интервалом дискретизации поля по профилю 1 км. Проведенный сравнительный анализ по использованию различных способов вычисления спектров показал, что некоторые из этих способов обладают очень хорошей разрешающей способностью, в частности метод максимальной энтропии.

Отметим, что суть этого метода состоит в том, что значения автокорреляционной функции, используемой при вычислении модуля спектра, которые не могут быть вычислены с достаточной надежностью, отыскиваются таким образом, чтобы их вклад в энтропию поля был минимален. Этот метод позволяет с большей надежностью получать оценки недостающих значений АКФ и дает возможность повысить разрешающую способность спектра ММЭ. В результате можно сделать вывод о том, что этот спектральный метод более удобен в случае решения некоторых задач гравиразведки и магниторазведки, поскольку обладает простотой математического аппарата и наибольшей разрешающей способностью.

Разработанная в работе методика совместного использования алгоритмов спектрального анализа и корреляционной теории потенциалов с целью изучения глубинного строения района исследований заключается в последовательном математическом анализе исследуемого гравитационного и магнитного поля и последовательно включает в себя следующие этапы: 1) определение пространственной частотной структуры гравитационного и магнитного поля вдоль сетки широтных и долготных профилей одним из спектральных методов; 2) определение глубины залегания плотностных и магнитоактивных границ земной коры вдоль сетки широтных и долготных профилей по данным спектров Фурье; 3) определение глубины залегания плотностных и магнитоактивных границ земной коры района вдоль сетки широтных и долготных профилей по данным автокорреляционных функций.

ПРОГНОЗ ГАЗОКОНДЕНСАТНОЙ ХАРАКТЕРИСТИКИ ЗАЛЕЖЕЙ СЕВЕРО-ТАМБЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Залетова Н.М, Ершов А.В., Биктимирова О.М.

ООО «Газпром геологоразведка»

В период разведки газоконденсатных месторождений и подготовки их к эксплуатации в промысловых и лабораторных условиях проводятся исследования для получения характеристики пластового газа и конденсата. Однако для месторождений, где не получено достоверной информации, может использоваться графоаналитический метод исследования газоконденсатной характеристики залежей. Данному методу посвящены работы А.И. Гриценко, Т.Д. Островской, В.В. Юшкина и др. [1,2]. Этот метод позволяет определить потенциальное содержание конденсата газового стабильного (КГС) и коэффициент его извлечения, на основании данных о групповом углеводородном составе КГС (количество ароматических и нафтеновых углеводородов), степени недонасыщенности системы и термобарических условий залежей.

В данной работе, графоаналитический метод был использован для прогноза газоконденсатной характеристики залежей Северо-Тамбейского месторождения по 24 пластам группы ТП. Необходимость применения статистического метода связана с тем, что в большинстве пластов группы ТП полностью отсутствуют лабораторные исследования по определению состава пластового газа, а также не проведены исследования по фазовому поведению пластовых систем на установках высокого давления (PVT).

Промысловые и лабораторные газоконденсатные исследования, выполненные в соответствии с требованиями нормативных документов, проведены только по залежам пластов ТП₁ (две скв.), ТП₆⁰, ТП₆, ТП₁₁ и ТП₂₂, однако и эти исследования не всегда достоверны. Результаты лабораторных исследований показывают, что из соседних пластов ТП₆ и ТП₆⁰ при близких пластовых давлениях и температурах, потенциальное содержание КГС различается в два раза. На близлежащих месторождениях ЯНАО такого резкого изменения свойств пластовых систем не отмечается. Таким образом, основываясь только на имеющихся результатах исследований проб пластового газа рассматриваемых залежей, не представляется возможным дать их газоконденсатную характеристику, необходимую для оценки запасов газа и КГС.

Выполненная в данной работе оценка газоконденсатной характеристики по графоаналитической методике показала, что полученные значения подсчетных параметров не согласуются с выполненными на месторождении исследованиями, что указывает на необходимость уточнения статической методики для месторождений полуострова Ямал.

ОЦЕНКА НЕОПРЕДЕЛЁННОСТИ СТРУКТУРНОЙ КАРТЫ КРОВЛИ ПРОДУКТИВНОГО БАШКИРСКОГО ГОРИЗОНТА АГКМ

Ильин И.А.

ИТЦ ООО «Газпром добыча Астрахань»

Геологическая модель – это своего рода «клубок», в котором множество различных составляющих. Каждая из них опирается на исходные данные, которые имеют определенные погрешности. Из-за этого геологическая модель содержит ряд неопределённостей. Основа геологической модели АГКМ – карта кровли башкирских отложений (С2b).

Была разработана методика оценки неопределенности карты С2b, которая с помощью комплексного анализа изменчивости рельефа карты и учёта веса исходных данных, позволила численно представить достоверность существующей карты в каждой её точке.

Результаты работы позволяют с определённой вероятностью прогнозировать ошибку вскрытия фактической отбивки от проектной при бурении. Появляется возможность оценки первоочередности и объема исследовательских работ в конкретном месте лицензионного участка АГКМ.

Дальнейшее эксплуатационное разбуривание АГКМ сдвигается к краевым частям залежи, где есть большие риски попадания в малые газонасыщенные толщины. Можно предположить с 80% вероятностью, что скважина № 632 может вскрыть кровлю башкира с разницей в 37 метров от прогнозируемых газонасыщенных толщин, 627-я – в 29, 628-я – в 15 метров. Получается, что первую скважину бурить рискованнее всего, т.к. у нее больше ошибка вскрытия фактической отбивки башкира от проектной. Её бурение может уменьшить неопределенность структурной карты в районе 627-й скважины, в этом случае возрастают шансы увеличения вскрываемой газонасыщенной толщи и в этом месте. Такой анализ при выборе первоочередности бурения скважины позволяет оценивать риски и выделять места для доизучения строения кровли башкирских отложений.

Моделирование неопределенности сегодня применяется редко из-за сложности и трудоемкости. Упрощенные оценки неопределенности ненадежны и зачастую только усложняют процесс принятия решений. Предложенная методика оценки неопределенности структурной карты С2b позволяет оптимизировать принимаемые решения не только с точки зрения эффективности, но и с точки зрения риска. Данная работа может послужить началом комплексной оценки неопределённости всей геолого-гидродинамической модели АГКМ.

ОЦЕНКА ПЛАСТОВОГО ДАВЛЕНИЯ ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ГДИС В МНОГОСКВАЖИННЫХ СИСТЕМАХ

Каешков И.С.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Энергетическое состояние пласта является одним из важнейших факторов, определяющих текущее состояние, эффективность и перспективы разработки месторождения. Основной характеристикой энергетического состояния является текущее пластовое давление. Его правильная и обоснованная оценка необходима для мониторинга и прогнозирования показателей разработки.

Следует отметить некоторую условность введения этого параметра. Строго говоря, реальный физический смысл имеет лишь непрерывный массив значений давления по простиранию пласта и времени. Но подобная информация, даже если бы она могла бы быть получена, вряд ли будет удобна для практического использования.

Поэтому под термином «текущее пластовое давление» объединяют существенно отличающиеся по условиям и способу получения осредненные характеристики текущего энергетического состояния пласта. Анализируя подобные данные, всегда следует иметь в виду, каким способом и при каких допущениях они были получены.

Обширный и разнообразный инструментарий для определения этого параметра дают гидродинамические исследования скважин (ГДИС). На сегодняшний момент ГДИС обладает достаточно большим набором технологий и методик. Наиболее сложные методы предполагают анализ динамики давления и дебита для самых разнообразных конфигураций пласта и схем расположения скважин.

В общем смысле, задача настоящей работы состоит в сравнительной характеристике различных способов определения текущего пластового давления. При этом, в отличие от других подобных работ, большое внимание уделяется анализу информативных возможностей гидродинамических исследований скважин (ГДИС), без которых эффективная оценка энергетического состояния пласта в принципе невозможна.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ИЗУЧЕНИЯ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ ПРИРОДНЫХ РЕЗЕРВУАРОВ НА ПРИМЕРЕ ОТЛОЖЕНИЙ СРЕДНЕЙ ЮРЫ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Карамышева О. И.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

По мере выработки высокопродуктивных залежей углеводородного сырья на территории Западно-Сибирской нефтегазоносной провинции все большее значение приобретают сложнопостроенные неструктурные ловушки юрских и нижнемеловых комплексов.

Целью данной работы является построение сейсмогеологической модели по результатам комплексной динамической интерпретации сейсмических данных на примере одного из месторождений, находящегося в южном районе Западно-Сибирской НГП.

Детальное картирование фациальных зон на основе точечных скважинных данных зачастую оказывается невозможным. Решить эту задачу помогают современные инструменты интерпретации данных 3D сейсморазведки, такие как атрибутный анализ и спектральная декомпозиция (частотное разложение). Также для картирования коллекторов применяют сейсмическую инверсию, которая позволяет прогнозировать литологию и фильтрационно-емкостные свойства пород.

В качестве исходных сейсмических данных для построения сейсмогеологической модели были взяты карты, полученные при спектральном разложении, карты атрибутов и результаты сейсмической инверсии. Комплексирование результатов атрибутного анализа, спектральной декомпозиции и сейсмической инверсии позволяет выявить зоны развития песчаных пластов в интервале Ю₂-Ю₃, выделить и закартировать в пределах исследуемого интервала седиментационные образования, природа которых может быть связана с русловыми и дельтовыми комплексами.

После анализа результатов динамической интерпретации сейсмических данных был создан структурно-стратиграфический каркас модели. В рамках этого каркаса с учетом закономерностей осадконакопления для каждого пласта была создана трехмерная сетка. На ячейки сетки вдоль траекторий скважин был выполнен перенос результатов интерпретации ГИС. По этим скважинным данным, используя результаты динамической интерпретации сейсмических данных в качестве трендовых параметров, был рассчитан куб фаций в ячейках сетки в межскважинном пространстве. Полученные результаты интерпретации сейсмических данных, являются обоснованием изменения геологической модели месторождения.

ВЫЯВЛЕНИЕ ОСОБЕННОСТЕЙ УСЛОВИЙ ЗАЛЕГАНИЯ НИЖНЕМЕЛОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ СЕВЕРО-КОНИТЛОРСКОГО И СОСЕДНИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Катаев А.О.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Ачимовская свита, залегающая в основании разреза апт-бериасского возраста, является объектом геолого-геофизического изучения на протяжении длительного времени.

Вначале 70-х гг. прошлого столетия рядом ученых, таких как Гурари Ф.Г., Ершов В.С., Наумов А.Л., Мкртчян О.М., была выведена косослоистая модель залегания ачимовских отложений. Согласно этой модели в 80-х гг. были широко развернуты работы методом отраженных волн (МОВ) направленные на изучение неокомских отложений.

В настоящее время ведутся активные работы по освоению отложений ачимовской свиты. Для этого необходимы наиболее точные геологические модели, учитывающие максимальное количество информации. Наиболее полное представление об условиях формирования этих отложений может предоставить детальная корреляция разрезов скважин с применением сейсмических данных. Реконструкция условий осадконакопления позволит более достоверно выделять залежи УВ и выполнять их геометризацию.

Отложения ачимовской свиты были детально проанализированы по данным 311 скважин. На формировании этих отложений оказали влияние тектонические процессы.

В низах ачимовской свиты в результате клавишных погружений по конседиментационным разломам сформировались компенсационные пачки, в некоторых скважинах достигающие толщины 175 метров. Их формирование происходило в блоках, которые были неподвижны при формировании юрских отложений.

Вышезалегающие отложения отлагались в результате клиноформного прогибания. Это прогибание напрямую связано с вертикальными тектоническими движениями в западной части изучаемой площади. Хотя и седиментационный фактор нельзя исключать полностью.

Расположенные над ачимовской свитой чеускинские глины, залегают практически плоскопараллельно, что свидетельствует о смене тектонического режима на более спокойный.

Анализ комплекса процессов прогибания и погружения показал, что произошло практически полное совпадение толщин отложений между васюганской свитой и чеускинскими глинами, что наглядно представлено на схемах детальной корреляции.

ВЛИЯНИЕ ВТОРИЧНЫХ ПРЕОБРАЗОВАНИЙ НА ФОРМИРОВАНИЕ КОЛЛЕКТОРСКИХ СВОЙСТВ ОСИНСКОГО ГОРИЗОНТА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Китаева И.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Проблема прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств в карбонатных отложениях является на сегодняшний день весьма актуальной, что связано, в первую очередь с увеличением объемов поисково-разведочных работ на нефть и газа в карбонатных толщах. Закономерности распределения фильтрационно-емкостных свойств в карбонатных породах определяются литолого-фациальным составом слагающих природный резервуар отложений и направленностью, а также интенсивностью вторичных изменений.

Нижнекембрийские карбонатные отложения являются одними из наиболее перспективных объектов для поисков нефти и газа на юге Сибирской платформы в целом, и на Непско-Ботуобинской антеклизе в частности. Основным продуктивным горизонтом нижнекембрийских отложений является осинский горизонт. Всего в разрезе осинского горизонта выделяются 6 основных литотипов: известняки биогермные, доломиты разнокристаллические, доломиты разнокристаллические с реликтовой органогенно-водорослевой структурой, доломиты микрозернистые, доломиты комковато-сгустковые, ангидрит-доломиты между выделенными литотипами существуют переходные разности.

Вторичные изменения пород-коллекторов осинского горизонта во многом изменили структуру и объем порового пространства. Установлено несколько типов вторичных преобразований, которые как положительно, так и отрицательно влияли на объем пустотного пространства.

Среди вторичных преобразований ведущую роль занимают перекристаллизация, минерализация – заполнение первичных пустот различными минеральными новообразованиями, выпавшими в осадок из пластовых вод (как правило, это кальцитизация, доломитизация, сульфатизация, засоление) доломитизация и выщелачивание.

В проявлении вторичных процессов в породах наблюдается определенная зональность. Первичные пустоты в породах заполняются вторичными минералами в следующей последовательности: сначала происходила инкрустация стенок пустот ромбическими кристаллами доломита, размером 0,1 – 0,25 мм, затем оставшееся поровое пространство было залечено либо кристаллами кальцита, размером 0,5 – 1,5 мм, либо кристаллами доломита того же размера. В отдельных случаях стенки пустот инкрустированы кристаллами ангидрита, по которому развиваются кристаллы галита, практически нацело заполняющие пустотное пространство.

ГЛУБОКОЗАЛЕГАЮЩИЕ ОТЛОЖЕНИЯ – КЛЮЧ К УСПЕХУ ОТКРЫТИЯ НОВЫХ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ ЗАПАДНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ

Колесниченко А.В.

ООО «Газпром добыча Краснодар»

Западное Предкавказье является одним из старейших нефтегазодобывающих районов страны с хорошо развитой инфраструктурой. В настоящее время разведанные месторождения углеводородов в мезозойских отложениях находятся на заключительной стадии эксплуатации, в последние 20 лет основным направлением геологоразведочных работ на нефть и газ, обеспечивающим прирост запасов углеводородов, являлись неогеновые отложения. Однако геолого-геофизическая изученность неогенового комплекса такова, что существенного пополнения фонда перспективных объектов не ожидается. По этой причине приобретает актуальность проблема дальнейшего обеспечения топливно-энергетического комплекса Краснодарского края углеводородным сырьем. Ее решение требует научного обоснования закономерностей распределения залежей углеводородов, подготовки новых направлений геологоразведочных работ на нефть и газ и выявления новых перспективных в нефтегазоносном отношении зон, участков и объектов.

Одним из таких направлений является изучение на новом научно-методическом уровне глубокозалегающих юрских и триасовых отложений Западного Предкавказья.

В докладе рассмотрены следующие основные положения:

1. Литолого-фациальные критерии развития коллекторов и закономерности распространения природных резервуаров и ловушек углеводородов в триасовых и юрских терригенных и карбонатных отложениях.

2. Новые перспективные в нефтегазоносном отношении участки и объекты в триасовых и юрских карбонатных нефтегазоносных коллекторах.

3. Приоритетные направления геологоразведочных работ на нефть и газ на глубокозалегающие отложения Западного Предкавказья.

4. Экономическое обоснование проведения геологоразведочных работ на перспективных объектах.

Таким образом, проведенные исследования позволяют выделить наиболее перспективные в нефтегазоносном отношении комплексы, зоны и объекты в триасовых и юрских отложениях Западного Предкавказья и разработать программу проведения сейсморазведочных и буровых работ с целью увеличения ресурсной базы.

СТРУКТУРНО-ВЕЩЕСТВЕННЫЕ ХАРАКТЕРИСТИКИ И УСЛОВИЯ ФОРМИРОВАНИЯ НИЖНЕВЕНДСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЮГО-ВОСТОЧНОГО СКЛОНА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Коновальцева Е.С.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Основная часть запасов и значительная часть ресурсов нефти и газа Сибирской платформы сосредоточена на юге, в отложениях подсолевого комплекса, одними из которых являются породы нижнего венда юго-восточного склона Непско-Ботуобинской антеклизы (НБА).

Основой для проведения исследований явились результаты изучения кернового материала по 11 скважинам, проанализировано 254,55 м керна по 656 образцам. Были выделены следующие основные генетические типы пород: базальные конгломераты, гравелиты песчанистые, разной зернистости песчаники, алевролиты и аргиллиты песчано-алевритовые. Минералогической особенностью грубообломочных разностей является наличие значительного количества зерен монацита (до 20%), что определяет их аномальную радиоактивность. Исследуемые отложения залегают на поверхности кристаллического фундамента, интенсивно изменяются по толщине (0-125м) и имеют переменный стратиграфический объем. Для них характерна высокая степень неоднородности, которая определяется частым чередованием в разрезе различных литотипов, объединяемых в породные ассоциации. Литологическая неоднородность разрезов обусловлена разнообразием и быстрой сменой условий осадконакопления, что выражается, в том числе, и в латеральной изменчивости отложений. Нижневендские отложения юго-восточного склона НБА сформировались в преимущественно континентальных условиях в период резких климатических изменений. Породы отлагались в последовательно сменяющихся моренных, флювиогляциальных, аллювиальных обстановках, а также в условиях прибрежных аллювиальных равнин. Породы-коллекторы приурочены к базальным частям седиментационных циклитов, представленных грубозернистыми разностями. Развитые в разрезах коллектора относятся к поровому типу. Пустотное пространство представлено межзерновыми порами, пустотами выщелачивания в зернах кварца и полевого шпата, а также цементной составляющей пород.

Прогнозирование свойств и строения вендских отложений, а также их коллекторских свойств на юго-восточном склоне НБА должно базироваться на широком комплексе разномасштабных литолого-петрофизических исследований, результатах лито-фациального анализа и исследованиях закономерностей проявления вторичных процессов.

ВЕЩЕСТВЕННЫЙ СОСТАВ И ФИЛЬТРАЦИОННО-ЕМКОСТНЫЕ СВОЙСТВА ПОРОД ОСИНСКОГО ГОРИЗОНТА ЧОНСКОГО СВОДА НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТЕКЛИЗЫ

Кузнецов А.С.

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Проблема прогнозирования фильтрационно-емкостных свойств в карбонатных отложениях является на сегодняшний день весьма актуальной, что связано, в первую очередь, с увеличением объемов поисково-разведочных работ на нефть и газ в карбонатных толщах.

Нижнекембрийские карбонатные и галогено-карбонатные отложения являются одним из наиболее перспективных объектов на нефть и газ в южной части Сибирской платформы. Их нефтегазоносность доказана открытием таких месторождений как Верхнечонское, Талакканское, Среднеботуобинское, Даниловское. В свою очередь, карбонатные отложения осинского горизонта являются одними из важнейших объектов для поисков нефти и газа на юге Сибирской платформы в целом и в частности в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы.

В данной работе были исследованы карбонатные отложения осинского горизонта в пределах Непско-Ботуобинской антеклизы. В осинском горизонте преобладают органогенные водорослевые известняки и доломиты, присутствуют прослойки ангидритов, мергелей, аргиллитов и соли. Отложения осинского горизонта отличаются отчётливой слоистостью, выражающейся в закономерном чередовании различных литотипов.

Работа базируется на результатах литологических исследований, петрофизических исследований и циклостратиграфического анализа. В результате проведённых работ было выявлено, что наилучшими коллекторскими свойствами обладают доломиты разнокристаллические и доломиты с реликтовой органогенно-водорослевой структурой. Также была установлена зависимость значений пористости и проницаемости пород от их первичной структуры и степени преобразованности вторичными процессами.

В ходе исследования осинского горизонта было выделено семь основных литотипов: доломиты разнокристаллические, доломиты разнокристаллические тонкослоистые, доломиты микрокристаллические, доломиты разнокристаллические с реликтовой органогенно-водорослевой структурой, доломиты комковато-сгустковые, ангидрито-доломиты и известняки биогермные. Были выявлены закономерности между литотипами исследуемых пород и значениями их пористости и проницаемости.

СЕДИМЕНТАЦИОННЫЕ И ЛИТОФАЦИАЛЬНЫЕ МОДЕЛИ ДАГИНСКОГО ПРОДУКТИВНОГО ГОРИЗОНТА КИРИНСКОГО БЛОКА

Макарова А.Ю.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Осадконакоплению в палеоген-неогене Сахалина была свойственна определённая цикличность. Весь кайнозойский этап разделяется на два крупных трансгрессивно-регрессивных цикла. Каждый цикл начинается и заканчивается континентальными угленосными отложениями; их срединные части представлены морскими образованиями. В истории морского осадконакопления отмечались две фазы относительно повышенного кремненакопления, которые отразились в формировании сравнительно глубоководных кремнистых отложений. Первая фаза пришлась на олигоцен – частично нижний миоцен, вторая – на средний-верхний миоцен. Появление большого количества материала для кремненакопления связывается с повышением продуктивности диатомовых водорослей в эти фазы.

Отдельно следует сказать о соотношении относительного колебания уровня моря и углубления присахалинских морских бассейнов, что обычно – прямо или косвенно – было связано с тектоническими событиями. Наблюдается определённая синхронность этих процессов (повышение уровня моря сопровождается в целом расширением зон относительно глубоководной седиментации и наоборот). Максимальная глубина бассейнов, маркируемая соответствующими, обычно кремнисто-глинистыми осадками и биотическими относительно глубоководными сообществами, в олигоцене и среднем миоцене достаточно хорошо коррелируется с повышением уровня моря.

Уйнинско-дагинская нерасчленённая на шельфе толща распространена в регионе повсеместно. Осадконакопление комплекса происходило преимущественно в период низкого стояния уровня моря (около 20 млн. лет) и было прервано крупной окобыкайской трансгрессией. Несогласие в кровле комплекса сформировалось в результате смены прибрежно-континентальных дагинских отложений на морские окобыкайские.

Формирование дагинских отложений осуществлялось в условиях пологой дельты, характерным палеофациальным элементом которой явилась широкая приливно-отливная равнина. Внутреннее строение дагинского горизонта характеризует собой проградацию дельты и переход континентальных отложений в морские в условиях значительной крутизны склона.

Песчаные отложения верхнедагинского подкомплекса связаны с серией аккумулятивных тел (баров, прирусловых валов) авандельты и перспективны в западной части Киринской площади, в пределах развития авандельты и ее склона, а также в центральной и южной частях, на участках развития мелководных банок.

АНОМАЛЬНЫЕ КОЛЬЦЕВЫЕ ЗОНЫ НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

Мельникова М.В., Югова А.А.
ООО «Газпром геологоразведка»

При интерпретации сейсморазведочных данных на севере Западной Сибири установлено наличие аномальных кольцевых зон (АКЗ). На временных разрезах с кровли юры они представляют собой прогибы с увеличивающейся вниз по разрезу амплитудой, выше кровли юры – это контрастные антиклинальные структуры. В некоторых случаях амплитуда прогиба вниз не возрастает, а раздув временных толщин фиксируется в интервале ачимовской толщи – верхней части разреза средней юры.

Такие структуры были закартированы еще в конце 80-х гг. прошлого века (Л.Ш.Гиршгорн) и по типу отнесены к «дисгармоничным поднятиям». Считалось, что формирование этих поднятий связано с горизонтальным сжатием и сопутствующими ему процессами нагнетания. Некоторые исследователи высказывали предположение о механизме чередующихся унаследованных и инверсионных радиальных подвижек.

На сегодняшний день известно, что сейсмический образ АКЗ искажен за счет низкоскоростных вертикальных аномалий, обусловленных глубинной дегазацией пород. Отрицательные элементы, картируемые по временным разрезам в районе АКЗ, являются ложными, структурный план представлен только куполовидными поднятиями (Р.М.Гатаулин).

АКЗ «маркируют» активные геофлюидные зоны, обусловленные глубинной флюидизацией пород, и представляют собой «трубы глубинной дегазации», «геосолитоны», «зоны инъекции» глубинных флюидов в земную кору, в том числе УВ (А.А.Нежданов).

Верхняя часть АКЗ вскрыта скважиной №2099 Хальмерпаютинской площади, где в средней юре открыта промышленная залежь УВ с аномально-высоким пластовым давлением (АВПД), а в вышележащих глинистых отложениях верхней юры - берриаса зафиксировано внедрение УВ по трещинам. Бурение скважин в зоне АКЗ на Пяяхинском, Ямбургском месторождениях, на Восточно-Медвежьей площади остановлено из-за наличия гиперАВПД.

Наличие АКЗ свидетельствует об активности флюидодинамических процессов в недрах Земли и может рассматриваться как признак, свидетельствующий о потенциальной продуктивности исследуемой территории. На территории п-ова Гыдан закартировано семь АКЗ, затрагивающих весь осадочный чехол, и четыре АКЗ в домеловой части разреза, что говорит о высоких перспективах поиска нефти и газа на севере Западно-Сибирского региона.

МАТЕМАТИЧЕСКОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ОКОЛОСКВАЖИННЫХ ЗОН С УЧЕТОМ ФИЛЬТРАЦИИ УГЛЕВОДОРОДОВ

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. Однако для верификации численного алгоритма необходимо сравнение с тестовыми задачами, решение которых известно.

Целью исследования является разработка математических моделей, описывающих напряженно-деформированное состояние в окрестности скважины, а также последующее их аналитическое решение.

Рассмотрению подлежит напряженно-деформированное состояние в окрестности вертикальной скважины с учетом фильтрации нефти. Процесс фильтрации предполагается установившимся. 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..

Литература:

1. Желтов Ю. П. Механика нефтегазоносного пласта. М., “Недра”, 1975, 216 с.
2. Баклашов И.В., Картозия Б.А., Шашенко А.Н., Борисов В.Н. Геомеханика: Учебник для вузов. В 2 т. – М.: Издательство Московского государственного горного университета, 2004. – Т.2. Геомеханические процессы. – 249 с.:ил.

ЛИТОЛОГИЯ И КОЛЛЕКТОРСКИЕ СВОЙСТВА ВЕРХНЕДЕВОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ХОРЕЙВЕРСКОЙ ВПАДИНЫ В СВЯЗИ С ПЕРСПЕКТИВАМИ ИХ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ

Мусихин А.Д.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В связи с ухудшением ресурсной базы и увеличением доли трудноизвлекаемых запасов на протяжении последних двух десятков лет все острее становится проблема освоения месторождений со сложным строением пустотного пространства пород-коллекторов, которыми являются продуктивные отложения верхнедевонского возраста Хорейверской впадины Тимано-Печорской НГП.

В состав коллекторов рассматриваемых отложений входят несколько генетических типов пустотного пространства со сложным пространственным соотношением, что определяет их строение. Поэтому совместно с применением петрофизических методов и методов ГИС необходимо проведение литологических изысканий кернового материала с использованием разномасштабных наукоемких методов исследования.

Целью исследований являлось установление закономерностей и прогноз зон распространения пород-коллекторов в верхнедевонских отложениях центральной части Хорейверской впадины на основе комплексных литологических, петрофизических и геофизических исследований. Для достижения поставленной цели были выполнены следующие задачи: Типизация и детальная литологическая характеристика пород. Типизация и литолого-петрофизическая характеристика пород-коллекторов. Выявление закономерностей распространения и прогноз зон развития пород-коллекторов.

Для решения поставленных задач был использован фактический материал: керновый материал (около 1000 погонных метров), отобранный из продуктивных верхнедевонских отложений 12 скважин, привлечены литолого-петрографические (более 1500 шлифов), петрофизические (более 2100 определений), и геофизические (промысловая геофизика и временные разрезы МОГТ) и другие методы исследования.

В нижнефаменных отложениях центральной части Хорейверской впадины наиболее высокые породы-коллекторы приурочены к зоне развития барьерных биогермных построек вытянутой в северо-восточном направлении вдоль краевой части Садагинской ступени. Они представлены известняками строматопорово-водорослевыми, с пористостью до 26% и проницаемостью до 1000 мД. Эффективная мощность таких пород-коллекторов составляет около 65 м. Тип коллектора – порово-каверновый.

ВЕНД-КЕМБРИЙСКИЕ ЦИАНО-БАКТЕРИАЛЬНЫЕ СООБЩЕСТВА И ИХ РОЛЬ В ФОРМИРОВАНИИ ПОРОД- КОЛЛЕКТОРОВ НА ТЕРРИТОРИИ НЕПСКО-БОТУОБИНСКОЙ АНТИКЛИЗЫ СИБИРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ

Омельченко О.В.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Объектом данного исследования являются карбонатные венд-кембрийские отложения на территории Непско-Ботуобинской антеклизы юга Сибирской платформы, которые являются главным перспективным объектом поиска нефти и газа на территории Сибирской платформы.

Изучаемые отложения представлены карбонатными породами органогенного генезиса – известняками и доломитами. Основными породообразующими организмами являются цианобактерии, которые формировали биоценозы различного типа. В венд-кембрийских отложениях Непско-Ботуобинской антеклизы присутствуют два типа циано-бактериальных сообществ – строматолитовые сообщества и сообщества кальцибионтов.

Эти сообщества различаются по способу обызвествления в результате чего, формируются различные типы пустотного пространства. Таким образом, в строматолитах пустотное пространство в основном представлено межслойковыми пустотами, а в сообществах кальцибионтов – пустотами каркасными, между карбонатными оболочками веточек и кустиков построек.

Так же в некоторых скважинах отмечаются многочисленные «пузырьковые» пустоты, размером до нескольких см, частично или полностью заполненные галитом. Генезис таких пустот до конца не ясен, однако можно предположить, что они так же являются результатом деятельности циано-бактериальных комплексов. Циано-бактериальные маты являются фильтром газов, в естественных местах их обитания под матом или между слоями часто образуются пузыри газа (метана). В галофильных сообществах эти газы продуцируются самим сообществом. Помимо этого, ряд минералов в матах осаждается хемогенным путём. В галофильных матах это галит и гипс, чем и объясняется засоление «пузырьковых» пустот.

При сопоставлении структуры современных и древних цианобактерий отмечается их высокая степень сходства, в результате чего можно сделать вывод о том что, современные искусственно выращенные циано-бактериальные сообщества могут являться объектом для моделирования первичного пространства карбонатных пород-коллекторов имеющих циано-бактериальную природу.

ВЫДЕЛЕНИЕ ЗОН ФЛЮИДОМИГРАЦИИ НА СЕВЕРЕ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА СЕЙСМОРАЗВЕДОЧНЫХ ДАННЫХ

Пережогин А.С.

ООО «Газпром геологоразведка»

Изучение флюидодинамических процессов на сегодняшний день имеет большое значение для уточнения строения залежей углеводородов и перспектив нефтегазоносности глубоких горизонтов, а также для прогноза аномально высоких пластовых давлений (АВПД), являющихся следствием этих процессов.

Материалы сейсморазведки МОГТ, в первую очередь, сейсморазведки МОГТ 3D являются основным средством картирования разных по морфологии зон флюидомиграции и их разгрузки.

Масштабные процессы флюидомиграции выделяются по данным сейсморазведки в виде аномальных кольцевых зон (АКЗ), следов естественного флюидоразрыва пород, а также в виде точечных и пузырьковых аномалий, проявляющихся на временных разрезах и срезам кубов амплитуд.

АКЗ характеризуются на сейсмическом разрезе резким снижением скоростей распространения сейсмических волн в глубоких горизонтах и имеют в плане круглую форму. Такие аномальные зоны установлены в больших количествах в бассейнах Северного моря и Мексиканского залива.

Зоны естественного флюидоразрыва пород, в которых происходила разгрузка АВПД с образованием трещиноватости в узком стратиграфическом интервале, широко распространены в северной и арктической частях Западной Сибири.

Полигональная трещиноватость, установленная на Енъяхинском, Самотлорском, Медвежьем и ряде других месторождений, также является следами естественного гидроразрыва пород.

Точечные и пузырьковые аномалии на Песцовом и Енъяхинском месторождениях, выделяемые на срезам кубов сейсмоданных, концентрируются вблизи булгунняхов, что доказывает, что они являются каналами поступления глубинных флюидов, пополняющих и формирующих залежи УВ. Таким образом это активные зоны флюидомиграции, не прекращающейся и в настоящее время.

Увеличивающаяся в северном направлении дисперсия локальной составляющей временных толщин свидетельствует об усилении интенсивности флюидомиграционных процессов в северной и арктической частях бассейна, приближенных к зоне спрединга Евразийского ледового бассейна.

ПЕТРОФИЗИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ МОДЕЛИРОВАНИЯ УПРУГИХ СВОЙСТВ ПОРОД И ВЫБОРА ВИДА СЕЙСМИЧЕСКОЙ ИНВЕРСИИ

Поправко А.А.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Процедура моделирования упругих свойств горных пород позволяет выявить взаимосвязи между петрофизическими параметрами породы и сейсмическими данными. Для выполнения моделирования необходимо иметь результаты комплексной интерпретации данных ГИС, а также некоторую априорную информацию о термобарических условиях залегания изучаемых отложений и свойствах пластовых флюидов. Результатом петроупругого моделирования являются модельные кривые плотности (σ_p) и скоростей продольной (V_p) и поперечной (V_s) волн, рассчитываемые на основе полученной объемной модели породы по выбранному теоретическому алгоритму. Для качественного выполнения сейсмической инверсии и достоверного прогноза коллекторских свойств в межскважинном пространстве по сейсмическим данным необходимо иметь надежную петрофизическую основу.

В рамках настоящей работы приведен пример моделирования упругих свойств пород одного из месторождений Западно-Сибирской нефтегазовой провинции.

Для решения задач стратиграфической увязки скважинных и сейсмических данных в скважинах выполнено эмпирическое моделирование плотности и интервального времени пробега продольной и поперечной волн.

Комплексная поточечная интерпретация данных ГИС выполнена с целью получения емкостных характеристик пород, построения объемной петрофизической модели изучаемых отложений, построения колонки литотипов и определения характера насыщения коллекторов.

Полученная объемная модель использовалась для выполнения теоретического моделирования упругих свойств пород, установления статистических связей между упругими параметрами (V_p , V_s , σ_p) и коллекторскими свойствами пород и являлась основой для обоснования типа и параметризации сейсмической инверсии.

По результатам моделирования наблюдается выделение коллекторов, насыщенных газоконденсатной смесью, в поле двух упругих параметров V_p/V_s – акустический импеданс, в то время как, водонасыщенные коллектора близки по свойствам к глинистому неколлектору. При этом, решение задачи прогноза коллекторов по сейсмическим данным возможно только с привлечением данных о скоростях поперечных волн и, следовательно, по результатам детерминистической и геостатистической AVO/AVA инверсии.

АНАЛИЗ РАЗЛОМНО-БЛОКОВОЙ СТРУКТУРЫ ОСАДОЧНОГО ЧЕХЛА В ПРЕДЕЛАХ ИРКИНЕЕВО-ЧАДОБЕЦКОГО ПАЛЕОРИФТА

Пошибаев В.В., Данилко Н.К., Козионов А.Е.
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Иркинеево-Чадобецкая рифтовая зона представляет собой перспективный газоносный район в пределах Лено-Тунгусской НПП. К настоящему времени здесь открыты несколько газовых и газоконденсатных месторождений: Абаканское, Агалеевское, Берямбинское, Имбинское, Ильбокичское. В результате проведенных литолого-петрофизических исследований было установлено, что породы-коллекторы относятся к порово-трещинному типу. Прогноз зон распространения трещин основывался на реконструкции разломно-блоковой структуры Иркинеево-Чадобецкого палеорифта.

Выделение разломно-блоковых структур проводилось на основе интерпретации материалов гравиразведки и магниторазведки в комплексе с топо- и космодешифрированием. Для выделенных относительно однородных ортогонально-блоковых и концентрических структур современного тектонического плана прослежена связь с поверхностными и погруженными структурами осадочного чехла.

Закартированы 4 взаимно-ортогональных системы космо- и тополинеаментов, приуроченных к зонам высоких градиентов и смены знака аномалий гравитационного и магнитного полей, что указывает на их глубинное заложение и связь с раннедокембрийскими тектоническими элементами кристаллического фундамента а также с трапповыми телами.

Системы линеаментов имеют следующие параметры: азимуты простирания 0° и 270° - система (0° ; 270°); азимуты простирания 23° и 293° - система (23° ; 293°); азимуты простирания 43° и 313° - система (43° ; 313°); азимуты простирания 61° и 331° - система (61° ; 331°).

Выделенные в процессе анализа разломно-блоковой структуры линеаменты были проанализированы с позиций новейшей геодинамической обстановки территории. Применение структурно-геоморфологического метода реконструкции сдвиговых неотектонических напряжений (СГ-метод, Сим Л.А., 1991) позволило выделить области со сдвиговыми тектоническими напряжениями, характеризующимися главными нормальными максимальными и минимальными сжимающими напряжениями (осями «сжатия» и «растяжения»), ориентированными ортогонально в горизонтальной плоскости. Зоны растяжения соответствуют интервалам максимальной проницаемости нефтегазоносных интервалов осадочного чехла.

ОЦЕНКА ВЛИЯНИЯ КЛИМАТИЧЕСКИХ ИЗМЕНЕНИЙ НА НАДЕЖНОСТЬ ОСНОВАНИЙ И ФУНДАМЕНТОВ НА МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ГРУНТАХ

Пульников Е.А., Васильева А.О.

ООО «Газпром добыча Надым»

На сегодняшний день большая часть (до 90%) фиксируемых деформаций фундаментов газопромысловых объектов на севере Западной Сибири связана с изменениями температурного режима многолетнемерзлых грунтов (ММГ), формирование которого в основном зависит от температуры окружающего воздуха.

По данным Росгидромета установлено, что с середины 70-х гг. XX века на территории России происходит постоянное повышение средней годовой температуры воздуха в среднем 0,52 °C/10 лет. Для Западносибирского региона эта величина составляет 0,42 °C/10 лет. Данные режимных наблюдений мерзлотных стационаров, функционирующих в регионе, подтверждают наличие тренда повышения среднегодовых температур ММГ в среднем 0,03 °C/год. В условиях промышленной застройки, с учетом техногенного влияния, эта величина на порядок выше, это подтверждают результаты геотехнического мониторинга проводимого на объектах предприятия за более чем 30-тилетний период. В условиях прогнозируемого климатологами дальнейшего повышения температур воздуха вероятны существенные изменения температурного режима ММГ, что может вызвать масштабное развитие деструктивных геокриологических процессов и потерю устойчивости оснований и фундаментов газопромысловых объектов.

Теплотехнические прогнозные расчеты, выполненные при различных трендах климатических изменений, позволили получить различные сценарии изменения температуры ММГ и выполнить оценку изменения несущей способности фундаментов объектов Медвежьего и Бованенковского месторождений. Результаты расчетов позволяют утверждать, что при современных колебаниях климата принятые в практике строительства на ММГ традиционные мероприятия по обеспечению устойчивости сооружений на весь период эксплуатации в виде проветриваемых подполий недостаточны.

Современный подход к проектированию оснований и фундаментов на многолетнемерзлых грунтах должен учитывать динамику климата с обязательным резервированием надежности оснований за счет систем температурной стабилизации грунтов. Это позволит обеспечить устойчивость геотехнических систем зданий и сооружений в условиях возможного потепления климата. Данный подход был принят проектировщиком и применен при строительстве объектов на п-ове Ямал.

НОВЫЙ ВЗГЛЯД НА ПРОИСХОЖДЕНИЕ Н-АЛКАНОВ НЕФТЕЙ И КОНДЕНСАТОВ

Строева А.Р., Гируц М.В.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время существуют две основные гипотезы образования нефти: органическая (осадочно-миграционная) и неорганическая (абиогенная). Причем большое значение в образовании нефти придается термическим и термокаталитическим процессам преобразования исходного органического вещества (ОВ). К сожалению, гораздо меньше внимания в образовании углеводородов (УВ) нефти уделяется роли бактерий. Вместе с тем, понимание процессов нефтеобразования имеет большое теоретическое и практическое значение с точки зрения поисков нефтяных месторождений и возобновления запасов нефти. Именно вопросу образования УВ бактериальным путем посвящена данная работа. В частности, УВ какого строения образуются как в нативной биомассе бактерий, так и в ее термолизатах.

Учитывая этапы эволюции живых организмов, можно предположить, что первоначальный ресурс ОВ для нафтидогенеза обеспечивали прокариоты.

Объектом исследования были выбраны бактерии *Pseudomonas aeruginosa* RM и *Arthrobacter* sp. RV, выращенные на минеральной среде с глюкозой. Экстракцию биомассы проводили в ультразвуковой ванне н-гексаном и хлороформом и анализировали методами капиллярной газожидкостной хроматографии и хроматомасс-спектрометрии.

В экстрактах исследуемых бактерий образуются практически одни и те же УВ и кислородсодержащие соединения. А именно, в основном, н-алканы и жирные кислоты. Причем, среди низкомолекулярных УВ выявлены преимущественно н-алканы с нечетным числом атомов углерода состава C₇, C₉, C₁₁, C₁₃, C₁₅, C₁₇; и соответствующие н-кислоты с четным числом атомов углерода в молекуле состава C₈, C₁₀, C₁₂, C₁₄, C₁₆, C₁₈. А среди высокомолекулярных н-алканов, в отличие от низкомолекулярных, преобладают н-алканы с четным числом атомов углерода в молекуле состава C₂₂, C₂₄, C₃₀, C₃₂, причем эти УВ образуются в продуктах мягкого термолиза (110°C) нативной биомассы. Важно отметить, что оба штамма синтезируют неопределенный нерегулярный изопренан – сквален (2,6,10,15,19,23-гексаметилтетракоза-2,6,10,14,18,22-гексаен).

Из литературы известно, что н-алканы с нечетным числом атомов углерода в молекуле н-алкана преобладают в слабопреобразованных нефтях, генерированных в глинистых толщах. В то время как в карбонатных толщах – н-алканы с четным числом атомов углерода.

Как уже отмечалось выше, без всякого температурного воздействия мы наблюдаем аналогичные результаты и в продуктах метаболизма бактерий. Таким образом, эти УВ могли генерироваться не только в результате температурного воздействия на исходное ОВ.

ТЕСТИРОВАНИЕ МЕТОДОВ ГАЗОИЗОЛЯЦИИ В ОБЛАСТИ ГНК НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЛАСТОВ ПК

Сулова А.А., Антонов С.В.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Одной из основных проблем разработки запасов нефти газонефтяных месторождений заключается в образовании газового конуса. Отбор нефти из скважин обуславливается пониженными давлениями вблизи интервалов дренирования, поэтому газ газовой шапки прорывается к интервалу дренирования. В результате продукция добывающих скважин загазовывается в быстро прогрессирующих масштабах. При этом дебит по нефти снижается до уровня, когда дальнейшая эксплуатация скважины становится нерентабельной, что приводит к низкому значению коэффициента нефтеотдачи.

Особенно остро проблема прорыва газа из газовой шапки стоит в случае нефтегазовых месторождений сеноманского горизонта Западной Сибири (пласты ПК), которые имеют подошвенное строение и большую площадь ГНК: между газовой шапкой и нефтяной оторочкой нет надежных литологических барьеров, а нефть имеет высокую вязкость.

В докладе представлены результаты физического моделирования барьеров и экранов в области ГНК с использованием пенных систем, полимерных гелеобразующих растворов, а также использования свойств породы пластов ПК.

Проведенное фильтрационное исследование показало следующее.

1. Пенообразующие составы (растворы ПАВ) эффективны только при отсутствии остаточной нефти в пористой среде.

2. Высокое фильтрационное сопротивление не позволяет получать из полимерных растворов значительный по размерам экран. Газоизолирующая способность полимерных гелей увеличивается в присутствии остаточной нефти в пористой среде.

3. Эффективные методы газоизоляции в области ГНК могут быть основаны на использовании свойств породы пласта ПК и низкоконцентрированных растворов ПАА.

Взаимодействие низкоконцентрированного раствора ПАА с глинистыми компонентами породы приводит к формированию плотного газоизолирующего экрана в пористой среде пластов ПК. Предлагаемый метод хорошо совместим с методом создания водяного барьера, повышая его прочность вблизи от ствола скважины, т.е. в области, где образование газового конуса наиболее вероятно.

Вариант предполагаемого метода может быть использован для водоизоляции в области ВНК газонефтяных месторождений сеноманского горизонта.

ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОНОСНОСТИ ФОРМАЦИИ КУФФ НА МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАПАДНАЯ КУРНА-2 В ИРАКЕ

Таов К.А.,

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Формация Куфф в регионе Персидского залива - преимущественно мелкая морская карбонатная формация позднепермского возраста, сформировавшаяся во время трансгрессивно-регрессивных циклов осадконакопления. Она изменчива по толщине (от 500 до 975 м) и по качеству резервуара. Доказано присутствие в формации больших объемов газа в Саудовской Аравии, Бахрейне, Катаре, Иране и Объединенных Арабских Эмиратах и незначительного количества нефти на месторождениях в Саудовской Аравии и Омане. Параметры пласта указывают, что основные залежи углеводородов лежат в литологических типах резервуара от сублиторального до литорального. Источниками газа являются силурийские сланцы или автохтонные карбонаты самого Куффа. Ангидритовые сланцы поздне триасового горизонта Судаир образуют превосходную покрывку.

Цель работы состоит в определении перспектив газоносности формации Куфф на площади месторождения Западная Курна-2, которая находится в юго-восточной части Ирака в пределах Месопотамского прогиба. Исходной информацией для проведения анализа служат данные со скважин (Diwan-1, Mityaha-1, West Kifl-1 и Jebel Kand-1), вскрывших формацию Куфф на близлежащих месторождениях региона и данные описания выходов на поверхность пород этой формации на территории складчатых сооружений Загроса на северо-востоке Ирака.

Основная проблема исследований заключается в том, что все скважины, вскрывшие формацию Куфф на Ближнем Востоке, были заложены в местах, где исследуемая формация находилась гипсометрически выше, чем на исследуемом участке ввиду общего падения пластов в пределах Месопотамского прогиба.

Актуальность данного исследования заключается в том, что на территории месторождения Западная Курна, как и на всех остальных месторождениях «плодородного полумесяца» Месопотамской впадины, данная формация не была вскрыта и обнаружение углеводородов на данной глубине позволит значительно увеличить запасы на существующих месторождениях. Так в регионе в целом исследуемая формация газоносна, ярким примером чего может быть Северное месторождение в Катаре (Южный Парс в Иране), где формация Куфф является одной из основных газоносных горизонтов, из которых ведется добыча.

Наиболее актуальной принималась информация со скважины Diwan-1, пробуренной в Катаре в 150 км к югу от места предполагаемого заложения разведочной скважины.

В работе также проведены исследования по прогнозу температур и давлений на глубинах более 6000 м – прогнозной глубины залегания продуктивной формации. Выводы исследования позволяют сделать предположение о том, существуют ли на данном участке благоприятные условия для сохранности углеводородов.

РЕЗУЛЬТАТЫ УТОЧНЕНИЯ ГЕОЛОГИЧЕСКОГО СТРОЕНИЯ СЕНОМАНСКОЙ ЗАЛЕЖИ МЕДВЕЖЬЕГО НГКМ

Фролов А.А.

Инженерно-технический центр ООО «Газпром добыча Надым»

ООО «Газпром добыча Надым» ведет добычу газа из сеноманской залежи Медвежьего месторождения с 1972 года, при этом отобрано уже более 75% от утвержденных запасов. На завершающей стадии разработки месторождений природного газа особенно актуальным является вовлечение в эксплуатацию слабодренируемых участков и повышение достоверности прогноза внедрения подошвенной воды.

В период апрель-сентябрь 2012 года была произведена плановая остановка эксплуатационных скважин газового промысла №9 (ГП-9), в течение которой осуществлялись ежемесячные замеры статических давлений на устье скважин. По результатам анализа динамики восстановления пластового давления установлено его неравномерное увеличение на различных участках залежи. После пуска ГП-9 проведенные замеры показали неравномерное снижение пластового давления в эксплуатационных скважинах. Из этого следует, что наряду с разницей в отборах газа по площади, вертикальная и латеральная изменчивость свойств продуктивных пластов оказывает большое влияние на их добычные характеристики.

Для выявления закономерностей распределения пород разного литологического состава, была построена трехмерная геологическая модель Медвежьего НГКМ методом объемной интерполяции данных (трехмерная детерминированная геологическая модель). При этом куб проницаемости коллекторов рассчитывался по модели $K_{пр} = f(K_{п}; K_{в.св.})$, которая устанавливает связь коэффициента абсолютной проницаемости с коэффициентами пористости и остаточной водонасыщенности пород. В процессе создания модели была применена схема выделения геологических тел, учитывающая структурно-минералогические неоднородности и фильтрационно-емкостные свойства коллекторов. Данная методика позволяет выделять хорошо проницаемые и слабодренируемые тела, а также тела с ухудшенными коллекторскими свойствами.

В работе рассматриваются результаты использования метода объемной интерполяции при создании геологической модели сеноманских отложений. В сравнение со стохастическим моделированием, реализация указанной методики позволила построить более приближенную к геологическим особенностям модель коллектора. Полученное распределение фильтрационно-емкостных свойств по пласту позволило объяснить характер изменения давления в залежи наличием участков, представляющих собой флюидоупоры, а так же выявлением путей возможной миграции газа из приконтурных зон.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ МИНИМАЛЬНЫХ ЗАПАСОВ УГЛЕВОДОРОДОВ ДЛЯ РЕНТАБЕЛЬНОГО ОСВОЕНИЯ МОРСКИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Шпаков А.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В данной работе рассматривается вопрос определения минимального объёма запасов углеводородов в перспективной структуре для её рентабельного освоения. Данная задача предполагает проведение на основе технических и экономических критериев оценки порогового значения, такого, что возможное освоение перспективной структуры считается рентабельным, если предполагается, что перспективная структура содержит запасы углеводородов равные или большие, чем пороговое значение. Освоение структур рассматривается в условиях Арктического шельфа России, включая специфику оценки затрат в данном регионе: недостаток сравнимых аналогов и неопределённость стоимостных показателей перспективных проектов освоения.

В данной работе предлагается подход к определению порогового значения запасов. В качестве основного экономического критерия используется значение ЧДД, что формулируется в виде математической задачи, включающей в себя различные параметры, в том числе объём углеводородов. На данный момент получено решение упрощённой задачи в программном пакете Maple с возможностью изменения входных параметров, включая прогнозируемые показатели профиля добычи и предполагаемые стоимостные зависимости. При указании минимального целевого значения ЧДД, численно решается задача поиска минимального объёма углеводородов. Вычисления производятся в единицах нефтяного эквивалента, с учётом неопределённости на этапе разведки установления запасов нефти или газа или их сочетания, а также различной экономической ценности углеводородов.

Количественная неопределённость объёма углеводородов отражается интервалом, нечётким числом или распределением вероятности, полученным в результате анализа неопределённости значений ожидаемых геологических параметров.

Определение подобных количественных неопределённостей для различных перспективных структур и пороговых значений запасов, оценка которых получена с помощью предлагаемого решения; сравнение этих полученных параметров и последующая количественная оценка рисков позволяет проводить предварительное ранжирование перспективных структур на участке и создаёт основу для обоснованных решений по планированию разведки и освоения перспективных участков арктического шельфа, что в настоящий момент является сложной стратегической задачей, связанной со значительными неопределённостями.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М. ГУБКИНА

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ЮБИЛЕЙНОЙ ДЕСЯТОЙ ВСЕРОССИЙСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ, СПЕЦИАЛИСТОВ И СТУДЕНТОВ

«Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика)

8 –11 октября 2013 г.

Секция 2 Разработка газовых и газоконденсатных месторождений

Москва
2013 г.

ИССЛЕДОВАНИЕ ДИНАМИКИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ РАЗРАБОТКИ МЕССОЯХСКОГО ГАЗОГИДРАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Адзынова Ф.А.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Газовыми гидратами являются твёрдые природные соединения молекул воды и газа, так называемые клатраты. Потенциальные запасы газа, находящегося в гидратном состоянии, в мире во много раз превышают запасы газа в обычном состоянии.

Хотя вопрос о методе извлечения газовых гидратов, чтобы затраты на его добычу были экономически выгодны, пока не решен, но судя по ускоряющимся темпам исследований, опытно-промышленное освоение газогидратных залежей может начаться в ближайшие годы. Начало промышленной разработки газогидратных месторождений приведет к коренным изменениям на рынке природного газа и энергетическом рынке в целом – гидраты природного газа будут играть важную роль в мировом энергетическом балансе.

В Российском Государственном Университете нефти и газа имени И.М. Губкина впервые проведены исследования физики процесса образования и декомпозиции гидратов природного газа в поровом пространстве, установлена возможность их существования в природных пластах. Этому способствовало открытие в 1970 году первого в мире газогидратного месторождения – Мессояхского, расположенного в Западной Сибири.

На основе полученных материалов была исследована динамика технологических показателей разработки, с помощью которой проанализирована история разработки Мессояхского газгидратного месторождения. Полученные результаты позволяют судить об объемах газа, получившегося в результате диссоциации природных газогидратов и о динамике положения газогидратного контакта в процессе разработки. Информация об объемах оставшегося в пласте газа, как в свободном, так и в гидратном состоянии является крайне в целях обеспечения природным газом основного потребителя – ОАО «Норильскгазпром».

ИЗОЛИРУЮЩИЕ СОСТАВЫ ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ПЕРЕТОКОВ ФЛЮИДОВ В СКВАЖИНАХ ПХГ

Акопов А.С, Акопов С.А, Бекетов С.Б.

ООО «Газпром ПХГ» «ИТЦ»

В процессе эксплуатации скважины ПХГ подвержены циклическим знакопеременным термобарическим нагрузкам, влияние которых отрицательно сказывается на состоянии призабойной зоны и в целом на техническом состоянии эксплуатационной колонны.

В результате нарушения целостности цементного кольца за эксплуатационной колонной, которое может быть обусловлено целым рядом причин (геологические, технологические, механические, физико-химические и др.) возможно возникновение заколонных пластовых перетоков флюидов. Их возникновение может стать причиной снижения проектных показателей скважины вплоть до полной остановки, простоя скважины в ожидании ремонта, что неизбежно влечет за собой необходимость проведения РИР и сопряжено с временными и материальными затратами.

Анализ отечественного и зарубежного опыта ликвидации заколонных пластовых перетоков флюидов показал, что наиболее широкое распространение в настоящее время получили химические способы с использованием изолирующих материалов селективного или не селективного воздействия, а также комбинированные способы (механические совместно с химическими).

В настоящее время предложено и запатентовано огромное количество реагентов и композиций для ликвидации заколонных пластовых перетоков флюидов, отличающихся по характеру и природе воздействия на изолируемый объект, компонентным и химическим составом и др.

Проведенный анализ литературных и патентных источников позволил разработать составы резин для приготовления изолирующих составов и способ изоляции.

Результаты лабораторных исследований показали возможность применения данных составов при проведении изоляционных работ в скважинах газовых месторождений и ПХГ.

Экономический эффект может быть рассчитан после проведения испытаний в промысловых условиях и при накоплении количественного и временного статистического материала.

В целом, эффективность ликвидации заколонных пластовых перетоков флюидов, зависит от правильности выбора того или иного способа изоляции, с учетом условий конкретной скважины (группы скважин), обученности и оснащенности бригады КРС, внедрения и использования новых материалов, технических средств и технологий.

АНАЛИЗ ПРОДУКТИВНОСТИ ПЛАСТОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ ВАРИАНТАХ РАЗРАБОТКИ ЮРХАРОВСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТОНЕФТЯНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Антонова Е.Н.

Филиал ТюмГНГУ в городе Новом Уренгое

Юрхаровское газоконденсатонефтяное месторождение расположено на севере Тюменской области в Ямало-Ненецком автономном округе, в юго-восточной части Тазовского полуострова, на берегу Гыданской губы. В разрезе Юрхаровского месторождения выявлено 13 продуктивных пластов. В 2003 г. ОАО «СибНАЦ» выполнил подсчет начальных запасов. Запасы газа составили 747.513 млрд.м³ (по категориям C₁+C₂), газового конденсата – 35.98 млн.т, нефти – 6.74 млн.т. Лицензией на право недропользования обладает ООО НОВОТЭК “Юрхаровнефтегаз”. В настоящее время месторождение введено в полномасштабную разработку. Подавляющая часть запасов месторождения сосредоточена под акваторией Тазовской губы.

Строительство скважин ведется в условиях жестких экологических ограничений, так как месторождение расположено в природоохранной зоне. Для эффективной разработки месторождения необходимо применение новейших технологических решений.

В настоящее время проведены работы по полному анализу продуктивности горизонтальных скважин, применяемой на этапе опытно-промышленной эксплуатации, способы воздействия на пласт с целью максимального извлечения углеводорода, с минимальными потерями в пласте. Так же ведутся исследования на Юрхаровском месторождении в горизонтальных и условно-вертикальных скважинах. Проводится сравнение их продуктивности, рассчитываются различные коэффициенты, влияющие на добывающие способности скважин. Рассматривается оптимизация ликвидации заколонных газопроявлений, выбор оборудования, а так же способа сбора продукции на месторождении в нескольких вариантах.

Эффективность данного анализа помогает долгосрочно эксплуатировать уникальное месторождение без нанесения ущерба флоре и фауне, внедрить методы поддержания пластового давления с соблюдением оптимального режима эксплуатации, что позволит увеличить максимальный отбор продукции, при этом финансовые потери свести к минимуму.

В работе также рассмотрены некоторые варианты сбора продукции и разработки месторождения.

Литература:

Технологическая схема опытно-промышленной эксплуатации Юрхаровского месторождения. – Тюмень, ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2000 г.

Коррективы технологической схемы опытно-промышленной эксплуатации Юрхаровского месторождения. – Тюмень, ООО «ТюменНИИгипрогаз», 2003 г.

Оперативный подсчет запасов Юрхаровского месторождения. – Тюмень, ОАО «Сибирский научно-аналитический центр (СибНАЦ)», 2003 г.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ УСТАНОВКИ ПАРОВОЙ РЕГЕНЕРАЦИИ МЕТАНОЛА НА ГКП-1А УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

Башаров А.Р., Ялалетдинов Р.Р.
ООО «Газпром добыча Уренгой»

Разработка неоконченных отложений Уренгойского месторождения связана с добычей газа, в составе которого содержится значительное количество углеводородного конденсата. Добыча газа сопровождается таким негативным фактором как гидратообразование. Процесс гидратообразования происходит как в системе сбора скважинной продукции (скважина, газосборный коллектор), так и в системе подготовки. Это, в свою очередь, приводит к снижению эффективности работы действующего оборудования. Для предотвращения образования кристаллогидратов на промыслах применяется ингибитор гидратообразования - метанол (CH_3OH). Использование значительного количества ингибитора приводит к большим затратам на закупку материально-технических средств (около 90%). Для снижения затрат МТР на ГКП-1А разработана и внедрена установка регенерации метанола. Регенерация осуществляется на основе резервной установки регенерации ДЭГа УКПГ-1АС. В качестве сырья используется водометанольный раствор (ВМР) концентрацией 30-70%, образующийся в процессе подготовки газа на УКПГ-1АВ. Так, по линии НДЭГ транспортируется ВМР, по линии рефлюкса - регенерированный метанол, который в дальнейшем возвращается в расходные емкости парка метанола, по линии РДЭГ - остатки продуктов выпаривания (конц. 1-3%), утилизируемые через систему подготовки промышленных стоков.

В процессе промышленной эксплуатации данной схемы регенерации выявились следующие недостатки:

- содержание в составе ВМР взвешенных и битуминозных частиц, которые приводят к сокращению межревизионного периода работы технологического оборудования;

- большие энергозатраты, направленные на конденсацию паров метанола;

- трудности, связанные с регулировкой температуры регенерации;

- отсутствует возможность полного использования ВМР низкой концентрации (5-25%), так как ухудшается качество регенерированного метанола.

Решение этих задач по отдельности или в комплексе позволит увеличить эффективность работы установки регенерации и тем самым снизить потери метанола с утилизируемой пластовой водой. Повторное использование ингибитора гидратообразования позволит снизить затраты средств на процесс подготовки газа.

МЕТОДИКА ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ВОЛН ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ ДЛЯ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА К СКВАЖИНЕ

Диева Н.Н.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

В условиях падающего уровня добычи на давно разрабатываемых месторождениях, низкого коэффициента извлечения нефти, высокой обводненности продукции и других неблагоприятных факторах, поиск методов разработки месторождений нетрадиционных углеводородов представляется весьма востребованным.

В настоящей работе речь пойдет о технологии импульсно-волнового воздействия на пласт с применением взрывных веществ. Такая методика может быть применена не только с целью повышения фильтрационной способности флюида, но и с целью изменения матрицы коллектора: для разрушения непроницаемых барьеров. Подобные воздействия относятся к группе термо-газо-химического методов.

Технология заключается в создании волны высокого давления, возникающей за счёт инициации в некоторой узкой зоне трещины гидроразрыва скачка давления. Для генерирования скачка давления в скважину с трещиной ГРП сначала закачивают монопливо (например, водный раствор аммиачной селитры), а затем кислоту. При их взаимодействии начинается интенсивная реакция разложения монотоплива с резким повышением давления и температуры. Для предотвращения преждевременной реакции вслед за монотопливом до подачи кислоты в скважину закачивают буферную жидкость на основе нефтяной эмульсии, инертной по отношению к обеим жидкостям. Для продавки реагирующих составов вглубь пласта, после монотоплива в скважину закачивают продавочную жидкость на основе технической воды и легких углеводородов. Контролируемое развитие неустойчивости поверхностей раздела приводит к тому, что непосредственный контакт воспламенителя и монотоплива происходит уже на значительном расстоянии от скважины. Данный метод уже достаточно хорошо показал себя для интенсификации притока на традиционных месторождениях.

Предполагается, что в результате воздействия на пласт волны высокого давления произойдет изменение проницаемости пласта за счет образования дополнительной системы мелких трещин, прогрева ближайших к зоне реакции областей, а также за счет того, что ударная волна может провоцировать фазовые переходы и химические превращения части компонентов, входящих в состав насыщающего флюида.

Данная технология была опробована на ряде скважин Вахского, Усинского, Байтуганского, Колвинского, Леххарьгинского месторождений и имела положительный эффект в виде увеличения дебита скважин в 2 – 40 раз (на разных скважинах).

ВЫБОР ОПТИМАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ПРИМЕРЕ СРЕДНЕТЮНГСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Иванов М.Г., Чепкасова Е.В.

ООО «Газпром добыча Ноябрьск», РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Эксплуатация Среднетюнгского газоконденсатного месторождения проводится с целью обеспечения подачи газа на местные нужды. Месторождение приурочено к нижнетриасовым и верхнепермским отложениям, начальное пластовое давление в которых составляет 27,6 МПа и пластовая температура 58 °С.

Эксплуатация месторождения осложняется из-за наличия многолетних мерзлых пород (около 400 метров), труднодоступности месторождения и его малой изученности.

В работе рассматривается возможность внедрения горизонтальных скважин на месторождении. Конструктивные особенности горизонтальных скважин в отличие от вертикальных позволяют получать дебиты, в несколько раз превосходящие производительность вертикальных скважин. Причем увеличение дебита горизонтальных скважин обеспечивается не за счет повышения депрессии на пласт, а путем увеличения поверхности фильтра.

Если исходить из позиций, что чем длиннее горизонтальная часть, тем больше ее производительность, и чем длиннее этот ствол, тем дороже бурение погонного метра, то задача состоит в том, чтобы найти параметры конструкции горизонтального ствола, для которой интенсивность прироста дебита оправдана затратами на бурение. Следует подчеркнуть, что на производительность горизонтальных газовых скважин влияют множество геологических, технологических и технических факторов, без учета которых не может быть определена оптимальная конструкция.

В работе рассмотрено несколько вариантов конструкции горизонтальных скважин. Получены зависимости производительности горизонтальных скважин от длины горизонтального участка, от расположения ствола по толщине пласта, влияние анизотропии пласта на производительность горизонтальной скважины. Расчеты проведены как приближенными методами, так и при помощи прикладного программного продукта Eclipse путем построения гидродинамической модели фрагмента залежи.

ЗАЩИТНЫЕ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ СВОЙСТВА ЛЕТУЧИХ ИНГИБИТОРОВ СЕРОВОДОРОДНОЙ КОРРОЗИИ СТАЛИ НА БАЗЕ МОНОАМИНОВ

Кашковский Р.В.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации оборудования и трубопроводов является одной из важнейших задач при добыче и переработке природного газа. Особенно опасны H_2S -содержащие среды, поскольку в них может происходить интенсификация самого коррозионного процесса, а также наводороживание стальной конструкции и коррозионное растрескивание оборудования.

Сероводородная коррозия (СВК) стали возникает при добыче, транспортировке, переработке и хранении углеводородного сырья. СВК также может иметь место и при осушке или очистке газа с помощью гликоля или аминоспиртов. Характерно, что часто площадь поверхности, соприкасающейся с паровой фазой, значительно больше, чем с жидкой, при этом скорость коррозии в паровой фазе нередко выше, чем в водной. При хранении сырой и даже товарной нефти в верхней части резервуаров тоже возникают опасные коррозионные повреждения в паровой фазе.

Возможность применения в таких средах летучих ингибиторов коррозии (ЛИК) обсуждалась довольно широко. ЛИК в отличие от контактных ингибиторов обладают достаточным давлением пара (p_s), чтобы быть летучими, насыщать газопаровую фазу и адсорбироваться из нее на поверхности сталей, создавая самоорганизующиеся защитные слои. Однако сведения о разработке новых ЛИК для защиты сталей именно от СВК в современной научной литературе весьма ограничены. В связи с этим в настоящей работе проведены исследования защитных и технологических свойств летучих аминов, а также факторов, влияющих на процесс ингибирования СВК в паровой фазе.

На основании полученных в работе данных и при помощи методов целенаправленной оптимизации химической структуры и состава ЛИК разработаны эффективные ингибиторные составы, которые могут успешно использоваться для нужд газовой промышленности. Приведены результаты сравнительных испытаний разработанных ЛИК с образцами промышленно применяемых отечественных и импортных аналогов.

ПРОГРАММА ОБРАБОТКИ РЕЗУЛЬТАТОВ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ СКВАЖИН

Кодаш М.В.

ООО «Газпром ПХГ» ИТЦ

На основании результатов газодинамических исследований принимаются решения по режиму эксплуатации скважины. Не верно заданный режим эксплуатации скважины ведет к разрушению призабойной зоны, обводнению скважины, увеличением выноса мех примесей и т.д., что в свою очередь ведет к уменьшению производительности скважин. Так же на основании результатов ГДИ принимаются решения по контролю за эксплуатацией, в моделировании, в проектировании/реконструкции и строительстве новых объектов. Не верные результаты замера или результаты обработок замера могут привести к серьезным последствиям. В связи с чем, необходимо проводить замеры и их обработку в жестком соответствии с инструкциями и утвержденными стандартами.

Особенностью программы является:

- учет наличия жидкости в потоке газа. Не учет наличия жидкости в газе является одной из основных причин не верного определения забойного давления. Наличие жидкости в газе влияет на его вес, и чем больше глубина скважины и больший водный фактор, тем тяжелее столб газа;

- учет движения газа вне НКТ. Бывают скважины в которых НКТ спущена не до интервала перфорации, а расчет данных скважин производится с учетом спуска НКТ в середину интервала перфорации. Данный метод пересчета используется в следствие того, что учет движения газа одновременно как в НКТ, так и вне НКТ крайне трудоемкий. В данной программе, при необходимости, происходит пересчет давления с устья на конец НКТ, и затем происходит пересчет с конца НКТ до середины интервала перфорации;

- возможность сохранения результатов расчет в отдельный текстовый файл и как следствие его повторное открытие. Данная функция реализована как для удобства хранения/накопления базы данных исследования скважин так и для удобства пересылки результатов расчета по электронной почте;

- функция формирования АКТа проведенной обработки результатов газодинамических исследований скважин. Акт формируется в Excel сразу под печать.

На сегодняшний момент программа способна проводить расчеты по 3 видам: расчет только пластового давления; расчет пластового давления и коэффициентов фильтрационного сопротивления А и В; расчет только коэффициентов фильтрационного сопротивления по известному пластовому давлению.

ОДНОВРЕМЕННО-РАЗДЕЛЬНАЯ ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПЛАСТОВ СТРУЙНЫМИ НАСОСАМИ

Кудаева К.А.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

В работе предлагается модель установки для одновременно-раздельной эксплуатации пластов. Струйные насосы имеют ряд существенных преимуществ в осложненных условиях работы, эти насосы компактны, в них отсутствуют подвижные детали, и струйные насосы способны перекачивать газожидкостные смеси и газы, поэтому целесообразно расширять область применения этих насосов. Была предложена модель с параллельным соединением двух гидроструйных насосов. Внедрение такой установки позволяет сократить объемы бурения за счет использования ствола одной скважины и эксплуатировать одновременно пласты с различными коллекторскими характеристиками и свойствами перекачиваемых сред.

РЕЗУЛЬТАТЫ МАТЕМАТИЧЕСКОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ ПОВЕДЕНИЯ ПУЗЫРЬКОВ ГАЗА, ВЗВЕШЕННЫХ В НАСЫЩАЮЩЕЙ ВОДОЙ ПОРИСТОЙ СРЕДЕ В ВОЛНОВОМ ПОЛЕ

Лапоухов А., Севастьянов Л.
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В порядке исследования возможностей новых научно-технических решений, направленных на совершенствование технологии эксплуатации обводнившихся газовых скважин, изучался потенциал технологии волнового воздействия.

Технология волнового воздействия предусматривает спуск в продуктивный интервал обводнившейся добывающей газовой скважины источника возмущений волнового поля с определенными техническими параметрами. Предполагается волновое воздействие на призабойную зону скважины, представляющую собой участок пласта-коллектора, насыщенный двумя фазами: газ и вода. Прибор генерирует импульсный сигнал, инициирующий процесс соответствующего колебания размеров газовых включений. Таким образом, при наличии градиента пластового давления добиваются подвижности защемленных газовых пузырей за счет повышения относительной фазовой проницаемости по газу.

Проведено математическое моделирование указанного процесса.

Модель предполагает регулярное распределение однородных, одномерных сферических частиц – «зерен» пласта-коллектора в виде гексагональной (наиболее плотной) их упаковки. Элементарная ячейка представляет собой тетраэдр, заключающий в себе полость, условно заполненную жидкостью, в которой взвешен 1 пузырек газа. Пузырек не примыкает к частицам породы и имеет потенциал кавитационного расширения вплоть до сферической формы, при которой происходит контакт пузырька с зернами. В основе математической модели положено уравнение Релея, модифицированное с учетом вязкости среды, сил поверхностного натяжения и давления газа в пузырьке.

Использовано известное решение данного уравнения.

В результате получены зависимости между частотами, амплитудами воздействия и эффектом роста радиуса пузырька при различных величинах пластового давления.

Показано, что наибольшая эффективность волнового воздействия имеет место при малых значениях газонасыщенности; необходимость широкополосного излучения (против узкополосного вблизи резонансной частоты); низкие частоты (инфразвук и ближний акустический диапазон) приводят к наибольшему росту пузырьков; высокочастотные импульсы менее энергозатратны; существенный рост пузырька наблюдается при амплитудах сигнала вблизи и выше давления флюида (порядка $>1,1$ от $P_{пл}$).

ВЫПОЛНЕНИЕ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН БЕЗ ЗАТРАТ НА ПРИВЛЕЧЕНИЕ СПЕЦИАЛЬНОЙ ТЕХНИКИ

Лузан Л.А., Силов В.Ю.

ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

В эксплуатационных вертикальных, субвертикальных и наклонных скважинах, газодинамические исследования традиционно выполняются силами геологических служб промыслов. В процессе выполнения газодинамического исследования, прибор (глубинный термоманометр), спускается в скважину на проволоке с помощью мобильного каротажного подъемника. Точка записи традиционно соответствует середине интервала перфорации. Горизонтальные скважины, из-за их конструктивных особенностей, так исследовать невозможно. Прибор в горизонтальную часть ствола, под действием собственного веса, не пройдет. Здесь возникает необходимость использования других, значительно более сложных технологий доставки и размещения прибора в горизонтальную часть скважины.

Это могут быть скважинные тракторы, гибкие трубы (колтубинг), в некоторых случаях используются насосно-компрессорные трубы. Все эти технологии достаточно эффективны и зачастую позволяют решить большинство стоящих перед исследованием задач. Это в первую очередь, определение геометрических и фильтрационных характеристик пласта при известных изменениях давлений. Данные изменения достаточно точно регистрируются в процессе проведения исследований. Однако у технологий исследования с доставкой приборов в горизонтальную часть ствола есть минусы, которые зачастую заставляют отказываться от их проведения. К таковым относится высокая цена, обязательное привлечение сервисных компаний, высокие риски оставить прибор в скважине (грязь в горизонтальной части скважины), загрязнение датчиков, а в ряде случаев возникает необходимость глушения скважины и привлечение бригады подземного ремонта. Все перечисленное, заставляет искать более простой и менее затратный способ проведения ГДИС в горизонтальных скважинах при этом сохраняющий высокую достоверность получаемой информации. Такие попытки предпринимались и на нашем предприятии. Так был выполнен, целый ряд исследований с регистрацией изменения давления только на устье (трубки, затрубье). Однако они не принесли желаемого результата. Регистрируемые кривые восстановления давления (КВД), при устьевых замерах, имели зачастую достаточно сложную форму. Давление после остановки скважины начинало возрастать, а затем, достигая экстремума, на кривой появлялся ниспадающий участок.

Так же проводились глубинные исследования с привлечением подрядчика, ООО «Ямал Петросервис». Данные исследования выполнены в июле 2011 года на Муравленковском месторождении. Приборы в скважину, в том числе и ее горизонтальную часть, доставлялись с использованием гибкой трубы (колтубинг). Исследования проведены на четырех скважинах с горизонтальным завершением (1013, 1023, 1032, 1043). Задача доставки приборов в горизонтальную часть ствола была решена успешно. Но при этом, задача получения кондиционных данных по выполненному газодинамическому исследованию осталась нерешенной. Как следствие, основная цель исследования оказалась не достигнутой. Сущность предлагаемых альтернативных исследований без привлечения подрядных организаций включает рекомендации использовать каротажные подъемники (АИС) и глубинные приборы (САМТ, Манограф) из арсенала уже имеющихся ресурсов геологических служб промыслов. Точка записи при выполнении исследования, может быть перенесена из горизонтальной части ствола скважины, в область участка резкого набора кривизны. Обычно это на 30-60 метров выше кровли продуктивного пласта. Столь незначительное удаление точки записи от исследуемого объекта, не приведет к сколь либо существенному искажению регистрируемого изменения давления, что позволит получить кондиционный набор кривых. Их последующая интерпретация и анализ, позволит выполнить обоснованное определение комплекса фильтрационных характеристик пласта и решить все стоящие перед исследованием задачи. Интерпретацию данных исследований горизонтальных скважин, предлагается выполнять силами службы разработки месторождений инженерно-технического центра, группой гидродинамических исследований. В группе имеются все необходимые программные комплексы для проведения интерпретации и анализа данных газодинамических исследований в горизонтальных скважинах. Так же специалистами группы может быть выполнен этап подготовки и планирования исследований с определением его ключевых элементов: продолжительности, количество и последовательность циклов, прогноз возможного поведения давления и т.д. Авторы предложения выполнили пилотное опробование возможности проведения исследования в горизонтальной скважине по предлагаемой схеме и получили успешный результат. Исследование выполнено на скважине 1262 (горизонтальная) Еты-Пуровского месторождения. В докладе подробно разобрана интерпретация данного исследования. Произведена оценка экономической эффективности выполнения газодинамических исследований горизонтальных скважин без привлечения подрядных организаций, на основании полученного коммерческого предложения ООО «Ямал Петросервис» при выполнении работ на скважинах Муравленковского месторождения.

ТЕХНИКО-ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ ПО ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ УСТАНОВОК ПРОМЫСЛОВОЙ ПОДГОТОВКИ ГАЗА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ЗАЛЕЖЕЙ ЗАПОЛЯРНОГО НГКМ

Мустафин А.Р., Квиткова Д.Е.
ООО «Газпром добыча Ямбург»

Современные требования к качеству подготовки углеводородного сырья накладывают высокие требования к технологическому оборудованию установок комплексной подготовки газа. Наиболее высокие требования предъявляются к оборудованию установок подготовки пластового флюида с высоким конденсатным фактором. В начальный период эксплуатации выделение газового конденсата осуществляется методом низкотемпературной сепарации (НТС) за счет перепада давления на дроссельном клапане. На следующем этапе, проектом разработки предполагается работа установки с использованием турбодетандерных агрегатов (ТДА).

В настоящее время на введенных 2011 и 2012 годах установках комплексной подготовки газа неомских залежей Заполярного месторождения УКПГ-1В и УКПГ-2В перевод схемы низкотемпературной сепарации с дросселем на работу НТС с турбодетандером не реализуется по следующим технологическим причинам: значительное содержание капельной жидкости до 4000 мг/1000 м³ в потоке газа на выходе из промежуточного сепаратора 20С-2 при проектных показателях 50 мг/1000 м³, а также высокое содержание выделившихся компонентов С₃⁺ в потоке газа на входе в турбину ТДА.

С целью выработки технических решений по обеспечению проектного режима эксплуатации специалистами ООО Газпром добыча Ямбург» совместно с ООО «ТюменНИИгипрогаз» проведен детальный анализ проб газов сепарации и нестабильных конденсатов из технологических аппаратов УКПГ-1В и УКПГ-2В ЗНГКМ. В среде технологического моделирования HYSYS была разработана термодинамическая модель УКПГ-В, являющаяся основным звеном расчетных моделей скважина-пласт и «газосборной сети». Фактически был выполнен инжиниринг газового промысла ЗНГКМ, который позволил смоделировать единую геолого-технологическую модель и выявить слабые места существующей технологической схемы подготовки пластового флюида газоконденсатных залежей.

По результатам проведенных технико-математических исследований были определены два технологических направления по оптимизации работы установок низкотемпературной сепарации:

Снижение равновесного содержания С₅⁺ в газе перед ТДА

Рециркуляция газов выветривания в НТС

В докладе рассмотрен комплекс технико-технологических решений по модернизации сепарационного оборудования и оптимизации схемы низкотемпературной сепарации.

АНАЛИЗ ПРИМЕНЕНИЯ И МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ УЭЦН В ОСЛОЖНЕННЫХ УСЛОВИЯХ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

Осипов Г.В.

ООО «Газпром добыча Уренгой»

Опытнo-промышленная эксплуатация установок электроцентробежных насосов (ЭЦН) на Уренгойском месторождении ведется с 2008 года, основная цель которой получение опыта глубинно-насосного способа добычи нефти с помощью оборудования лучших мировых производителей как зарубежных, так и отечественных компаний. Результатом этой работы является подбор насосной установки с необходимым дополнительным оборудованием, обеспечивающим оптимальную работу (максимально возможную наработку на отказ) в условиях Уренгойского месторождения.

В настоящее время на нефтяных скважинах ООО «Газпром добыча Уренгой» успешно применяются установки ЭЦН 3, 4 и 5-го габаритов. Данное оборудование является уникальной разработкой ЗАО «Новомет-Пермь». В них реализован целый ряд конструкторских решений, направленных на улучшение гидродинамических характеристик и повышение надежности нефтедобывающего оборудования. Например, ступени насосов 4 габарита выполнены методом порошковой металлургии, что позволяет получать детали с высоким качеством поверхности, высокой износо- и коррозионностойкостью.

Для борьбы с засорениями насосов механическими примесями в составе установок используются шламоуловители. Для оптимальной эксплуатации ЭЦН применяются газосепараторы для отделения свободного газа в затрубное пространство скважины. Кроме того, с 2010 года включение дополнительного модуля погружного контейнера для твердых ингибиторов солеотложений (КСТР) позволяет достичь оптимальных условий работы в первый год из-за отсутствия образования солеотложений на рабочих органах насоса.

Основными задачами опытнo-промышленной эксплуатации установок ЭЦН НГДУ ООО «Газпром добыча Уренгой» на ближайшее время являются увеличение общего числа нефтяных скважин, эксплуатирующихся с помощью УЭЦН, обеспечивая при этом: вывод из консервации малодебитных, обводненных скважин с приобщением водоносных горизонтов, увеличение наработки насосов на отказ и реализацию потенциала скважин с техническими ограничениями.

МОНИТОРИНГ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ПОМОЩЬЮ ОПТОВОЛОКОННЫХ СИСТЕМ

Островерхов А.С., Азаматов М.А., Акшинцев М.В.,
Филиал «Газпромнефть-Муравленко» ОАО «Газпромнефть-ННГ»

В данной работе будет рассмотрена система мониторинга газовых скважин при помощи оптоволоконна. Оптоволоконная система позволяет осуществлять непрерывный контроль за рабочими параметрами скважины в режиме реального времени, что даёт возможность более эффективно управлять скважинами и процессом разработки для достижения более высоких показателей добычи. На основании получаемой информации возможно решение следующих задач:

- Оценка текущего технологического режима работы скважины; сопоставление забойных величин и дебита; корректировка алгоритма расчёта технологического режима для других скважин, не оборудованных данной системой;
- Наблюдение за изменением измеряемых параметров при изменении режима работы скважины, её остановки и запуска;
- Выявление наличия жидкости на забое, определение газо-водяного раздела, наблюдение за его миграцией при изменении режима работы скважины; постановка задач и планирование дальнейших мероприятий по контролю за разработкой (отбор проб жидкости и химени анализ, ГИС по контролю за ГВК);
- Выявление температурных аномалий по стволу скважины, установление их природы;
- Корреляция результатов исследований по скважинам, оборудованным оптоволоконными системами.

Интерпретация и правильное использование получаемой информации, даёт возможность достижения максимальной выработки запасов газа, сокращения потерь, связанных с остановками скважин для проведения замеров, а так же снижения затрат на КРС.

ПРИЧИНЫ И МЕТОД ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ КОЛЬМАТАЦИИ ПРИЗАБОЙНОЙ ЗОНЫ СКВАЖИН ПРИ ПРОВЕДЕНИИ КАПИТАЛЬНЫХ РЕМОНТОВ

Попов Н.В.

ООО «Газпром ПХГ»

Продуктивные характеристики скважин являются основным показателем определяющим производительность месторождений и подземных хранилищ газа. Сохранение продуктивных характеристик является доминирующей задачей процесса эксплуатации скважин.

Снижение продуктивных характеристик скважин происходит, в том числе, и по причине кольматации призабойной зоны, как в процессе эксплуатации, так и при проведении капитальных ремонтов.

Причинами кольматации призабойной зоны, в процессе капитального ремонта, являются:

- поглощение скважинами раствора, при их глушении;
- ликвидация поглощения раствора с помощью установки вязкоупругих и блокирующих пачки;
- попадание вязких и цементирующих веществ в призабойную зону скважин.

Попадание вязких и цементирующих веществ в призабойную зону скважин является следствием ошибок, как правило, носит разовый характер. Предупреждение повторного возникновения данной причины достигается с помощью организационных мероприятий, дублирование контроля технологических операций и т.д.

Причиной поглощения раствора и установки вязкоупругих и блокирующих пачек, при глушении скважин, является отсутствие контроля величины забойного давления. Если в процессе глушения давление на забое:

- $P_{\text{заб}} > P_{\text{пл}} + \Delta P_{\text{погл.}}$, скважина поглощает раствор;
- $P_{\text{заб}} < P_{\text{пл}} - \Delta P_{\text{прит.}}$, в скважину поступает флюид.

$P_{\text{заб}}$ – давление на забое скважины, $P_{\text{пл}}$ - пластовое давление, $\Delta P_{\text{погл}}$ – перепад давления, между забойным и пластовым, обеспечивающий поглощение раствора, $\Delta P_{\text{прит}}$ - перепад давления, между пластовым и забойным, обеспечивающий приток газа с пласта в ствол скважины.

В данной работе рассмотрены причины поглощения скважинами, при их глушении, больших объемов раствора и установки вязкоупругих и блокирующих пачек, предложена методика глушения скважин позволяющая исключить поглощение раствора и установку вязкоупругих и блокирующих пачек.

ПРОБЛЕМЫ ОСВОЕНИЯ НОВЫХ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ В АРКТИЧЕСКОМ РЕГИОНЕ

Савельева А.М.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Наиболее крупные нефтегазовые объекты, осваиваемые в прошедшее десятилетие и освоение которых планируется в ближайшие годы, расположены в Арктических территориях. По сравнению с месторождениями, расположенными в центральных и южных частях страны, северные месторождения обладают рядом особенностей как то: удаленность от промышленно развитых регионов; отсутствие инфраструктуры, которые ведут за собой логистические проблемы; неблагоприятные географо-климатические условия, сложные инженерно-геологические условия территорий освоения и обустройства месторождений.

При проектировании обустройства месторождений в Арктическом регионе необходимо обращать внимание на следующие моменты:

В нашей стране добыча сырья в Арктике регулируется 40 законами и 1200 резолюциями, но большинство документов не учитывает особенности региона. Необходимо разработка новых стандартов и сводов правил применимо к Арктическому региону.

Арктика представляет собой уникальный хрупкий природный комплекс, требующий подбора таких технических решений по его разработке, которые подразумевают защиту окружающей среды на всех стадиях процесса освоения. При принятии проекта нужно руководствоваться не только экономической, но и экологической составляющей. Очень важно присутствие объединенной системы мониторинга объектов.

Удаленность территорий от объектов инфраструктуры и рынков сбыта ставит перед Россией вопрос поиска новых транспортных коридоров и развития СМП.

С развитием промышленности в Арктике возникает спрос на хладостойкие материалы и оболочки.

Климатические особенности региона накладывают ограничения на процесс бурения.

В качестве решения этой проблемы применяются незамерзающие буровые растворы на нефтяной основе, изменяется материальное исполнение буровых труб, распространяется технология горизонтального бурения.

Недостаточная изученность геологического строения и нефтегазоносности российского шельфа. Неглубокие придонные залежи свободного газа и газовых гидратов представляют опасность при проведении буровых работ.

При эксплуатации скважин велика вероятность обводнения скважин. Существующие способы изоляции воды гелями на основе полиакриламида могут помочь в решении подобной проблемы.

При подготовке газа в северных условиях снижается точка росы, что влечет за собой решения по модификации установок подготовки. К тому же важной проблемой является рациональное использование ингибитора.

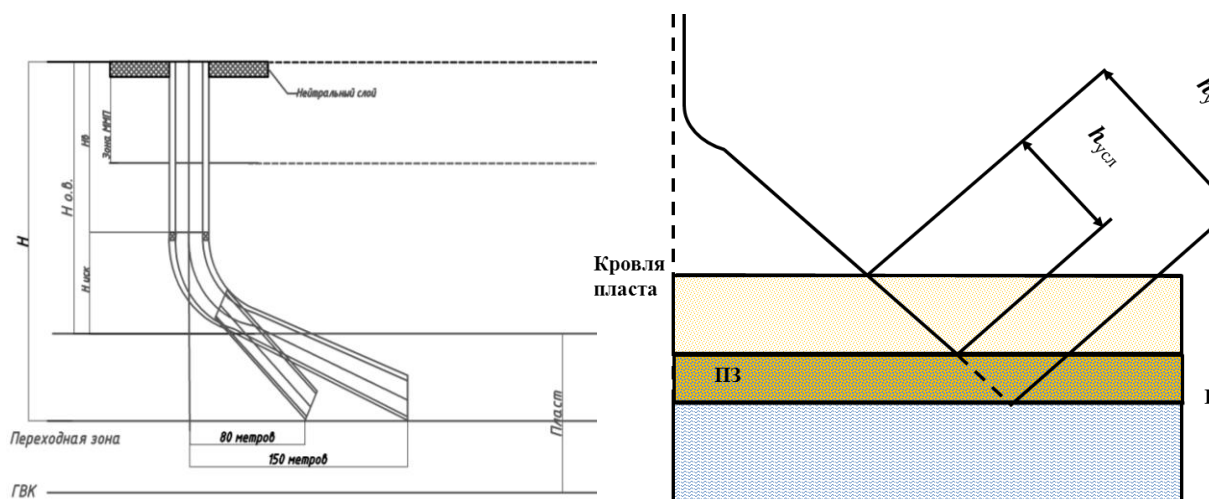
Опыт зарубежных коллег показывает, что при использовании новейших инженерных подходов и адаптации их к российской действительности можно добиться существенного снижения стоимости проектов при сохранении достаточного уровня надежности. Иностраный опыт демонстрирует плюсы, которые дает синхронизация всех работ по освоению и разработке с решением социально-экономических проблем функционирования хозяйства территории.

Освоение арктических территорий является одной из стратегических задач экономического развития России. Проблематичность достижения максимальных уровней нефтегазодобычи в Арктике продиктована не ограниченностью ресурсной базы региона, а современным состоянием технологических возможностей. При применении инновационных подходов, основанных на западном адаптированном для России опыте и современных технологиях, можно добиться рациональной разработки арктических недр.

ПРОЕКТ ОПЫТНО-ПРОМЫШЛЕННОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ БОВАНЕНКОВСКОГО НГКМ

Скрябина А.С., Дорохин В.Г
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Бованенковское НГКМ расположено в северо-западной части и является базовым месторождением полуострова Ямал. Оно входит в состав так называемой Бованенковской группы месторождений, которые наиболее подготовлены к освоению. В рамках работы решались следующие основные задачи: обоснование конструкции эксплуатационной скважины, сравнение двух вариантов разработки, технико-экономический анализ расчетных вариантов и расчет пропускной способности предохранительного клапана. Принципиальное различие рассматриваемых вариантов разработки заключается в конструкции средней скважины.



При расчете коэффициентов фильтрационных сопротивлений была сделана попытка учесть влияние отклонения ствола от вертикали путем введения величин $h_{усл}^{полн}$ и $h_{усл}$ вместо толщины пласта и вскрытой толщины пласта.

УВЕЛИЧЕНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ ПУТЕМ СОЗДАНИЯ СИСТЕМЫ ОПЕРАТИВНОГО УЧЕТА ГАЗЛИФТНОГО ГАЗА НА ВОСТОЧНОМ УЧАСТКЕ ОНГКМ

Тарасова Е.М.

ЗАО «Газпром нефть Оренбург»

ВУ ОНГКМ – это нефтяное месторождение с газовой шапкой, расположено в юго-восточной части Оренбургской области. Оно является одним из крупнейших месторождений углеводородов Волго-Уральской нефтегазоносной провинции и Соль-Илецком нефтегазоносном районе. ВУ ОНГКМ разрабатывается за счет энергии газовой шапки и на режиме истощения. Следствием такого режима разработки стало сильное снижение пластового давления, перевод 60% добывающих скважин на механизированную добычу, а именно добычу с помощью газлифта.

Основная проблема заключается в том, что неизвестны объемы газлифтного газа, подаваемого в каждую скважину, а так же давление газа на устье скважин. Это приводит к неэффективной добыче нефти. Кроме того в некоторых скважинах происходит прорыв газа с газовой шапки к забою скважины, что в свою очередь повышает устьевые давления и газовый фактор.

Для решения данной проблемы было предложено создать и внедрить систему оперативного учета газлифтного газа. Для определения необходимости и эффективности внедрения данной системы в специализированных программных продуктах были построены модели скважин, а также система трубопроводов. На адаптированных моделях проводилась оптимизация газлифтного оборудования, определение зависимости дебита нефти от газового фактора, обводненности и пластового давления.

Оптимизация газлифтного оборудования проводилась на примере девяти скважин, относящихся к одной групповой замерной установке. Среди них пять скважин, работающие на газлифте и четыре фонтанирующих скважины.

Было установлено, что лучшим вариантом оптимизации газлифтной системы является комбинация двух рассчитанных сценариев:

1. Перераспределение существующих объемов газлифтного газа. Суточная добыча составит 2,85 м³ нефти на каждую 1000 газлифтного газа. Что в 1,5 раза выше, чем в остальных вариантах.

2. Перевод фонтанирующих скважин на газлифтный способ добычи при текущих условиях работы. Суточная добыча составит 2,17 м³ нефти на каждую 1000 газлифтного газа. Что в 1,17 раза выше, чем в остальных вариантах.

ИННОВАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РАЗРАБОТКИ СРЕДНЕВИЛЮЙСКОГО ГКМ

Федорова Н.П.

Институт проблем нефти и газа РАН

На территории Дальневосточного федерального округа сформирована значительная сырьевая база нефти и газа. В частности, разведанные и предварительно оцененные запасы газа месторождений Якутии по категориям С1 + С2 составляют 2,5 трлн. куб. м. Энергетический потенциал республики многократно перекрывает современные и перспективные собственные внутренние потребности. Республика не нуждается в больших внутренних потребностях в газовом сырье, в связи с этим, из 30 месторождений, числящихся в настоящее время на государственном балансе, лишь единичные были вовлечены в промышленную разработку в Якутии. Из них по объему накопленной добычи и соответствующей геолого-промысловой информации ведущее место занимает Средневилюйское газоконденсатное месторождение (СВГКМ).

В настоящее время для развития месторождения актуальны исследования, направленные на изучение возможности применения инновационных технологий разработки. Они позволят устранить простои оборудования в межсезонный период и летний дефицит продукции, а также нарастить суммарный добываемый объем газа, а соответственно, и конденсата, что позволит частично сократить расходы на завоз бензина и дизельного топлива из-за пределов республики.

Современными и перспективными технологиями при разработке газоконденсатных месторождений, значительно влияющими на рост объемов добычи, являются использование сайклинг-процесса, а также создание подземных хранилищ газа.

В результате проведенных исследований предложено оптимизировать разработку СВГКМ путем создания подземного хранилища газогидратов. Отмечено преимущество хранения сырья в виде газогидратов.

Создание ПХГ на территории республики увеличит энергетический потенциал республики, так как объект можно использовать как резерв для последующей равномерной выработки из него газа. Также, у Средневилюйского месторождения увеличится суммарный добываемый объем газа, а соответственно, и конденсата, что позволит получать большое количество легких фракций углеводородов, из которых получают различные виды топлива.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ МЕТОДОВ ГАЗОГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ РАСЧЕТОВ ИЗМЕНЕНИЯ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЙ В ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ СКВАЖИНАХ

Хисматуллина Л.Г.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Характерной особенностью многих газовых месторождений является появление воды в продукции скважин и возникающие при этом проблемы, связанные с накоплением жидкости на забое, обуславливающие снижение дебита газа вплоть до полного прекращения добычи. При этом возникает необходимость в рассмотрении ряда задач, среди которых важнейшее место занимает определение забойного давления. Очевидно, что решение поставленной задачи требует применения самых новейших достижений в области гидродинамики многофазных сред.

В работе приводятся результаты численных экспериментов, основной целью которых было определение эффективности существующих методов расчета забойного давления в газовых скважинах, работающих с выносом жидкости. О приемлемости методик судят, сравнивая расчетные кривые распределения давления, полученные по нескольким методикам, с фактическими результатами поинтервального изменения параметров работы скважин на данном месторождении. Со временем условия работы скважин на месторождении меняются и выбранная ранее методика дает все большие погрешности. Поэтому с изменением условий целесообразно подбирать новую методику, соответствующую этим условиям, более того, нужно применять разные методики для различных групп скважин.

Проведен анализ влияния точности определения забойного давления на выполнение условий выноса жидкости и даны практические рекомендации по установлению технологического режима эксплуатации газовых скважин Ямбургского ГКМ, исключающего накопление жидкости в лифтовых колоннах.

В работе проведено гидродинамическое моделирование с целью оценки точности выбранного метода расчета перепада давления в скважине и для обеспечения достоверности технологических показателей разработки.

ПРИМЕНЯЕМЫЕ МЕТОДЫ БОРЬБЫ С АСПО НА НЕФТЯНЫХ СКВАЖИНАХ УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

Ходжаев В.В.

ООО «Газпром добыча Уренгой»

Серьезной проблемой при эксплуатации нефтяных скважин на Уренгойском НГКМ с высоким содержанием парафина и наличием многолетне-мерзлых пород является образование АСПО. При любом способе добычи постепенное сужение проходного сечения НКТ вследствие образования АСПО ведёт к снижению производительности скважины, снижению общего объёма добытой нефти, отказу подземного оборудования. В этих условиях нормальная работа скважин невозможна без правильного выбора технологии борьбы с АСПО, что будет способствовать сокращению числа ремонтов и уменьшению простоев скважин, позволит продлить срок службы оборудования, обеспечить ритмичную работу промысла и снизить себестоимость добычи нефти.

На нефтяных скважинах Уренгойского НГКМ применялись различные способы предотвращения и ликвидации АСПО: тепловая обработка горячим конденсатом, спускоподъемные операции механических скребков, термоизолированные лифтовые трубы, остеклованные насосно-компрессорные трубы и ингибиторы парафинообразования.

С 2008 года в качестве способа предотвращения парафино-гидратных пробок применяется Установка нагрева нефти с использованием греющего кабеля. Принцип действия Установка нагрева нефти основан на подаче необходимого количества электрической мощности на нагревательный кабель (который спускается в насосно-компрессорную трубу скважины) и подогрев пластовой продукции до температуры, предотвращающей образования парафино-гидратных пробок.

На борьбу с АСПО тратятся значительные материально-технические и рабочие ресурсы. Универсальный способ для предотвращения парафино-гидратных пробок отсутствует. Рекомендации для того или иного метода борьбы с АСПО должны осуществляться индивидуально для каждой скважины, используя сведения о её эксплуатации и анализируя затраты на ведение профилактических работ по АСПО. Приоритетным направлением в борьбе с АСПО в НГДУ должно быть применение наиболее экономичных методов, не требующих больших материальных и трудовых затрат.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ГИДРАТООБРАЗОВАНИЯ В ВЕРТИКАЛЬНЫХ СКВАЖИНАХ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Яныбаева Л.Р.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

При разработке газовых и газоконденсатных месторождений в условиях низких температур наблюдается образование газовых гидратов в скважине, которое приводит к закупориванию внутреннего пространства труб. В настоящее время разрушение гидратов производится преимущественно с использованием закачки метанола. В данной работе произведен подбор оптимальных с точки зрения эксплуатации скважины параметров, при которых не происходит формирования гидратов

Проведено прогнозирование скорости роста толщины гидратных отложений, распределения температуры, давления по длине вертикальной скважины, а также дебитов безгидратной работы скважины №3 Луценковского, Среднетюнгского и Заполярного ГКМ. Математическая модель включает основные явления, приводящие к образованию гидратов – в первую очередь, теплообмен с прилегающими породами, а также эффект дросселирования. При малых значениях дебита температура газа, проходящего через скважину, за счет теплоотдачи в окружающие породы снижается до температуры образования гидратов. Та же ситуация наблюдается и при высоких дебитах – вследствие эффекта дросселирования большое падение давления приводит к большому снижению температуры. Неопределенности при практическом прогнозировании образования гидратов связаны с сильным влиянием параметров, вводимых в теорию и характеризующих этот процесс.

В ходе выполнения работы изучен процесс образования и роста гидратов в стволе вертикальной скважины. Температура трехфазного равновесия газ-гидраты-вода определена по составу пластового газа с помощью программы Sloan, коэффициенты Джоуля-Томсона получены с сайта National Institute of Standards and Technology. На основе этих данных получена система уравнений, связывающих условия фильтрации газа в пласте, течение газа в скважине, поле температуры в окружающих породах и рост толщины гидратных отложений в стволе скважины.

В программе COMSOL Multiphysics получено численное решение данной системы уравнений и проанализированы возможные режимы работы скважин при различных условиях.

Результаты расчетов безгидратных режимов работы скважин на этих месторождениях, распределение температуры и давлений получены с погрешностью в пределах 10-15% от реальных значений. Результаты прогноза представляются удовлетворительными.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М. ГУБКИНА

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ЮБИЛЕЙНОЙ ДЕСЯТОЙ ВСЕРОССИЙСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ, СПЕЦИАЛИСТОВ И СТУДЕНТОВ

«Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика)

8 –11 октября 2013 г.

Секция 3 Бурение скважин

Москва
2013 г.

АПРОБАЦИЯ ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ СИСТЕМ В ПРОЦЕССЫ СТРОИТЕЛЬСТВА И ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН

Архипов А.И.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Автоматизация всех технологических процессов – неизбежный этап современного развития любой отрасли промышленности. Развитие микроэлектроники, программного обеспечения, а также разработка новых композиционных материалов повышенной прочности и легкости открывают возможности для пересмотра традиционных подходов освоения нефтегазовых месторождений. Назрела необходимость сформулировать технические требования к создаваемым техническим системам применительно к процессам бурения и эксплуатации скважин и обозначить решаемые ими задачи. Требуется разработать единую терминологию и классификацию новых конструкторских решений наподобие известной классификации ТАМЛ для многозабойных скважин.

В докладе приводится пример разработки одной из таких технических систем измерения расстояния между скважинами посредством электромагнитного излучения, интеграции ее с известными забойными телеметрическими системами каротажа в процессе бурения. Приведен алгоритм ее работы, структурная схема и перспективные функциональные возможности. Представлены результаты промысловых экспериментов на месторождениях ООО «ЛУКойл – Западная Сибирь» при бурении скважин на Повховском, Ватьеганском и Южно-Ягунском нефтяных месторождениях.

Проведенные исследования легли в основу проекта «Разработка теоретических и методических основ создания интеллектуальных нефтегазовых месторождений», осуществляемого научным коллективом РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина и Института физики Земли РАН. Проект направлен на разработку программных сред, позволяющих исследовать на количественном уровне способы генерации и регистрации электромагнитного поля, распространение его по скважине и в геологической среде.

ВЛИЯНИЕ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ФИЛЬТРАТА БУРОВОГО РАСТВОРА И СКЕЛЕТА ПОРОДЫ НА ПРОДУКТИВНОСТЬ СКВАЖИН

Бороздин С. О.

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Современная технология вскрытия продуктивных пластов бурением не исключает загрязнение продуктивного интервала. Обычно при фильтрации в проницаемый пласт на поверхности стенки ствола формируется фильтрационная корка. В пристенные участки ствола поступает наиболее тонкая твердая и жидкая (фильтрат раствора) фаза, создавая зону проникновения фильтрата и оттесняя пластовые флюиды вглубь пласта.

Глубина зоны проникновения фильтрата зависит от суммирующего направления действия $\text{grad } \Delta p$, ΔT (градиент от перепада давлений и температуры между скважиной и пластом) и $\text{grad } \Sigma \Delta \text{физ.хим.}$ (результатирующий градиент действия капиллярных, диффузионных, электрических и других давлений, возникающих в ПЗНП при контакте с буровым раствором).

Влияние $\text{grad } \Sigma \Delta \text{физ.хим.}$ особенно сильно проявляется в низкопроницаемых коллекторах, а величина и направление действия этого градиента могут существенно изменить кинетику формирования и глубину зоны проникновения фильтрата буровых растворов и на распределение фаз в околоскважинной зоне коллектора.

Исследования проводились методом регистрации изменения веса образцов в процессе капиллярной пропитки фильтрами буровых растворов на водной основе с различными ПАВами.

В качестве образцов использованы керны низкопроницаемых коллекторов, насыщенных газом или углеводородной жидкостью.

Установлено, что капиллярная пропитка в ряде случаев заметно влияет на формирование зоны проникновения фильтрата бурового раствора в околоскважинном пространстве, увеличивая или снижая её объём. Таким образом, при прогнозировании глубины проникновения бурового раствора в низкопроницаемые коллектора необходимо учитывать направление и скорость капиллярной пропитки.

ПЕРВИЧНОЕ ВСКРЫТИЯ ПРОДУКТИВНОГО ПЛАСТА С ПОСЛЕДУЮЩИМ ПРОВЕДЕНИЕМ МНОГОСТАДИЙНОГО ГРП НА ПРИМЕРЕ ВАЛАНЖИНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ВОСТОЧНО- УРЕНГОЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Гимазетдинов В. М.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Высокие темпы развития топливно-энергетического комплекса и истощение месторождений легких углеводородов приводят к поиску и разведке нетрадиционных запасов нефти и газа. К их числу относится освоение Арктического шельфа, сланцевого газа и тяжелой нефти. На пути решения таких сложных задач стоят трудности создания первоначальной инфраструктуры, отсутствие опыта у компаний-операторов и дефицит квалифицированного персонала, в то время как совершенствование технологии освоения низкопроницаемых коллекторов нефти и газа может внести существенный вклад в их развитие.

Качественная оценка степени загрязнения продуктивного пласта на этапе заканчивания скважины затруднена ввиду множества факторов, оказывающих воздействие на результат исследований. Для решения такой задачи необходим комплексный подход, способный учитывать экономический, экологический и технико-технологический аспекты решения вопроса. Следуя этому методологическому подходу, в докладе рассматривается опыт заканчивания скважин различными жидкостями вскрытия и последующем производстве многостадийного ГРП на Валанжинские отложения Восточно-Уренгойского месторождения. Приведенное месторождение характеризуется рядом особенностей, в связи с чем технологического решения для эксплуатации Валанжинских отложений до сих пор не найдено. В докладе рассмотрены способы вскрытия продуктивного пласта различными буровыми агентами, приведены результаты стендовых испытаний и исследований восстановления проницаемости, произведена оценка вскрытия пласта по результатам гидродинамических исследований.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ИНТЕРПРЕТАЦИИ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ ДАННЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ В ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ

Голубенко Д.В.

ООО "Центр горизонтального бурения"

Автоматизация процесса бурения определяет его эффективность. На сегодняшний день автоматизация рассматривается с нескольких точек зрения. Одна из них дает возможность использовать различные модели и методики для специализированных задач, другая же подразумевает, чем больше методик и моделей, тем больше вероятность запутаться и принять неверное решение.

Бурение горизонтальных и наклонно-направленных скважин является дорогостоящим технологическим процессом, связанным с использованием телеметрических систем. Управление процессом бурения строится на данных, полученных с глубинных блоков телеметрических систем. Автоматическая интерпретация геофизических данных полученных в процессе бурения позволит максимально быстро принимать решение о корректировке траектории горизонтально направленной скважины. Существующие на сегодняшний день системы интерпретации не автоматизированы, конечное решение всегда принимает геолог, компьютерные средства в большинстве своем лишь улучшают визуализацию. Специалисты геологи не всегда могут охватить бурящиеся в данный момент скважины. Встает вопрос о разработке системы, способной автоматически интерпретировать геофизические данные с высокой степенью корректности. Трудности, обусловленные большим количеством неопределенностей, преодолеваются путем привлечения математических методов теории нечетких множеств и статистических методов. Методы нечеткой логики позволяют строить логико-лингвистические модели, отражающие общую смысловую постановку задачи, используя качественные представления, соответствующие «человеческим» способам рассуждения и принятия решений.

Целью данной работы является разработка системы, позволяющей в режиме реального времени интерпретировать данные с глубинных блоков LWD телеметрических систем. Основопологающим методом при разработке системы автоматической интерпретации данных является метод распознавания образов и классификации.

Основным вопросом при проектировании системы является формирование базы знаний в виде нечетких продукционных правил.

Разработанная методика, используемая в ЦГБ, позволит повысить конкурентоспособность предприятия на рынке.

При рассмотрении данной проблемы автором решены следующие задачи:

- произведено заимствование знаний геолога путем экспертного опроса с последующим формированием набора нечетких правил;
- разработана методика автоматического синтеза нечетких правил, исходными данными для которой являются интерпретированные каротажные диаграммы;
- спроектирована система автоматической интерпретации геофизических данных на основе нечеткой логики.

В результате работы получили конкурентоспособную систему, которая позволяет удовлетворить все более возрастающие требования заказчика к проводке горизонтально направленных скважин.

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ ДОЛОТ РАЗЛИЧНОГО ТИПА ПРИ ПРОВОДКЕ НАКЛОННЫХ СКВАЖИН В СЛОЖНЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Каматов К.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Горно-геологические условия месторождений центра и севера Тимано-Печорской нефтегазовой провинции характеризуются высокой степенью неоднородности. Наличие в литологическом разрезе зон окремнений, пиритизации, чередующихся горизонтов АВПД и АНПД увеличивают количество интервалов несовместимых условий бурения и существенно утяжеляют конструкции скважин. В дополнение, на ряде месторождений отложения Девонского возраста представлены частыми переслаиваниями карбонатных и терригенных пород различных физико-механических свойств, что крайне затрудняет выбор эффективного породоразрушающего инструмента и сильно снижает механические и экономические показатели бурения.

Обозначенные проблемы механического углубления скважин долгое время решались путем применения роторных компоновок (позже с применением низкооборотных забойных двигателей) в сочетании с шарошечными долотами. Высокая твердость и абразивность горных пород вынуждали применять конструкции долот со вставным вооружением максимальной износостойкости для продления срока работы долота на забое. Низкая агрессивность структуры вооружения в сочетании с пределом стойкости уплотнения подшипника долот являлись основной причиной низких технико-экономических показателей строительства скважин.

С появлением новых поколений резцов PDC для лопастных долот с алмазным вооружением показатели механического бурения значительно возросли. Тем не менее, даже сегодня долота PDC быстро теряют эффективность в пиритизированных и окварцованных карбонатных породах, где происходит быстрое скалывание и разрушение алмазной пластины резцов. Другим ограничением применения данного типа долот является сложность проводки скважины по заданной траектории при бурении часто переслаивающихся пород в связи с хаотичностью реактивного момента и неопределенностью положения отклонителя в ориентируемой КНБК с ВЗД.

В данной работе рассматривается опыт бурения наиболее сложных интервалов наклонно-направленных скважин на примере месторождений НАО с применением долот различных типов. Даны рекомендации по выбору наиболее оптимального вида породоразрушающего инструмента и режимов бурения для повышения механической скорости проходки.

ПРИМЕНЕНИЕ ИННОВАЦИОННЫХ РЕШЕНИЙ В ТЕХНОЛОГИЯХ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ПРИТОКА НА ПРИРАЗЛОМНОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Колода А.В.

ООО «Газпром нефть шельф»

Проект «Приразломное» является первым арктическим проектом в России с тяжелым ледовым режимом и слабо развитой инфраструктурой. Выявленная нефтяная залежь - массивно-пластового типа, тектонически экранированная, продуктивные отложения представлены карбонатными породами.

Система разработки таких проектов должна обеспечить максимально возможную степень извлечения нефти из недр при высоких темпах ее добычи, а также при относительно небольшом фонде эксплуатационных скважин. Определяющим фактором для достижения проектного коэффициента нефтеизвлечения является применение самой современной системы разработки месторождения, применение новых технологий и подходов в области заканчивания скважин, интенсификации притока нефти.

В настоящей работе подробно рассмотрено оборудование и технология его применения для проекта «Приразломное», а именно:

- оснастка нижнего заканчивания хвостовика;
- система управления скважинными приборами IRDV;
- отклоняющая кислотная система ADS с механическим разобщением обрабатываемых интервалов;
- дизайн проведения многоступенчатой кислотной обработки.

МОБИЛЬНЫЙ ЛАЗЕРНЫЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС – ИННОВАЦИОННЫЙ ПУТЬ В ЛИКВИДАЦИИ ОТКРЫТЫХ ГАЗОВЫХ И НЕФТЯНЫХ ФОНТАНОВ

Курочкин К.А., Сафонов И.А.
ООО «Газпром газобезопасность»

Открытые фонтаны являются наиболее тяжелой аварией в нефтегазовом деле, при которой происходит неуправляемое истечение пластового флюида через устье скважины в результате негерметичности запорного оборудования или вследствие грифообразования. Открытые фонтаны часто приобретают характер стихийных бедствий, требуют для ликвидации больших материальных ресурсов и длительных сроков, существенно осложняют деятельность буровых и нефтегазодобывающих предприятий, а также прилегающих к району аварии объектов промышленности, транспорта, сельского хозяйства, населенных пунктов. При этом аварии зачастую сопровождаются травматизмом персонала, нередко со смертельным исходом.

Оперативный персонал военизированных частей, проводя работы по растаскиванию оборудования с целью расчистки устья фонтанирующей скважины от разрушенного оборудования буровой установки или демонтажа поврежденного устьевого и противовыбросового оборудования скважины, подвергается воздействию повышенных температур (свыше 400 °С), повышенного уровня шума (от 150 дБ), а также существует высокая вероятность поражения открытым пламенем.

С целью обеспечения безопасного проведения аварийно - восстановительных работ, а также сокращения сроков ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов Общество с ограниченной ответственностью «Газпром газобезопасность» (ООО «Газпром газобезопасность») и Федеральное государственное унитарное предприятие Государственный научный центр Российской Федерации Троицкий Институт Инновационных и Термоядерных исследований (ФГУП «ГНЦ РФ ТРИНИТИ») создали мобильный лазерный технологический комплекс МЛТК-20.



АНАЛИЗ ЗАВИСИМОСТЕЙ МОМЕНТА НА ДОЛОТЕ ОТ ПАРАМЕТРОВ РЕЖИМА БУРЕНИЯ

Липатников А.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Использование различных типов буровых долот с винтовыми забойными двигателями при бурении нефтяных и газовых скважин приводит к необходимости поиска наилучшего сочетания пары долото - двигатель, а также определения параметров режима и оптимизации её работы. Для оценки совместимости оборудования необходимо учитывать моментные характеристики каждого из звеньев пары. Следует отметить, что практически каждая модель винтовых забойных двигателей проходит испытание на стенде, в результате чего определяется моментная характеристика, которая может быть пересчитана практически для любых условий. С долотами ситуация обстоит хуже. Обычно, производители в паспорте долот не приводят данные о моментной характеристике долот.

В различных литературных источниках существует несколько формул для определения момента, возникающего на шарошечном долоте при бурении скважин. Момент на долоте зависит от ряда факторов, к которым относятся: нагрузка на долото, частота вращения, диаметр долота, физико-механические свойства горной породы, тип долота, износ долота, смещение осей шарошек в плане и другие. Учесть влияние всех факторов не представляется возможным, поэтому приходится выделять наиболее значимые из них, в частности – износ долота, и в значительной мере использовать данные полученные при промысловых и стендовых испытаниях. Зависимость момента на долоте от степени износа долота практически ни в одном из известных источников не рассматривается и даже не оговаривается, кроме фирмы «Юз», в которых отмечено, что момент на полностью изношенном долоте на 50% выше, чем на новом.

В настоящей работе представлено сравнение существующих оценок и методик расчета момента сил сопротивления, возникающего на долоте при бурении скважин. Показано, что между известными методиками есть области с существенными отличиями, которые необходимо учитывать при проектировании и выборе сочетания долото – двигатель. В результате анализа зависимостей момента на долоте от параметров режима бурения было выявлено, что на сегодняшний день нет однозначных представлений об изменении момента на долоте от степени износа и диаметра долота.

АНАЛИЗ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДИК ВИЗУАЛЬНОЙ ОЦЕНКИ ИЗНОСА ДОЛОТ ТИПА PDC В ПРОМЫСЛОВЫХ УСЛОВИЯХ

Липатников А.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

При бурении скважин неизбежно возникает необходимость оценки степени износа буровых долот. В условиях буровых работ визуальный осмотр обычно является единственно возможным методом исследования состояния долота и служит основой для принятия решения о его пригодности к дальнейшей работе. Поэтому методика визуальной оценки состояния долота должна не только описывать это состояние, но и давать рекомендации о пригодности или непригодности долота к дальнейшей работе. К методике описания износа долот с фиксированными поликристаллическими алмазными резцами (PDC) предъявляют особые требования, так как данный тип долота характеризуется высокими показателями проходки, кратно превышающими протяженность интервала его работы в скважине.

Основные недочеты существующих методик оценки износа долот PDC следующие. Используемые на сегодняшний день методики визуальной оценки износа IADC и ВНИИБТ для долот PDC являются в большинстве своем излишними по содержанию и не позволяют оператору принять обоснованное решение о возможности его дальнейшего использования. Код ВНИИБТ по аналогии с более ранней методикой IADC был исторически ориентирован для описания износа шарошечных долот, поэтому его необходимо адаптировать для описания износа долот PDC. Код IADC в первую очередь ориентирован на производителей долот, у которых есть возможность усовершенствовать свое оборудование, а не на потребителей, которым важнее наиболее эффективно отработать инструмент в сложившихся технико-технологических условиях. Большое количество параметров состояния долота, характеристик основного и второстепенного износа, в совокупности с отсутствием критерия полного износа, четких и понятных каждому эксперту рекомендаций для принятия решения о пригодности долота к дальнейшей работе затрудняет использование методики IADC для визуальной оценки износа долот PDC в промысловых условиях. Момент окончания отработки долота PDC по коду IADC является субъективным решением каждого конкретного оператора, который при принятии решения полагается в большей степени не на полученные в результате визуального осмотра показатели по коду износа IADC, а на свой личный опыт, знания и интуицию.

Таким образом, выполнен обзор известных методик описания износа долот PDC, проанализированы существующие представления о визуальной оценке износа долот PDC, обозначены основные недостатки подхода IADC и показана актуальность создания новой методики оценки износа долот типа PDC в промысловых условиях.

МЕТОД ЛАБОРАТОРНОГО ИССЛЕДОВАНИЯ АРГИЛЛИТОВ

Микульшин Н.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В работе рассмотрен метод оценки устойчивости аргиллитов путем обкатки их в герметичных ячейках, который распространен в иностранной практике (Ченеверт М.Е., Хэйл А.Ш., Фрейдхейм Дж и др.), и не применяется в России.

При проведении исследований по методике «Hot Roll Test» используется обвальный шлам с фракцией частиц от 3 до 5 мм. Просушенные образцы помещаются в герметичные ячейки старения и заливаются испытуемым раствором. С помощью валов ячейки вращаются с заданной частотой в течение 16 часов.

Исследования проводят для того, чтобы определить долю твердой фазы с фракцией частиц более 1 мм, сохраняющейся в конкретном растворе после обкатки. При проведении эксперимента образцы находятся при постоянных температуре и давлении близким к забойной, и при постоянном перемешивании внутри герметично закрытых ячеек. Поэтому данный эксперимент позволяет оценить ингибирующие свойства жидкости не только в статическом, но и в динамическом режиме.

Для определения ингибирующей способности, используется параметр, относительной массы навески частиц глины размером свыше 1 мм до опыта к массе навески после опыта.

В условиях исследований гидратация, диспергирование и отрыв коллоидных частиц глины происходит быстрее, так как подвижность молекул воды оказывается увеличенной из-за повышенной температуры и действия, как сил тяжести, так и постоянного соударения частиц со стенками автоклава и друг с другом.

Преимущество «Hot Roll Test» по сравнению с другими методами, оценки ингибирующей способности заключается в возможности использования естественных образцов породы с фракцией 3-5 мм, получаемые с месторождения в качестве обвального шлама.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ ОТЕЧЕСТВЕННЫХ ЭЛАСТОМЕРНЫХ МАТЕРИАЛОВ ДЛЯ УПЛОТНИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПОДЗЕМНОГО ОБОРУДОВАНИЯ СКВАЖИН АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Молчанова Ю.М.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Эксплуатационная надежность оборудования обусловлена многими факторами, среди которых немаловажная роль отводится применению качественных уплотнительных элементов. Оборудование, работающее с использованием некачественных уплотнительных систем, регулярно подвергается текущим и капитальным ремонтам.

За период обустройства и эксплуатации скважин АГКМ закупалось подземное оборудование импортного производства и в качестве материала уплотнений подземного оборудования применяли эластомеры типа Aflas.

Основной задачей данной работы является правильный выбор марки отечественных эластомеров для уплотнений подземного оборудования.

Проводились испытания уплотнительных элементов из различных марок отечественных эластомеров: резиновые смеси ИРП-1287, ТЕР-10, АФ-15, Т-75Ф, ВА 64С, ВА 65.

Коррозионные испытания проводились на Опытном полигоне в условиях, приближенных к условиям эксплуатации в скважинных средах АГКМ.

Результаты испытаний представленных отечественных эластомеров:

1. По оценки изменения физико-механических характеристик уплотнений по стандарту предприятия ~70% уплотнений обладают плохой стойкостью в сероводородсодержащих средах АГКМ.

2. По результатам визуального осмотра после проведения испытаний на поверхностях почти всех образцов образовались многочисленные вздутия (до Ø52мм), трещины (длиной до 90мм), за исключением образцов из резиновой смеси ТЕР-10.

3. Образцы уплотнений после испытаний в средах АГКМ изменили свои линейные размеры (от 5% до 39%).

Основные выводы по результатам испытаний представленных отечественных эластомеров для уплотнительных элементов следующие:

1. Уплотнительные элементы, изготовленные из отечественных марок эластомеров Т-75Ф, ВА 65, АФ-15, ИРП-1287, не пригодны для эксплуатации в условиях АГКМ в качестве уплотнительных элементов подземного оборудования скважин.

2. Уплотнительные элементы, изготовленные из отечественной марки эластомера ТЕР-10, пригодны для эксплуатации в условиях АГКМ в качестве уплотнительных элементов подземного оборудования скважин.

ВЕРОЯТНОСТНАЯ ОЦЕНКА ИЗНОСА ДОЛОТ ТИПА PDC

Пригоровская Т.А.

Ивано-Франковский национальный технический университет нефти и газа

Традиционно для аналитического описания функции надежности безотказной работы технических систем используют случайную функцию, для которой закон распределения наработок на отказ, является нормальным. Практика показывает, что такой подход не может использоваться не только для долот, но и для отдельных резцов, в связи с тем не наблюдается нормального закона распределения величин износа и других характеристик работы инструмента и режущих элементов. Методика базируется на экспериментальных данных отработки резцов долот. Величина износа резцов буровых долот может быть описана вероятностной функцией, параметры которой определяются экспериментально для резцов определённых типоразмеров и условий бурения.

Условия работы реальных резцов намного сложнее лабораторных, имеет место влияние значительного числа стохастических факторов, поэтому для моделирования вероятностных характеристик износа инструмента и резцов, как основных элементов долота, рассмотрено три разновидности вероятностных моделей:

- отказы резцов в связи с достижением предельно допустимого износа при резании одной породы;
- отказы резцов в связи с достижением предельно допустимого износа при резании разных пород;
- отказы инструмента в целом в связи с достижением предельно допустимого износа их режущего вооружения;

По результатам анализа можно предложить некоторые рекомендации к конструкции долота. Во-первых, визуальный осмотр изношенных резцов показывает, что они изношены далеко не полностью, то есть изношена только фактическая площадь резания. То есть долото не пригодно к использованию, но режущий слой изношен только частично. Для полного износа алмазно-твердосплавной пластины целесообразно конструировать алмазно-твердосплавную пластину составной: фактическая режущая площадь из одного одного материала (алмазно-твердосплавного), а остальная площадь – из более дешёвого сверхтвёрдого материала. Другой подход, также не разработанный до сих пор, состоит в использовании резцов овальной формы. Но наиболее целесообразным, является размещение резцов таким образом, чтобы исключить наложение их площадей. Для наиболее отдалённых же резцов, износ которых определяет износ долота по диаметру, целесообразно предложить уменьшить глубину резания породы или использовать дополнительные лопасти для размещения резцов для уменьшения длины резания.

ПОВЫШЕНИЕ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СВОЙСТВ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ НАСОСОВ НА ОСНОВЕ ЛАЗЕРНОЙ ОБРАБОТКИ

Тихвинская А.Ю.

НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти» ОАО «Газпром»

Согласно статистике 52,8% добычи нефти на территории РФ осуществляется при помощи электрических центробежных насосов (ЭЦН). Согласно данным, полученным специалистами по работе с механизированным фондом скважин ОАО «Юганскнефтегаз» ежегодно имеется более 6 000 отказов УЭЦН.

Основной причиной преждевременного выхода УЭЦН из строя при эксплуатации их в нефтепромысловых средах является износ рабочих органов. Более всего, износу подвержены пары трения. Ввиду особенностей эксплуатации, проведение профилактических мероприятий не всегда возможно, поэтому основным направлением увеличения ресурса ЭЦН является разработка научно обоснованных рекомендаций по применению технологий, повышающих износостойкость пар трения.

Сегодня одним из динамично развивающихся методов обработки с целью повышения износостойкости деталей является поверхностное упрочнение материалов при помощи концентрированных потоков энергии (КПЭ).

Среди множества методов обработки КПЭ ведущее место занимает лазерная обработка (ЛО). ЛО широко применяется для упрочнения деталей двигателя внутреннего сгорания, зубчатых колёс, инструментов для обработки материалов, элементов штамповой оснастки, и др.

Несмотря на многочисленные теоретические и экспериментальные исследования процессов, протекающих в поверхностных слоях при ЛО материалов, которые имеются на настоящее время, накопленного опыта не всегда достаточно. До настоящего времени нет чётких взаимосвязей, позволяющих управлять режимами ЛО для получения требуемых характеристик поверхностного слоя, подвергнутого обработке.

В результате проведенных автором исследований было установлено, что лазерное упрочнение приводит к повышению износостойкости чугуновых образцов на 20...35 %.

Кроме того, была получена взаимосвязь между характеристиками поверхностного слоя высокопрочного чугуна и режимами ЛО. На основе анализа полученных данных были разработаны комбинированные диаграммы зависимости глубины упрочнения h и микротвёрдости H_{μ} от скорости движения v и мощности излучения P при фиксированном диаметре луча d .

ИССЛЕДОВАНИЕ БУСТЕРНЫХ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ УСТАНОВОК

Филиппов А.А., Ходырев А.И.
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Целью работы является совершенствование бустерных НКУ на основе исследования движения жидкостного поршня и моделирования работы различных схем установок.

На основе стендовых исследований показано, что с ростом длины хода жидкостного поршня и частоты вращения кривошипа на всех формах компрессионной камеры и оголовка центрального газоввода снижается целостность жидкостного поршня и растет его барботаж, вызывая условный срыв подачи. Установлено, что наиболее благоприятные из условия максимальной быстроходности, целостности жидкостного поршня и минимизации его барботажа формы компрессионной камеры расположены в следующей последовательности: цилиндрическая с центральным газовводом – цилиндрическая профилированная – цилиндрическая, а формы оголовка центральной газовой трубы: полусфера – конус – горизонтальная с закругленными краями – горизонтальная со скошенными под углом 45 градусов краями – горизонтальная с перпендикулярными краями.

На основе математического моделирования показано, что степень неравномерности производительности и момента на коренном валу установки снижается в следующей последовательности конструктивных схем НКУ: триплекс – дуплекс – пятикамерная – шестикамерная. Показано, что у триплексных НКУ пульсации производительности появляются при отношении давлений выше 1,4, у дуплексных – выше 2,3, у пятикамерных – выше 3,7, у шестикамерных – выше 5,5. Получено, что степень неравномерности производительности дуплексной НКУ ниже степени неравномерности триплексной НКУ в 1,3 раза, степень неравномерности пятикамерной НКУ ниже степени неравномерности триплексной НКУ в 1,7 раза, степень неравномерности шестикамерной НКУ ниже степени неравномерности пятикамерной НКУ в 1,2 раза при одинаковых начальных параметрах установок. Показано, что у триплексной НКУ появится обратный момент на коренном валу установки при отношении давлений выше 8, у дуплексной – выше 15, у пятикамерной и шестикамерной НКУ не появляется ни при каких отношениях давлений, но с повышением отношения давлений растет неравномерность момента сопротивления на коренном валу установки. Получено, что при отношении давлений равном 8 степень неравномерности момента сопротивления на коренном валу шестикамерной НКУ ниже по сравнению с триплексной НКУ в 2 раза, дуплексной НКУ в 1,7 раза, пятикамерной НКУ в 1,3 раза.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К ВЫБОРУ РЕЦЕПТУРЫ ТАМПОНАЖНОГО РАСТВОРА С ПОВЫШЕННОЙ ГЕРМЕТИЗИРУЮЩЕЙ СПОСОБНОСТЬЮ ДЛЯ ПРЕДУПРЕЖДЕНИЯ ЗАКОЛОННЫХ ПЕРЕТОКОВ И МКД НА СКВАЖИНАХ БОВАНЕНКОВСКОГО НГКМ

Халитова Э.Г.

ООО «Газпром бурение»

Исследование природы возникновения и анализ факторов, сопутствующих появлению межколонных давлений (далее – МКД) на нефтяных и газовых месторождениях, показал, что основным каналом для миграции флюидов являются поры, каналы и микротрещины в цементном камне, зазоры между цементным кольцом и стенками скважины, между цементным камнем и обсадными колоннами.

Вероятность нарушения герметичности крепи усугубляется при проведении технологических операций в скважине, т.к. цементный камень является наиболее слабым звеном в крепи скважины.

Несмотря на постоянное совершенствование техники и технологии строительства скважин, актуальна данная проблема и для Бованенковского НГКМ. Для выявления причин возникновения МКД проанализировано более 70 скважин.

Для предотвращения газопроявлений при цементировании обсадных колонн протестированы рецептуры тампонажных растворов с повышенной герметизирующей способностью. Использован экспериментальный стенд, позволяющий исследовать процесс герметизации заколонного пространства в первой приближенной модели цементного кольца; собрать модель любой длины с подачей под давлением пластового флюида (газ, жидкость) и контролем давлений на любом участке секции.

Проведенные эксперименты первой серии показали, что герметизирующая способность портландцементного камня невелика. С целью увеличения его удароустойчивости рекомендуется применять дисперсное армирование волокнистой арматурой. Например, добавление в раствор базальтовой фибры повышает сопротивление цементного камня газопрорыву даже после внешних воздействий.

Вторая серия опытов посвящена изучению возможности использования утилизированного бурового шлама, получаемого ООО СЦ «СБМ» на БНГКМ, в качестве добавки к портландцементу. Для исследования выбрано несколько рецептур различных пропорций, в т.ч. с применением дезинтеграторной обработки. Опыты продолжаются.

Тем самым, комплексное применение мероприятий позволяет предупредить МКД в процессе первичного цементирования скважин, выявлять причины и ликвидировать МКД в эксплуатационном фонде скважин.

РАСЧЕТНАЯ ОЦЕНКА ЧАСТОТЫ ВРАЩЕНИЯ ДОЛОТА ПО НАГРУЗКЕ НА НЕГО ПРИ БУРЕНИИ С ПОМОЩЬЮ ВЗД

Чвоков П. С.

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

В работе предлагается расчетная оценка частоты вращения долота по нагрузке на него при бурении с помощью ВЗД. Установка специального забойного тахометра или наряду с датчиком нагрузки в телесистеме дополнительного частотомера существенно увеличивает стоимость эксплуатационных расходов, поэтому был реализован расчетный способ определения частоты n по известной нагрузке G . Задача решена с помощью математической модели из двух уравнений, описывающих работу двигателя и работу долота.

Идеальная работа ВЗД описывается линейным уравнением:

$$n = n_x \left(1 - \frac{M}{M_T}\right),$$
 где n – частота вращения вала двигателя (долота), определяемая моментом сопротивления M на нем со стороны долота; n_x – частота вращения при холостом режиме; M_T – тормозной момент.

Уравнение работы долота Е. М. Соловьева представлена в виде: $M = a \left(\frac{28}{n} + 0,14\right) Gd^2 + 1600d^2$, где a – коэффициент зависящий от типа модели долота; d – диаметр долота; G – нагрузка на долото.

Из рассмотрения совместной работы долота и двигателя получена формула: $n = 0,5[(b^2 - 4s)^2 - b]$, где $b = 1600kd^2 - n_x + 0,14akd^2G$; $s = 28akd^2$; $k = \frac{(n_x - n_T)}{M_T}$; n_T – частота торможения вала; k – коэффициент, соответствующий тангенсу угла наклона рабочей характеристики того или иного двигателя.

Итак, получена формула, позволяющая по известной нагрузке на долото G и паспортным данным рассчитать частоту его вращения n .

РАЗРАБОТКА ПРОФИЛЬНОГО ПЕРЕКРЫВАТЕЛЯ БОЛЬШОГО ДИАМЕТРА

Якунин С.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Революционная технология ТатНИПИнефть строительства скважин с применением экспандируемых труб успешно применяется на месторождениях России и Зарубежья в сложных горно-геологических условиях.

Одной из проблем при строительстве скважины является поглощение бурового раствора. Научно исследовательский институт буровых технологий (НИИБТ) при кафедре бурения нефтяных и газовых скважин решает эту проблему включением технологии ТатНИПИнефть по изоляции зоны поглощения профильным перекрывателем (ПП) в проекты на строительство скважин для ОАО «РИТЭК».

Большинство осложнений и аварий обусловлено со стремлением увеличить интервал бурения без крепления стенок скважины. Применение внепроектных, часто ненадежных технологических решений для борьбы с отложениями вызывает еще большие затруднения при эксплуатации скважин, что в итоге приводит к значительным тратам денежных средств, нарушениям законов об охране недр и окружающей среды.

Технология перекрытия зон осложнений ПП позволяет изолировать зоны интенсивного поглощения бурового раствора, а также водоносные пласты и крепить неустойчивые пород без уменьшения диаметра ствола скважины за одну спуско-подъемную операцию, выполняемую менее чем за 3 суток.

Переходом от вращательного способа расширения цилиндрических участков ПП с резьбовыми соединениями с помощью развальцевателей к расширению за счет поочередного проталкивания через них сферических пуассанов в результате проведенных в ТатНИПИнефть НИОКР достигнут 26%-й уровень расширения резьбовых соединений без износа их внутренних поверхностей с сохранением 100%-й герметичности при опрессовке водой под давлением 17 МПа.

В ближайшем будущем на смену легко извлекаемых придут трудно извлекаемые запасы углеводородов арктического шельфа, горно-геологические условия которого требуют изоляции зон осложнения толщиной 500 м и более, например на шельфовой зоне Приразломного месторождения. На данный момент заводом ООО «Перекрыватель» ПП изготавливается только для 146-295 мм типоразмера колонн. Таким образом, совместное проведение НИОКР ТатНИПИнефть с РГУ нефти и газа по разработке профильного перекрывателя больших диаметров позволит решить проблему поглощения при бурении скважин на шельфе Приразломного месторождения.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М. ГУБКИНА

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ЮБИЛЕЙНОЙ ДЕСЯТОЙ ВСЕРОССИЙСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ, СПЕЦИАЛИСТОВ И СТУДЕНТОВ

«Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика)

8 –11 октября 2013 г.

Секция 4 Проектирование, сооружение и эксплуатация систем транспорта и хранения газа

Подсекция 4.1 Подземное хранение газа

Москва
2013 г.

РАЗРАБОТКА МЕТОДА КОМБИНИРОВАННОЙ УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ОЧИСТКИ ГОРЕЛОЧНЫХ УСТРОЙСТВ ДЛЯ ГПА ГТ-750-6

Аврамов М.В.

ООО «Газпром трансгаз Саратов»

Начиная с 2005 года ОАО "Газпром" проводит в Обществе Программу работ по снижению выбросов оксидов азота и углерода на ГПА ГТ-750-6, ГТК-10-4. Программа заключается в модернизации камер сгорания на малоэмиссионные по типу предварительного смешения топлива (ПСТ).

В процессе эксплуатации горелочных устройств по типу ПСТ на ГПА ГТ-750-6 выявляется нарушение требуемых параметров горения газоздушной смеси, что связано с отложением соединений сопутствующих природному газу элементов на стенках каналов горелочных устройств. Это вызывает повышенное газодинамическое сопротивление топливного газа, что приводит к снижению развиваемой мощности газотурбинной установки, а также повышению содержания соединений СО и NO_x и отрицательно сказывается на экологических показателях агрегата. Отмеченные нарушения проявляются задолго до выработки горелкой паспортного ресурса (по опыту эксплуатации в среднем при наработке до 6000 часов), что вызывает необходимость замены комплекта горелок на новый и, как следствие, дополнительные финансовые расходы.

Целью данной работы является разработка метода восстановления паспортных характеристик горелочных устройств по типу ПСТ для ГПА ГТ-750-6.

В результате исследования разработан и подтвержден метод снижения затрат на восстановление работоспособности ГПА за счет доведения фактического ресурса до нормативного путем комбинированной ультразвуковой очистки бывших в эксплуатации горелочных устройств по типу ПСТ вместо установки новых.

Имеются технологические НОУ-ХАУ, требующие патентования. Это изобретение и способ ультразвуковой очистки путем возбуждения ультразвуковых колебаний в корпусе горелочного устройства на резонансных частотах в сочетании с общим кавитационным воздействием;

Возможно использование результатов другими ДООО ОАО «Газпром» и отраслями промышленности (двигателестроение, агрегатостроение, приборостроение).

ИССЛЕДОВАНИЕ РАБОЧИХ ХАРАКТЕРИСТИК ВОЛОКОННО-ОПТИЧЕСКИХ ДАТЧИКОВ НА БАЛКЕ РАВНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ LAB VIEW 2012

Аристов С.А.
ОАО «Оргэнергогаз»

Магистральные газопроводы в виду своей значительной протяженности пересекают различные естественные и искусственные препятствия: реки, болота, автомобильные и железные дороги. Эти переходы газопроводов являются наиболее ответственным участками. Поэтому необходимо обеспечивать постоянный контроль над состоянием данных переходов.

Все больший интерес приобретают в последнее время оптические сенсоры для исследования напряжений металла, нежели тензодатчики. Это связано с тем, что оптические датчики обладают рядом преимуществ: невосприимчивость к электрическому и магнитному полям, возможность подключения большого количества сенсоров к одному каналу опрашивающего устройства, а также их длительный срок службы.

Принцип работы оптического датчика основан на использовании Брэгговской решетки, которая создается в фоточувствительной сердцевине волокна посредством облучения ультрафиолетовым светом. Таким образом, создается в сердцевине периодически изменяющийся показатель преломления. Такая структура способна отражать определенную длину волны.

Для работы с оптическими датчиками мы использовали 4 канальный модуль PXIe 4844 компании National Instruments с рабочим диапазоном 80 нм (1510 – 1590 нм) и частотой опроса 10 Гц. Для работы с тензодатчиком используется другой модуль - ТВ 4330 также от NI, с возможностью параллельного сбора данных с 8 каналов с частотой опроса до 25.6 кГц.

Для обработки, вывода и сохранения полученных данных была использована программа LabView 2012, с помощью которой производилась конфигурация тензодатчиков и оптических сенсоров. Был создан «Виртуальный Прибор», который синхронно запускает процесс опроса датчиков 2 типов, установленных на балке равного сопротивления. Для исследования температурных оптических сенсоров была использована термокамера. Получаемые в ходе эксперимента данные сохраняются в один файл, который можно открыть в Excel и построить зависимости.

ГИДРАТООБРАЗОВАНИЕ В РЕЛЬЕФНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ, ЭКСПЛУАТИРУЕМЫХ В ОСЛОЖНЕННЫХ ТЕРМОБАРИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Ахияртдинов А. Э.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Рассматривается метод расчета магистральных газопроводов, имеющих большой перепад высотных отметок, работающих в условиях переменных значений температуры окружающей среды и коэффициента теплопередачи. При этом не исключается возможность образования внутри газопровода газовых гидратов в результате взаимодействия транспортируемого газа и содержащихся в нем паров воды. В качестве исходного базиса для расчета термобарических режимов работы газопровода используется полная система уравнений, моделирующих установившееся течение газа в трубопроводе:

$$\begin{cases} \rho V \frac{dV}{dx} + \frac{dp}{dx} = -\lambda \frac{l}{d} \frac{\rho V^2}{2} - \rho g \frac{dz}{dx} \\ \frac{d}{dx} \left(\frac{V^2}{2} + J \right) = -\frac{\pi d K_T}{M} (T - T_{нар}) - g \frac{dz}{dx} \\ p = Z(\bar{p}, \bar{T}) \cdot \rho R T \end{cases},$$

где x – координата по оси трубы; $p(x), V(x)$ – давление и скорость газа; ρ – плотность газа; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; J – удельная энтальпия газа; $K_T = K(x)$ – коэффициент теплопередачи; $T_{нар} = T_{нар}(x)$ – температура окружающей среды; $Z(\bar{p}, \bar{T})$ – коэффициент сжимаемости. Поскольку энтальпия газа $J = J(p, T)$, то в этой системе учитываются все термодинамические эффекты, характерные для реального газа, в т.ч. эффект Джоуля-Томсона.

Образование гидратов происходит в тех сечениях газопровода, в которых выполняется неравенство $T \leq \beta_1 \cdot \ln(p/10^5) + \beta_2$, где β_1, β_2 – некоторые эмпирические константы.

Автором разработана компьютерная программа для решения приведенной системы уравнений. Дается описание как численного метода, используемого для расчетов, так и компьютерной программы. Обсуждаются результаты расчетов, показывается, как выявлять участки возможного образования гидратов и что нужно делать, чтобы избежать этого явления.

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМ СОСТОЯНИЕМ И ЦЕЛОСТНОСТЬЮ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Банников А.Ю.

ООО «Газпром Трансгаз Сургут»

С 2009 года под руководством Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» проводится работа по созданию Системы управления техническим состоянием и целостностью (СУТСиЦ) объектов магистральных газопроводов.

Газотранспортное оборудование, эксплуатируемое в течение длительного времени, характеризуется высокой степенью физического износа. Совокупная потребность предприятия в ремонте оборудования, как правило, превышает возможности финансирования ремонтных мероприятий. В этих условиях важное значение приобретает возможность обоснованного определения первоочередных мероприятий по обеспечению надежности. Определение данных мероприятий должно базироваться на качественных и количественных оценках риска, связанного с отказами оборудования требующего ремонта.

Цель представляемого проекта – это автоматизация бизнес-процессов управления техническим состоянием и целостностью объектов магистральных газопроводов на основе анализа рисков.

Задачи проекта включают в себя:

- программная реализация нормативной базы по оценке, прогнозированию, регулированию и контролю технического состояния, экологических и технико-экономических рисков;
- организация работы всех участников процесса в едином информационном пространстве, включая территориально удаленные рабочие места, находящиеся в разных субъектах РФ;
- оптимизация затрат на эксплуатацию путем обоснованного методологического выбора объектов ремонта, очередности и методов проведения диагностических и ремонтно-восстановительных работ.

Внедрение проекта сократит общие временные затраты на анализ результатов диагностики магистральных трубопроводов и формирование планов ремонтов за счет автоматизации процесса и организации работы всех участников процесса в едином информационном пространстве, повысится точность выбора участков ремонта за счет снижения влияния человеческого фактора. Кроме того, представленное решение позволяет оптимизировать затраты на выполнение ремонтов за счет использования методологического подхода к выбору участков ремонта вместо экспертной оценки.

ВЛИЯНИЕ ЭКСТРЕМАЛЬНЫХ УСЛОВИЙ ПРОЛЕГАНИЯ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА НА ПРОПУСКНУЮ СПОСОБНОСТЬ (НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ АРМЕНИЯ)

Бахшиян Г.С.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Рассматриваются магистральные газопроводы, пролегающие в осложненных условиях, а именно, газопроводы, имеющие большой перепад высотных отметок (до 2500 м), переменность коэффициента теплопередачи (от 0,15 до 15 Вт/м² К), а также существенное изменение температуры окружающей среды (от +5 до – 25 °С) по трассе трубопровода. Подобные условия имеют место, в частности, в газотранспортной системе республики Армения. Как правило, эти факторы в полном объеме не учитываются, поскольку в мире мало газопроводов, в которых все они встречаются в совокупности. Высокогорная газотранспортная система Армении является таким исключением.

Для расчета термогидравлических режимов работы газопроводов с учетом всех факторов, перечисленных выше, используется полная система газодинамических уравнений установившегося движения газа:

$$\begin{cases} \rho v \frac{dv}{dx} + \frac{dp}{dx} = -\lambda \frac{1}{d} \frac{\rho v^2}{2} - \rho g \frac{dz}{dx}, \\ \frac{d}{dx} \left[\left(\frac{v^2}{2} + J(p, T) \right) \right] = -\frac{\pi d \cdot K_T}{\dot{M}} (T - T_{нар.}) - g \frac{dz}{dx}, \\ p = Z(p, T) \cdot \rho R T, \end{cases}$$

где $v(x), \rho(x), p(x), T(x)$ – скорость, плотность, давление и температура газа, соответственно; $\dot{M}$ – расход газа; $J(p, T) = \varepsilon(p, T) + p/\rho$ – энтальпия газа; $z(x)$ – профиль газопровода; x – координата по его оси; $K_T(x)$ – коэффициент теплопередачи; $T_{нар.}(z)$ – наружная температура; $Z(p, T)$ – коэффициент сжимаемости реального газа; R – газовая постоянная; λ – коэффициент гидравлического сопротивления; g – ускорение силы тяжести; d – внутренний диаметр газопровода. Особо следует отметить, что зависимость внутренней энергии и энтальпии газа не только от температуры, но и от давления, гарантирует учет таких тонких эффектов, как эффект Джоуля-Томсона. Учитываются также эффекты переменности температуры окружающей среды $T = T_{нар.}(z)$ в зависимости от высотной отметки сечения, а также переменность коэффициента теплопередачи $K = K_T(x)$ по длине газопровода.

Для решения базовой системы уравнений, сводящейся в общем случае к системе дифференциальных уравнений для давления и температуры, автором разработана компьютерная программа и выполнен комплекс расчетов для газопроводов газотранспортной системы Армении, транспортирующей как Российский, так и Иранский газ. Показано, что учет всех факторов, повышает точность прогнозных расчетов на 5 и более процентов. Приводятся детали алгоритма расчетов и обсуждаются полученные результаты.

РЕГУЛИРОВАНИЕ СОПРОТИВЛЕНИЯ ХРУПКОМУ РАЗРУШЕНИЮ ОСНОВНОГО МЕТАЛЛА И СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ ТРУБНЫХ СТАЛЕЙ РАЗНОЙ КАТЕГОРИИ ПРОЧНОСТИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

Большакова Е.В.

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

В работе представлены результаты анализа изменения ударной вязкости основного металла и околошовного участка зоны термического влияния сварных соединений традиционных и перспективных трубных сталей категории прочности K42 и K65 в процессе эксплуатации.

Рассмотрено влияние напряженного состояния на эксплуатационные характеристики металла и сварных соединений при работе в условиях динамического нагружения.

Показано, что с увеличением степени деформации наблюдается существенное снижение значений ударной вязкости металла околошовного участка зоны термического влияния. При этом наиболее подвержена изменению сопротивления разрушения низкоуглеродистая сталь с исходной ферритно-перлитной структурой. Сварные соединения стали категории прочности K65 имеют более высокое сопротивление к деформационному старению. В частности при аналогичных условиях испытания снижение значений ударной вязкости практически в два раза ниже, чем у стали категории прочности K42.

В работе показано, что увеличение степени деформации также способствует увеличению критической температуры хрупкости металла сварных соединений и смене микромеханизма разрушения с практически вязкого на хрупкий.

Сопоставление фрактографических характеристик поверхности разрушения ударных образцов с параметрами их микроструктуры позволило получить следующие зависимости: единичный скачок микротрещины при вязком разрушении в случае формирования в околошовном участке зоны термического влияния преимущественно бейнитной структуры соответствует 0,1 размера пакета бейнита. В области хрупкого разрушения по механизму квазискола размер фасетки квазискола для традиционных сталей 0,6 – 0,8 от размера пакета бейнита, а для высокопрочных сталей 0,4 – 0,6.

Полученные данные целесообразно использовать для увеличения роли морфологии структуры в процессе повышения сопротивления трубных сталей и их сварных соединений разрушению.

ВЫБОР РАЦИОНАЛЬНОЙ КОНСТРУКЦИИ ОСНОВАНИЯ И ФУНДАМЕНТА РЕЗЕРВУАРА ДЛЯ ХРАНЕНИЯ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ В СЛОЖНЫХ ИНЖЕНЕРНО- ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

Бугаев А.В.

Омский Государственный Технический Университет

В настоящее время для устройства резервуаров типа РВС в различных геологических, сейсмических и климатических условиях разработаны (существуют, предлагаются) многочисленные конструкции оснований и фундаментов. В простых инженерно-геологических условиях используют естественные основания в сочетании с песчаными подсыпками (различного состава) под днище резервуара. На слабых грунтах и при больших нагрузках на грунты основания устраивают фундаменты различных конструкций: монолитные, свайные, ленточные. В свою очередь каждый из упомянутых фундаментов для обеспечения устойчивости может иметь свои конструктивные особенности. Например, плитные фундаменты, свайные фундаменты с низким и высоким ростверком, ленточные свайные фундаменты и т.д.

Многообразие инженерно-геологических условий, как правило, существенным образом осложняет задачу выбора и расчёта конструкции основания или фундамента. Выбор того или иного конструктивного решения часто обусловлен существующими типовыми проектами, опытом проектировщиков, техническими и технологическими возможностями подрядной строительной организации и не всегда отвечает конкретным условиям эксплуатации проектируемого сооружения. Это означает, как правило, завышение несущей способности предлагаемой конструкции, следствием чего часто имеет место нерациональное расходование материально-технических и временных ресурсов.

Применительно к основаниям и фундаментам резервуаров для хранения нефти и нефтепродуктов в сложных инженерно-геологических условиях решение данной проблемы видится в разработке методики выбора их рациональной конструкции. Для достижения этой цели предлагается проанализировать конструктивные особенности существующих оснований и фундаментов резервуаров типа РВС и выявить их основные достоинства и недостатки. Для интегральной количественной оценки потребительских (конструктивных, технических и технологических) свойств существующих конструкций оснований и фундаментов выбрать экспертную систему, которая бы позволила понятным и рациональным образом структурировать сложную проблему принятия решений в виде иерархии, сравнить и выполнить количественную оценку альтернативных вариантов решения. В качестве результата использования системного подхода для достижения поставленной цели планируется разработка рекомендаций в виде таблицы, устанавливающей зависимость конструктивного решения основания и фундамента резервуара РВС от конкретных инженерно-геологических условий.

РАЗРАБОТКА ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОЙ КАМЕРЫ СГОРАНИЯ ДЛЯ СТАЦИОНАРНЫХ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

Варсегов А.В.

ООО «Газпром трансгаз Казань»

Поскольку в настоящее время все большее внимание уделяется вопросам экологии, разработка экологически чистой камеры сгорания для стационарных газотурбинных установок, работающих в наземных условиях, приобретает все более актуальное значение.

Из компонентов загрязняющих веществ, образующихся в камерах сгорания, нормируются выбросы окислов азота (NO_x), моно-оксида углерода (CO), несгоревших углеводородов (НС) и сажистых частиц. Для стационарных ГТУ объектами контроля экологических служб являются вредные выбросы оксидов азота и углерода.

Относительное количество образующихся в продуктах сгорания оксидов азота определяется температурой воздуха на входе в камеру сгорания, а также экспоненциально зависит от максимального уровня температур в зоне горения. Температура воздуха на входе в камеру сгорания зависит от степени повышения давления в компрессоре, величина которого у современных ГТУ достаточно высока. Поэтому снижение вредных выбросов NO_x возможно только за счет снижения температуры в зоне горения и уменьшения времени пребывания топлива в ней.

При этом необходимо учитывать, что снижение выбросов NO_x в продуктах сгорания приводит к увеличению содержания в них CO. Существует определенный диапазон температур первичной зоны горения, в котором концентрация обоих компонентов имеют допустимые значения. Этот диапазон ограничивается значениями $T_{п.з}^* = 1570...1750$ К, что соответствует коэффициентам избытка воздуха в зоне горения $\alpha = 2,35...2,95$. Эти значения α не могут быть реализованы в камере сгорания ГТУ, поскольку находятся за границей бедного срыва пламени. Поскольку сжигание бедных смесей газообразного топлива не требует деления объема камеры сгорания на зоны горения и смешения, разработка экологически чистой камеры сгорания ГТУ сводится к разработке фронтального горелочного устройства.

В качестве горелочного устройства для экологически чистой камеры сгорания выбрана эжекционная газовая форсунка, позволяющая обеспечивать заданный состав топливовоздушной смеси в зоне горения в широком диапазоне изменения расходов топлива.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ МЕНЕДЖМЕНТА КАЧЕСТВА ПРОЕКТОВ МОДЕРНИЗАЦИИ И РАЗВИТИЯ СИСТЕМ ГАЗОПРОВОДОВ-ОТВОДОВ

Верещагин К.Н.
ООО «Газпром развитие»

Модернизация старых газопроводов-отводов, строительство новых требует больших финансовых вложений, ориентированных на проектирование и строительство. В этих условиях центральной задачей становится задача мониторинга существующих и оценки свободных мощностей. Качество процесса оценки непосредственно влияет на эффективность проектирования и модернизацию систем газопроводов-отводов, и поэтому роль системы менеджмента качеством (СМК) существенно возрастает. Действенным инструментом повышения качества проектных решений является применения информационных технологий и расчетных моделей, на основе которых следует создавать соответствующие нормативные документы. Для совершенствования СМК разработаны рекомендации к составлению методики расчета коэффициента пропускной способности для распределительных газопровод и газопроводов отводов. Выработаны критерии оценки качества расчетов. Методика позволяет решать весь комплекс задач по расчёту производительности. Методика прошла тестирование и показала адекватность моделирования реальным процессам транспортирования по газопроводам-отводам (ГО). В рамках совершенствования СМК разработана информационно-аналитическая система поддержки процесса мониторинга ГО. Внедрение ИАС позволило улучшить качество расчетов по следующим параметрам: скорость проведения расчетов возросла в 12 раз, исключены ошибки связанные с человеческим фактором при формировании отчетов и при вводе исходных данных для расчета. Созданы необходимые инструменты для контроля качества технологами, такие как анализ данных с использованием различных критериев оценки, сравнения с фактическими данным, и сравнением с ретроспективными данным.

ОСОБЕННОСТИ ЭЛЕКТРОДУГОВОЙ СВАРКИ И НАПЛАВКИ ПРИ РЕМОНТЕ ПОДВОДНЫХ УЧАСТКОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В КЕССОНЕ

Волков И.В.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время значительная часть магистральных газопроводов прокладывается по дну водных бассейнов. Доля таких газопроводов в России в общем объеме строительства резко возросла в связи с реализацией таких проектов как Северный и Южный Поток.

Несмотря на это, нормативных документов, регламентирующих ремонт подводных участков газопроводов, в российской системе стандартизации нет, да и сама проблема ремонта трубопроводов под водой остаётся у нас малоизученной.

В работе рассмотрено влияния гипербарического давления на нормативные характеристики сварного соединения, полученного при ремонтной сварке в кессоне, для обоснования режимов сварки (наплавки), обеспечивающих нормативный комплекс регламентируемых свойств.

Определены параметры сварного соединения, на которые избыточное давление оказывает наибольшее влияние: скорость охлаждения металла сварного соединения; геометрические параметры сварного шва; химический состав металла сварного шва. Установлены закономерности изменения значений этих параметров в зависимости от избыточного давления.

Проведённый анализ требований российских и иностранных нормативных документов к сварным соединениям, полученным при ремонтной сварке и наплавке, а так же к кольцевым стыковым сварным соединениям магистральных газопроводов, показал, что основными являются требования по ударной вязкости и твёрдости металла ОШУ ЗТВ сварных соединений. Так же для сварного соединения в целом необходимо учитывать требования на статический изгиб и долю вязкой составляющей в изломе. Определены наиболее жёсткие минимальные требования к свойствам металла ОШУ ЗТВ сварных соединений.

Разработана методика испытаний для имитации ремонтных сварочных работ на глубине до 100 метров, а с учётом анализа действующих нормативных документов, регламентирующих ремонтные работы на сухопутных участках магистральных газопроводов, определены базовые диапазоны режимов при проведении испытаний.

МЕТОДИКА ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ И РЕГУЛИРОВАНИЯ РАБОТЫ МНОГОЗАЛЕЖНЫХ ПХГ

Воронов С.А.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Существующие методы расчета однозалежных ПХГ не позволяют учесть особенности эксплуатации гидродинамически взаимосвязанных залежей, поэтому разработка методов прогнозирования технологических показателей и регулирования работы многозалежных ПХГ с единой водонапорной системой является актуальной темой исследований.

Для проектирования многозалежных ПХГ была разработана геолого-гидродинамическая модель состоящая из нескольких объектов (залежей) объединенных единой водонапорной системой. На данной модели были проведены следующие виды исследований:

1. Изучение влияния режимов работы ПХГ на динамику ГВК;
2. Исследование влияния гидропроводности водоносной области на систему хранения газа;
3. Изучение влияния расстояния между взаимодействующими объектами;
4. Исследование особенностей размещения скважин;
5. Изучение особенностей прогнозирования систем хранения газа многозалежных ПХГ с единой водонапорной системой.

Разработанная методика позволяет адекватно прогнозировать изменение основных технологических показателей работы ПХГ с учетом особенностей взаимовлияния залежей в процессе эксплуатации.

ОПТИМИЗАЦИЯ ОБЪЕМОВ БУФЕРНОГО ГАЗА В ПОДЗЕМНЫХ ХРАНИЛИЩАХ

Воронова В.В.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Эффективность циклической эксплуатации подземных хранилищ газа (ПХГ) с точки зрения технико-экономических показателей во многом определяется правильным подбором буферного объема газа в хранилище. Этот объем должен обеспечивать требуемые отборы газа из ПХГ и выполнение технологических ограничений. Нарушение таких ограничений ведет к накоплению жидкости и твердых частиц на забое скважин, их значительному обводнению, недопустимому износу скважинного оборудования, превышению пластового давления выше максимально допустимой величины, при которой начинается разрушение кровли пласта-коллектора или уход газа за замыкающую изогипсу. Указанные ограничения и требования выполняются при различных значениях объема буферного газа, формирующих область его допустимых значений. Возникает задача выбора из допустимых значений наиболее предпочтительной (оптимальной) величины объема буферного газа.

В работе предлагается в качестве показателя эффективности выбрать показатель, состоящий из двух слагаемых. Первое слагаемое - затраты на повышение давления нагнетаемого и отбираемого газа, т.е. затраты, связанные с эксплуатацией компрессорной станции (КС). Второе представляет собой потери, связанные с хранением излишнего объема буферного газа и, соответственно, «упущенной» прибыли, которую можно было бы выручить, если бы этот излишний объем не хранился, а подлежал продаже. Увеличение буферного объема газа ведет к снижению затрат на повышение давления газа, но, с другой стороны, к появлению «избыточного» буферного объема газа, т.е. увеличению потерь («упущенной» прибыли). Соответственно, при снижении буферного объема газа эти потери уменьшаются, однако возрастают затраты на повышение давления. Автором предлагается содержательная постановка задачи, ее математическая формулировка и алгоритм решения, а также рассмотрен пример применения алгоритма.

УЧЁТ НЕОПРЕДЕЛЁННОСТИ ПРОГНОЗА ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ВЫБОРЕ ВАРИАНТА ТЕХНИЧЕСКОГО ОСНАЩЕНИЯ ПРОМЫСЛОВЫХ ДОЖИМНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Воронцов М.А., Киркин М.А.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Обеспечение проектных объёмов добычи, в продолжении всего периода разработки месторождения требует осуществления технологического развития дожимной компрессорной станции (ДКС) для адаптации к изменяющимся показателям эксплуатации (изменения производительности, снижение пластового давления). Существующие подходы к выбору варианта технического оснащения ДКС не учитывают неопределённость прогнозных показателей эксплуатации.

В работе рассмотрен способ выбора варианта оснащения ДКС из множества возможных альтернатив, учитывающий неопределённость эксплуатационных параметров, которые рассматриваются, как случайные величины с заданным распределением. Принято, что вероятности распределения заданы неточно. Альтернативы сравниваются по критерию Байеса-Лапласа. Для учёта неточности определения вероятностей распределения осуществляется оценка устойчивости соответствующего решения.

Использование предлагаемого способа апробировано на примере сравнения вариантов реконструкции ДКС на завершающей стадии разработки месторождения. Рассматривался ряд технических решений, обеспечивающих проектную производительность станции. Для упрощения принято, что существует только неопределённость значений входного давления, в качестве эффекта рассматривается изменение показателя энергоэффективности (удельного расхода топливного газа на единицу объёма компримируемого газа) после проведения реконструкции.

В зависимости от целей решаемых задач рассмотренный методический подход в перспективе может быть распространён на более показательные (ёмкие) технико-экономические показатели эффективности принимаемых технических решений. Предлагаемый подход позволяет лицу принимающему решение получить комплексную оценку эффективности альтернативных вариантов в условиях неопределённости эксплуатационных параметров ДКС. Применение данного подхода на практике позволит повысить объективность выбора рассматриваемых вариантов технологического оснащения при реконструкции ДКС. Предлагаемый подход может также использоваться при разработке проектных решений для вновь строящихся компрессорных станций.

МЕТОДОЛОГИЯ ПОСТРОЕНИЯ МОДЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ГАЗОПРОВОДНЫХ СИСТЕМ НА ПРИМЕРЕ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ КИТАЯ

Галимов Р.Р.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В работе рассматривается методология построения моделей надежности системы газопроводов, основанная на использовании графов.

Приводится анализ основных факторов, влияющих на надежность системы магистральных газопроводов Китая.

Рассматривается надежность линейной части магистральных газопроводов и оборудования компрессорных станций.

В качестве примера рассматриваются различные внештатные ситуации, возникающие на газопроводе, по причине которых происходит недопоставка газа.

В качестве наиболее эффективного способа повышения надежности в работе рассматривается метод секционирования линейной части газопроводов.

В качестве повышения надежности системы магистральных газопроводов рассматривается секционирование линейной части.

В заключение работы оценивается выигрыш надежности систем магистральных газопроводов Китая по основным ее характеристикам от секционирования.

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ИДЕНТИФИКАЦИИ МАТЕМАТИЧЕСКИХ МОДЕЛЕЙ ГАЗОТУРБИННЫХ УСТАНОВОК ГПА В ЦЕЛЯХ ПАРАМЕТРИЧЕСКОЙ ДИАГНОСТИКИ

Гилязиев М.Г.

ООО «Газпром трансгаз Казань»

Основной целью данного исследования является разработка метода идентификации математических моделей газотурбинных установок (ГТУ) ГПА для параметрической диагностики, позволяющей с высокой степенью точности описывать техническое состояние ГТУ конкретного типа.

Цель идентификации – уменьшение расхождений между результатами испытаний изделия и расчета по модели без изменения её структуры, а только за счет уточнения значений ряда параметров. Они называются варьируемыми параметрами или факторами и выбираются из числа наименее достоверных параметров математической модели. Испытания ГТУ проводятся на различных режимах с измерением различного количества параметров. На этих же режимах производится расчет по модели. Разница между экспериментальным и расчетным значениями параметра называется невязкой. Невязка минимизируется с помощью изменения поправок к варьируемым параметрам. При решении используется линеаризация, поэтому поправки должны быть малыми. Зачастую они не получаются малыми и приходится делать несколько последовательных приближений.

Сущность предлагаемого метода идентификации состоит в последовательном решении нескольких задач:

Решение прямой термодинамической задачи ГТУ (построение математической модели ГТУ).

Оценка взаимного влияния искомых параметров ГТУ.

Оптимизация значений искомых параметров ГТУ из условий минимизации невязки между рассчитанными и измеренными параметрами ГТУ с учетом взаимного влияния этих параметров.

ОБРАБОТКА И АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ ДИСТАНЦИОННОГО МАГНИТОМЕТРИЧЕСКОГО ОБСЛЕДОВАНИЯ ПОДЗЕМНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ

Гуськов С.С.
ОАО «Гипрогазцентр»

В последние десятилетия периодически предпринимаются попытки использования дистанционных магнитных методов для оценки технического состояния магистральных трубопроводов. Эти методы основаны на измерении постоянного магнитного поля трубопровода с поверхности грунта. Однако имеется ряд трудностей, связанных с интерпретацией результатов измерений. Поэтому систематические исследования возможностей и границ применимости дистанционных магнитных методов являются достаточно актуальными.

В данном докладе представлены некоторые результаты научно-исследовательских работ, направленных на получение обоснованных доказательств возможности практического использования бесконтактной магнитометрии и определения областей применения этого метода.

Проведены полевые измерения магнитного поля участков трубопроводов, подлежащих капитальному ремонту. Проанализирована взаимосвязь между линейными координатами особенностей магнитограмм и расположением кольцевых сварных швов и дефектов. Проведены измерения магнитного поля вблизи металла в районе расположения дефектов различных типов. Сделаны оценки величины магнитных моментов источников, связанных с дефектами. Проведены исследования влияния изменения механических напряжений на магнитное поле трубопроводов.

С помощью численного моделирования установлены основные закономерности пространственного распределения магнитного поля, создаваемого локальными и протяженными источниками. Получено теоретическое обоснование наблюдаемых на практике особенностей магнитограмм. Проведен анализ основных источников погрешностей измерения магнитного поля трубопроводов.

На основании проведенных теоретических и экспериментальных исследований разработан ряд алгоритмов для автоматизированной интерпретации магнитограмм: алгоритм поиска посторонних ферромагнитных предметов (расположенных на меньшей глубине, чем трубопровод), алгоритм поиска кольцевых сварных швов, алгоритм расчета усредненной намагниченности металла труб, алгоритм расчета погрешностей измерения магнитного поля трубопровода, связанных с угловыми отклонениями датчиков и с неточностью определения координат точек измерения. Указанные алгоритмы реализованы в рамках оригинального программного обеспечения.

КОРРЕЛЯЦИОННЫЙ АНАЛИЗ ДАННЫХ, ПОЛУЧЕННЫХ В ЗОНЕ ВОЗДЕЙСТВИЯ БЛУЖДАЮЩИХ ТОКОВ

Жулин А.А.

ООО «Газпром трансгаз Самара»

Поляризационный потенциал определяет кинетику электродных реакций и характеризует защищенность от коррозии трубопровода. Пространственно он локализован в области двойного электрического слоя на границе металл-электролит.

Измеряемая разность потенциалов «труба-земля» содержит кроме величины поляризационного потенциала еще и величину падения напряжения между электродом сравнения и металлом трубы – омическую составляющую

В целях определения поляризационного потенциала МГ Похвистнево-Самара-III, находящегося в зоне воздействия блуждающих токов от Куйбышевской железной дороги, были проведены измерения, которые состоят из синхронной регистрации двух параметров: разности потенциалов «труба-земля» и падения напряжения в грунте около трубопровода.

В результате измерений получаем данные измерения потенциала «труба-земля» и падения напряжения в грунте, их можно представить в виде зависимости $U_{m-з}$ от $U_з$, которую определим с помощью математической статистики, т.е.

$$U_{m-з} = f(U_з),$$

$U_{m-з}$ – потенциал «труба-земля»;

$U_з$ – падение напряжения в грунте около трубопровода.

Поскольку значения $U_{m-з}$, $U_з$ распределены по нормальному закону, поэтому рассмотрим репрезентативную выборку из генеральной совокупности в объеме 25 данных и определим связь между этими величинами.

Таким образом, линия регрессии будет иметь вид:

$$\begin{cases} y = k \cdot x + b, \\ U_{m-з} = 1,088 \cdot U_з - 1,022; \end{cases} \Rightarrow k = 1,088; b = -1,022.$$

Выводы:

- коэффициент $b = -1,022$ равен значению поляризационного потенциала в данной точке;
- коэффициент $k = 1,088$ отвечает за корреляцию данных и наличие блуждающих токов на данном участке;
- данным способом можно рассчитать с заданной точностью значения поляризационного потенциала и интервал, в котором он будет находиться с заданной степенью вероятности.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ИНЖЕНЕРНОГО КОМПЛЕКСА ANSYS ДЛЯ АВТОМАТИЗАЦИИ ПРОЧНОСТНЫХ РАСЧЕТОВ КОЛЬЦЕВЫХ СВАРНЫХ СОЕДИНЕНИЙ

Зорин А.А.

ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

В данном проекте рассматривается оценка технического состояния кольцевых сварных соединений (КСС) магистральных трубопроводов с дефектами, размеры и расположение которых определены по результатам неразрушающего контроля в шурфах. В соответствии с действующей нормативно-технической документацией оценка работоспособности КСС осуществляется путем сравнения размеров дефектов, обнаруженных методами неразрушающего контроля с предельно допустимыми размерами. Аналитическое решение для оценки напряженно-деформированного состояния (НДС) конкретного КСС с дефектами отсутствует. Одним из наиболее достоверных и эффективных способов определения НДС неоднородных систем, для которых отсутствует аналитическое решение, является метод конечных элементов (МКЭ). Реализация расчетов МКЭ в Инженерно-техническом центре ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» осуществляется при помощи аппаратно-программного комплекса для инженерных расчетов ANSYS.

Расчет методом конечных элементов является весьма трудоемким процессом. В связи с этим проведена автоматизация прочностных расчетов с использованием встроенного языка программирования APDL. Автоматизация выполнена с помощью запрограммированных модулей, визуализированных на рабочей панели. Каждый модуль выполняет целый набор команд (построение геометрии, задание механических свойств, определение нагрузки, построение сетки конечных элементов) которые ранее выполнялись вручную посредством большого числа процедур. В результате получено снижение трудоемкости расчета в 30-40 раз, что позволяет в соответствующей мере повысить оперативность проведения расчета дефектных сварных соединений.

Данный проект в настоящее время не предусматривает расчет дефектов основного металла трубы (коррозионные, трещиноподобные дефекты, вмятины), а также расчет КСС только по результатам ВТД, без проведения контроля в шурфах. В перспективах развития работы планируется автоматизация расчета по результатам ВТД, с целью ранжирования по степени опасности аномальных КСС. Выполнение подобной автоматизации будет возможно при условии включения исполнителем работ по ВТД в итоговый отчет необходимой для расчета информации. В рамках внедрения программного комплекса ANSYS также планируется дальнейшая автоматизация прочностных расчетов типовых элементов газотранспортной системы, требующих оценки НДС.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДНЫХ ОБВЯЗОК АКУСТИЧЕСКИМ МЕТОДОМ И ПРОЧНОСТНЫМ РАСЧЁТОМ

Казачек С.В.

ОАО «Гипрогазцентр»

Определение напряженно-деформированного состояния (НДС) трубопроводных обвязок (ТПО) основного оборудования газоперекачивающих компрессорных станций необходимо для выдачи рекомендаций по снижению возникающих при эксплуатации механических напряжений и решения вопросов о возможности дальнейшей эксплуатации. Прямое измерение величин механических напряжений позволяет проверить и уточнить граничные условия для выполнения прочностного расчета, так как только по результатам геодезической съемки и визуального осмотра невозможно определить историю нагрузок, возникающих от монтажа и подвижек опорной части.

В данной работе определение НДС выполнено на ТПО 15 пылеуловителей (ПУ), условный диаметр 420 мм, толщина стенки 16 мм, материал аналог 09Г2С, рабочее давление 2,8 МПа.

Экспериментальное определение механических напряжений выполнены акустическим методом, основанным на прецизионном измерении времен распространения трех типов ультразвуковых волн, распространяющихся перпендикулярно приложенной нагрузки, двух сдвиговых перпендикулярно поляризованных и продольной.

Расчеты ТПО ПУ выполнены методом конечных элементов с использованием трубных элементов. Определены места возникновения максимальных осевых механических напряжений для установки акустических датчиков. Заключительный прочностной расчет выполнен с учетом изменения высотных отметок ТПО ПУ по результатам двухлетних геодезических измерений.

Выявлено соответствие результатов определения НДС в трубопроводах ультразвуковым методом и расчетом на основе геодезических измерений. Предложены схемы измерения механических напряжений ТПО неразрушающими методами экспериментальной механики. Рекомендованы критерии применения алгоритмов определения НДС акустическим методом в зависимости от величины собственной акустической анизотропии трубных сталей.

ВЫРАБОТКА ГАЗА ИЗ КОЛЛЕКТОРА ЦЕХА ПРИ СТРАВЛИВАНИИ. РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ И ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ

Калинин С.С.

ООО «Газпром трансгаз Москва»

В настоящее время тема экономии энергоресурсов в газовой промышленности имеет одно из приоритетных значений. В тот же самый момент безвозвратные потери метана при стравливании газа из коллекторов цехов исчисляются миллионами м^3 газа сброшенных в атмосферу. А так же, учитывая постоянно растущее внимание к экологии, данная проблема является актуальной во всех аспектах. Предлагается вырабатывать часть газа из коллекторов цехов перед стравливанием в качестве топливного на газотурбинных газоперекачивающих агрегатах (ГГПА). В данной работе будет произведено:

1. Разработка схемы прокладки трубопровода Ду 100 с учетом требований НТД, соединяющего коллектора цехов из которых будет производиться выработка с блоком подготовки топливного, пускового и импульсного газа (БПТПИГ) цеха с ГГПА типа ГПА Ц-16 на которых будет производиться выработка.

2. Гидравлический расчет вновь проектируемого трубопровода.

3. Компоновка оборудования на БПТПИГ.

4. Программа настройки регуляторов и алгоритм процесса выработки газа.

5. Разработка и расчет технологии более глубокой выработки до значений давления в вырабатываемом коллекторе меньшем, чем минимально допустимое давление топливного газа на входе в ГГПА типа ГПА Ц-16. Такая технология осуществима с применением эжектора типа «газ-газ», в котором в качестве высокопотенциального газа, используется газ с коллектора цеха, на агрегаты которого и подается вырабатываемый газ. Результатом применения технологии двухступенчатой выработки является возможность срабатывания газа из коллектора перед стравливанием с $50\text{-}60 \text{ кгс/см}^2$ до $8\text{-}10 \text{ кгс/см}^2$. Что выразится в соответствующем экономическом эффекте, рассчитанном в данной работе.

6. Расчет необходимого оборудования, фасонины, ЗРА.

7. Расчет инвестиций.

8. Расчет экономии энергоресурсов, сокращения выбросов метана в атмосферу и финансовой прибыли от реализации проекта.

КОРРЕКТИРОВКА ПОМПАЖНЫХ ТЕСТОВ ЦЕНТРОБЕЖНЫХ КОМПРЕССОРОВ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ ДОЖИМНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ

Кильдияров С.С., Кицин В.П., Глазунов В.Ю.

ООО «Газпром добыча Надым»

В период пиковых сезонных нагрузок для обеспечения необходимых заданий по добыче и транспорту газа возрастает потребная мощность на компримирование дожимных (ДКС) и магистральных компрессорных станций (КС). Данная ситуация требует запуска в работу дополнительных газоперекачивающих агрегатов (ГПА), при этом зачастую штатная система автоматического управления (САУ) ГПА вследствие появления нерасчетных газодинамических режимов дает команду на открытие агрегатных клапанов «Моквелд» системы антипомпажного регулирования (САПР). Это в свою очередь приводит к непроизводительному перерасходу топливного газа на компримирование, а вопросы обеспечения энергоэффективности эксплуатации КС в настоящее время являются наиболее актуальными в ОАО «Газпром».

Как известно, в процессе эксплуатации ГПА КС вследствие эрозионного износа и загрязнения проточной части центробежных компрессоров (ЦБК) происходит постепенное ухудшение их технического состояния. Особенно это актуально для ГПА дожимных компрессорных станций, перекачивающих не прошедший осушку и очистку газ, поступающий со скважин.

Анализ проведенных в ООО «Газпром добыча Надым» газодинамических расчетов ЦБК показал, что при этом в процессе эксплуатации газодинамическая характеристика (ГДХ) сдвигается не только в область меньших политропных КПД и степени сжатия ЦБК, но и меньших расходов. Реальная граница помпажа на ГДХ так же претерпевает значительные изменения, но при этом не изменяются изначально заложенные границы помпажа в системе антипомпажного регулирования САУ. В частности, на ДКС месторождения Юбилейное ООО «Газпром добыча Надым» во время пиковых отборов сезона 2011-2012 г.г. был необходим пуск дополнительного ГПА. При этом работа ДКС происходила при открытом антипомпажном клапане «Моквелд» с соответствующим перерасходом топливного газа на компримирование. Для устранения сложившейся ситуации на всех агрегатах ДКС силами специалистов ООО «Газпром добыча Надым» были проведены повторные помпажные тесты, которые подтвердили предположение о том, что происходит сдвиг границы помпажа в область меньших расходов. После корректировки и повторной настройки системы антипомпажного регулирования по новым тестам линия рециркуляции САПР была закрыта, непроизводительный перерасход топливного газа на компримирование был исключен.

Таким образом, в процессе эксплуатации ГПА при ухудшении технического состояния ЦБК необходимо проводить корректировку антипомпажных тестов САПР.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ НЕОДНОРОДНОСТИ ТОЛЩИНЫ ПОЛИУРЕТАНОВЫХ ПОКРЫТИЙ ФАСОННЫХ ИЗДЕЛИЙ

Козлов Д.И., Кузьбожев А.С.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

В качестве покрытий фасонных соединительных деталей магистральных газопроводов наибольшее распространение получили полиуретановые защитные покрытия.

Известно, что полиуретановые покрытия обладают высокими защитными свойствами: прочностные, температурные, диэлектрические и адгезионные свойства соответствуют параметрам заводского полиэтиленового покрытия.

Процесс нанесения защитных покрытий на фасонные изделия имеет ряд технологических особенностей (сложная поверхность изделий, наличие труднодоступных мест и теневых зон). Поэтому необходимо проведение входного контроля толщины покрытия на этапах приемки.

На площадках хранения фасонных соединительных деталей (крутоизогнутые отводы и тройниковые узлы) и запорной арматуры было выполнено обследование состояния полиуретанового изоляционного покрытия. Хранение изделий осуществляется как в атмосферных, так и в крытых условиях.

В ходе диагностирования покрытий выполнялись измерения толщины слоя. Измерения проводились следующим образом:

- изделия условно разбивались на характерные зоны диагностирования (магистральный патрубок, сварные швы, транспортировочные проушины, опоры корпуса и т.п.);
- поверхность зон разбивалась на контрольные сечения (количество сечений зависело от длины зоны в продольном направлении);
- в каждом сечении выполнялись измерения по окружности с определенной дискретностью.

Далее выполнялась обработка результатов измерений, в ходе которой были получены модели пространственного распределения толщины слоя покрытия по поверхности изделий. Полученные результаты измерений позволили выявить участки поверхности покрытий с повышенным значением толщины (наплывы). Также установлена средняя неоднородность толщины покрытия по всей поверхности изделия.

На основании вышеизложенного предлагается выполнить оптимизацию технологии нанесения покрытий с использованием армирующей сетки. Данная конструкция позволит предотвратить негативное влияние гравитационного фактора и снизить общую неоднородность толщины покрытия до минимума, что позволит наносить слой покрытия оптимальной толщины.

АНАЛИЗ РАБОЧИХ ЖИДКОСТЕЙ, КАК СОВРЕМЕННЫЙ ИНСТРУМЕНТ ДИАГНОСТИКИ

Комиссаров А.В.

ООО «Газпром добыча Надым»

В масло в процессе работы двигателей, агрегатов трансмиссии попадают металлические частицы, являющиеся продуктами изнашивания деталей. При значительном износе, узлов и агрегатов концентрация таких частиц увеличивается.

Основу большинства деталей двигателей составляет железо. Некоторые детали выполнены из сплавов меди, алюминия, и других цветных металлов. Именно при использовании метода спектрального анализа масла становится возможным определить концентрацию того или иного металла в пробе масла.

Например: Хром попадает в масло из колец поршней, алюминий из поршней и железо из цилиндров. Присутствие в масле этих металлов обусловлено нормальным износом цилиндро-поршневой группы. Ускоренное нарастание этих концентраций говорит о ненормальном износе, загрязнении масла и закоксованности.

Поверхность подшипников покрывает сплав, в который входит свинец и олово. Присутствие в пробе масла двух этих металлов означает начало износа подшипников.

По сравнению с другими методами диагностики анализ работающего масла имеет ряд существенных преимуществ:

- не требуется выводить машины из работы;
- трудоемкость выполнения анализа небольшая;
- анализ позволяет получить большой объем информации;
- неисправности обнаруживаются на самой ранней стадии возникновения;
- анализ дает возможность заменять масло при действительной утрате им работоспособности, а не по истечении заданного количества моточасов наработки или километров пробега;

Метод спектрального анализа масла на сегодняшний день является одним из наиболее эффективных методов диагностики и его систематическое проведение даст не только возможность более точно определять время замены, предотвращая слишком раннее или позднее проведение обслуживания, но и позволит предупредить и выявить неисправности на ранних стадиях, а также позволит снизить эксплуатационные затраты.

НАГРУЗКИ И ВОЗДЕЙСТВИЯ ПРИ ПРОЕКТИРОВАНИИ ПДК. РАЗВИТИЕ НОРМ ПРОЕКТИРОВАНИЯ

Кривомазов В.В.
ООО «Питер Газ»

Разработка шельфовых газоконденсатных месторождений на сегодняшний день одно из самых перспективных направлений развития добычи газа. По состоянию на 31 декабря 2011 г. Группа «Газпром» владела лицензиями на 15 морских месторождений. Прогнозы экспертов указывают на то, что более 60% площади континентального шельфа имеют запасы углеводородов. Общемировыми лидерами по добычи газа на шельфе являются страны Европы и Азиатско-Тихоокеанского региона (44% добычи), в настоящее время на долю России приходится 2%. Несмотря на это, разработка континентального шельфа на территории Российской Федерации активно началась и имеет огромные перспективы. Основные проекты «Газпрома» в этом направлении – это «Сахалин-2», «Сахалин-3» и Штокманское месторождение в Охотском и Баренцевом море.

В связи с тенденциями развития разработки шельфовых месторождений в России, становится актуальной проблема оптимизации технического регулирования процесса проектирования. В частности актуализация нагрузок и воздействий на сооружения ПДК. До 2013 года и классификация нагрузок на гидротехнические сооружения регламентировалась СНиП 2.06.04-82* «Нагрузки и воздействия на гидротехнические сооружения (волновые, ледовые и от судов)». С 2013 года данный документ заменен на СТО 17330282.27.140.002-2008.

В условиях международного сотрудничества по освоению шельфовых месторождений, следует учесть применение передового опыта иностранных партнеров, которые в свою очередь при проектировании подводных добычных комплексов опираются на требования международных стандартов, таких как DNV-RP-C205 “Environmental Conditions and Environmental Loads, October 2010”; DNV-RP-C204 “Design against Accidental Loads, October 2010” и другие.

Учитывая это, встает вопрос об актуализации и дополнении отечественных нормативных документов в соответствии с международным опытом проектирования с целью обеспечения безопасности и надежности проектируемых гидротехнических сооружений при освоении шельфа.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ ТЕРМОДИНАМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ В ХОДЕ ВАКУУМНОЙ ОСУШКИ МГ

Кудрявцев Д.А.
ОАО «Оргэнергогаз»

Задачей проведения вакуумной осушки МГ является достижение требуемого качества работ в минимальные сроки, обеспечивающие соблюдение графиков строительства и ввода в эксплуатацию объектов транспорта газа.

Минимальная продолжительность осушки обеспечивается путем увеличения объемной производительности применяемых при этом вакуумных насосов. Однако, из практики известно, что в некоторых случаях чрезмерное увеличение производительности приводит к замораживанию остатков влаги в полости осушаемого объекта. То есть, за счет значительно меньшей интенсивности испарения льда (сублимации) по сравнению с интенсивностью испарения капельной влаги продолжительность осушки может многократно возрасти.

Таким образом, для проведения вакуумирования в минимальные сроки, то есть без риска замораживания воды, необходимо регулировать производительность вакуумных насосов в соответствии с количеством тепла, подводимым к осушаемому объекту.

В случае осушки трубопроводных обвязок КС снижение производительности вакуумного оборудования до минимума не обеспечивает возможности проведения вакуумирования без риска замерзания воды – это означает, что в некоторых случаях вакуумная осушка обвязок КС будет проходить в режиме сублимации. Аналогичная ситуация будет наблюдаться и при осушке участков ЛЧ МГ, имеющих занижения, длина которых превышает 1,5% от длины осушаемого участка.

Возможными способами подвода тепла ко льду с целью его плавления и возобновления вакуумной осушки в штатном режиме (путем испарения капельной влаги) являются: 1 - остановка вакуумного оборудования и выдержка осушаемого объекта под вакуумным давлением (при этом тепло ко льду подводится только через стенки трубопроводов от грунта); 2 - остановка вакуумного оборудования и последующая продувка осушаемого объекта теплым азотом (50°С) при атмосферном давлении.

Анализ приведенных способов показывает их различную эффективность в зависимости от температуры грунта, количества льда на погонном метре и удаленности места скопления льда от точки подключения к трубопроводу азотного модуля. Однако, в любом случае применение указанных способов позволяет не допустить значительного увеличения продолжительности вакуумной осушки, вызванного наличием процессов сублимации льда.

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ИЗГОТОВЛЕНИЮ И ПРИМЕНЕНИЮ ПОДЗЕМНЫХ УСТАНОВОК РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА

Есин Ю.И. Захаров А.В. Кузёма А.В.
ОАО «Оргэнергогаз»

В настоящее время ОАО «Газпром» реализует Государственную программу развития газификации регионов страны. Выполнение данной программы требует комплексного подхода к проведению работ по строительству новых, реконструкции и модернизации существующих газопроводов-отводов, газораспределительных станций, распределительных газопроводов, газорегуляторных пунктов для обеспечения безопасной и надежной поставки Потребителям природного газа с заданными параметрами.

Одной из составляющих системы распределения газа являются газорегуляторные пункты (ГРП). На сегодняшний день ГРП, используемые в системах газоснабжения, в зависимости от их назначения, устанавливаются в пристройках к зданиям, в одноэтажных производственных зданиях или котельных, а также в отдельно стоящих зданиях или блок-боксах (блочные ГРП). ГРП располагают наземно, в соответствии с действующей нормативной документацией.

Однако, при размещении ГРП внутри жилых кварталов возникают сложности в связи с необходимостью учитывать допустимые расстояния до зданий и сооружений, ж/д и трамвайных путей, автомобильных дорог, воздушных линий электропередач, а также необходимостью минимизировать шум от работы технологического оборудования. Немаловажным фактором является соблюдение эстетического вида. Кроме того, наземно расположенные ГРП подвержены вандализму и террористической угрозе.

В связи с вышесказанным, при газификации городов, сёл, поселков городского типа и других населенных пунктов предлагается применение подземных установок редуцирования газа (сокращенно ПУРГ), которые уже нашли широкое применение в системах газораспределения за рубежом.

ПУРГ обеспечивает минимальный уровень шума при работе, имеет высокий уровень защиты оборудования от вандализма и несанкционированного доступа. После монтажа ПУРГ, в наземном расположении на небольшом удалении находится только мачта с блоком КИП, вентиляционными и сбросными свечами. Это не нарушает окружающий ландшафт, что особенно важно в городских условиях и при газификации густонаселенных районов.

О ВОЗМОЖНОСТИ ВОЗНИКНОВЕНИЯ И РАЗВИТИЯ УДАРНОЙ ВОЛНЫ В ПОТОКАХ КОМПРИМИРУЕМОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА ЗА ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИМ АГРЕГАТОМ ПРИ БЫСТРОМ УВЕЛИЧЕНИИ ЗАГРУЗКИ ГАЗОТУРБИННОЙ УСТАНОВКИ

Лоповок С.С.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Сезонные колебания производительности магистральных газопроводов влияют на использование установленной мощности компрессорных станций. В условиях переменного режима работы газопровода, возникает проблема рационального перехода работы КС на другой технологический режим

Однако существующий подход к решению оптимизационных задач реализуется, как правило, при условии стационарного режима компримирования газа для сложной и разветвленной системы трубопроводных технологических коммуникаций КС. Современное состояние трубной газодинамики для сложных трубопроводных систем выдвигает задачу о нестационарном течении природного газа. Причем, допущение о непрерывности течения может оказаться несостоятельным, поскольку при определенных условиях волны сжатия могут привести к формированию скачков уплотнения (ударных волн).

В данной работе рассмотрена частная задача, тематически связанная, с изучением ударно-волновых процессов в системе СУГ. Предложены одномерные расчетные схемы процесса и выполнены аналитические и графические исследования распространения ударной волны по движущемуся первичному потоку компримируемого природного газа от ГПА с центробежным нагнетателем ГТУ. Показано, в частности, что быстрое увеличение загрузки ГПА приводит к распространению ударной волны. Показана графическая зависимость интенсивности ударной волны от новых значений параметров торможения P_4 и T_4 (°K) для вторичного потока компримируемого газа в трубопроводе на выходе из ГПА и параметров состояния первичного потока, предшествующего дозагрузке ГПА.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОГО ПРОВЕДЕНИЯ АВАРИЙНО-ВОССТАНОВИТЕЛЬНЫХ РАБОТ

Лубенец Е.Н., Чирков Е.Ю., Щепинов Д.Н.
УЭСП ООО «Газпром добыча Оренбург»

Трубопроводы ООО «Газпром добыча Оренбург» являются опасными производственными объектами, транспортирующие сероводородсодержащие среды. В случае разгерметизации трубопровода необходимо в кратчайшие сроки выполнить аварийно-восстановительные работы, но при проведении АВР возникают сложности, например - стесненные условия из-за рельефа местности, сложность раскопки больших участков в связи с промерзанием грунта в зимнее время и другие причины.

Предлагается комплексное решение по безопасному и оперативному проведению АВР в стесненных условиях, за счет обеспечения снижения давления и предельно-допустимой концентрации в месте проведения огневых работ и модернизации наружного звеньевоего центратора.

В процессе АВР много времени занимает процесс стыковки труб, а также возникают сложности стыковки из-за недостаточности прилагаемых усилий существующего центратора. С целью устранения указанных недостатков существующей технологии сборки и сварки труб предлагается модернизация звеньевоего центратора. Модернизация заключается в монтаже неприварных струбцин. Струбцина крепится на ось упорного ролика центратора, который в свою очередь устанавливается в 10 см от кромки сварного соединения. Для оценки максимальной допустимой нагрузки, как на центратор в целом, так и максимальной допустимой нагрузки упорных винтов, выполнен прочностной расчет. Результаты расчета показывают, что при помощи упорных винтов струбцины, возможно выполнить более точную подгонку кромок свариваемых труб, по сравнению с существующим звеньевым наружным центратором.

Вышеуказанная технология позволяет существенно сократить время проведения восстановительных работ, обеспечивать качество сборки сварного соединения и безопасности проведения огневых работ в отсеченном участке и может применяться не только при инцидентах и аварийных ситуациях, но и в случаях в других случаях требующих оперативного восстановления трубопровода.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ МЕТАЛЛА ГАЗОПРОВОДОВ

Ляпичев Д.М.
ОАО «Оргэнергогаз»

Необходимым этапом создания Системы управления техническим состоянием и целостностью объектов газотранспортной системы (ГТС) ОАО «Газпром» является переход от методик оценки технического состояния объектов ГТС на основе экспертных оценок к методикам на базе количественного анализа показателей технического состояния, характеризующих надежность данных объектов.

Высокая протяженность магистральных газопроводов и текущий уровень производительности средств технической диагностики не позволяют осуществлять полное диагностическое обследование всех газопроводов ГТС с частотой, необходимой для выявления развивающихся потенциально опасных дефектов, что обуславливает необходимость использования методов прогнозирования технического состояния.

В рамках представляемой работы был предложен подход к прогнозированию развития дефектов коррозионного растрескивания под напряжением (КРН) на газопроводах, базирующийся на расчетно-экспериментальной оценке параметров состояния системы «транспортируемый продукт-трубопровод-внешняя среда».

Предлагаемый подход основан на определении технического состояния участков газопроводов в пространстве показателей, характеризующих факторы, определяющих КРН, и сопоставлении с предельной поверхностью, характеризующей высокую вероятность зарождения дефектов КРН.

При разработке предлагаемого подхода были проанализированы факторы, определяющие КРН газопроводов, разработаны требования к методике оценки напряженно-деформированного состояния газопроводов при прогнозировании КРН, разработаны рекомендации по экспериментальной оценке изменения свойств сварных соединений и основного металла труб в процессе эксплуатации, разработана методика моделирования условий работы металла газопроводов при проведении коррозионных испытаний.

Кроме того, в рамках представляемой работы была решена задача определения критериев механики разрушения для поверхностных полуэллиптических трещин трубопроводов, нагружаемых внутренним давлением, применение которой позволяет более точно оценивать скорость роста дефектов КРН.

СОВРЕМЕННЫЙ ПОДХОД К ЗАЩИТЕ ОТ КОРРОЗИИ ПОДЗЕМНЫХ СООРУЖЕНИЙ НА ОСНОВЕ ИМПУЛЬСНОГО ТОКА

Марухин Д.Н.

ООО «Газпром трансгаз Саратов»

Энергетическая стратегия России сегодня, направлена на модернизацию топливно-энергетического комплекса страны, перевод его на энергосберегающий путь и повышения энергетической эффективности.

Энергетические обследования предприятий занимающихся транспортировкой природного и попутного нефтяного газа показали высоких расход электрической энергии, связанный с защитой подземных трубопроводов от коррозии.

Коррозия металлов приводит не только к безвозвратным их потерям, но и к преждевременному выходу из строя дорогостоящих и ответственных изделий и сооружений, к нарушению технологических процессов и простоям оборудования, в ряде случаев вызывает аварии.

Следуя энергетической стратегии, необходимо сократить затраты на активную защиту, но при этом повысить эксплуатационную надежность эксплуатируемых подземных сооружений.

Традиционные станции катодной защиты, применяемые сегодня, на выходе имеют постоянный ток, который подается на сооружение и тем самым достигается катодная поляризация до требуемых значений.

Подземные сооружения, в частности трубопроводы, представляют собой комплексную нагрузку, за счет этого они могут сохранять свой потенциал, необходимое минимальное защитное смещение, достигнутое при катодной поляризации. Используя данный эффект возможно изменить подход к катодной защите, путем применения импульсного тока.

Лабораторные исследования амплитудно-временных характеристик нарастания поляризации при подаче на электрохимическую ячейку импульсов тока показали, что динамика развития переходного процесса нарастания поляризации (ППНП) определялась, в основном, величиной амплитудной плотности тока в импульсе (большей амплитуде соответствует меньшее время ППНП) и физико-химическими свойствами пары металл – электролит «М-Э». При этом заметное влияние на ППСП оказывают физико-химические свойства пары «М-Э». Характерно, что временное разрешение ППСП существенно выше временного разрешения переходного процесса нарастания поляризации и может превышать его в сотни и более раз. Если пауза между импульсами будет меньше времени полного ППСП, то ППНП от последующего импульса суммируется с величиной остаточной поляризации от предыдущего.

Полигонные испытания показали перспективность применения импульсного тока при катодной поляризации подземных трубопроводов.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ ДРЕНИРОВАНИЯ ГРУНТОВОГО ЭЛЕКТРОЛИТА НА НЕЗАЩИЩЕННЫЙ МЕТАЛЛ ГАЗОПРОВОДОВ

Михалев А. Ю.¹, Пыстин В. А.²

(1) ОАО «Гипрогазцентр», (2) НМСУ «Горный»

Стресс-коррозия (коррозионное растрескивание под напряжением, КРН) металла труб магистральных трубопроводов является сложно прогнозируемым и опасным явлением, напрямую снижающим надежность функционирования газотранспортной системы. На сегодняшний день существует множество направлений в исследовании КРН, однако все специалисты сходятся в одном: причиной возникновения и развития стресс-коррозии на магистральных газопроводах не может являться отдельно взятый фактор внешней среды или характеристика металла труб.

Опыт эксплуатации магистральных газопроводов показывает, что, как правило, потенциально опасные участки (ПОУ) по признаку КРН характеризуются уклоном участка магистрального газопровода, наличием повреждений изоляционного покрытия в виде гофр и складок, преобладанием по трассе участка магистрального газопровода глинистых грунтов, пересечением трубопроводом переменного уровня грунтовых вод.

Целью проведенных лабораторных исследований являлась оценка влияния дренирования грунтового электролита на основной металл труб магистральных газопроводов в напряженном состоянии. Для достижения поставленной цели были решены следующие задачи:

- выбран метод оценки состояния металла труб магистрального газопровода без его разрушения, позволяющий отслеживать изменения в динамике – измерение твердости с малой нагрузкой (ТМН);
- проведены лабораторные исследования с использованием плоских образцов металла труб магистрального газопровода;
- с использованием методов математической статистики проведен анализ результатов лабораторных исследований.

По результатам экспериментов были сделаны следующие выводы:

- установлено отсутствие изменений в структуре образцов, подвергнутых растяжению при погружении в статичный грунтовый электролит;
- кратковременное дренирование грунтового электролита вдоль нагруженного образца металла (не более 2 ч.) не приводит к существенным изменениям структуры металла. При некотором увеличении дисперсии ТМН за это время гипотеза об однородности выборок значений ТМН не отвергается с достоверностью 95%, последующие изменения подтверждены статистически.

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ КОМПОЗИЦИИ НА ОСНОВЕ КРЕМНИЙОРГАНИЧЕСКОГО ПОЛИМЕРА ДЛЯ ЛИКВИДАЦИИ ВЫНОСА ПЕСКА В СКВАЖИНАХ ПХГ

Нескин В.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Предотвращение выноса песка и породы из скважин является актуальной проблемой для многих подземных хранилищ газа, созданных в слабосцементированных терригенных коллекторах, которая требует индивидуального подхода с точки зрения выбора технологии крепления прискважинной зоны дренирования. Пескопроявление приводит к образованию песчаных пробок, эрозии внутрискважинного и наземного оборудования, что приводит к значительным финансовым затратам. Вынос песка и породы накладывает ограничения на суточную производительность скважин, вплоть до полной их остановки.

В научно-образовательном центре (НОЦ) «Промысловая химия» РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина проводятся исследования по разработке и применению кремнийорганических полимеров (полиорганосилоксанов) в качестве тампонажных составов для ремонтно-изоляционных работ нефтяных и газовых скважин. Эффективность действия этих композиций обусловлена тем, что они обладают целым рядом положительных свойств: высокой адгезией к породе и металлу, гидрофобизирующей способностью, химической стабильностью, термостойкостью, устойчивостью к воздействию пластовых вод. В результате проведенных экспериментов была разработана композиция, в состав которой, помимо полиорганосилоксана, входит сшивающий агент, добавляемый в состав для образования более прочной и химически устойчивой структуры полученного полимерного камня. При обработке искусственного керна разработанным составом образуется камень из скрепленного песчаника, характеризующийся высокой механической прочностью (прочность на сжатие до 7 МПа) и проницаемостью по газу (до 95% от начальной), а также обладающий стойкостью к воздействию пластовых вод, кислот и щелочей.

Испытания данного состава были проведены на двух скважинах Песчано-Уметского ПХГ. Обработка скважин была произведена в период закачки. После обработки вышеуказанные скважины активно использовались в период отбора газа. Были получены хорошие результаты – увеличение дебита газа и отсутствие выноса песка. Таким образом, разработанный состав для крепления призабойной зоны пескопроявляющих скважин показал свою высокую эффективность и надежность и может быть использован на объектах подземного хранения газа.

ПРИМЕНЕНИЕ СИСТЕМЫ ЭЖЕКТИРОВАНИЯ В ПЕРИОД ОТБОРА ГАЗА НА УСТАНОВКЕ РЕГЕНЕРАЦИИ ДЭГА

Нестеренко Е.Н.
ООО «Газпром ПХГ»

Действующая установка регенерации ДЭГа, ГП – 457. 00. 000 находится в работе с 1997 года.

Для более эффективного отделения влаги из диэтиленгликоля на установке регенерации применяется система водокольцевых компрессоров, предназначенная для создания разряжения.

Предлагаю для создания необходимого разряжения на регенераторе ДЭГа применить систему эжектирования.

Разместим, эжектор на подводящем газопроводе пункта редуцирования и одоризации газа.

Конструктивно расположение предлагаемой системы эжектирования на входе в АГРС выбрано по следующим критериям:

- минимальные конструктивные изменения в обвязку блока регенерации ДЭГа;
- обеспечение наличия начальных условий необходимых для работы системы эжектирования (перепад давления, создаваемый при работе эжектора, а также расход газа необходимый для обеспечения необходимой степени разряжения).

Зная необходимые начальные условия: максимально возможный перепад давления при работе эжектора и минимальный фактический расход газа через АГРС произведём расчет параметров эжектора.

Для поддержания постоянного значения разряжения произведем монтаж устройства клапана – регулятора на всасывающей линии системы эжектирования, обратного клапана и датчика разряжения на разделительную ёмкость.

Экономическая эффективность применения системы эжектирования за первый год отбора газа, учитывая капитальные затраты изготовления эжектора, приобретение клапана – регулятора, обратного клапана, датчика разрежения и трубопровода соединяющего эжектор с разделительной ёмкостью составит свыше 800 тыс. руб., а в последующем до 1,5 млн. руб. ежегодно.

Учитывая то, что рассматриваемая установка регенерации диэтиленгликоля типа ГП 457 широко распространена на подземных хранилищах газа, то при применении предлагаемой системы эжектирования размер экономической эффективности по обществу в целом значительно возрастёт.

ЗАЩИТНЫЕ СООРУЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА В ГОРНОЙ МЕСТНОСТИ

Пагиев М.Б.

ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»

Защита магистрального газопровода «Дзуарикау –Цхинвал», пролегающего в труднодоступной ,высокогорной местности, постоянно находящегося в зоне высокого риска в связи с постоянными обвалами грунта , камнепадами, снежными лавинами и опасностью порыва селевыми потоками, включает в себя несколько методов защиты, описанных в моей работе .Такие как драпировка (закрепление скального грунта на месте), перенаправление падающих камней и устройство камнеулавливателей, а также устройство для задержки и остановки селевых потоков. Все эти виды защиты объектов транспортировки и газораспределения основаны на методе установки стальных сетей и амортизаторов удара.

ЧИСЛЕННОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ЯВЛЕНИЯ НАГРЕВА ТУПИКОВЫХ ОТВЕТВЛЕНИЙ КРАНОВЫХ УЗЛОВ ПРИ РАЗЛИЧНЫХ УСЛОВИЯХ

Парфенов Д.В.
ОАО «Гипрогазцентр»

Известны случаи разогрева стояка отбора импульсного газа на крановых узлах, при заполнении участков магистральных газопроводов через байпасную линию. Как правило, зафиксировать максимальную температуру разогрева не удастся по причине отсутствия необходимой измерительной техники, однако, в случае отсутствия контроля за процессом разогрева температура достигает столь высоких значений, что происходит оплавление изоляции и нарушение уплотнений кранов, а так же возникает угроза возникновения пожара или взрыва на опасном производственном объекте.

Целью работы было исследование указанного процесса разогрева тупиков с помощью численного эксперимента в программе ANSYS CFX.

В работе показаны результаты моделирования двух вариантов врезки стояка отбора газа: 1. в первом варианте врезка осуществляется через конический переход, подсоединенный к не равнопроходному тройнику; 2. во втором варианте, стояк отбора газа присоединяется к основной линии непосредственно прямой врезкой.

Результаты численного эксперимента подтверждают фактические данные – разогрев происходит только в 1-м варианте. Расчет показывает механизм протекания процесса разогрева газа.

Так же в работе показаны различные условия (давление, скорость движения газа), показаны границы зарождения указанного явления.

В выводах работы сформулированы предварительные рекомендации, позволяющие избегать появления разогрева.

ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВОЗМОЖНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЭНЕРГИИ ПОТОКА ГАЗА ДЛЯ ВЫНОСА ЖИДКОСТНЫХ СКОПЛЕНИЙ ИЗ ГАЗОПРОВОДА

Потапенко Е.С.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

В пластовых условиях природный газ находится в постоянном контакте с водой и имеет 100% насыщение влагой. В связи с этим, поступающий из скважины газ, содержит влагу в жидкой и паровой фазе. Для отделения капельной влаги используются сепараторы различной конструкции. Содержание паров воды снижается на головных сооружениях с помощью установок осушки газа. В случае недостаточной осушки газа снижается пропускная способность трубопровода, так как влага конденсируется и скапливается в пониженных участках трассы, создавая условия образования кристаллогидратов, а при отрицательных температурах – и ледяных пробок. Гидратные пробки при определенных условиях могут начать движение по трубопроводу и нанести непоправимый ущерб технологическому оборудованию, установленному на газопроводе.

Пути решения данной проблемы изучались и раньше, но было недостаточно проведено экспериментальных исследований. В данной работе повествуется о результатах проведенных опытов по изучению критической скорости газового потока, при которой происходит вынос жидкостного скопления. Опыты проводились на специально спроектированной экспериментальной установке. Подробно излагается методика выполненных экспериментов. В процессе исследования получена зависимость, определяющая критическую скорость газового потока:

$$v_{\text{êð}} = 0,184 \left(\frac{\rho_{\text{æ}}}{\rho_{\text{ã}}} \right)^{0,697} \alpha^{0,181} \left(\frac{v_{\text{æ}}}{\sqrt{gH_0^3}} \right)^{-0,012} \sqrt{gH_0},$$

где: $H_0 [\text{ì}]$ - внутренний диаметр трубопровода, $\rho_{\text{æ}} \left[\frac{\text{êã}}{\text{ì}^3} \right]$ - плотность исследуемой жидкости, $v_{\text{æ}} [\tilde{\text{н}}\tilde{\text{ò}}]$ - вязкость исследуемой жидкости, α° - угол наклона восходящего участка трубопровода к горизонту, $\rho_{\text{ã}} \left[\frac{\text{êã}}{\text{ì}^3} \right]$ - плотность газа.

Разработана методика использования энергии потока газа для удаления жидкостных скоплений. Демонстрируются ее применение для газопроводов-отводов и трубопроводов системы газораспределения. Представлены выводы и даны рекомендации.

РАЗВИТИЕ МЕТОДОВ РЕМОНТА ЛИНЕЙНОЙ ЧАСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В ООО "ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ"

Рамусь Р.О.

ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» УАВР

Одной из важнейших проблем развития газовой промышленности является повышение уровня эксплуатационной надежности магистральных газопроводов с целью поставки запланированных объемов газа отечественным и зарубежным потребителям. Главная задача в транспортировке газа - обеспечение надежного функционирования системы магистральных газопроводов за счет комплекса плановых мероприятий.

Анализ технического состояния газопроводов России показывает следующее: средний возраст магистральных газопроводов равняется 27-ми годам; из 150 000 км газопровода всей страны около 36 000 км нуждаются в переизоляции и ремонте.

Старение трубопроводов объективно связано с увеличением рисков при эксплуатации. Это объясняется снижением защитных свойств изоляционных покрытий, накоплением и развитием дефектов в трубах и сварных соединениях, изменением напряженно-деформированного состояния, процессами старения самого трубного металла.

Неотъемлемой частью рациональной системы обслуживания трубопроводов является их своевременный ремонт. Эффективность ремонта зависит от получения достоверных данных о дефектах и местах их расположения на трубопроводе (это позволяет определять объемы ремонта, сроки и средства на его проведение) и от используемой технологии работ.

Настоящая работа направлена на расширение методов ремонта магистральных газопроводов без замены труб, снижение стоимости и трудоемкости ремонтно-восстановительных работ, а также повышение эксплуатационной надежности газопроводов, находящихся в эксплуатации.

Очевидно, что каждый метод ремонта имеет свои достоинства и недостатки, но сократить время и затраты на проведение ремонтно-восстановительных работ возможно, в том числе при наличии арсенала методов ремонта – чтобы окончательный выбор стал оптимальным.

МЕТОДИКА ВЕРОЯТНОСТНОГО АНАЛИЗА БЕЗОПАСНОСТИ ИЗОТЕРМИЧЕСКИХ РЕЗЕРВУАРОВ ДЛЯ СПГ

Рахманин А.И., Иванцова С.Г.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Крупногабаритные изотермические резервуары для сжиженного природного газа (ИР СПГ), являясь опасными производственными объектами, нуждаются в обосновании величин индивидуального риска, установленных законодательством РФ. Один из важнейших этапов процедуры оценки риска – определение частот (вероятностей) реализации опасной ситуации, т.е. разгерметизации резервуара с проливом продукта или выбросом газопаровоздушной смеси в атмосферу. Однако для таких объектов, как ИР СПГ, банк статистических данных по авариям либо полностью отсутствует, либо чрезвычайно мал для достоверных оценок.

В такой ситуации для оценки вероятности появления опасных ситуаций в настоящей работе предлагается использовать аппарат теории надежности, который позволяет учесть конструктивные особенности хранилища, связанные с выбранной концепцией хранения, и динамические воздействия на объект в виде технологических операций слива и налива продукта. ИР представляется в виде системы, которая испытывает внешние воздействия двух типов – строительные нагрузки и технологические операции.

Формализация первого вида воздействий позволяет определить надежность как вероятностную прочность и обосновать коэффициенты запаса прочности в расчете по первому предельному состоянию, что особенно актуально в условиях отсутствия нормативной базы по проектированию ИР в РФ. В рамках данной задачи нами разработана методика оценки надежности внутреннего и внешнего корпусов ИР методами имитационного моделирования. При этом корпус ИР представляется в виде системы из двух псевдоэлементов: для одного характерен отказ по допускаемым напряжениям; для второго – отказ по достижению критической температуры хрупкости, что позволяет учесть фактор деформационного старения стали в условиях отрицательных температур эксплуатации.

Формализация второго вида воздействий производилась путем представления ИР в виде системы, которая подвергается действию входного сигнала в виде проектной интенсивности потока технологических операций, а на выходе имеет интенсивность аварий. Взаимодействие элементов внутри системы описывалось с помощью графов переходов и состояний с возможностью восстановления состояния динамического равновесия при возврате контролируемых параметров системы в область допустимых состояний. Математически вероятности состояний графа описывалось с помощью составления системы дифференциальных уравнений Чэпмена-Колмогорова с последующим решением последней численными методами в среде Mathcad. Также установлены соотношения, позволяющие вычислить интенсивность выходного сигнала (т.е. частоту или вероятность появления аварий) при проведении как отдельных операций, так и для их совокупности.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В ЛАБОРАТОРНЫХ УСЛОВИЯХ

Романов А.П.

ООО «Газпром ПХГ»

Доминирующей причиной аварий на действующих газопроводах является коррозионное растрескивание под напряжением (КРН). Трубные стали в результате длительной эксплуатации газопроводов, воздействия внешних и внутренних нагрузок, агрессивной среды, непрерывно высокого напряжения в стенках трубопроводов подвержены процессам старения. В металле стенки трубы происходят необратимые деградационные процессы, возможна реализация хрупкого разрушения стенки газопровода, для которого характерен низкий уровень энергозатрат.

Несмотря на значительный опыт, накопленный российскими и зарубежными учеными в исследовании процесса стресс-коррозии, отсутствует общепринятая теоретическая модель, однозначно описывающая данное явление. Необходимость исследования достижения хрупкого разрушения стенки трубопровода диктуется не только опасностью последствий такого типа разрушения, но и применением при строительстве газопроводов новых высокопрочных термомеханически упрочненных сталей класса прочности K65.

Моделирование процесса КРН проводилось путем разработки методики ускоренных лабораторных испытаний модельных образцов. Лабораторные испытания проводились исходя из предположения, что процесс КРН протекает по двум основным механизмам: локального анодного растворения (ЛАР) и водородного охрупчивания (ВО). В качестве коррозионно - активных сред использовались как щелочные, так и кислые растворы: рекомендованный СТО Газпром 2-5.1-148-2007 (карбонат-бикарбонатная среда - 6,5 % раствор NaHCO_3 + 6,5 % Na_2CO_3) и используемый Национальной ассоциацией инженеров – коррозионистов США (NACE) по NACE Standard TM 0177-2005 (50 г/л NaCl + 5 г/л $\text{CH}_3\text{COOH} + \text{H}_2\text{S}$ до насыщения, $\text{pH}=3\div 4$). С целью усиления эффекта коррозионного воздействия для испытаний в карбонат-бикарбонатной среде, где коррозия протекает с кислородной деполяризацией, разработана система с циркуляцией электролита, подогреваемого до температуры 60-70° С. Циклическое нагружение образцов, вырезанных в окружном направлении из натуральных труб диаметром 1420 мм осуществлялось по схеме четырехточечного изгиба.

По результатам сравнительных испытаний модельных образцов из труб классов прочности K60 и K65 получены диаграммы изменения компромиссного электродного потенциала образцов с развивающейся трещиной.

РАСШИРЕННЫЙ АНАЛИЗ ПОКАЗАТЕЛЕЙ АГРЕССИВНОСТИ ГРУНТА ДЛЯ ОЦЕНКИ И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ КОРРОЗИОННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ

Сиротина А.А., Саечникова Е.С.

Филиал ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» -
ИТЦ

В настоящее время актуальна проблема своевременного обнаружения дефектов и продления срока службы газопроводов. Повреждения изоляционного покрытия достаточно точно позволяют определить электрометрические методы. О коррозионных процессах на теле газопровода нам может дать информацию ВТД, но не все газопроводы оборудованы камерами приема и запуска снаряда.

Наиболее важным из критериев опасности коррозии является коррозионная агрессивность среды по отношению к металлу сооружения. Для оценки коррозионной опасности условий заложения трубопроводов предлагается расширенная оценка коррозионной агрессивности грунтов. В этой методике весовые факторы отражены в количестве «баллов», при этом предлагаемая балльная система позволяет соотнести влияние различных факторов математическим сложением баллов, причем самыми весомыми являются удельное сопротивление грунта, окислительно-восстановительный потенциал, содержание сероводорода, содержание коксовых и углеродистых компонентов. Часть параметров, таких как вид и состояние грунта, наличие углеродистых или коксовых компонентов можно легко определить визуально при шурфовке. Определение других, в частности, химического состава грунта, удельного электрического сопротивления требует проведения лабораторных исследований.

Сопоставляя информацию о коррозионном состоянии тела трубы, полученную при шурфовках, с участками аналогичными в плане условий залегания, мы сможем оценить не только характер влияния коррозионной среды на газопровод, а в дальнейшем косвенно оценить скорость коррозии и создать карту газопроводов с уточненными коррозионно опасными участками, получить более правильное формирование графиков проведения электрометрических обследований, назначение на обследование трубы в шурфе, а следовательно, оптимальное распределение и экономию средств.

Также эта работа является дополнительным параметром при оценке состояния газопровода с целью вывода его в капитальный ремонт.

В итоге мы минимизируем количество опасных зон и сможем уделить им большее диагностическое внимание, что позволит существенно снизить риск возникновения аварийных ситуаций по причине коррозии.

На данный момент методика проходит опытно-промышленную апробацию силами лаборатории ДЗКТС и ХАС Инженерно-технического центра, ведется накопление базы данных и сопоставление полученных результатов с отчетами ВТД.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОСБОРНИКОВ ДЛЯ ЗАПРАВКИ ТАНКЕРОВ НЕФТЕПРОДУКТОМ ИЗ ПОДВОДНЫХ НЕФТЕХРАНИЛИЩ

Сонин М.С.

ЗАО «Каспийский Трубопроводный Консорциум - Р»

В настоящее время в нашей стране и за рубежом отмечается тенденция к постепенному увеличению объема добычи нефти и газа в шельфовых зонах.

Большой интерес для нефтяной промышленности представляет конструкция полностью герметичного подводного резервуара, которая удовлетворяет требованиям: прочности, устойчивости первоначальной формы равновесия, жесткости при самом неблагоприятном сочетании внешних нагрузок.

Конструкция такого подводного нефтехранилища имеет плоское днище круглой формы и полусферический корпус, жестко соединенного с днищем и образованием герметичного объема для хранения нефтепродуктов. Во избежание разрыва корпуса при заполнении резервуара нефтепродуктом его оболочка соединяется с газосборником – сферической оболочкой, обладающей высокой несущей способностью.

Заполнение подводного резервуара нефтепродуктом осуществляется с помощью центробежного насоса. При этом нефтепродукт в оболочке резервуара сжимает газовоздушную смесь, которая заполняет газосборник до расчетного избыточного давления.

При заправке танкеров автоматически открывается напорная задвижка и нефтепродукт перетекает в танкер из подводного резервуара под избыточным давлением газа в газосборнике плавно, без гидравлических ударов, до момента, когда давление газовоздушной смеси в газосборнике становится равным нулю и весь нефтепродукт выходит из резервуара.

Таким способом осуществляется надежное и безопасное для окружающей среды заполнение танкеров нефтепродуктом.

Патрубки для заполнения нефтью и слива могут располагаться в любой части корпуса резервуара. В качестве материала корпуса и основания подводного нефтехранилища можно использовать сталь, железобетон, бетон. Внутри корпуса устанавливаются контрольно-измерительные приборы и датчики, в частности, датчик давления для контроля избыточного давления паровоздушной смеси и уровнемер для контроля уровня нефтепродуктов. Контрольно-измерительное оборудование может быть выполнено дистанционно-управляемым и интегрированным в систему диспетчерского управления и сбора данных (СКАДА/SCADA).

ОЦЕНКА НА ТРЕХМЕРНОЙ ГЕОЛОГИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ СЕВЕРО – СТАВРОПОЛЬСКОГО ПХГ В ЗЕЛЕННОЙ СВИТЕ

Суханов А.И., Беленко В.И.

ООО «Газпром ПХГ» «Ставропольское УПХГ»

В последнее время для обеспечения сезонной неравномерности потребления газа на внутреннем рынке, а так же надежности обеспечения экспортных поставок газа возникает необходимость гибко и своевременно реагировать на работу ЕСГ, вследствие чего возникают отклонения эксплуатационных показателей Северо-Ставропольского ПХГ в зеленой свите от циклического режима.

Проектные решения по эксплуатации ПХГ в зеленой свите были приняты для циклических условий, т.е. объем закачки должен быть равен объему отбора газа. Нарушение цикличности эксплуатации хранилища обуславливает необходимость решения задачи по определению оптимального количества газа в хранилище, не вызывающее негативных последствий его эксплуатации.

Выход объекта из циклического режима эксплуатации может вызвать нехарактерное распределение газа по объему хранилища. При существующей на хранилище схеме вскрытия пласта, оценить распределение газа по данным замеров пластовых давлений не представляется возможным. С целью изучения данного вопроса была использована трехмерная геологическая модель хранилища в зеленой свите разработанная с применением программы для геологического моделирования «Irap RMS» компании ROXAR. Модель отражает геологическое строение подземного резервуара хранилища, на основе имеющейся геолого-геофизической и промысловой информации накопленной за период создания и эксплуатации хранилища.

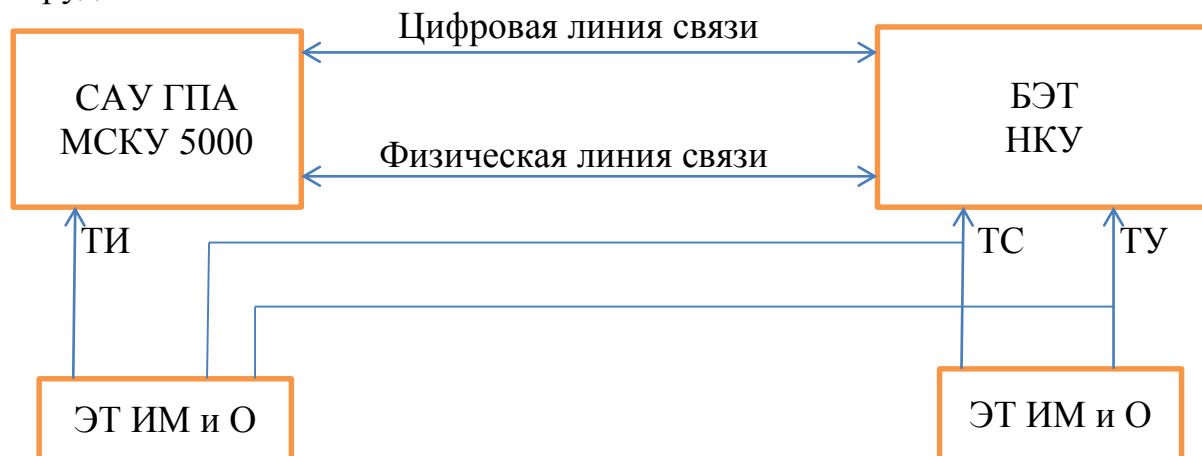
В докладе приведены результаты моделирования распределения коэффициента газонасыщенности по пласту – коллектору при разных режимах эксплуатации.

Выполненные на трехмерной модели построения и анализ промысловых данных показывают, что отклонение от циклического режима эксплуатации снижает потенциальные возможности Северо-Ставропольского ПХГ в зеленой свите. Для обеспечения устойчивой эксплуатации скважин и всего хранилища в целом, необходимо в дальнейшем увеличение запасов газа до проектной величины при эксплуатации хранилища в циклическом режиме.

ОПТИМИЗАЦИЯ И УНИФИКАЦИЯ УПРАВЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКИМ ОБОРУДОВАНИЕМ НА ГПА-32 «ЛАДОГА»

Тарасов П.А.
ОАО «Оргэнергогаз»

В процессе работы ГПА-32 «Ладога» на различных режимах основную роль управления технологическим оборудованием и процессами выполняют электротехнические исполнительные механизмы и оборудование (ЭТ ИМ и О). Функции «Верхнего уровня» выполняет МСКУ 5000. Все исполнительные механизмы управляются из НКУ (низковольтное комплектное устройство), установленных в электротехническом блоке (БЭТ). Некоторое электротехническое оборудование имеет линии связи как с САУ ГПА так и с БЭ.



Согласно проекту завода-изготовителя сигнализация от исполнительных коммутируется в НКУ для отображения «по месту» в ячейке и дублирующей физической линией соединяется с МСКУ 5000 для отображения на мнемосхеме АРМ оператора. Телеуправление осуществляется по цифровому каналу от МСКУ 5000 до контроллера, установленного в НКУ, а от контроллера в НКУ канал управления монтируется непосредственного уже на первичном электротехническом исполнительном механизме или оборудовании. Также некоторое электротехническое оборудование имеет обратный канал связи для отображения информации телеизмерения, который коммутируется в МСКУ 5000.

Для оптимизации и унификации АСУ ЭТ ИМ и О предлагается в БЭТ установить отдельный шкаф (контроллер) управления, который будет в себя включать сигналы ТУ, ТС и ТИ вышеуказанного оборудования. То есть, исключить сигналы ТУ, ТС и ТИ ЭТ ИМ и О из контроллеров МСКУ 5000, по аналогии как MARK 6, АСПТ и КЗ, система вибрации.

ИНТЕРАКТИВНОЕ ЭЛЕКТРОННОЕ ТЕХНИЧЕСКОЕ РУКОВОДСТВО КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ И РЕМОНТА ГПА

Тишунин А.А.

ООО «Газпром центрремонт»

В целях формирования единой технической политики ОАО «Газпром» на сегодняшний день приоритетным направлением деятельности ООО «Газпром центрремонт» в области инжиниринга является разработка нормативно-технической документации по организации, планированию и проведению технического обслуживания и ремонта (ТО и Р) оборудования единой системы газоснабжения.

Интерактивное электронное техническое руководство (ИЭТР) позволяет существенно снизить время ознакомления с оборудованием, увеличить уровень понимания, сократить время поиска необходимых данных и т.п.

Технически ИЭТР реализуется созданием 3D-модели детали (узла, агрегата, системы) с присвоением ей определенных атрибутов (материал, масса, габариты, наработка, сведения о ремонтах, ресурс и другие характеристики), которые объединяются, интегрируются, дополняются новыми и представляются пользователю в удобной, наглядной форме.

Ожидаемые результаты от использования ИЭТР:

- сосредоточенное формирование, хранение и использование наиболее полной информации об объекте ремонта (оборудовании), позволяющее сократить время поиска необходимых данных и обеспечивающее удобство доступа к ним;
- поддержание информации в актуализированном состоянии, т.е. оперативное обновление в случае внесения каких-либо изменений в состав оборудования, документации;
- снижение времени на получение (или внесение) информации, как при ознакомлении с новыми типами оборудования, так и при проведении ТО и Р уже имеющегося оборудования;
- снижение количества ошибок при проведении ТО и Р за счет улучшения восприятия и повышения качества передачи информации (3D-модель, анимационные операции по разборке-сборке, сопровождающиеся комментариями).

ИЭТР изначально представляет собой независимый работоспособный модуль. Для дальнейшего развития возможно объединение таких модулей в централизованную систему посредством связи их с сервером, на котором осуществляется накопление, хранение, обновление информации обо всех модулях ИЭТР.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗОВЫХ КОЛПАКОВ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ТРУБОПРОВОДА ОТ ВОЛН ГИДРАВЛИЧЕСКОГО УДАРА

Федосеев М.Н.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Газовый колпак представляет собой закрытую емкость (например, участок трубы ограниченной длины), заполненную инертным газом. В эту емкость может сбрасываться транспортируемая по трубопроводу углеводородная жидкость (СУГ или ШФЛУ), причем газ, находящийся в газовом колпаке, сжимается. Газовый колпак используется как устройство, защищающее наливные трубопроводы от волн гидравлического удара, возникающих при экстренном закрытии задвижек. В работе рассматривается задача для системы уравнений, описывающих неустановившееся течение слабо сжимаемой жидкости в трубопроводе:

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

где x, t – координата и время; $p(x, t), v(x, t)$ – давление и скорость жидкости; c – скорость распространения волн в трубопроводе; λ – коэффициент гидравлического сопротивления. Газовый колпак, установленный в произвольном сечении $M (x = x_M)$ трубопровода, моделируется следующими условиями:

$$p_0 V_0 = p_{\text{колп.}}(t) \cdot V_{\text{колп.}}(t),$$

$$\frac{dV(t)}{dt} = -q = \begin{cases} -C_v \sqrt{\frac{2[p_M(t) - p_{\text{колп.}}(t)]}{\rho_0}}, & \text{если } p_M \geq p_{\text{колп.}}, \\ 0, & \text{если } p_M < p_{\text{колп.}}. \end{cases}$$

Здесь $p_{\text{колп.}}(t), V_{\text{колп.}}(t)$ – текущие давление и объем газа в колпаке, соответственно; p_0, V_0 – их начальные значения; $p_M(t) = p(x_M, t)$ – давление в трубопроводе в сечении присоединения газового колпака; q – расход жидкости, перетекающей из трубопровода в колпак при повышении давления; C_v – коэффициент расхода клапана. В качестве численного метода решения задачи используется «метод характеристик». Изложен численный метод решения задачи, разработанная автором компьютерная программа, а также обсуждаются полученные результаты. В частности показано, как определить пропускную способность клапана (коэффициент C_v) в зависимости от ограничения по давлению.

ПРОВЕДЕНИЕ ИЗМЕРЕНИЙ ТЕМПЕРАТУРЫ ОКОЛОТРУБНОГО ГРУНТА ЗАСЫПКИ ЗАКОНЧЕННЫХ СТРОИТЕЛЬСТВОМ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Филиппов П.В., Бирилло И.Н.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

При заполнении законченных строительством участков магистральных газопроводов возникает проблема выпадения влаги из подаваемого в трубопровод газа. Выпадение влаги из газа происходит в том случае, если температура стенки трубы не превышает температуру точки росы подаваемого в трубопровод газа. Поэтому для оптимизации режимов заполнения законченных строительством, но не пущенных в эксплуатацию трубопроводов важно знать температуру точки росы подаваемого в трубопровод газа и температуру стенки трубопровода. Температуру стенки трубы можно принять равной температуре грунтов засыпки в интервале глубин заложения трубопровода.

Для проведения измерений температур грунтов засыпки на трассах магистральных газопроводов в нескольких сечениях бурили скважины с глубиной, равной глубине залегания нижней образующей трубопровода. Бурение скважин производили как буровыми установками на самоходном шасси, так и портативными переносными буровыми установками.

После окончания бурения скважин в них опускали измерительный зонд. Зонд включает в себя датчики измерения температуры, установленные на кабеле с интервалом 1 м, и защитный корпус, состоящий из неметаллических патрубков, соединенных между собой металлическими трубами, обеспечивающими тепловой контакт датчиков с грунтами.

Снятие показаний температур с датчиков производили при помощи контроллера цифровых датчиков, подключаемого к измерительному зонду.

После помещения измерительного зонда в скважину производили выдержку скважины по времени. Это было необходимо для стабилизации температур грунтов, нагрев которых произошел в процессе бурения скважин и для установления теплового равновесия между грунтами засыпки и измерительным зондом, имеющим в момент опускания в скважину температуру отличную от температур грунтов.

Время выдержки скважин определялось опытным путем: с интервалом в 10 мин снимались показания температур с температурных датчиков до тех пор, пока они не стабилизировались для каждого датчика. После выдержки скважин производили измерение температур грунтов с сохранением в памяти контроллера цифровых датчиков полученных значений.

Полученные в ходе измерений температур грунтов данные позволили оптимизировать режимы заполнения законченных строительством магистральных газопроводов.

ПРОБЛЕМА СТРЕСС – КОРРОЗИОННОЙ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ЕСГ

Фролов Д.В.

НОУ СПО Волгоградский колледж газа и нефти ОАО «Газпром»

В работе рассматриваются проблемы стресс-коррозионной повреждаемости магистральных газопроводов единой системы газоснабжения находящихся в условиях многофакторного коррозионно-механического нагружения..

В настоящий момент потери газа и материальный ущерб при авариях по причине стресс-коррозии превосходят таковые от аварий по всем остальным причинам.

Важным фактором развития процессов стресс-коррозии являются уровень растягивающих напряжений в трубопроводных конструкциях и агрессивность почвогрунтов в околотрубном пространстве воздействующих на дефектную структуру трубных сталей. Стресс-коррозия проявляется в виде колоний трещин, развитие которых приводят к протяженным разрывам.

Соответственно, применяемые методы оценки и предупреждения стресс-коррозионной повреждаемости трубопроводов должны быть, прежде всего, направлены на выявление специфических для данного вида разрушений факторов, включая влияние напряжений и микробиологическую активность.

Изложенные в работе доводы, факты и обоснования на основе практических исследований авторов позволяют констатировать следующее:

- проблема стресс-коррозии на действующих МГ относится, прежде всего, к числу проблем коррозионно-механического разрушения сталей и сплавов и должна решаться с учетом закономерностей протекания процессов деградации и разрушения конструкционных материалов, работающих в условиях переменного нагружения и воздействия агрессивных сред;

- авторами предлагается на основе применения обобщающих коэффициентов, характеризующих суммарное воздействие основных негативных факторов (напряженно-деформированного состояния, коррозионной агрессивности грунта и состояния изоляционного покрытия), обеспечить выделение потенциально-опасных участков газопровода, наиболее подверженных стресс-коррозии;

- работы по профилактике стресс-коррозионного разрушения следует включить в обязательный комплекс изысканий для проектных институтов при выборе трассы прохождения новых газопроводов.

МОДЕРНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ЗАПУСКА И СИСТЕМЫ ТОПЛИВОПИТАНИЯ ГПА-16М-01 «УРАЛ» НА БАЗЕ ДВИГАТЕЛЯ ПС-90ГП-2

Чесноков А.С., Ширшов Е.Э.
ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

Для работы газоперекачивающего агрегата (далее – ГПА) с газотурбинным приводом необходимо подведение топливного и пускового газа. В ОАО «Газпром» широко используется блочная схема подготовки – блок топливного пускового газа (далее - БТПГ). Она предполагает наличие индивидуального здания в компрессорном цеху, в котором происходят процессы очистки, подогрева и редуцирования природного газа. Далее топливный, пусковой газ направляется в общий коллектор, с которого осуществлен отбор на каждый агрегат.

Основными недостатками такой схемы является зависимость ГПА от БТПГ, большое количество механического оборудования, сосудов, работающих под давлением, трубопроводом и запорной арматуры для подвода топливного и пускового газа непосредственно к ГПА.

Решением проблемы является модернизация системы запуска и системы топливопитания ГПА.

В качестве системы запуска предполагается использовать электростартер СТВД-30Д-11Т вместо существующего воздушного стартера СтВ-5Г.

В качестве системы топливопитания предполагается установить модуль редуцирования МР-75, которые позволяет использовать в качестве топливного газа газ, отбираемый с выходного шлейфа ГПА.

Электростартер СТВД-30Д-11Т и модуль редуцирования МР-75 спроектированы и изготовлены специально для двигателя ПС-90ГП-2, за счет чего снижаются затраты на проведение мероприятий по их установке и пуско-наладке.

В результате проведенной модернизации возможно осуществить полностью автономную работу ГПА без внешнего блока подготовки топливного и пускового газа, отказаться от большого количества вспомогательного оборудования, что в свою очередь значительно повышает экономичность и надежность системы в целом.

УЧЕТ ВЛИЯНИЯ ПРОДОЛЬНЫХ СОСТАВЛЯЮЩИХ ТЕПЛООБМЕНА ПРИ РАСЧЕТЕ ПОДВОДНОГО ГАЗОПРОВОДА ВЫСОКОГО ДАВЛЕНИЯ

Чионов А.М.

ООО «НИИгазэкономика»

В настоящем докладе рассмотрена задача, возникающая при описании процессов теплообмена газа с окружающей средой при его транспортировке по подводному газопроводу. В большинстве исследований при описании этой задачи использовалась модель теплообмена, учитывающая только нормальные составляющие потока тепла. При этом сама стенка трубы полагалась тонкой и описывалась с помощью общего коэффициента теплопередачи, а продольные составляющие теплового потока полагались пренебрежимо малыми.

В докладе дана постановка задачи теплообмена газопровода в приближении аксиально симметричного температурного поля. Для упрощенной модели трубопровода (без рассмотрения многослойной изоляции) построено формальное аналитическое решение в виде бесконечного ряда. На примере аналитического решения показано влияние тангенциальных составляющих теплового потока в стенке трубы на процесс теплообмена транспортируемого газа для различных модельных трубопроводов.

Далее в докладе описывается построение стационарной неизотермической модели однофазного потока газа в трубе с многослойной изоляцией и в приближении аксиально симметричного температурного поля. Приводится подробное описание построенной расчетной схемы совместного решения одномерной системы уравнений газовой динамики и уравнения теплопроводности в длинном цилиндре.

В заключительной части доклада на основе сравнения результатов расчетов, полученных при использовании модели «тонкой» трубы и разработанной в докладе модели, показана степень влияния продольных составляющих теплообмена на параметры транспортируемого газа: давление, температуру, массовый расход при стационарных режимах работы газопровода.

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ИСПОЛЬЗУЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ГАЗОВ ВЫВЕТРИВАНИЯ НА ДОЖИМНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ ОРЕНБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Вытовтов А.А., Шелковников А.Ю., Халилов Р.А.
ООО «Газпром добыча Оренбург»

Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) в настоящий момент эксплуатируется в режиме падающей добычи. Для данного режима разработки месторождения характерно значительное увеличение затрат как на извлечение, так и на транспортировку добываемого углеводородного сырья. Особую важность в данной ситуации приобретает внедрение на производстве мероприятий по экономии энергоресурсов и повышению эффективности использования имеющегося оборудования.

В данном докладе рассмотрен вопрос по оптимизации работы компрессорной газов выветривания (КГВ) на дожимной компрессорной станции №3 (ДКС-3) ОНГКМ. Освещены проблемы связанные с неравномерностью поступления газов выветривания от отделения дегазации нефти и конденсата и способы, которыми планируется их устранить.

Так же приводится сравнительный анализ использования для утилизации газов выветривания компрессоров и эжекторов на дожимных компрессорных станциях ОНГКМ.

Предлагаемые авторами данного доклада технические решения позволят значительно сократить расходы на эксплуатацию и ремонт имеющегося оборудования, повысить его энергетическую эффективность и принять верные технические решения во время реконструкции ДКС-1 и ДКС-2 ОНГКМ.

ПРОГНОЗ ИЗМЕНЕНИЯ ПАРАМЕТРОВ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПРОВОДОВ ПРИ ОТТАИВАНИИ МЕРЗЛЫХ ГРУНТОВ

Шишкин И.В., Кузьбожев А.С.

Филиал ООО «Газпром ВНИИГАЗ» в г. Ухта

Проведен анализ параметров напряженно-деформированного состояния газопроводов в пределах ореола оттаивания. Рассмотрены четыре различных варианта поведения трубопровода: осадка трубопровода в оттаивающем грунте (ограниченная и неограниченная) и всплытие трубопровода в пределах ореола оттаивания (ограниченное и неограниченное). Анализ проводился по классическим методикам расчета трубопроводов в слабых нестабильных грунтах. На основе результатов расчета газопровода Бованенково-Ухта выработаны основные положения, обеспечивающие нормальную эксплуатацию рассматриваемого объекта.

В прогнозных расчетах использованы следующие исходные данные:

- координаты контрольных точек участка (в соответствии с проектом), соответствующие границам участков с различными характеристиками используемых труб; границам участков с различными характеристиками грунтов; границам участков с дополнительной балластировкой; углом поворота трассы; крановым узлам и т.п.;
- характеристики трубопровода (диаметр, толщина стенки, предел текучести материала, предел прочности);
- характеристики грунта;
- характеристики защитного покрытия, футеровки и прочих покрытий, оказывающих равномерное давление по длине рассчитываемого участка;
- вес и длина балластирующих устройств, устанавливаемых на трубопровод в соответствии с проектом;
- вес и размеры крановых узлов и другой трубопроводной арматуры, предусмотренной проектом.

При проведении расчета фактического напряженного состояния трубопроводов также использовали дополнительные исходные данные, в виде новых координат положения контрольных точек, а именно значений перемещений узловых точек, произошедших при изменении свойств мерзлых грунтов и выявленных при проведении диагностирования газопровода.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ БАЛЬНО-ФАКТОРНОГО АНАЛИЗА РИСКА ОБЪЕКТОВ ГАЗОРАСПРЕДЕЛЕНИЯ

Смирнова В.В., Ямаева Э.Г.
ДООО ЦКБН ОАО «Газпром»

Объекты газораспределения (распределительные газопроводы, газорегуляторные пункты (ГРП) и установки (ГРУ), др.) относят к опасным производственным объектам (ОПО). С 2001 г. одним из направлений деятельности ОАО «Газпром» является газоснабжение и газификация регионов РФ. По официальным данным в 2012 г. в программе участвуют 69 регионов, объем финансирования увеличен на 30 %.

С одной стороны газификация России способствует снижению экономических затрат на обеспечение теплом населения и его безопасности, с другой - приносит новые опасности, связанные с повреждением оборудования объектов и развитием аварии. Повышение уровня промышленной безопасности таких объектов определяется эффективностью систем управления на действующих объектах, конкретными мероприятиями по обеспечению безопасности при проектировании, основанными на результатах анализа риска.

В настоящее время существуют нормативные документы, регламентирующие общие вопросы анализа риска ОПО. Для распределительных газопроводов, ГРП и ГРУ, при этом, отсутствует методика всесторонней оценки риска.

Специалистами ДООО ЦКБН ОАО «Газпром» в рамках договора с ОАО «Газпром» ведется разработка рекомендаций по оценке рисков объектов газораспределения (подземных распределительных газопроводов, ГРП и ГРУ).

Рекомендации основаны на методике балльно-факторного анализа, учитывающей: существующие российские нормативные требования, данные расследований аварий за 1996-2012 гг., экспертные оценки.

Методика предусматривает учет степени влияния каждого фактора на безопасность объекта посредством введения весовых коэффициентов относительно средней вероятности утечки опасного вещества.

Анализ позволил выделить 9 групп, которые включают 30 факторов, влияющих на безопасную эксплуатацию подземных распределительных газопроводов, и 10 факторов – на ГРП и ГРУ. В настоящее время методика проходит апробацию на реальных объектах.

Таким образом, разрабатываемые рекомендации, как ожидается, 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.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М. ГУБКИНА

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ЮБИЛЕЙНОЙ ДЕСЯТОЙ ВСЕРОССИЙСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ, СПЕЦИАЛИСТОВ И СТУДЕНТОВ

«Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика)

8 –11 октября 2013 г.

Секция 5 Современные проблемы переработки газа и газоконденсата

**Москва
2013 г.**

ИССЛЕДОВАНИЕ ФАКТОРОВ ДОЛГОВЕЧНОСТИ КАТАЛИЗАТОРОВ ИЗОМЕРИЗАЦИИ ЛЕГКИХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФРАКЦИЙ

Газаров К.Р., Ростовцев В.О., Иванова Е.А.
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. Показано, что сульфаты, которые вымываются с поверхности катализатора при контакте с водой (т.н. «лабильные», то есть наиболее подвижные и реакционноспособные), и являются ответственными за бренстедовские (протонные) центры катализатора.

Представленные в работе данные 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 бренстедовская 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.

Опыт работы промышленных установок изомеризации компании «Уфанефтехим» и Рязанского НПЗ с катализатором СИ-2 (на основе смеси сульфатированного оксида циркония) в значительной степени подтверждает выводы, сделанные выше по результатам наших исследований и работ других авторов. На момент запуска этих установок эффективность «свежего» исходного сульфатно-циркониевого катализатора СИ-2 была максимальной и обе установки давали конечный продукт – «изомеризат» с о.ч.~ 83 ед. Продолжительная работа на сырьевой легкой фракции НК-70 с остаточным содержанием влаги 10-30ppm, однако, привела к закономерному снижению кислотных характеристик катализатора СИ-2. После ~1.5-2 лет работы активность катализатора СИ-2 заметно снизилась и на «состарившемся» катализаторе СИ-2 обе установки давали конечный продукт – «изомеризат» с о.ч.< 81 ед.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПУТЕМ ВОССТАНОВЛЕНИЯ И УПРОЧНЕНИЯ ДЕТАЛЕЙ СОВРЕМЕННЫМИ МЕТОДАМИ НАПЫЛЕНИЯ

Гудымов С.В., Арсенин А.В.
ООО «Газпром центрремонт»

В настоящее время, на предприятиях ОАО «Газпром» технологическое оборудование и трубопроводы на протяжении своей эксплуатации выработали проектный нормативный ресурс. Из-за физического износа за счет эрозии и коррозионного воздействия возникает необходимость производить замену или защиту деталей от негативных воздействий рабочих сред и протекающих процессов. Восстановление технологического оборудования, обеспечение надежной эксплуатации, продление срока службы, а также её реновация возможны только при защите поверхности от коррозионно – эрозионного износа. Одним из наиболее эффективных и технически возможных методов решения данного вопроса является газотермическое напыление.

Процесс газотермического напыления представляет собой нанесение покрытия на поверхность детали с помощью высокотемпературной скоростной струи газа или плазмы, переносящей частицы порошка или капли расплавленного напыляемого материала, осаждающиеся на поверхности детали при ударном столкновении с её поверхностью. Существующие технологии напыления в зависимости от применяемого источника тепловой энергии можно разделить на два основных вида:

- газопламенное напыление, при котором используется теплота, выделяющаяся при сгорании смеси горючего газа с кислородом;
- напыление, основанное на использовании теплоты, выделяющейся при горении электрической дуги.

Достоинства технологий газотермического напыления следующие : - снижение скорости коррозии поверхности металлов;

- возможность нанесения покрытия на изделия, изготовленные из различных материалов (металла, фарфора, стекла и т.д.);
- относительная простота конструкций оборудования и его мобильность;
- возможность широкого спектра материалов и их сочетаний для напыления (сплавы, металлокерамика, пластмасса);
- незначительное термическое воздействие на обрабатываемый материал; минимальное влияние процесса на окружающую среду.

Применение газотермических покрытий дает ощутимый экономический эффект за счет увеличения сроков службы оборудования, сокращения ремонтных затрат и безаварийности производства.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЖЕЛЕЗА В БЕНЗИНАХ, ПОЛУЧАЕМЫХ ИЗ ГАЗОВЫХ КОНДЕНСАТОВ

Дубровина Е.П., Григорьева Н.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время в соответствии с требованиями Технического регламента на автомобильные бензины обязательно определение содержания железа, однако рекомендуемый метод – ГОСТ Р 52530-2006 Бензины автомобильные. Фотоколориметрический метод определения железа – чрезвычайно трудоёмок и длителен. В работе исследовалась возможность определения железа в бензинах с помощью иного метода определения микроколичеств металлов – атомно-абсорбционного анализа.

После приготовления стандартных растворов содержания железа в растворителе и их стабилизации проводилась калибровка. После калибровки образец бензина определенного объёма разбавляли 4-метил-2-пентаном и известный объем полученного раствора вводили в горелку с пламенем воздух-ацетилен. Параллельно содержание бензина определялось по ГОСТ Р 52530-2006. При обработке результатов рассчитывалась сходимость и строились карты Шухарта. В конце работы было определено содержания железа в государственном стандартном образце и доказана возможность использования атомно-абсорбционного спектрометра для поставленной цели.

В результате проведённой работы было показано, что возможно определение железа в бензинах, используя метод ААС. При использовании данного метода повышается точность определения и уменьшается время одного анализа.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ СИНТЕЗ-ГАЗА УГЛЕКИСЛОТНОЙ КОНВЕРСИЕЙ МЕТАНА

Елкин А.Б., Жагфаров Ф.Г.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время синтез-газ играет ключевую роль не только в производстве компонентов моторных топлив (синтез Фишера-Тропша), но, прежде всего, в процессах органического синтеза, с целью получения метанола, диметилового эфира, бутиловых спиртов, формальдегида, метилтретбутилового эфира и многих других ценных продуктов.

В промышленности для получения синтез-газа используют процесс паровой конверсии метана, однако этот способ имеет ряд существенных недостатков, таких как необходимость низких объемных скоростей, высокого соотношения H_2/CO в синтез-газе. Самый существенный недостаток данного процесса - высокие экономические затраты при его проведении, в результате чего стоимость синтез-газа, получаемого по этой технологии, составляет примерно две трети от стоимости конечных продуктов (метанола или диметилового эфира).

Процесс углекислотной конверсии метана позволяет получать синтез-газ с более низким отношением H_2/CO , в интервале от 2:1 до 1:1. В настоящее время для многих технологий требуется такое низкое отношение H_2/CO . Например, это отношение предпочтительно для производства углеводородов по методу Фишера-Тропша, для гидроформилирования, получения метанола, формальдегида, диметилового эфира и многих других ценных органических соединений, что избавляет от необходимости регулировать отношение H_2/CO посредством реакции конверсии водяного газа. Главное препятствие промышленному использованию углекислотной конверсии состоит в том, что в настоящее время почти нет селективных катализаторов, которые могут работать, не подвергаясь дезактивации из-за коксообразования.

В работе приводятся результаты моделирования возможности использования катализаторов на основе Ni, Co, Fe на различных промышленно доступных носителях для проведения углекислотной конверсии. Определены наиболее эффективные рецептуры катализатора с учетом влияния температуры (700-900 °C), объемной скорости подачи сырья (800-1500 ч⁻¹), содержания металлов и состава сырья (соотношение метан/углекислота) на функциональность катализатора.

РАЗРАБОТКА И ИССЛЕДОВАНИЕ ТВЕРДОГО КИСЛОТНОГО КАТАЛИЗАТОРА ДЛЯ АЛКИЛИРОВАНИЯ ИЗОБУТАНА ОЛЕФИНАМИ

Иванова Е.А., Газаров К.Р., Ростовцев В.О.
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

В ответ на расширение действия во всём мире нового более жесткого природоохранного законодательства по топливам мы вправе ожидать существенного увеличения спроса топливного рынка на алкилат.

Наиболее распространенная на сегодня и реализуемая на перерабатывающих предприятиях США, Европы и России традиционная технология процесса получения высокооктанового алкилата базируется на использовании больших объемов коррозионно-активных и экологически очень опасных катализаторов - плавиковой кислоты (HF) или серной кислоты (H_2SO_4).

В РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина разработан новый процесс твердокислотного алкилирования изобутана олефинами на оксокомплексном суперкислотном катализаторе, который позволит качественно изменить и принципиально улучшить традиционную технологию. Синтезирован новый класс «твердых суперкислот» - нанесенных ГПК-катализаторов с активным покрытием на основе оксокомплексов d-металлов с модифицированной решеткой Кеггина. Установлено, что по протонной кислотности нанесенные ГПК-катализаторы существенно превосходят традиционные твердые кислотные катализаторы, используемые в промышленной нефтепереработке - сульфатноциркониевые (СИ-2, LPI и P-242) и цеолитные катализаторы (ZSM-5 и HY).

Изучено влияние независимых факторов - температуры и объемной скорости подачи сырья - на конверсию олефинов, выход алкилата на олефины в сырье, селективность реакции по суммарному содержанию изооктановой фракции в алкилате (Σ изо-С8). Показано, что максимальные значения конверсии и выхода могут быть получены при рабочих температурах $\sim 70-85^\circ C$ и объемных скоростях подачи сырья $\sim 0,10-0,17 ч^{-1}$.

По результатам проведенных исследований для разработанного ГПК-катализатора достигнуты следующие показатели: - конверсия олефинов – не ниже 96 масс.%; - суммарное содержание изооктановой фракции в алкилате – не ниже 80 масс.%; - выход алкилата – не ниже 91 масс.% от теории.

РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНОГО МЕТОДА ОЧИСТКИ ГАЗА ОТ РТУТИ НА КОМПЛЕКСАХ СЖИЖЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА

Карпов А.Б., Кислов В.В.
ООО «Газ-ойл»

Природный газ, как и многие другие природные ископаемые, содержит примеси ртути в небольших количествах. Основная причина удаления ртути из газа состоит в том, что она является причиной коррозии алюминиевых теплообменников на заводах по сжижению газа и криогенных установках. При производстве сжиженного природного газа (СПГ) необходимо удалять из него ртуть перед охлаждением. В противном случае присутствующая в газе ртуть может повредить теплообменники, используемые на комплексах по сжижению природного газа (КСПГ).

В настоящее время существующий метод удаления с применением угля в качестве адсорбента не позволяет достигнуть требуемого уровня очистки от ртути. К тому же данный адсорбент не подвергается регенерации и требует периодической замены.

Предметом данной работы является разработка эффективного метода очистки природного газа, подаваемого на сжижение от следов ртути. Суть метода заключается в протекании обратимой реакции между активным веществом разработанного сорбента и парами атомарной ртути. В качестве основы для сорбента предлагается использовать шарики или гранулы гамма-оксида алюминия.

Данный адсорбент позволяет очищать поток газа от ртути до уровней ниже предела порога обнаружения ртути атомно-абсорбционным методом, что вполне удовлетворяет потребностям в очистке газа для КСПГ.

Адсорбент успешно регенерируется потоком горячего газа, при условиях близких к условиям регенерации молекулярных сит, используемых в блоке осушки газа. Этот факт позволяет отказаться от отдельного блока очистки газа от ртути на КСПГ. При загрузке сорбентов очистки от ртути и осушки в один адсорбер, возможно совмещение этих процессов. Все это приведет к снижению капитальных затрат при строительстве КСПГ и увеличению энергоэффективности комплекса за счет экономии на совмещенной регенерации.

РАЗРАБОТКА МЕТОДА СНИЖЕНИЯ КОКСООБРАЗОВАНИЯ В ПРОЦЕССЕ ПИРОЛИЗА СИНТЕТИЧЕСКИХ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ

Карпов А.Б.

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.

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЕГАЗАЦИИ СЕРЫ

Коваль А.А., Голубева И.А.

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Кислые газы, получаемые после очистки природных газов, направляют на получение серы методом Клауса. Сера покидает установку Клауса в расплавленном виде, и в ней, как правило, растворен сероводород. В настоящее время практически вся произведенная сера проходит дополнительную обработку перед отправкой потребителю. Главная задача такой обработки - уменьшение содержания сероводорода в расплавленной сере до 10 ppm (по массе) и ниже с помощью ее дегазации. Только такую серу, согласно существующим нормам, можно перевозить в жидком виде. Существуют несколько промышленно апробированных процессов дегазации серы, отличающиеся технологической реализацией, наличием катализатора, отдувочным газом, аппаратным оформлением.

Цель данной работы – усовершенствование процесса дегазации серы. Для решения этой задачи проведен анализ влияния различных факторов на процесс дегазации, технологий дегазации серы на Астраханском и Оренбургском газоперерабатывающих заводах. Более совершенна схема дегазации SNE(A)P, реализованная на Астраханском ГПЗ. По этой технологии газы дегазации серы подают паровым эжектором в печь дожига, где весь сероводород сжигается до оксида серы. Однако на заводе для сокращения времени дегазации и распада гидрополисульфидов применяется аммиачный катализатор, но при этом образуются аммонийные соли, которые накапливаются в сере, и возникает необходимость периодической чистки насосов, распылительных форсунок и трубопроводов. При применении аммиачной каталитической дегазации возникают проблемы забивки горелок на заводах производства серной кислоты. Аммиак плохо смешивается с серой, значительная часть его теряется.

Главными задачами при разработке новых технологий дегазации серы сегодня являются: полный отказ от применения аммиачного катализатора, отрицательно влияющего на качество серы, сокращение времени дегазации при одновременном повышении качества серы и минимальных затратах на реконструкцию узла дегазации.

Некоторым зарубежным фирмам удалось реализовать процесс дегазации серы, удовлетворяющей требованиям потребителей без применения катализатора, при использовании в качестве продувочного или барботажного газа воздуха. Это меньшая длительность процесса, отсутствие коррозии аппаратуры, образование дополнительного количества серы за счет присутствия кислорода воздуха. Некоторые из этих разработок нашли промышленное применение, например процесс D'GAASS. На Астраханском ГПЗ прошли испытания технологии дегазации серы без аммиачного катализатора с положительными результатами.

ПОЛУЧЕНИЕ СИНТЕЗ-ГАЗА ПАРЦИАЛЬНЫМ ОКИСЛЕНИЕМ МЕТАНА, КАТАЛИЗИРУЕМОЕ КОБАЛЬТАТАМИ И КУПРАТАМИ ЩЕЛОЧНОЗЕМЕЛЬНЫХ И РЕДКОЗЕМЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ

Комиссаренко Д.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Цель работы - создание новых селективных и стабильных катализаторов окислительной конверсии метана в синтез-газ. Процесс каталитического парциального окисления метана (ПОМ) является перспективным методом получения синтез-газа - ценного сырья для ряда крупнотоннажных химических процессов. Для достижения поставленной цели синтезированы кобальтаты и купраты LaSrCoO_4 , $\text{Nd}_{2-x}\text{Ca}_x\text{CoO}_{4\pm\delta}$, Pr_2CuO_4 и PrSrCuO_4 . Установлено, что большинство синтезированных материалов являются однофазными и имеют структуру типа K_2NiF_4 . В образце $\text{Nd}_{2-x}\text{Ca}_x\text{CoO}_{4\pm\delta}$ установлено наличие анионных вакансий, соответствующее составу $\text{NdCaCoO}_{3.96}$, в то время как кобальтаты других составов содержали либо избыточное, либо стехиометрическое количество решеточного кислорода.

Установлено, что наиболее активными и селективными катализаторами ПОМ оказались кобальтаты Nd-Ca. В присутствии катализатора $\text{NdCaCoO}_{3.96}$ без разбавления метан-кислородной смеси инертным газом достигнута селективность образования CO и H_2 , близкая к 100% при конверсии метана 85%. В отличие от известных катализаторов парциального окисления метана, данный материал не содержит никеля, металлов платиновой группы и не подвержен зауглероживанию. Время стабильной работы катализатора превысило 140 часов. На материале состава $\text{Nd}_{1.25}\text{Ca}_{0.75}\text{CoO}_{4.04}$ селективность образования CO не превышала 78%, а конверсия CH_4 не превышала 62%. Катализаторы, в состав которых входили катионы La и Sr, были менее селективны и способствовали протеканию глубокого окисления метана в CO_2 и H_2O . Купраты Pr_2CuO_4 и PrSrCuO_4 оказались малоактивными в процессе ПОМ – конверсия метана и селективность по CO не превышали 33%.

Исследование фазового состава наиболее активных катализаторов серии $\text{Nd}_{2-x}\text{Ca}_x\text{CoO}_{4\pm\delta}$ показало, что границы области гомогенности этой системы зависят от температуры и способа синтеза. С увеличением степени замещения Nd на Ca наблюдается систематическое изменение параметров элементарной ячейки, что может служить подтверждением существования протяженной области твердых растворов в данной системе и может влиять на каталитические свойства образца.

Работа выполнена при поддержке ОАО «Газпром» (договор № 2205-1400-10-2) и РФФИ (грант 13-03-00381).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ В ГАЗОВЫХ КОНДЕНСАТАХ МЕТОДОМ ВЭЖХ

Коновалова К.Ю, Козлов А.М.
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Особое место в списке хроматографических методов занимает жидкостная хроматография, как один из самых универсальных инструментальных методов анализа высококипящих и нестабильных соединений, основанный на неразрушающем разделении веществ. Последнее обстоятельство позволяет использовать жидкостную хроматографию не только как аналитический, но и как уникальный технологический метод выделения и очистки веществ, в тех случаях когда другие подходы оказываются неэффективными. В работе исследовалась возможность группового разделения ароматических углеводородов в газоконденсатном сырье.

Первоначально в работе образец определенной массы разбавляли гептаном и известный объем полученного раствора вводят в высокоэффективный жидкостной хроматограф, снабженный полярной колонкой. Колонка обладает слабым сродством к неароматическим углеводородам, но обладает определенной селективностью в отношении ароматических углеводородов. Вследствие этого ароматические углеводороды разделяются в зависимости от числа ароматических колец, то есть на моноароматические, диароматические и три+-ароматические углеводороды. Однако, данное разделение нельзя считать законченным, т.к. полиароматические углеводороды не разделяются. В результате проведенных опытов было показано, что оптимального разделения можно добиться используя 2 различные полярные колонки и используя обратную промывку.

ПРОБЛЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ НГКС С ВЫСОКИМ СОДЕРЖАНИЕМ ПАРАФИНОВЫХ УГЛЕВОДОРОДОВ НА ПРИМЕРЕ СУРГУТСКОГО ЗСК

Конькова М.О.
ОАО «Гипрогазцентр»

Увеличение доли высокопарафинистых газовых конденсатов в углеводородном сырье, поступающем на газоперерабатывающие заводы, требует новых технологических решений по транспортировке и глубокой переработке нефтегазоконденсатных смесей.

В соответствии с прогнозируемым увеличением объемов поставки НГКС на Сургутском заводе по стабилизации конденсата и утяжелением поступающего на переработку сырья возможно возникновение осложнений при переработке и транспортировке сырья. Данные осложнения при транспортировке и переработке НГКС заключаются в отложении парафинов на стенках оборудования и трубопроводов, выпадении и осаждении парафинового шлама в резервуарах, что окажет влияние на потерю текучести углеводородных потоков.

Борьба с парафиновыми отложениями предусматривает проведение мероприятий по двум направлениям:

- Предупреждение (замедление) образования отложений;
- Удаление отложений.

Предотвращение отложения тяжелых органических соединения является менее дорогостоящим методом, чем их постоянное удаление, при этом достигается наиболее устойчивая и безаварийная работа оборудования, снижаются затраты на перекачку углеводородного сырья и снижаются простои оборудования.

В основу модернизации Сургутского ЗСК легли принципиальные решения по предупреждению образования отложений, а именно:

1. В связи с тем, что основной причиной парафинообразования при транспортировке и хранении является разность температур среды и стенок трубопровода или оборудования, предусматриваются системы обогрева и изоляция оборудования и трубопроводов.

2. Для улучшения эксплуатационных свойств СК предусматривается строительство узла ввода присадок для подачи депрессорной и диспергирующей присадок во фракцию $>350^{\circ}\text{C}$.

Для обеспечения транспортировки утяжеленного сырья на Сургутский ЗСК и возможности его переработки без изменения аппаратного оформления, а также качества и номенклатуры выпускаемой продукции, содержание фракции $>350^{\circ}\text{C}$ в НГКС должно быть не более 6,5% масс., что обеспечивается определенным ограничением в объемах поставки тяжелого сырья в МТ.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ГАЗА ПОДЗЕМНОЙ ГАЗИФИКАЦИИ УГЛЯ В ПРОЦЕССЕ СИНТЕЗА ФИШЕРА-ТРОПША

Крючков М.В., Аймалетдинов Т.Р., Лapidус А.Л.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Процесс подземной газификации угля (ПГУ) известен с конца 20-х годов прошлого века. Уголь под воздействием кислорода воздуха или технически чистого кислорода претерпевает физико-химические превращения прямо в пласте. В результате этих превращений получается газ, который содержит значительные количества монооксида углерода, водорода и других менее ценных веществ. В последнее время данный процесс достиг значительных успехов. В частности в ОАО «Газпром промгаз» разработана новая технология ПГУ, делающая его рентабельным уже сегодня. Технология включает стадию производства моторных топлив из данного газа по методу Фишера-Тропша.

Газ ПГУ, полученный таким способом, аналогичен по составу синтез-газу, довольно сильно разбавленному азотом. В нем присутствуют смесь CO и H₂ в отношении CO:H₂ = 1:2, азот в большом количестве (от 25 до 60% об.) и CO₂ (до 25%). Это разбавление вызывает очевидный вопрос о снижении выхода целевых продуктов – высших углеводородов. Однако при ближайшем рассмотрении данной проблемы можно выявить ряд преимуществ, которые являются следствием разбавления: снижение локальных перегревов катализатора стадии Фишера-Тропша, что ведет к высокой селективности по целевым продуктам; высокая конверсия синтез-газа за проход, что освобождает от необходимости рецикла; удешевление технологии в целом.

Нами были исследованы образцы кобальтсодержащих катализаторов, промотированных различными металлами и нанесенных на оксид алюминия. Испытания образцов проводились на модельной смеси CO:H₂ = 1:2, содержащей 60% N₂. Наибольший выход жидких углеводородов составил 56 г продукта с метра кубического сырья (или 67% по углероду). Полученные результаты позволяют предположить действительную перспективность исследований в данном направлении.

ВЛИЯНИЕ ПРОМОТИРОВАНИЯ И ЩЕЛОЧНОЙ ОБРАБОТКИ ЦЕОЛИТА ТИПА *MFI* НА СЕЛЕКТИВНОСТЬ КАТАЛИТИЧЕСКИХ ПРЕВРАЩЕНИЙ ПРОПАН-БУТАНОВОЙ ФРАКЦИИ

Левченко Д.А., Караваев А.А.
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Цель работы – изучение влияния добавок цинка и хрома и обработки раствором NaOH на селективность в образовании ароматических углеводородов (АрУ) и свойства промышленного катализатора структуры *MFI*. Катализаторы готовили из порошкообразного цеолита структурного типа *MFI*, производимый в водородной форме ОАО "Новосибирский завод химконцентратов" (г. Новосибирск). Далее обозначен как *HZSM-5*. Промотирование осуществлялось пропиткой расчетным количеством водных растворов нитратов цинка и хрома. Кроме того, на основе цеолита *HZSM-5* был получен материал, в структуре которого методом десиликатизации (обработки водным раствором NaOH) формировались дополнительные мезопоры. Превращениям подвергалась пропан-бутановая фракция состава (% мас.): пропан – 80%; бутаны – 17%; пропилен – 2%; этан – 1%

Исходный цеолит *HZSM-5* показал конверсию ПБФ 91% и селективность по сумме АрУ 29%. После десиликатизации конверсия ПБФ не изменилась, а селективность возросла до 38%. Данный эффект может быть связан с частичным снятием диффузионных ограничений за счет формирования дополнительных мезопор. Промотирование исходного цеолита *HZSM-5* ионами цинка и хрома привело к увеличению селективности по АрУ с 29 до 47% и практически не изменило конверсию ПБФ, составившую 91 и 94% соответственно. Промотирование ионами цинка и хрома десиликатизированного цеолита привело к неожиданному результату. Несмотря на частичное разрушение цеолитной матрицы при щелочной обработке, десиликатизированный цеолит после промотирования увеличил селективность образования АрУ до тех же 47%, что и в случае промотирования исходного *HZSM-5*. При этом конверсия ПБФ изменилась незначительно и составила 88%.

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. Увеличение селективности образования ароматических углеводородов при промотировании исходного цеолита цинком и хромом сопровождалось уменьшением общей кислотности и доли сильнокислотных центров.

Исследования выполнены при поддержке ОАО «Газпром» (договор № 2214-1400-10-2).

СИСТЕМЫ ПОДАЧИ В ГАЗОВЫЙ ХРОМАТОГРАФ ЖИДКИХ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ПРОБ, НАХОДЯЩИХСЯ ПОД ВЫСОКИМ ДАВЛЕНИЕМ

Мазепа Е.А.

ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Газовая хроматография широко используется для анализа газообразных и жидких углеводородных проб. Наиболее сложным объектом для химического анализа является нестабильный газовый конденсат (НГК) - жидкий продукт сепарации пластовой газоконденсатной смеси. Пробы НГК находятся под высоким давлением и содержат газообразные компоненты в растворенном виде. Давление насыщенных паров НГК при комнатной температуре может превышать 10 МПа. Основным подходом к анализу таких проб является их разгазирование при атмосферном давлении и анализ образовавшихся газовой и жидкой фаз. Данный подход характеризуется не только длительностью и трудоемкостью, но и сравнительно низкой точностью вследствие многостадийности анализа.

Альтернативным подходом является прямой ввод пробы под рабочим давлением в хроматограф. Его применение позволяет сократить время анализа и улучшить его метрологические характеристики. Но при этом возникает довольно сложная техническая проблема – необходимость обеспечить хорошо воспроизводимый ввод в хроматограф микрообъемов проб НГК (0,1-2 мкл) в жидком состоянии под давлением порядка 10 МПа. Аналогичные задачи возникают при изучении фазовых равновесий, а также при конструировании жидкостных хроматографов высокого давления и поточных газовых хроматографов. Поэтому в этой области проводятся интенсивные исследования. Разработанные устройства дозирования проб под давлением разных конструкций (поворотные краны, шприцы высокого давления, поршневые краны и т.д.) позволяют проводить операции с пробами, находящимися под давлением до 276 МПа.

С 2007 года в ОАО «Газпром ВНИИГАЗ» разрабатываются методики прямого анализа НГК, а также сжиженных углеводородных газов на базе хроматографов, оборудованных поршневыми кранами. Разработанные нами методики определения компонентно-фракционного состава НГК (в том числе содержания в нем индивидуальных сернистых соединений) прошли метрологическую аттестацию и оформлены в виде нормативных документов ОАО «Газпром». Эти нормативные документы внесены в Федеральный информационный фонд по обеспечению единства измерений, что позволяет их применять в любых российских химико-аналитических лабораториях.

НОВЫЕ КОБАЛЬТ-КРЕМНЕЗЕМНЫЕ КАТАЛИЗАТОРЫ КИСЛОРОДНОЙ КОНВЕРСИИ МЕТАНА В СИНТЕЗ-ГАЗ

Спесивцев Н.А.

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

В настоящее время получение синтез-газа преимущественно осуществляется методом паровой конверсии метана. В то же время, альтернативные способы – кислородная и углекислотная конверсия – позволяют получать синтез-газ оптимального состава для его дальнейшей переработки в углеводороды и кислородсодержащие соединения. Реализация этих процессов 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: $\text{CH}_4 + \frac{1}{2} \text{O}_2 \rightarrow \text{CO} + 2\text{H}_2$ $\Delta H_{298}^0 = -36$ кДж/моль.

Исследование каталитических свойств проводили 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.

Свежеприготовленные материалы, содержавшие 1 – 10 % Со характеризовались аморфной структурой, наличие узкого пика в малоугловой области указывало на наличие мезопор, что подтверждено данными по термодесорбции азота. Катализатор, содержавший 10% Со, наряду с аморфным кремнеземом содержал (после проведения эксперимента) заметные количества кристаллических фаз кварца, силиката кобальта и его оксидов. Наиболее активный и селективный катализатор 20% Со/SiO₂ отличается от образцов с меньшим содержанием Со склонностью к формированию кристаллических фаз оксида кобальта и металлического кобальта, взаимные превращения которых обеспечивают образование синтез-газа.

Работа выполнена при поддержке ОАО «Газпром» (договор № 2205-1400-10-2) и РФФИ (грант 13-03-00381).

ОПТИМИЗАЦИЯ РЕГЕНЕРАЦИИ КАТАЛИЗАТОРОВ ГИДРООЧИСТКИ ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА С ПОМОЩЬЮ ТЕРМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Степанова Т.А., Козлов А.М.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Особое место в списке аналитических методов анализа работы катализаторов занимают термические и гравитометрические методы. Только с помощью этих методов при программируемом нагреве образца можно определить состав коксовых отложений, а также температуры и теплоты их выгораний. Последнее обстоятельство позволяет использовать синхронный термический анализ для прогнозирования и оптимизации процедуры регенерации катализаторов процессов гидроочистки и риформинга. В работе исследовалась возможность синхронного термического анализа в регулируемой газовой атмосфере для оптимизации регенерации катализаторов гидроочистки дизельного топлива с целью снижения длительности процесса.

Первоначально в работе закоксованный образец катализатора истирался в агатовой ступке и навеска известной массы помещалась в тигель. После вакуумирования и продувки печи начинался программируемый нагрев в атмосфере 98% азота 2% кислорода (об.). После получения данных СТА-анализа при скоростях нагрева 5, 10, 15 и 20 °/мин были определены доли кокса, сгорающего при различных температурах и теплоты соответствующих реакций. В результате обработки данных был предложен режим с программируемым нагревом для недопущения перегрева катализатора и одновременно уменьшения времени регенерации. Данный режим был проверен опытным путём на СТА-анализаторе.

В результате проведённых опытов было показано, что используя метод синхронного термического анализа можно добиться уменьшения времени регенерации закоксованных катализаторов гидроочистки дизельного топлива не менее чем на 15 %.

РОЛЬ И НЕОБХОДИМОСТЬ РАЗВИТИЯ ГАЗОХИМИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА В РФ

Султанова Л.Ф., Пельменёва А.А.)
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Относительное благополучие российской экономики практически полностью обеспечивается экспортом нефтегазовых ресурсов. Несмотря на уверения руководства страны в преданности идее инновационного развития и настойчивые призывы к переходу на этот путь, отечественная экономика продолжает развиваться преимущественно за счет сырьевых отраслей.

Инновационный путь развития показывает возможности, открываемые переходом газовой отрасли от экономики «трубы» к значительно более перспективной экономике, основанной на комплексной переработке добываемых ресурсов.

Необходимость в новых инновационных технологиях для развития инфраструктуры и увеличения экспортного потенциала газовой отрасли, а также повышение доли газа, подвергающейся химической переработке в сочетании с возможностью аккумулирования для этих целей получаемых от экспорта капиталов, позволяет газовой промышленности стать мощным катализатором инновационных процессов в стране.

Перспективы инновационного прорыва в нефтехимии не столь очевидны. Газохимия, как значительно более молодая и еще только развивающаяся отрасль, дает в этом отношении большие шансы для развития отечественной инновационной экономики.

Потребность в быстром и адекватном решении сложнейших научно-технических проблем делает газохимию одной из критических отраслей мировой энергетики, способной стимулировать инновационные процессы. Для России интенсивное развитие газохимии отвечает ее приоритетным задачам и может стать мощным стимулом развития всей экономики

Актуальность данной работы безусловна в силу необходимости перехода российской экономики от роли сырьевого придатка в инновационно-технологическую державу, имеющую на данный момент уникальный сырьевой и интеллектуальный потенциал.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЁМКОСТИ ЦЕОЛИТОВ ДЛЯ ГЛУБОКОЙ ОЧИСТКИ ГАЗА ПЕРЕД ОЖИЖЕНИЕМ

Трифорова И.Н., Козлов А.М.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Перед подачей на ожижение газа необходимо осушить газ и очищать его от углекислоты. Традиционно для таких процессов используются цеолиты, которые обеспечивают достаточную глубину очистки и осушки. Однако, затраты на адсорбционные процессы при их неправильном расчёте неоправданно увеличиваются, поэтому очень важно располагать правильными исходными данными по ёмкости цеолитов по компонентам при газе определённого состава.

В работе получены зависимости от ёмкости цеолитов NaX и NaA по углекислоте при различных концентрациях тяжёлых компонентов в природном газе. Также в работе с помощью СТА-анализатора получены зависимости статической ёмкости цеолитов по метанолу в интервале температур 20-50 °С.

В результате обработки экспериментальных данных также получены математические зависимости, которые могут быть использованы для оптимизации процесса на стадии проектирования.

САМОАДАПТИРУЮЩАЯСЯ СИСТЕМА РАЗДЕЛЕНИЯ ПОПУТНОГО ГАЗА

Василевич В.В., Федосеев П.О.

Мурманский государственный технический университет

Проблема сжигания попутного нефтяного газа (ПНГ) является острой современной проблемой нефтегазового сектора по причинам экономических, экологических и социальных потерь и рисков, особенно в условиях общемировых тенденций по переходу экономики на энергоэффективный путь развития. Предложенный способ разделения ПНГ относится к технологии переработки газов, путем низкотемпературной конденсации и ректификации. Основной принцип – это самоадаптация под любой «газ» независимо от его состава. Использование избыточного, нормального или недостаточного давления определяется степенью извлечения компонентов и задаётся серией проточных двигателей. Низкотемпературная конденсация проявляется в охлаждении газа до температур необходимой степени конденсации газовой фазы. Ректификация проявляется в потоковой диффузии разделения компонентов.

Прямой впрыск хладагента в систему при контролируемых параметрах скорости и давления потока является более энергоэффективным по сравнению с теплообменом через ограничивающую стенку. Используя скрытую теплоту конденсации (парообразования) охлаждать газообразную фазу вещества эффективно жидкой фазой распыляемого хладагента. При условии, что их составы идентичные. Данной технологией обеспечивается объёмный вывод энергии из системы (точнее её перераспределение), до критических температур (температур при которых возможно перевести газ в жидкую фазу вещества).

РАЗРАБОТКА GTL-ПРОЦЕССОВ НА БАЗЕ ПРЯМОГО ПАРЦИАЛЬНОГО ОКИСЛЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ГАЗОВ

Фокин И. Г.

Институт проблем химической физики РАН

В России редко находят квалифицированное применение такие нетрадиционные источники углеводородов как попутный нефтяной газ, «жирный» природный газ, природный газ удалённых и малоресурсных месторождений. Главная причина тому – отсутствие технологий рентабельной переработки небольших объёмов углеводородного сырья, характерных для таких источников. Перспективное направление переработки таких газов – альтернативные GTL-процессы, не требующие стадии получения синтез-газа.

Такие процессы основаны на прямом парциальном окислении углеводородных газов и последующем карбонилировании продуктов окисления. Преимуществом таких процессов является отсутствие энерго- и капиталоемкой стадии получения синтез-газа. Поэтому они могут быть рентабельны даже при небольших масштабах производства.

Основными продуктами парциального окисления углеводородных газов являются оксигенаты, в основном, метанол и формальдегид, а также монооксид углерода. Одним из способов эффективного использования монооксида углерода является его взаимодействие с метанолом или с формальдегидом. В результате последовательных стадий парциального окисления и карбонилирования может быть получен ряд ценных химических продуктов, таких как метилацетат, диметилкарбонат, уксусная кислота, метиловый эфир гликолевой кислоты.

В докладе представлены экспериментальные результаты по парциальному окислению смесей алканов, моделирующих по составу «жирные» природные и попутные нефтяные газы – первой стадии альтернативных GTL-процессов. Рассмотрено влияние параметров процесса на распределение продуктов окисления. Показана возможность регулирования соотношения продуктов в выходящем из реактора газе изменением технологических параметров.

УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ УСТАНОВКИ ДЕЭТАНИЗАЦИИ КОНДЕНСАТА ПУТЕМ ЗАМЕНЫ КОНТАКТНЫХ УСТРОЙСТВ В КОЛОННЕ-ДЕЭТАНИЗАТОРЕ

Гарейшина А.А., Шакирова А.Р.

НОУ СПО «Новоуренгойский техникум газовой промышленности»

ОАО «Газпром»

На Заводе по подготовке конденсата к транспорту ООО «Газпром переработка» ранее в колонне - деэтанализаторе К-1 использовалось 37 тарелок ситчатого типа. Первые три тарелки служили каплеотбойным устройством. На месте четвертой тарелки был смонтирован распределитель холодного орошения, которое подавалось на пятую тарелку. Над 20, 22, и 24 тарелками также были смонтированы распределители для подачи питания колонны, то есть парожидкостной смеси.

После ремонта в технологическом процессе произошли изменения. В К-1 каплеотбойное устройство (Yorkmesh Demister ®) смонтировано в верхней части деэтанализатора. Холодное орошение подается на 1 тарелку. Над первой тарелкой смонтирован маточник - распределитель холодного орошения. В К-1 питание подается на 17 тарелку. Над 17 тарелкой смонтирован маточник - распределитель питания, состоящий из одной центральной перфорированной трубы снабженной отбойниками.

Контактными устройствами колонны являются тарелки двухпоточные клапанного типа SUPERFRAC® в количестве 35 штук фирмы KOCH-GLITCH. В кубовой части колонны К-1 имеется перегородка, разделяющая куб на 2 зоны. Перегородка не доходит до днища на расстояние 100 мм. Перегородка была уменьшена на 450 мм. от начального значения.

За счет стекающей флегмы, на полотне тарелки образуется уровень жидкости. Уровень на тарелке удерживается перегородкой. Перегородка устанавливается высотой не менее 2-х сантиметров. Пары продукта, поступающие с низа колонны, поднимаются к тарелке проходят через клапаны и барботируют через слой жидкости, находящейся на тарелке. Проходя через слой жидкости, пары охлаждаются, происходит конденсация и переход в жидкость высококипящих компонентов, одновременно жидкость нагревается и низкокипящие компоненты испаряются, то есть на тарелке происходит тепломассообмен между парами и жидкостью.

Отличительной особенностью тарелок SUPERFRAC® является наличие устройства, равномерно распределяющее слой жидкости по полотну нижерасположенной тарелки.

Основным преимуществом клапанных тарелок является способность обеспечить эффективный массообмен в большом интервале рабочих нагрузок, несложность конструкции, низкая металлоемкость.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М. ГУБКИНА

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ЮБИЛЕЙНОЙ ДЕСЯТОЙ ВСЕРОССИЙСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ, СПЕЦИАЛИСТОВ И СТУДЕНТОВ

«Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика)

8 –11 октября 2013 г.

Секция 6 Проблемы разработки, стандартизации, сертификации и обеспечения надежности оборудования газового комплекса

Москва
2013 г.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ СИЛОВОГО ЭЛЕКТРОТЕХНИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Антропова А.А.

Дальневосточный Федеральный Университет

Важнейшая характеристика, которая повышает эксплуатационную надежность, является объективная оценка состояния электрооборудования. Для этого необходимо определять показатели надежности, а также что влияет на их изменение. Целью надежности является определение возникновения отказов и дефектов. Для этого необходимо разработать ряд мероприятий, например как разработка алгоритма комплексной диагностики.

«Для настоящего и для будущего России за первые 12 лет нового века сделано немало. Огромный по важности этап восстановления и укрепления страны пройден. Сейчас наша задача – создать богатую и благополучную Россию».

Из Послания Президента Федеральному Собранию 12 декабря 2012 года Москва, Кремль

В настоящее время происходит увеличение отказов и выхода из строя электрооборудования. Ответственность, которая легла на электрооборудование за процесс работы не уменьшается, а только увеличивается, поэтому проблема обеспечения и повышения надежности становится все более распространенной и актуальной. Когда дело доходит до оборудования, повышения надежности является ключом к обеспечению непрерывного производства и снижает эксплуатационные расходы. К обеспечению надежности относятся следующие стадии: проектирование, производство и непосредственно эксплуатация. Проблемы эксплуатационной надежности силового электрооборудования связаны: с изменившейся системой управления электроэнергетикой; с изменением системы организации эксплуатации, ремонта, модернизации и замены силового электрооборудования, в процессе реструктуризации электроэнергетики: утрачен централизованный контроль (надзор) эксплуатации, диагностирования и ремонта основного оборудования; неквалифицированное сервисное обслуживание электрооборудования при дальнейшей его эксплуатации приносит убытки, существенно превышающие обычное при разовых конкурсных закупках символическое снижение цены работ на 5-10%. Отсутствие современных нормативных документов по диагностике и сервисному обслуживанию.

Системами непрерывного контроля в настоящее время оборудуются в основном новое электрооборудование, а на «старом», для обеспечения работоспособности и продления ресурса которого эти системы жизненно необходимы в настоящее время, внедрение систем мониторинга крайне ограничено. Это особо важно для электрооборудования, эксплуатируемого за пределами расчетного срока службы: там, где нужен эффективный контроль технического состояния, он, как правило, отсутствует. Это подтверждает многочисленные масштабные аварии последних лет.

В настоящее время особенно назрела необходимость разработки новой системы подготовки и повышения квалификации электротехнического персонала и специалистов по диагностированию и сервисному обслуживанию силового электрооборудования, соответствующих современным требованиям. Предлагается применить комплексный подход к решению этих проблем который обеспечит надёжное и безопасное электроснабжение потребителей всех категорий.

Для обеспечения бесперебойного функционирования электротехнических предприятий необходимы усовершенствованные методики составления пользовательских отчетов с детальной статистикой по оборудованию и группам оборудования. При этом расчете таких параметров, как: простой электрооборудования; периодичность плановых осмотров и ремонтов; стоимость технического обслуживания оборудования; коэффициент использования оборудования; средняя наработка на отказ; фактический износ оборудования; прогноз полного износа, других параметров. Такой подход позволяет наладить учет и техническое обслуживание электрооборудования, перейти от аварийного к планово-предупредительному техобслуживанию, а также получить информацию для расследования причин отказов, наладить материально-техническое снабжение работ, вести планирование людских, материальных и энергетических ресурсов. Благодаря этому, предприятие может продлить срок эксплуатации производственного оборудования, сократить простои, связанные с отказами, повысить производительность труда. В нынешних условиях, ситуация силового электрооборудования в Российской энергетики достигает предельного срока эксплуатации, в более 50% оборудование выработало свой нормативный срок. Еще хуже ситуация, когда замена старого оборудования происходит низкими темпами, а в некоторых случаях замены вовсе не происходит. Поэтому становится вопрос о том, как обеспечить прогнозирование его состояния при продлении ресурса.

Для обеспечения прогнозирования состояния надежности электрооборудования, необходимо выявить, всевозможные дефекты, влияющие на силовое электрооборудование, а также ввести комплекс мероприятий для их устранения, на основе достоверных и точных методов диагностической оценки его состояния.

АНАЛИЗ ПРОЦЕССА ТРЕЩИНООБРАЗОВАНИЯ В СВАРНЫХ ШВАХ Г/П, ВЫПОЛНЕННЫХ МЕТОДОМ ТВЧ СВАРКИ

Афанасьев А.В., Мозейко Б.Ю.
ООО «Газпром трансгаз Самара»

С 2009 по 2011 годы на газопроводах-отводах Общества зарегистрировано несколько случаев утечек газа.

Последующее обследование данных газопроводов, выполненное в 30 шурфах, выявило 28 дефектных мест, в 12 из которых было обнаружено растрескивание ТВЧ сварных швов.

Для определения причин разрушения из газопровода – отвода к ГРС были вырезаны фрагменты, содержащие дефектные кольцевые и продольные сварные соединения, выполненные методом ТВЧ, которые были подвергнуты исследованиям методами неразрушающего контроля, оптической и электронной металлографии, фрактографии поверхностей изломов, поэлементного спектрального анализа. Также проводились: объемный химический анализ, измерения микротвердости в зоне сварного соединения и сравнительные механические испытания сварного соединения и основного металла по определению временного сопротивления, предела текучести и ударной вязкости.

В результате проведенных исследований можно сделать следующие выводы. 1) Трещины в кольцевом сварном соединении предположительно возникли вследствие наличия в сварном шве хрупких неметаллических фаз, прежде всего сульфидов, которые под действием циклических осевых нагрузок явились источниками возникновения и последующего развития разрушения; 2) В продольном шве причинами образования трещины явились заводской брак (предположительно несплавление кромок штрипса при изготовлении труб); и напряжения, возникающие при перекачке среды. Одной из причин несплавления кромок могло стать наличие обнаруженных в сварном соединении тугоплавких неметаллических фаз, не вышедших в грат.

Для повышения надежности и безаварийности эксплуатации газопроводов-отводов, трубы которых изготовлены с применением ТВЧ сварки, можно рекомендовать следующее: 1) для труб, изготовленных с применением ТВЧ сварки, использовать стали с минимальным содержанием сульфидов железа и более высокой степенью раскисления, например низколегированные кремний-марганцовистые стали, такие как 13ГС, 17Г1С, 09Г2С и др.; 2) при приемке труб, изготовленных с применением ТВЧ сварки, выборочно из партии осуществлять рентгено-структурный анализ сварных соединений на наличие сульфидных и оксидных фаз; 3) провести исследования по определению допустимого содержания сульфидно-оксидных фаз в ТВЧ сварных соединениях для конкретных условий эксплуатации труб.

ТЕХНИЧЕСКИЕ РЕШЕНИЯ, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ДОБЫЧИ И ПОДГОТОВКИ ГАЗА

Брухно Н.П.

ОАО «Севернефтегазпром»

В ОАО «Севернефтегазпром» ведется работа по реконструкции и техническому перевооружению объектов, направленная на повышение эффективности технологических процессов добычи и подготовки газа.

В процессе эксплуатации блоков огневой регенерации ГП 2054.03 поз. 30БР–1-1;2 производства ОАО «Курганхиммаш» были выявлены недостатки по бесперебойному обеспечению горелок газом с существенным превышением расхода газа от установленных норм, а также при сбое розжига одной из горелок образование взрывоопасной смеси.

Работы производились в пять этапов:

Мероприятия первого этапа были направлены на разделение общего трубопровода на две линии подачи топливного газа.

На втором этапе была произведена замена горелок фирмы ОАО «Промгаз» ПГ-М/70 (0,7 МВт) на более мощные автоматизированные производства компании «Weishaupt» (0,95 МВт).



Реализован единый алгоритм автоматического управления интеллектуальными модулями БОР с режимом «Холодный старт», который позволяет производить плавный прогрев блока огневой регенерации до 150⁰С, также реализована задача «Стабилизации процесса регенерации гликоля» с обеспечением температуры ТЭГа в испарителе (2600x16 мм) достаточной для достижения заданной концентрации регенерированного гликоля при управлении мощностью горелок.

На третьем этапе были разделены топочно-дымовые тракты испарителя БОР с монтажом центральных перегородок, и произвели замену поворотных и дымовых камер.

Для обеспечения дополнительной продувки топочных камер испарителя перед розжигом горелок и при плановом или аварийном останове БОР произвели установку автономных вентиляторов для каждой камеры.

Для исключения разрушения БОР при возможном образовании и возгорании взрывоопасной смеси в топочно-дымовых камерах смонтировали взрывные клапана Ду 450 на боковых стенках передней дымовой поворотной камеры.

Реконструкция блоков огневой регенерации позволила достичь максимально безопасных условий производства и повышение надежности работы установки регенерации триэтиленгликоля.

МЕТОД ПОВЫШЕНИЯ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ ШАРОВЫХ КРАНОВ

Вольхин А.М., Малышев В.Н.
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Проблема долговечности элементов запорной арматуры в оборудовании нефтегазовой промышленности существует не одно десятилетие и является перспективным направлением в настоящее время.

Шары являются самой ответственной и дорогой частью шаровых кранов, но зачастую используемые материалы и методы их обработки не позволяют получить высокую износостойкость. Шары являются наиболее изнашиваемой деталью в узле трения шар – седло в шаровых кранах. Они работают в условиях, которые определяются многочисленными факторами: рабочим давлением среды и ее температурой, физико-химическими свойствами среды, скоростью потока, содержанием абразивных частиц и их природой, температурой окружающей среды, давлениями на поверхности уплотнения, режимом работы, и подвержены различным видам изнашивания. Кроме этого, присутствие в газовом потоке незначительного количества абразивных частиц способствует активизации коррозионных процессов.

Суть идеи повышения износостойкости шаровых кранов, разработанной в лаборатории микродугового оксидирования РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, заключается в использовании шаров из сплавов алюминия с их обработкой методом микродугового оксидирования (МДО) и последующим нанесением дополнительного слоя сверхвысокомолекулярного полиэтилена (СВМПЭ). Такие композиционные покрытия демонстрируют повышенную, по сравнению с традиционными МДО-покрытиями, коррозионную стойкость и износостойкость, а также эффект «самосмазывания», в условиях работы узла трения без смазочного материала.

Шары с модифицированным МДО-покрытием требуют минимальной последующей обработки – притирки шара и седла. Помимо этого, данная технология, в отличие от гальванического хромирования, напыления, плазменной и другой обработки стальных шаров, является экологически чистой и не требует дорогостоящего оборудования.

Предлагаемая технология нанесения покрытий МДО + СВМПЭ, может использоваться при изготовлении шаров, а такие покрытия, имея высокую износостойкость и повышенные антифрикционные качества, смогут работать в условиях высоких давлений и повысить срок службы запорной арматуры. Меньшая стоимость, простота обработки и меньший удельный вес алюминиевого сплава дадут значительный экономический эффект от использования его в качестве материала шара, а также снизят вес запорного узла в 3 раза (по сравнению со стальным шаром).

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ОБСЛУЖИВАНИЯ РОТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА УКПГ

Гареев Р.Р.

ООО «Газпром добыча Уренгой»

Мировая практика эксплуатации технологического оборудования показала, что наиболее оптимальной на сегодняшний день является способ обслуживания и ремонта по техническому состоянию (ОРТС), вместо применяемой системы планово-предупредительных ремонтов (ППР). В связи с этим, на ведущих предприятиях топливно-энергетического комплекса наблюдается переход от традиционного графика ППР к системе ОРТС. Основные преимущества системы ОРТС по сравнению с системой ППР:

- обслуживание и ремонт производится лишь при необходимости;
- объем ремонта соответствует степени развития дефекта;
- снижение затрат на поддержание работоспособности механизмов.

На установке комплексной подготовки газа (УКПГ) динамическое оборудование составляет более 30% применяемого, поэтому вопрос оптимизации системы обслуживания крайне актуален на сегодняшний день. На УКПГ переход от системы ППР к ОРТС возможен по реализации представленного в докладе алгоритма обслуживания оборудования, ключевым моментом в котором является анализ параметров вибрации, характеризующих текущее техническое состояние механизма. Данный этап определяет возможность дальнейшей эксплуатации механизма, либо необходимость ремонтного вмешательства заданного объема.

Разработанная автором в среде «Visual Basic» программа «Система экспертной оценки технического состояния» позволяет заблаговременно определить образование до 90% дефектов динамического оборудования на базе мониторинга двух параметров – уровня вибрации и ударных импульсов. Отклонение от допустимых пределов предполагает применение спектрального анализа для выяснения причины дефектного состояния механизма без ремонтного вмешательства, что позволит отслеживать динамику их развития, не допуская критического разрушения.

Использование программы позволит создать единую нормативную базу контроля состояния динамического оборудования, переложив ответственность анализа и интерпретации полученных данных с ремонтного персонала промысла, на обширную базу знаний, реализованных в программе в виде двух критериев вибросостояния.

Более рациональное использование материально-технических и кадровых ресурсов, за счет сокращения количества и времени ремонтов, позволит снизить затраты на обслуживание оборудования, что является важной задачей предприятий в условиях рыночной экономики.

МЕТОДИКА УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ПРОТИВОВЫБРОСОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА РАЗЛИЧНЫХ ЭТАПАХ ЖИЗНЕННОГО ЦИКЛА

Гусева Т.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Качество противовыбросового оборудования (ОП) формируется на таких стадиях жизненного цикла, как проектирование и изготовление, проводимых, в свою очередь, на основе требований нормативных документов. В этой связи предлагаемая методика включает в себя подходы по совершенствованию качества ОП на этапах стандартизации, проектирования и производства.

Существующая государственная политика, направленная на идентичную гармонизацию национальных стандартов с международными, имеет ряд недостатков, в частности не рассматривает российские климатические и технические особенности. Предложенный метод направлен на создание обновленного стандарта, учитывающего не только международные подходы ISO, но и требования региональных, национальных, отраслевых систем стандартизации, в том числе таких авторитетных, как API, NORSOK, DNV, INTSOK и др. Для достижения поставленных задач был впервые применен кластерный анализ требований множества стандартов, в область действия которых включены элементы комплекса противовыбросового оборудования.

Управление качеством ОП на этапе проектирования рассмотрено в контексте резервирования превенторного блока. При этом проведен сравнительный анализ законодательно установленных российских и американских требований к числу превенторов в сборке, а также учтены рекомендуемые нормы стандартов США и Норвегии. Результаты исследования показали, что российские требования устанавливают наименьший уровень надежности сборки превенторов, а, следовательно, качества для морских месторождений и для сухопутных месторождений при рабочем давлении свыше 35 МПа по сравнению с международной практикой.

С целью реализации задачи управления качеством ОП на этапе производства был разработан системный подход, заключающийся в использовании цикла DMAIC концепции «Шесть сигм» и совершенствовании метода FMEA, предполагающего проведение анализа производственного процесса по функционально-технологическому признаку и определение потенциальных дефектов элементов ОП, причин их возникновения и последствий при испытаниях и эксплуатации.

Разработанная методика нашла непосредственное практическое воплощение в нормативных документах различных уровней, в том числе в национальном стандарте на противовыбросовое оборудование.

ИССЛЕДОВАНИЕ КОРРОЗИОННОЙ СТОЙКОСТИ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ ДЛЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ В МОРСКИХ УСЛОВИЯХ

Елагина О.Ю., Жук В.В.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Ко второму десятилетию XXI века нефтяные и нефтесервисные компании вывели в море сотни буровых и нефтедобывающих шельфовых платформ. Нефтегазопромысловые сооружения шельфа северных морей являются уникальными морскими гидротехническими сооружениями, на которые в условиях открытого побережья действуют большие по величине нагрузки: волновые, ледовые, ветровые, коррозионные, температурные и др. В зависимости от природно-климатических условий уровень и величина нагрузок может изменяться. Одним из основных видов внешних воздействий на конструкции стальных морских стационарных платформ является коррозионное, в результате, которого снижаются их несущая способность и усталостная прочность. Шельфовые платформы относятся к конструкциям с длительным сроком службы, ремонт которых часто затруднен. В связи с этим проблема длительной защиты от коррозии металлических конструкций морских нефтегазовых сооружений (МНГС), охватывающей весь срок их эксплуатации весьма актуальна.

Анализ литературных данных показал, что проблему защиты от коррозии морских нефтепромысловых и гидротехнических сооружений нельзя экономично решить лишь только подбором специальных стойких сталей, хотя коррозионная стойкость конструкционных материалов является одним из важнейших факторов, влияющих на повышение срока службы МНГС. Перспективным направлением в решении поставленной задачи является нанесение защитных покрытий, обеспечивающих изоляцию несущих конструкций от контакта с агрессивным воздействием морской среды. Среди современных технологии нанесения покрытий можно выделить методы газотермического напыления, отличающиеся экономичностью применения и позволяющие покрывать значительные площади металлических конструкций.

В рамках проведенных исследований по обеспечению длительной коррозионной защиты МНГС были изучены опытные образцы конструкционных сталей с металлизационными покрытиями, выполненными из цинковых, алюминиевых и цинк-алюминиевых сплавов. Образцы подвергались действию коррозионной морской среды в условиях полного погружения, переменного смачивания и солевого тумана, имитирующих условия эксплуатации различных поясов конструкций МНГС. Анализ полученных результатов показал, что покрытия выполненные сплавами с Zn 99,995 и ZnAl15 характеризуются наибольшей стойкостью к коррозионному воздействию, в сравнении с другими исследованными материалами.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ МЕТОДА ЛАЗЕРНОЙ НАПЛАВКИ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ РЕСУРСА УЗЛОВ ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ХИМИЧЕСКОЙ, НЕФТЕХИМИЧЕСКОЙ И НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Киселев М.А., Грачев О.Е.

ООО «Технологические системы защитных покрытий»

В настоящее время актуальным является вопрос о применении ресурсосберегающих технологических методов и инновационных материалов для достижения более длительного ресурса работы узлов запорной арматуры, работающих на нефте-, газодобывающих и перекачивающих объектах.

В работе рассматривается использование метода лазерной наплавки для восстановления уплотнительных поверхностей деталей запорной арматуры. Как известно, такие детали в наибольшей степени подвержены воздействию эксплуатационных факторов: высокое давление, коррозионная активность рабочей среды, теплосмены и т.д.

С помощью лазерной установки Laser line, синхронизированной с промышленным роботом KUKA, разработана технология наплавки деталей уплотнительных узлов запорной арматуры. С целью повышения производительности процесса, наплавка проводилась с использованием непрерывного лазерного излучения. В качестве образцов использованы рабочие детали затвора с DN 100...175 мм.

По результатам проведения металлографических исследований установлено, получение наплавленного слоя с однородной мелкозернистой микроструктурой и зоной проплавления не более 100 мкм, что свидетельствует о незначительном перемешивании наплавленного материала с основой. Полученный слой отличается высокими механическими характеристиками: твердость покрытия порядка 48...50 HRC, прочность сцепления с материалом основы 300...320 МПа, повышенная стойкость против задира (результаты лабораторных испытаний). Высокая локализация процесса лазерной наплавки, значительная скорость нагрева и охлаждения способствуют получению наплавленных слоев с уникальной микроструктурой и вышеперечисленными механическими характеристиками.

Использование разработанной технологии позволяет уменьшить основное время наплавки за счет исключения операции предварительного и сопутствующего подогрева. В настоящее время проводится разработка технологии восстановления деталей узлов запорной арматуры с DN более 175 мм. Для подтверждения работоспособности деталей, восстановленных с использованием технологии лазерной наплавки, проводятся испытания на предприятиях заказчиков.

КОМПЛЕКС ИНФОРМАЦИОННО – УПРАВЛЯЮЩИХ СИСТЕМ КАК ЭФФЕКТИВНЫЙ ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ УРОВНЯ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ НА ОБЪЕКТАХ ПОДЗЕМНОГО ХРАНЕНИЯ ГАЗА

Корчагина А.А.
ООО «Газпром ПХГ»

Технология хранения газа неизбежно связана с эксплуатацией опасных производственных объектов. Поэтому совершенствование уровня производственной безопасности является основной задачей для ООО «Газпром ПХГ» (далее – Общество).

Мировой опыт отмечает, что одному смертельному случаю предшествуют от 10 до 30 тысяч нарушений требований безопасности, имеющих на производстве. Из чего следует, что для того, чтобы снизить вероятность наступления нежелательных событий, необходимо сократить количество нарушений. Поэтому снижение нарушений при эксплуатации ПХГ является ключевой задачей производственной безопасности.

Анализ фиксируемых нарушений на объектах ПХГ показывает, что основной причиной их возникновения в 97% случаев является человеческий фактор, то есть возникающие по причине действий или бездействий персонала.

С целью снижения, которого разрабатывается комплекс Информационно-Управляющих Систем (далее – комплекс ИУС) на платформе «1С: Предприятие», основной целью которого, автоматизация бизнес-процессов, реализуемых на уровне производственных служб. Новизна заключается в том, что разрабатывается не просто информационная база данных, а система-поводырь, помогающая работнику шаг за шагом выполнять свои должностные обязанности по заданному алгоритму, минимизируя вероятность допущения ошибок.

В настоящий момент внедрены и функционируют модули:

Управление предписаниями;

Управление обеспечением средствами индивидуальной защиты работников;

Управление документацией в области производственной безопасности;

Управление компетентностью персонала в области производственной безопасности.

Анализ производственных показателей Общества показывает, что первые шаги в создании комплекса ИУС сделаны не напрасно, поэтому в настоящее время разрабатываются следующие модули:

- Управление отчетностью;
- Управление инструментами и приспособлениями;
- Управление планами.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ГПА С МАГНИТНЫМ ПОДВЕСОМ

Крупин А.В.

ООО «Газпром трансгаз Сургут»

Ключевые показатели эффективности:

Снижение аварийных остановов ГПА по обществу;

Снижение издержек общества.

В настоящее время на объектах ОАО «Газпром» при проектировании новых компрессорных станций, все большее применение находят газоперекачивающие агрегаты, у которых взамен подшипниковых узлов жесткого типа ротора нагнетателя, применяются системы с активными магнитными подвесами различных фирм-изготовителей отечественного и зарубежного производства. В подразделениях ООО «Газпром трансгаз Сургут» введено в строй две компрессорные станции, где эксплуатируются активные магнитные подвесы двух типов: аналоговые и цифровые (всего 4 цеха, 28 агрегатов). Все системы производства ФГУП «НПП ВНИИЭМ» Россия. С момента ввода в эксплуатацию выявлен целый ряд замечаний и недоработок, так же зафиксировано множество отказов связанных с низким качеством и проектированием аналоговых СУМП. Цифровые системы значительно надежнее, но ввиду отсутствия технической документации (принципиальных схем) затруднительно оперативное восстановление систем силами эксплуатирующего персонала, что значительно снижает надежность систем. Наряду с этим зарубежные аналоги отличаются высокой степенью надежности, что минимизирует количество отказов СУМП и как следствие аварийных остановов ГПА.

В ООО «Газпром трансгаз Сургут» создана группа по техническому обслуживанию СУМП, организована лаборатория и закуплено оборудование для ремонта и восстановления плат управления МП.

В данной работе будут рассмотрены основные проблемы при эксплуатации СУМП, пути их решения и способы диагностирования различными методами. Так же разработан ряд мероприятий по повышению надежности систем.

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ ШТАТНЫХ СИСТЕМ ВИБРОКОНТРОЛЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ. ВНЕДРЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

Кузин И.С.

ООО «Газпром трансгаз Сургут»

Ключевые показатели эффективности:

Обеспечение бесперебойной работы единой системы газоснабжения;

Продление срока службы оборудования;

Снижение издержек общества.

В настоящее время на газоперекачивающих агрегатах, эксплуатируемых на объектах ОАО «Газпром» установлены штатные системы виброконтроля различных производителей. Многие системы не отличаются высокой надежностью и приводят к ложным срабатываниям команд САУиР «Аварийный останов ГПА», что зачастую является причиной сбоев режимов транспорта газа и излишнему износу, простоя ГПА. Постоянно возникает необходимость разработки и реализации мероприятий, направленных на повышение надежности штатных систем виброзащиты. Существует актуальность использования принципиально новой технологии для создания таких систем.

В работе рассмотрено несколько систематических отказов аппаратуры виброконтроля и пути их предотвращения, в том числе при внедрении новых систем. Существует перечень рекомендованных систем от Департамента автоматизации ОАО «Газпром» (письмо исх.№03/0800/1-6488 от 18.11.2010г.). Также рассмотрена технология волоконно-оптических датчиков для создания систем виброконтроля ГПА (ББК 22.34 О37, УДК 681.586.5. Волоконно-оптические датчики/Т.Окоси, К.Окамото, М.Оцу, Х.Нисихара, К.Кюма, К.Хататэ; под ред.Т.Окоси: Пер. с япон.-Л.: Энергоатомиздат. Ленингр. отд-ние, 1990.-256с.: ил.). Разработана система виброконтроля на основе описанной технологии для ГТК 10-4 одного компрессорного цех восьми машин, выполнен экономический расчет.

ДОРАБОТКА МЕХАНИЗАЦИИ КОМПРЕССОРА В СИСТЕМЕ РЕГУЛИРОВАНИЯ И УПРАВЛЕНИЯ ДВИГАТЕЛЕМ НК-14 СТ.

Малышев М.В., Пугачёв В.И., Каширин В.Б.

ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» Торжокское ЛПУМГ

В процессе эксплуатации ГПА-Ц-8 с газотурбинными двигателями НК-14СТ в ГКС-БИС Торжокского ЛПУМГ выявлена конструктивная недоработка, повлёкшая за собой периодические аварийные остановки ГПА на режиме по причине открытия клапанов перепуска воздуха. Анализ аварийных остановов показал актуальность этой проблемы для двигателей НК-14СТ и НК-12СТ, эксплуатируемых не только в ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», но и в других компрессорных цехах ОАО «Газпром».

В результате расследования причин аварийных остановов ГПА инженерами ГКС выявлено, что аварийные остановки ГПА происходят по причине засорения редуцирующей полости воздушного редуктора посторонними частицами и как следствие, снижения коэффициента редукции, что приводит к открытию клапанов перепуска воздуха (КПВ) №1; 4 и срабатыванию защиты двигателя. Анализ посторонних частиц показал, что это спецпокрытие траковой поверхности рабочих колец осевой компрессор (ОК). Увеличить коэффициент редукции повышением оборотов ротора газогенератора не представляется возможным, но проблема была решена с помощью рационализаторского предложения.

По согласованию с ОАО «Кузнецов» (информационное письмо № 137/130 от 07.05.09 г.) персоналом КС-БИС было выполнено изменение принципа управления КПВ и ВНА, а именно:

1. Переписана программа алгоритма управления механизацией компрессора для двигателей, на которых были выполнены работы по изменению принципа управления КПВ и входной направляющий аппарат (ВНА);
2. Демонтирован воздушный редуктор, вместо него на фланец картера компрессора установлена заглушка;
3. Демонтированы СО-40 АУ-10, СО-40 АУП-10 и трубопроводы слива масла с них и подвода воздуха к ним;
4. Упрощена схема трубопроводной обвязки агрегатов АУ-10 и АУП-10.

В настоящее время двигатели НК-14СТ ГПА КС-БИС, на которых выполнена доработка, имеют наработку более 10000 часов. Внедрение доработки в системе механизации компрессора позволило обеспечить повышение стабильности, надёжности и эффективности работы ГПА, а также уйти от дополнительных затрат, что в результате положительно отразилось на бесперебойной транспортировке природного газа.

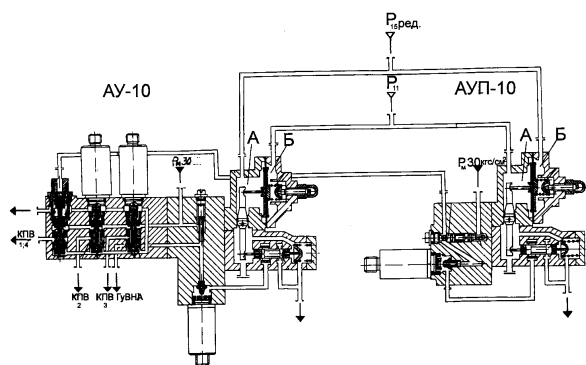


Схема управления механизацией компрессора двигателя НК-14СТ до внедрения предложения

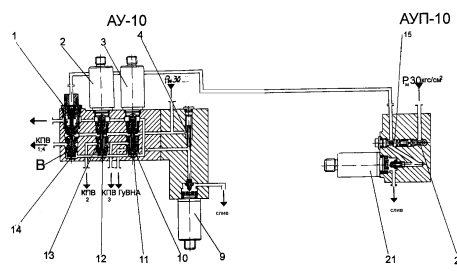


Рис. 1
Схема управления КПВ и ВНА

НА: омagnet ЗМТ-4А;
омagnet ЗМТ-4А;
У: омagnet МКТ-14;
НИ:
НА:
НИ:
НИ:
П:
омagnet МКТ-14;
г_м - отвод масла от системы регулирования двигателя;

ПРОЧНОСТЬ СВАРНОГО СОЕДИНЕНИЯ С ВНУТРЕННИМ ДЕФЕКТОМ НЕСПЛОШНОСТИ МЕТАЛЛА ШВА

Насонов В.А., Захаров М.Н.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

При диагностическом обследовании действующих конструкций нередко случаи выявления сварочных дефектов несплошности металла шва (поры, твердые неметаллические включения), размеры которых превышают соответствующие нормативные допуски. В подобном случае для руководителей среднего звена встает непростая проблема принятия решения о возможности дальнейшей эксплуатации объекта, ведь, несмотря на наличие в изделии недопустимого дефекта, имеет место факт безотказной, безаварийной работы конструкции в течение всего межремонтного периода. Рациональная оценка технического состояния таких конструкций может быть произведена на основе данных о фактической прочности сварного соединения, содержащего подобные дефекты.

Для исследования фактической прочности изделия при наличии дефекта несплошности шва были проведены испытания на растяжение серий образцов стали 09Г2С и металла сварного шва, а также сварных образцов, содержащих поры и шлаковые включения в шве.

Проведенные эксперименты показали, что металл сварного шва прочнее основного металла на 15%. Действительное снижение прочности сварного соединения наблюдается при размере внутреннего дефекта свыше 30% от толщины свариваемых деталей. При этом, согласно нормативным документам, данная величина не должна превышать 20%.

Результаты исследования разрушения сварных образцов с реальными дефектами несплошности металла шва позволяют сделать вывод о возможности оценки допустимости такого дефекта для уже эксплуатируемой конструкции на основе данных о его критическом размере, при котором действительно наблюдается снижение прочности, а не сопоставлением с нормативным допуском. Основанная на экспериментальных данных рациональная оценка технического состояния объекта с соблюдением ключевых аспектов безопасности позволит сократить соответствующие материально-временные затраты на действующем производстве.

ОСОБЕННОСТИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯ ПАРЫ МЕДНЫЙ СПЛАВ – СТАЛЬ ПРИ ИЗНАШИВАНИИ В ГЛИЦЕРИНЕ

Пичугин С. Д.

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Один из важнейших технических способов повышения износостойкости подвижных сопряжений и снижения в них потерь на трение - это использование практических достижений триботехники на основе эффекта безызносности. Наиболее важной технической задачей является соблюдение двух инженерных критериев - повышения износостойкости подвижных сопряжений машин и оборудования, а также снижения расходов на их эксплуатацию. При изнашивании пары медный сплав-сталь в условиях эффекта безызносности за счет трибодеструкции смазочного материала и других химических процессов образуются соединения, исходные для поликонденсации и полимеризации. Данные соединения существуют в виде медьсодержащей пленки на поверхностях трения, обеспечивающей низкий коэффициент трения и высокую износостойкость подвижных сопряжений. Единого подхода к механизму формирования данной пленки до сих пор не существует, так как все исследования выполнялись после проведения экспериментов.

Соответственно целью данной работы является экспериментальные изучение процессов трения и изнашивания пары медный сплав – сталь в смазочных материалах и анализ полученной медьсодержащей пленки. На основании выполненных исследований образовавшейся в зоне трения пленки (испытания проводились на машине трения СМЦ-2 по схеме колодка-ролик в глицерине) можно утверждать, что в ИК-спектре, полученном с металлосодежащей пленки, имеются полосы отражения в области 1300-700 1/см, которые характерны для высокомолекулярных органических соединений.

**ПЛАНИРОВАНИЕ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА ППМГ.
РАНЖИРОВАНИЕ ОБЪЕКТОВ ПО ПРИОРИТЕТНОСТИ.
ОПРЕДЕЛЕНИЕ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ КРИТЕРИЕВ**

Попов А.Ю.

ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Югорск»

Обеспечение надежной и безопасной эксплуатации подводных переходов наряду с линейной частью является приоритетной задачей нашего Общества. Учитывая тот факт, что удельные показатели стоимости капитального ремонта подводных переходов в пересчете на 1 км. в несколько раз выше аналогичных показателей по линейной части, вопросу корректного планирования ремонтов на подводных переходах уделяется особое внимание.

Для выполнения поставленной задачи в распоряжении газотранспортного предприятия должна находиться полная информация о техническом состоянии эксплуатируемой трубопроводной системы, кроме этого для достоверного планирования КР необходима методика прогнозирования технического состояния во времени.

Среди всех методов диагностики для определения технического состояния ППМГ можно выделить 2 основных: внутритрубная диагностика и приборно-водолазное обследование.

На текущий момент в эксплуатации ООО «Газпром трансгаз Югорск» находится 347 ниток подводных переходов, а также около 980 пересечений с малыми реками и ручьями. Ежегодно подрядным способом выполняется капитальный ремонт 10-11 ниток с учетом выполнения работ на пересечениях с малыми водными преградами.

В период с 2009 по 2013 количество предельных ниток снизилось с 6 до 1, количество неисправных ниток возросло с 251 до 263 штук, соответственно количество исправных ниток сократилось с 186 до 170 штук.

Несложно посчитать, что при существующих темпах выполнения капитального ремонта подводных переходов, нормального показателя надежности потребуется не менее 10 лет, при условии, что состояние исправных переходов не будет меняться, что в принципе невозможно.

Отсюда следует, что вопрос планирования капитального ремонта подводных переходов чрезвычайно важен, и выполнение ремонтных работ должно приносить эффективную отдачу в виде повышения показателя надежности ГТС Общества в целом.

АЛГОРИТМ АНАЛИЗА НАДЕЖНОСТИ, ГОТОВНОСТИ И РЕМОНТОПРИГОДНОСТИ (РАМ-АНАЛИЗА) ПОДВОДНОГО ДОБЫЧНОГО КОМПЛЕКСА

Смирнова В.В.

ДООО ЦКБН ОАО «Газпром»

ДООО ЦКБН ОАО «Газпром» является проектировщиком ряда объектов освоения морских месторождений ОАО «Газпром», подготовкой предпроектной документации занимается иностранная компания. Зарубежным опытом является оценка надежности, готовности и ремонтпригодности объекта (так называемый РАМ-анализ) в составе проектной документации.

Проведенный специалистами ДООО ЦКБН ОАО «Газпром» РАМ-анализ подводного добычного комплекса (ПДК) позволил сформировать алгоритм РАМ-анализа с учетом основополагающих принципов теории надежности, изложенных в ISO 20815:2008, ГОСТ Р 27.004-1985 и др.

Этапы алгоритма РАМ-анализа: структурно-функциональная декомпозиция объекта; качественная и количественная оценка безопасности; оценка готовности объекта и концепции проведения технического обслуживания, ремонта, обеспеченности запасными частями; разработка рекомендаций.

К показателям РАМ-анализа отнесены: безотказность, интенсивность отказа, долговечность, коэффициент готовности, эксплуатационный коэффициент готовности, коэффициент сохранения производительности, характеристики ремонтпригодности.

На основании результатов анализа видов и последствий отказа, данных о производительности скважин установлена зависимость и выделен перечень наиболее значимых элементов ПДК, которые могут внести наибольший вклад в снижение производительности и уже ограниченное число отказов способно привести к падению производительности до 0 %. Регистрация текущего состояния элементов ПДК на аппаратно-программном уровне позволит формировать своевременные управленческие воздействия по обеспечению надежности.

Время восстановления оборудования ПДК зависит от погодноклиматических условий, так как запасные части находятся на береговой базе обеспечения морских объектов.

При РАМ-анализе использованы усредненные исходные данные (дебит газа, интенсивность отказов подводного оборудования и др.), что является необходимым допущением.

Таким образом, РАМ-анализ является эффективной процедурой на этапе проектирования объекта для цели оценки надежности, готовности и ремонтпригодности, выработки решений по повышению надежности объекта в целом.

ВЛИЯНИЕ ФРЕТТИНГА НА ИЗНОС ЗАПОРНОЙ АРМАТУРЫ

Томский К.О., Елагина О.Ю., Гантимиров Б.М.

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Запорная арматура служит для управления газовыми потоками путем изменения площади проходного сечения. В зависимости от места расположения и условий работы запорная арматура может эксплуатироваться в двух положениях: «открыто – закрыто» и при перестановке затвора. Периодичность срабатывания запорного узла в таких условиях не превышает 1-2 раз в год. Наличие неподвижного контакта уплотнительных поверхностей запорной арматуры в течение длительного времени приводит к развитию фреттинга. Этот процесс вызывает отслаивание частиц металла контактирующих поверхностей и приводит к заклиниванию запорного узла при его перестановке после длительного периода неподвижной эксплуатации.

Изнашивание при фреттинге отличается сравнительно малой скоростью, однако его последствия для поверхностей трения, которые в течение длительного времени эксплуатируются в неподвижном состоянии, могут быть катастрофичны. Целью исследования являлось изучение развития процессов фреттинга в парах трения разного материального исполнения.

В качестве материалов для исследования были выбраны пары трения, соответствующие материальному исполнению шара и уплотнения наиболее часто используемых видов запорной арматуры, применяемых на газораспределительных сетях. После проведения испытаний на образцах снимались профилограммы с восемью равноотстоящих участков рабочей поверхности образца в радиальном направлении. На основе данных испытаний по результатам определялись линейный износ и средняя интенсивность изнашивания.

На основании проведенных исследований можно сделать ряд выводов:

1. применение полимера в качестве одного из материалов в паре трения позволяет существенно снизить повреждения зоны контакта от фреттинга и тем самым повысить срок службы объекта, в котором они применяются.

2. среди металлических пар трения хорошую стойкость к фреттинг-износу демонстрирует чугун, отличающийся более низкими значениями коэффициента трения.

3. понижение коррозионной стойкости используемых в паре трения металлических материалов способствует интенсификации процесса фреттинга из-за активного окисления продуктов износа.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М. ГУБКИНА

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ЮБИЛЕЙНОЙ ДЕСЯТОЙ ВСЕРОССИЙСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ, СПЕЦИАЛИСТОВ И СТУДЕНТОВ

«Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика)

8 –11 октября 2013 г.

Секция 7 Моделирование, автоматизация и управление в газовой промышленности

Москва
2013 г.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ИНФОРМАЦИОННО-ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ СПЕЦИАЛИСТОВ Н/Г ОТРАСЛИ

Асирян А.В.¹, Санжаров В.В.¹, Снежин А.Н.²

(1) РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина, (2) ООО «Газпром развитие»

Нефтегазовая отрасль отличается сложными технологическими процессами, аварии на которых приводят к значительным экономическим и экологическим потерям. Для работы с подобными процессами требуются специально обученные операторы, на которых ложится большая ответственность.

Особую важность приобретает качественное обучение и постоянное поддержание квалификации и готовности персонала, его противоаварийные тренировки. Одним из наиболее эффективных и общепризнанных методов обучения операторов считаются компьютерные обучающие тренажеры.

Предлагаемый интегрированный обучающий программный комплекс характеризуется наличием интеллектуального интерфейса, который позволяет:

- осуществить настройку тренажера под интерфейс той или иной SCADA системы;

- выполнять такие типичные для производства задачи, как занесение записей в журналы, телефонные переговоры и пр.

Это позволит уменьшить различия работы с компьютерным тренажером и работой на реальном объекте.

Основу тренажёра составляет расчетный модуль, реализующий комплекс математических моделей технологических процессов, оборудования. Также предлагается включить в модель обработку поведения эргатических объектов, имитирующих ответственные лица и группы лиц, реально участвующие в производстве. Каждый из объектов способен действовать по различным сценариям – от стандартных, в соответствии с регламентом, до деструктивных, что позволяет учитывать возможный человеческий фактор в развитии сценариев обучения.

Для реализации процесса обучения в состав компьютерного обучающего тренажёра должны быть включены следующие модули:

- генератор учебно-тренировочных задач (УТЗ), имитирующих штатные и нештатные ситуации различной сложности;

- учебно-методический модуль (пояснения, справка, графики, формулы, средства помощи в решении УТЗ);

- система управления учебным процессом (система отслеживания действий обучаемого);

- система оценки успеваемости (контроль знаний и навыков).

СПРАВОЧНИК СРЕДСТВ ИЗМЕРЕНИЯ АГРЕГАТНОЙ АВТОМАТИКИ МСКУ 4510

Афанасьев А.А.

НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти» ОАО «Газпром»

Комплекс средств контроля и управления МСКУ-СС 4510-01-02 предназначен для использования в составе системы автоматического управления (САУ) газоперекачивающим агрегатом (ГПА), является важнейшей составной частью САУ ГПА и обеспечивает высокую эффективность, надежность и экономичность работы ГПА.

Комплекс построен с применением программно-технических средств micro-PC фирмы Octagon Systems и состоит из большого числа различных приборов, контроллеров и исполнительных механизмов, имеющих различные параметры, настройки и характеристики.

Для организации быстрого поиска средств агрегатной автоматики системы МСКУ 4510 была создана программа, смысл которой заключается в автоматизации нахождения нужных модулей, каналов, и параметров САУ ГПА.

Разработанная программа позволяет:

- быстро находить нужные Модули, Каналы, Датчики;
- автоматическое нахождение Датчиков, БПС, Параметров;
- получать отчеты по аналоговым и дискретным параметрам.

Программа разработана в среде программирования DELPHI, так как этот RAD-пакет является наиболее предпочтительным с точки зрения простоты отладки рабочих вариантов приложения. Данный пакет ориентирован на быструю разработку приложений баз данных и является одним из самых удобных с точки зрения визуальности по отношению к другим средствам программирования.

Следует отметить, что использование интерфейса ADO (ActiveX Data Objects) позволяет легко масштабировать программу и перенести её на платформу «клиент-сервер», т.к. большинство серверных СУБД поддерживают интерфейс ADO.

ОПТИМИЗАЦИЯ И ПОВЫШЕНИЕ РЕЗУЛЬТАТИВНОСТИ РАБОТЫ СМЕННОГО ПЕРСОНАЛА ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ ПРОГРАММЫ «ЭЛЕКТРОННЫЙ ЖУРНАЛ СМЕЕННОГО ИНЖЕНЕРА»

Афонин А. П.

ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»

Программа «Электронный журнал сменного инженера» разработана на основе практического опыта работы ее автора и благодаря этому создает оптимальный процесс обучения и работы персонала за счет использования при подготовке только виртуального оборудования и автоматизации части рутинных процессов, что позволит быстрее овладеть теоретическими и практическими навыками управления ГПА и повысить результативность работы.

Актуальность внедрения данной программы в том, что оперативному персоналу требуется достаточно длительное время для овладения практическими навыками управления агрегатами и вспомогательным оборудованием. Большинство алгоритмов управления проводятся очень редко и непродолжительны по времени. Частое изменение состояния исполнительных механизмов, происходящее в короткий отрезок времени, вызывает затруднение восприятия событий обучающимся. Изучение алгоритмов управления на резервном оборудовании, в статике, также искажает картину восприятия информации. Использование реального оборудования для проведения обучения персонала увеличивает затраты на эксплуатацию и износ самого оборудования.

Преимущество заключается в объединении различных функционалов в одной программе – симуляторы различных систем управления исполнительными механизмами для обучения персонала, расчетные задачи, помогающие вести технологический процесс, проверка знаний по противоаварийным тренировкам, электронный архив.

В программе реализованы следующие функционалы:

- Симулятор САУ и Р ГПА типа ГТК-25ИР;
- Симулятор автоматизированного рабочего места сменного инженера;
- Симулятор станции пожарообнаружения и контроля загазованности;
- Симулятор щита электроснабжения цеха ЕСП-1;
- Симулятор САУ и Р турбогенератора «Ruston»;
- Проверка знаний по противоаварийным тренировкам персонала;
- Расчеты параметров работы КЦ, ГПА типа ГТК-25ИР, ПУ;
- Оценка качества ремонта ГПА типа ГТК-25ИР;
- Формирование отчетности работы компрессорных цехов;
- Автоматическое формирование электронного архива.

ГЕОГРАФИЧЕСКАЯ ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ООО «ГАЗПРОМ ЦЕНТРРЕМОНТ»

Бояркин В.В.

ООО «Газпром центрремонт»

Географическая информационная система (ГИС) – информационная система, предназначенная для сбора, хранения, анализа и графической визуализации пространственных данных и связанной с ними информации о представленных в ГИС объектах. Целями создания ГИС ГЦР являлись:

- обеспечение всех заинтересованных подразделений и служб информацией о пространственном положении основных технологических объектов Единой системы газоснабжения (ЕСГ);
- наглядное отображение состояния выполнения работ (планы, история, диагностика, ремонт);
- повышение эффективности технического обслуживания и ремонта объектов ЕСГ за счет визуализации цифровой информации;
- повышение качества планирования планово-профилактических работ на объектах ЕСГ за счет явной визуализации состояния объектов ЕСГ и производимых работ;

Актуальность разработки подтверждается интенсивной эксплуатацией системы сотрудниками Производственно-диспетчерской службы ТОиР ООО «Газпром центрремонт».

Основными функциями ГИС являются:

- привязка паспортной информации по объектам ремонта к картам и схемам ЕСГ;
- автоматизированное формирование и отображение состояния и параметров заявок на техническое обслуживание и ремонт, отображение различных данных фактического выполнения и хода работ, выделение проблемных объектов, формирование отчетов, информация на которых представлена в форме географических карт и схем, таблиц и текста;
- интеграция ГИС ГЦР с другими внутренними и внешними системами;
- автоматизированный поиск в архивах данных требуемой информации и отображение ее на мониторе (в т.ч. широкоэкранного отображения информации) в режиме реального времени;
- формирование системы разграничения прав доступа к системе.

Вся документация по ГИС ГЦР поддерживается в актуальном состоянии и постоянно обновляется.

Проект является веб-приложением, так что возможно организовать доступ к информации для всех пользователей ЕВСПД ОАО «Газпром», легко разворачивается на рабочих местах, обмен данными осуществляется в наглядном и удобном для администраторов системы виде.

ПРИМЕНЕНИЕ CAD/CAE СИСТЕМ ДЛЯ ОЦЕНКИ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ ОБЪЕКТОВ

ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ТОМСК»

Бугров Е.В., Одышев Н.Г.

ООО «Газпром трансгаз Томск»

Целью оценки НДС технологических трубопроводов объектов Общества является снижение вероятности отказов трубопроводов объектов Общества и повышение надежности транспортировки газа.

Повышение надежности трубопроводов становится актуальной проблемой на всех этапах: проектирования, сооружения и эксплуатации трубопроводных систем. Весьма важно установить адекватность поведения сооруженного трубопровода под действием эксплуатационных и внешних воздействий расчетной схеме, принятой в нормах и правилах.

В качестве представителей CAD/CAE систем в работе применяются SolidWorks для построения 3-D моделей объектов Общества и Ansys Mechanical – для оценки НДС объектов ООО «Газпром трансгаз Томск» (далее – Общество).

Данные представители являются лидерами в России в данной области моделирования.

В ходе оценки НДС объектов Общества учитываются: материалы и типы сталей трубопровода, масса трубопровода, рабочее давление трубопровода, типы грунтов, температура газа, рабочий температурный диапазон окружающей среды, кинематическое нагружение (смещение опор трубопровода, прохождение диагностического поршня и т.д.), коэффициент надежности 1,1.

Применение программных комплексов SolidWorks и Ansys Mechanical позволит:

- Оперативно получить необходимый пакет чертежей объекта Общества;

- Оперативно произвести оценку НДС при выполнении работ при проектировании, строительстве, эксплуатации и реконструкции объекта Общества независимо от проектного института;

- Преждевременно выявлять проблемные места объекта Общества при проектировании, строительстве, эксплуатации и реконструкции;

- Основываясь на расчетах вносить поправки и рекомендации в проект объекта общества;

- Смоделировать и рассчитать НДС возникшей нештатной ситуации на объекте Общества;

- Проводить постоянный и оперативный мониторинг НДС объекта Общества;

- Сократить объем выполняемых работ сторонними подрядными организациями.

Информация, полученная в результате оценки НДС трубопроводов, позволяет определить участки с предаварийной ситуацией (в том числе до появления дефектов) и предпринять все необходимые меры для их устранения, повышая тем самым надежность трубопроводной системы.

ОРГАНИЗАЦИЯ ЦЕНТРАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ЦИФРОВЫМ ТЕЛЕКОММУНИКАЦИОННЫМ ОБОРУДОВАНИЕМ

Буданов А.Н.

ООО «Газпром трансгаз Томск»

Надежность эксплуатации – главное требование, предъявляемое к сети технологической связи ООО «Газпром трансгаз Томск» (далее - Общество), так как напрямую влияет на эксплуатацию всей газотранспортной системы. Для обеспечения надежности необходимо уделять большое внимание системам управления (СУ), которые позволяют организовать удаленный мониторинг всех параметров оборудования и оперативное управление его конфигурацией из центрального офиса компании.

Целью работы является определение методов объединения СУ цифровым оборудованием в сети технологической связи Общества для создания «Центра управления сетями (ЦУС)». Для этого необходимо решить следующие задачи:

1. Определить основные параметры сигнализации и принципы работы физических интерфейсов оборудования;
2. Подготовить математическое описание моделей интерфейсов;
3. Определить метод моделирования и язык программирования;
4. Выбрать центральную систему управления;
5. Выполнить интеграцию в СУ виртуальной единицы телекоммуникационного оборудования.

Исследуя интерфейсы через призму и методологию систем моделирования, удалось получить совершенно новый подход к разработке оборудования для систем связи. В основу данного исследования заложен метод компонентных цепей и разработанное на его основе ПО моделирования и автоматического расчета систем (МАРС).

Данный подход позволит построить «фундамент» системы управления, на котором возможно строительство как существующих систем управления обеспечивающих качественную поддержку услуг связи через диаграммы TMN, NGOSS, а также обеспечит резерв для будущего развития.

В результате решения задач рассмотренных выше будут определены методы объединения СУ оборудованием для создания ЦУС, которые будут учтены в технических заданиях на проектирование, и позволят выйти на новый уровень надежной эксплуатации систем связи и обеспечит дальнейшее развитие систем управления в сфере телекоммуникационных технологий для газотранспортной отрасли.

ПАРАЛЛЕЛЬНЫЕ АРХИТЕКТУРЫ И ОЦЕНКА ИХ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЛЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РАСПОЗНАВАНИЯ ПЛАСТОПЕРЕСЕЧЕНИЙ СКВАЖИН

Бурлаков Н.С.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

В работе рассматриваются различные параллельные вычислительные архитектуры для решения задачи автоматического выделения и прослеживания пластопересечений скважин по данным геофизических исследований. Эффективность рассматривается как в смысле производительности вычислений, так и в смысле масштабируемости системы, а также сложности реализации и поддержки архитектуры по отношению к увеличению производительности.

Исходными данными служат $N_{ГИС}$ методов ГИС, на каждой из $N_{скв}$ скважин, с $N_{изм}$ количеством измерений вдоль ствола скважины. В среднем, на реальных месторождения нефти и газа: $N_{ГИС} = 4$, $N_{скв} = 500$, $N_{изм} = 8000$. Таким образом, необходимо проверить гипотезу о наличии пластопересечения, в среднем, для $16 \cdot 10^6$ точек измерений вдоль ствола скважины, для каждого стартиграфического горизонта.

Данная постановка задачи ведет к двум несовместимым параллельным архитектурам:

«Мелкозернистая»: Разбиение для каждой скважины и метода ГИС массива из $N_{изм}$ на определенное количество взаимонезависимых участков, и дальнейшее распараллеливание расчета по каждому участку.

«Крупнозернистая»: Так как каждый из $N_{ГИС}$ методов локально существует на каждой скважине, запускать расчет параллельно по каждому из методов.

Эффективность архитектуры (масштабированная по количеству ядер) может быть оценена параметром: $Efficiency(p) = (ElapsedTime(1) / ElapsedTime(p)) / p$, где p – количество ядер. Для абсолютно распараллеленной задачи эффективность будет равна 100%, однако линейное увеличение количества ядер не ведет к линейному увеличению производительности (закон Амдала).

Для предложенной системы были достигнуты более или менее одинаковые коэффициенты эффективности для 1, 2, 4, 6 и 8 ядер: 50% для «мелкозернистой» архитектуры, 25% для «крупнозернистой» архитектуры, и «51%» с одновременной реализацией «мелкозернистой» и «крупнозернистой» архитектуры.

Проведенные исследования позволяют сделать вывод о более высокой эффективности «мелкозернистой» архитектуры, вкупе с относительной простотой её реализации, по сравнению с «крупнозернистой».

СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РЕЖИМАМИ ПХГ

Ветошкин В.А.
ООО «Газпром ПХГ»

В последнее время отмечается тенденция развития автоматизации подземного хранения газа. Так, например, на подведомственные ООО «Газпром ПХГ» подземные хранилища газа (ПХГ) активно внедряются системы автоматизации различного уровня: от локальных систем (для отдельных технологических узлов) до систем автоматизации ПХГ в целом (ИАСУ ТП ПХГ), что является существенным шагом в направлении интеллектуализации контроля и управления за технологическими процессами.

Перспективным направлением является применение алгоритмов автоматического управления и регулирования работы ПХГ при отборе и закачке газа (система управления режимами ПХГ – СУР ПХГ). Основным параметром регулирования для СУР является расход газа, задание на который определяет диспетчер. Ограничения на достижение заданного расхода являются возможности геолого-технических характеристик ПХГ и возможности технологического оборудования. СУР должна определить возможности выполнения полученного задания, распределить его по сборным пунктам и скважинам, и выдать задания технологическим установкам (Рис. 1).

В настоящее время данный алгоритм работы на ПХГ реализуется вручную диспетчерским персоналом с учетом рекомендаций, выданных геологической службой. Геологи же для выдачи рекомендаций используют различные расчетные методы и результаты моделирования поведения газовой залежи.

Результатом создания СУР будет являться оптимизация режимов работы ПХГ и отдельных технологических объектов; снижение числа ошибок персонала; увеличение срока службы скважин; снижение расхода материально-технических ресурсов (прежде всего ингибиторов) за счет выбора режимов работы скважин, не допускающих выноса воды; снижение количества выносимого из хранилища песка.

Таким образом, имея в наличии трехмерную геолого-технологическую модель ПХГ, сопряженную с ИАСУ ТП ПХГ, а также соблюдая ряд условий, можно реализовать автоматическую работу вышеуказанного алгоритма.

На данном этапе ООО «Газпром ПХГ» ведет тесную работу с изготовителями систем автоматизации по созданию СУР ПХГ.

На осень 2013 года запланированы испытания первой СУР ПХГ в филиале «Карашурское УПХГ, результаты которых помогут оценить возможности данной системы и соответствие заложенным техническим требованиям.

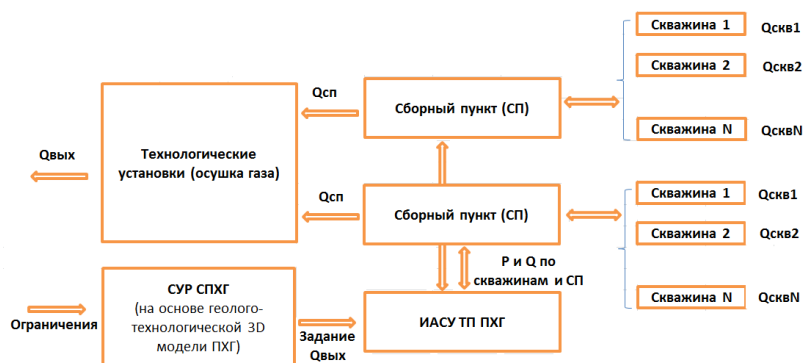


Рис. 1. Вариант организации управления СУР ПХГ

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. Из значения приемистости нагнетательных скважин можно получить ограничение по максимально возможному уровню добычи. Учитывая введенные ограничения, программа будет искать оптимальные параметры разрыва на основе экономических показателей – уровня доходности и чистой дисконтированной прибыли.

МЕТОДИКА ПО СОСТАВЛЕНИЮ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РЕЖИМА РАБОТЫ ДОЖИМНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ В СОСТАВЕ ГАЗОВОГО ПРОМЫСЛА

Глазунов В. Ю.

ИТЦ ООО «Газпром добыча Надым»

В 2008 г. введен в действие СТО Газпром 2–3.3–164–2007 «Методика по составлению технологического режима работы промысла (УКПГ), с расчетом технологических параметров от пласта до входа в ГКС», который устанавливает порядок проведения расчетов технологического режима работы газового промысла (ГП), оформления и предоставления отчетных документов. Основные объекты ГП составляют единую газодинамическую систему. Добывные возможности промыслов определяются условиями совместной работы всех звеньев системы «пласт – скважины – ДКС – УКПГ – ДКС – МГ (или МПК – ГКС)». Одним из важнейших звеньев в расчетной схеме является составление технологического режима для ДКС.

Режимы работы ДКС составляются исходя из условий поддержания давления природного газа, необходимого для обеспечения нормальной работы УКПГ (качества газа) перед подачей газа в МГ и обеспечения производительности газового промысла при снижении пластового давления по мере разработки месторождения. Технологическое развитие ДКС, совокупность внутренних и внешних условий работы ДКС определяют пропускную способность ДКС. При задержке сроков ввода компрессорных цехов, замены сменных проточных частей (СПЧ) ГПА, реконструкции парка ГПА возникает ограничение пропускной способности газового промысла.

Таким образом, условия работы ДКС существенно отличаются от линейных КС, определены расположением ДКС до и после УКПГ и применяемой технологией подготовки газа, колебаниями значений расхода газа и отношения давлений при регулировании отборов, климатическими условиями и характеристиками ГПА.

В данном докладе изложены основные принципы составления технологических режимов работы ДКС в составе ГП. Автором разработана методика, технологические модели и расчетная программа для решения задач по моделированию режимов работы ДКС.

Моделирование режимов работы ДКС позволяет в комплексе:

- определять пропускную способность и схему работы ДКС при назначении технологических режимов ГП;
- определить период ввода КЦ и сроки замены СПЧ центробежных компрессоров по мере падения пластового давления;
- оценить потери в добыче газа от несвоевременной замены СПЧ;
- проводить оценку показателей энергоэффективности и оптимизацию технологических режимов работы ДКС.

ПОДСИСТЕМА ОПЕРАТИВНОГО КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ РАБОТОСПОСОБНОСТЬЮ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ КОМПЛЕКСОВ

Зеваков А.М.

ООО «Газпром трансгаз Сургут»

Автоматизированная система диспетчерского управления ООО «Газпром трансгаз Сургут» имеет распределённую архитектуру, установлена на 18 объектах Общества и насчитывает порядка 30 тысяч каналов телеизмерений и телесигнализаций. В процессе развития комплекса все острее стал подниматься вопрос о необходимости автоматизации контроля достоверности и корректности исходных данных, а также повышения оперативности устранения сбоев в работе автоматизированных систем.

Отсутствие готовых комплексных решений послужило основанием к данному проекту. На первом этапе были сформулированы основные виды сбоев в работе оборудования, по каждому из которых был разработан соответствующий алгоритм детектирования отклонения от нормального режима работы. Данные алгоритмы легли в основу программного модуля автоматического обнаружения нештатных событий в работе автоматизированных технологических комплексов.

Для решения задачи управления процессом устранения выявленного сбоя была использована библиотека инфраструктуры информационных технологий (ITIL). На основе данной библиотеки была разработана подсистема, автоматизирующая все функции обработки нештатного события, начиная с регистрации, координации работ по устранению и заканчивая формированием отчетности.

Входными информационными потоками подсистемы служат:

- зарегистрированные технологические нештатные события,
- нештатные события, выявленные обслуживающим персоналом и введенные в систему вручную.

Выходы системы:

- оповещение заинтересованных должностных лиц о факте сбоя,
- информация об устранении нештатного события,
- информация для формирования отчетности об обработке нештатного события и о работе технологических объектов управления.

В результате проведенных работ был разработан программный продукт, позволивший осуществлять контроль достоверности данных и существенно сократить время, затрачиваемое специалистами на устранение сбоев. Внедрение системы позволило значительно уменьшить время нахождения различных компонентов автоматизированных технологических комплексов в не рабочем состоянии.

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ КОНТРОЛЯ ПРИМЕСЕЙ В МНОГОФАЗНОМ ПОТОКЕ ПРОДУКЦИИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН

Зыкова Я. Д.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Доклад посвящён исследованию метода регистрации количества примесей (воды, песка) в многофазном потоке продукции газодобывающих скважин. Для определения количественного содержания примесей предлагается использовать измерительный преобразователь (ИП) систем серии «Поток» с пьезокерамическим чувствительным элементом (ПЧЭ). Такой ИП регистрирует параметры ударного воздействия частиц примесей о металлический корпус цилиндрической части датчика с ПЧЭ, выступающим в поток.

Для регистрации количества капельной жидкости проводились исследования на водо-воздушной экспериментальной установке, имитирующей режимы работы скважины с различными содержаниями примесей. Были получены и проанализированы спектры выходных сигналов с ИП для полосы частот 60-2000 кГц при различных скоростях потока и количествах воды, а также спектры шума. В результате были выявлены следующие особенности: максимальная интенсивность сигнала с ИП проявляется в полосе частот до 200 кГц и значительно превышает уровень шума; спектр СКЗ напряжений сигнала в этой частотной области имеет две ярко выраженные моды, с центральными частотами примерно 77 и 90 кГц. На основе визуального анализа были выбраны три возможные информационные частотные области наибольшего влияния исследуемых факторов (воздуха и воды).

С целью уточнения границ области наибольшего влияния примесей воды в спектре выходного сигнала был проведен полностью рандомизированный факторный эксперимент с двумя повторениями при каждом экспериментальном условии. По результатам обработки экспериментальных данных с применением дисперсионного анализа было установлено, что частотная область 70-100 кГц является наиболее предпочтительной. Правомерность результатов факторного эксперимента подтверждена проверкой однородности дисперсий СКЗ напряжений с ИП в выбранной частотной области.

В докладе рассматриваются подходы к исследованию метода регистрации количества примесей песка в потоке продукции газовых скважин, путём введения в экспериментальную установку блока, позволяющего дозировать содержание примесей песка, проведения факторных экспериментов и обработки данных.

Предложенный метод регистрации примесей является перспективным для исследований и внедрения в процесс контроля режима работы газовых скважин.

СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ СОЗДАНИЯ ПРОГРАММНЫХ ТРЕНАЖЕРОВ ОБЪЕКТОВ ПОДГОТОВКИ ГАЗА

Ишкильдин Р.Р.

ООО «Газпром добыча Уренгой»

Система автоматизации создания программных тренажеров (САСПТ) позволяет в кратчайшие сроки создавать программные тренажеры для обучения эксплуатационного персонала объектов подготовки газа. Тренажеры, созданные с помощью системы, имитируют автоматизированные рабочие места (АРМ) операторов, работу технологического оборудования, способны воспроизводить различные нештатные ситуации и оценивать правильность действий операторов.

Система включает в себя:

- Методики и средства построения математических моделей процессов;

- Библиотеку базовых элементов;

- Локальное пользовательское приложение;

- Универсальную серверную панель экзаменатора.

Для имитации технологического процесса используется статистическая математическая модель. Значения параметров (по давлениям, температурам, уровням и т.д.) представляются как функции от положения механизмов и вычисляются на основе полиномов второй степени. Коэффициенты полинома рассчитываются по методу наименьших квадратов на основе данных с реального технологического процесса.

Классы библиотеки элементов - это шаблоны (краны, насосы и т.д.) из которых строится тренажер. Классы включают в себя все необходимые свойства, функции и методы, необходимые для работы. Доступны следующие основные элементы: технологический параметр, исполнительный механизм с 2-мя положениями, кран-регулятор, модель процесса, нештатная ситуация. Класс нештатной ситуации содержит список указателей на параметры, затрагиваемые при наступлении ситуации и перечень действий (в т.ч. и организационных) которые необходимо выполнить. Полностью обеспечивается имитация ситуаций согласно плана ликвидации аварий.

Локальное пользовательское приложение обеспечивает связанную работу всех мнемосхем и элементов тренажера, обеспечивает вызовы соответствующих методов библиотеки классов, управляет процессом обучения и сдачи экзамена, ведет журналы тревог и действий оператора, отправляет данные на панель экзаменатора.

Панель экзаменатора обеспечивает прием, хранение и печать результатов экзаменов. Имеется возможность просмотра хода сдачи всех экзаменов (история действий оператора, история событий).

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ДАННЫХ ДЛЯ ИДЕНТИФИКАЦИИ И УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНИЧЕСКИМИ ВЗАИМОДЕЙСТВИЯМИ В ПРОЕКТАХ СОЗДАНИЯ МНГС

Корнеев Д.В., Безкоровайный В.П.
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В крупных проектах капитального строительства задействовано значительное количество различных участников: проектная команда заказчика (владельца / будущего эксплуатанта), различные отделы и департаменты заказчика, не участвующие в проекте напрямую; подрядчик по управлению проектом; различные ЕРС-подрядчики, поставщики материалов и оборудования, а также проектные институты. Правильная организация управления взаимодействием обеспечивает контроль над возникающими конфликтами технического характера, между различными участниками проекта.

Любой элемент взаимодействия между двумя организациями в рамках одного проекта состоит из перечня технических вопросов, которые должны быть согласованы между этими сторонами. В качестве основных взаимодействующих сторон выступают различные подрядчики, поставщики и заказчик. Помимо этого существуют элементы технического взаимодействия, являющиеся типовыми для владельца/оператора месторождения, но также требующие организации управления взаимодействием участвующих сторон. Например, для любого проекта разработки морского нефтегазового месторождения характерно возникновение технического взаимодействия между следующими участниками: инженерами, отвечающими за технологию разработки месторождения, проектной командой подводно-добычного комплекса и инженерами, отвечающими за буровые работы.

В среднем, проект сооружения МНГС насчитывает от 20 до 100 отдельных направлений взаимодействий, которыми необходимо оперативно управлять. Учитывая то, что каждое из таких направлений включает в себя сотни технических вопросов, требующих урегулирования или внесения изменений, то, для реализации проектов в установленные временные и финансовые рамки и обеспечения необходимого уровня качества выполняемых работ, решение данной задачи выглядит наиболее актуально.

АНАЛИЗ РАБОТЫ УЧАСТКА МГ ИСХОДЯ ИЗ СОГЛАСОВАННОСТИ МОЩНОСТНЫХ ХАРАКТЕРИСТИК ГТУ – ЦБН С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ ТРАНСПОРТА ГАЗА

Королев А.А., Лапицкий А.Е.

ОАО «Оргэнергогаз»

В работе проведён анализ режимов транспорта газа за два года для участка магистрального газопровода из четырёх компрессорных станций (КС), оснащённых разными типами газоперекачивающих агрегатов (ГПА) с различной степенью согласованности мощностных характеристик газотурбинных установок (ГТУ) и центробежных нагнетателей (ЦБН). Анализ большого количества параметров проводился с помощью специально разработанных компьютерных программ, позволяющих выбирать оптимальный режим загрузки КС по количеству ГПА и требуемой частоте вращения роторов силовая турбина (СТ) – ЦБН. В основу алгоритма положены реальные характеристики ГТУ и ЦБН с учётом их технического состояния по располагаемой мощности ГТУ (средней по КС) и реальные гидравлические характеристики участков магистрального газопровода (МГ).

Обработка каждого календарного режима начинается с расчёта располагаемой мощности ГТД, как функции от температуры воздуха и атмосферного давления. Далее определяется возможное рабочее поле одного ЦБН по характеристике в диапазоне частот вращения от минимальной до номинальной при условиях на входе в КС, ограниченное располагаемой мощностью ГТУ.

Рабочее поле одного ЦБН кратно распространяется на всё количество ЦБН, установленных на КС. Далее, по рабочей точке КС – заданный расход и фактическая степень сжатия, выбирается минимально возможное количество нагнетателей, способных обеспечить этот режим. Следующий этап - расчёт перечня параметров, характеризующих режим работы ГПА. Для ЦБН – необходимая частота вращения, потребляемая мощность, политропный КПД. Для ГТД – по частоте вращения и потребляемой мощности ЦБН корректируется базовое значение эффективного КПД и рассчитывается технически обоснованный необходимый расход топливного газа. В качестве оценочного параметра эффективности работы ГПА в условиях отличия реальных режимов транспорта газа от проектных предложено использовать удельные затраты топливного газа.

Показано, что заниженная номинальная мощность ЦБН относительно мощности ГТУ приводит к завышению эксплуатационных расходов, вследствие вынужденной работы большим количеством ГПА и большого нереализуемого запаса мощности ГТУ. «Переразмеренность» ЦБН относительно мощности ГТУ, в условиях реальных режимов транспорта газа, практически не оказывает ощутимых негативных последствий.

ФОРМИРОВАНИЕ ТРАНСПОРТНЫХ СХЕМ ДОСТАВКИ ГРУЗОВ С ПРИМЕНЕНИЕМ ИМИТАЦИОННОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ

Крылова О.В.

ОАО «Газпром промгаз»

Задачи выбора вариантов проектных решений часто сопряжены с необходимостью учета вероятностных факторов и факторов неопределенности. Без их учета задачи часто решаются относительно просто, с использованием известных методов оптимизации. Однако такие решения нельзя считать эффективными.

Для учета таких факторов при решении оптимизационных задач предлагается использовать оптимизационно-имитационный подход, который рассматривается на примере задачи формирования транспортных схем доставки грузов для строительства объектов нефтегазовой отрасли в отдаленных и труднодоступных регионах страны.

Предлагается, комбинируя методы решения задач линейного программирования (для поиска оптимального значения параметров системы) и имитационного моделирования (для последующего анализа и корректировки этих параметров), использовать преимущества каждого из них. Механизм адаптации в алгоритме состоит в изменении параметров, или структуры системы на основе информации, поступающей или накапливаемой в процессе ее функционирования.

В качестве критерия оптимальности задачи в стохастической постановке выступают условия достижения экстремума математического ожидания целевой функции при различных значениях изменяемых параметров. Так как случайные факторы реализуются лишь в имитационной модели, вычисление такого математического ожидания каждый раз требует большого количества имитационных экспериментов.

Сократить число имитаций помогают методы направленного имитационного моделирования. Они основаны на различных поисковых процедурах, например градиентных. Однако градиентные процедуры поиска экстремума предполагают непрерывность и дифференцируемость целевой функции. Градиент характеризует направление возрастания функции цели, поэтому, если известен градиент функции, поиск минимума функции происходит в направлении антиградиента с некоторым шагом.

В рассматриваемой задаче функция цели задана алгоритмически (вычисляется путем проведения имитационного эксперимента). В этом случае точное значение градиента функции неизвестно и может быть вычислено лишь приближенно. Для этого проводится несколько имитационных экспериментов, на основе которых вычисляется направление изменения функции в точке. С учетом рассчитанного градиента осуществляется корректировка оптимизационной модели, алгоритм работает до достижения требуемого уровня точности решения.

ОПЫТ ПОСТРОЕНИЯ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ДИСПЕТЧЕРСКОГО КОНТРОЛЯ ЗА ХОДОМ ВЫПОЛНЕНИЯ РАБОТ ТОИР

Кузнецов А.Ю.

ООО «Газпром центрремонт»

В связи с резким ростом количества организуемых ООО «Газпром центрремонт» работ на объектах ЕСГ (с 26тыс. в 2009г. до 92 тыс. в 2012) выполнена работа по разработке специализированной информационной системы диспетчерского контроля и технологического управления диагностикой, техническим обслуживанием и ремонтом (СДК ТОиР), позволяющей максимально автоматизировать деятельность специалистов инженерно-производственного блока (ИПБ), упростить информационное взаимодействие с внешними организациями, повысить качество оперативной информации о ходе работ, качество принимаемых решений при одновременном снижении нагрузки сотрудников.

Кроме этого, в процессе работ разработана уникальная методология диспетчеризации и организации информационного взаимодействия (в том числе с возможностью сочетания он-лайн и офф-лайн режимов работы) при выполнении ТОиР в компании масштаба ОАО «Газпром». Внедренная система обладает рядом высокотехнологичных особенностей:

- Использованы интеллектуальные алгоритмы отслеживания подачи и корректировок планов работ с использованием ранжирования, основанного на алгоритме Джаро-Винклера, алгоритмизируемые критерии выделения критических объектов

- Построена система, реализованная как 100% порталное решение на базе концепции Web 2.0 и технологий AJAX

- Применена трёхуровневая архитектура хранения данных с семантическим слоем, позволяющая менять логическую структуру данных без изменений в физической структуре таблиц СУБД

- Разработан интерфейс обмена данными для интеграции с внешними геоинформационными, учетными информационными системами.

Результаты работы внедрены в промышленную эксплуатацию во всех подразделениях ИПБ, региональных подразделениях ООО «Газпром центрремонт» (более 750 пользователей), организовано информационное взаимодействие с системами ЦПДД ОАО «Газпром», ИСТС Инфотех, внутренними информационными системами.

Управленческий эффект достигнут за счет консолидации информации и автоматизации деятельности специалистов ИПБ, экономический эффект за 2012 год составил 46 млн. рублей за счет сокращения трудозатрат. За 2011-2012 годы процент проблемных объектов (работы на которых, влияют на выполнение обязательств ОАО «Газпром»), на которых своевременно были проведены превентивные меры, вырос с 60 до 95%, объем незаконченных в срок работ сократился с 20 до 12%.

КОРПОРАТИВНАЯ ГЕОИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА УРЕНГОЙ»

Кунаков Ю.Н.

ООО «Газпром добыча Уренгой»

В подразделении аппарата управления Общества - в Службе главного маркшейдера, хранящей всю пространственную информацию Общества, давно назревала необходимость создания корпоративной геоинформационной системы ООО «Газпром добыча Уренгой», которая должна выступать как интегратор пространственных данных. С 2010 года ведется разработка геоинформационной системой и в декабре 2011 года закончен второй этап создания геоинформационной системы и запущен геоинформационный портал ООО «Газпром добыча Уренгой» в локальной вычислительной сети Общества. Доступ специалистов Общества к пространственным данным организован посредством удаленного доступа через геоинформационный портал, позволяющий оперативно получать информацию об объектах обустройства месторождения.

Интерфейс геоинформационного портала разработан в виде Web-приложения с помощью технологии Silverlight, позволяющей запускать внутри обычного Интернет браузера приложения, содержащие анимацию и векторную графику. Портал позволяет специалистам Общества: просматривать топографические карты, планы и космические снимки; получать информацию об объектах; интерактивно управлять отображением слоев; осуществлять поиск объектов по атрибутивным характеристикам и визуально на карте; производить измерения расстояний и площадей; находить объекты в заданной буферной зоне; просматривать проектно-техническую документацию на объект и дополнять список новыми документами; наносить текстовую и графическую информацию с заданными параметрами на карту; добавлять в рамках одной пользовательской сессии картографические слои из сторонней базы геоданных; настраивать оформление картографического материала и сохранять его в виде растрового файла, для последующего использования в производственном процессе и др. В локальной версии геоинформационной системы существует возможность совмещать данные инклинометрии с картой в трех мерном виде для последующего анализа взаимного расположения объектов, а также строить оптимальные маршруты движения по автомобильным дорогам всего месторождения.

Использование корпоративной геоинформационной системы ООО «Газпром добыча Уренгой» позволит повысить качество получения, обработки, хранения и предоставления пространственной информации в Службе главного маркшейдера, а также повысить эффективность работы специалистов подразделений, служб и отделов за счет оперативности получения разнородной информации в одном месте.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССОВ МОНИТОРИНГА И ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

Кучерявый В.В.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В работе рассматривается проблема обеспечения надежности функционирования технологического оборудования и средств автоматизации в системах транспорта газа.

В ГТП процесс сбора и обработки данных об отказах объектов ГТС носит фрагментарный характер, хотя отказы оборудования, средств и систем автоматизации приводят к существенным экономическим и экологическим потерям. Зачастую диспетчерские службы, управляя технологическими процессами, располагают информацией о техническом состоянии и надежности объектов лишь на основе экспертных оценок, не поддерживаемых соответствующими ИС. В последние годы актуальность данного вопроса возросла в связи с повышением уровня требований к надежности снабжения потребителей газом и старением производственно-технологического комплекса газотранспортных систем.

Предложенный подход к автоматизации процессов мониторинга и прогнозирования показателей надежности объектов ГТС включает:

- информационно-аналитическую систему «Оценка и мониторинг надежности для АСДУ (АСУ ТП)» (ИАС);
- систему моделей ИАС, позволяющих оценивать и проводить мониторинг надежности функционирования активных элементов ГТС, рассчитывать показатели экономической эффективности эксплуатации объектов ГТС, прогнозировать показатели надежности на основе статистической информации об отказах, консолидируемой в едином информационном пространстве.

В рамках автоматизации данных процессов разработано информационное и программное обеспечение ИАС, позволяющее проводить оценку и мониторинг надежности на уровнях ЛПУ и ГТП. На примере ГПА и САУ ГПА показана возможность оценки и мониторинга надежности основных активных элементов ГТС.

Предложенный подход позволит сформировать новый контур управления, использующий обработанную информацию об отказах для принятия решений по планированию мероприятий технического обслуживания и ремонтов, а также для организации обратной связи с производителями оборудования и проектными организациями.

Описываются перспективы развития ИАС, связанные с применением методов оценки надежности функционирования оперативно-диспетчерского персонала, являющегося составной частью сложного комплекса ИУС.

МЕТОД ОПРЕДЕЛЕНИЯ ПРОХОЖДЕНИЯ ОЧИСТНОГО УСТРОЙСТВА НА ПРИМЕРЕ СЛТМ «СТН-3000»

Лебедев М. А.

ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» Холм-Жирковское ЛПУМГ

На данный момент для определения прохождения очистного устройства по газопроводам используются датчики МДПС, установленные непосредственно на трубе. Эти датчики имеют ряд недостатков:

- при скачке напряжения происходит ложное срабатывание;
- при выходе датчика из строя, необходимо проводить земляные работы по его замене.

Предлагаю расчетно-программный метод определения прохождения очистного устройства. Одним из достоинств метода является то, что для работоспособности расчетного метода установки дополнительного оборудования не требуется. Метод основан на сравнении и расчете перепада между двумя датчиками давления до и после линейного крана.

Опытным путём, наблюдая за значениями давления до и после линейного крана, на каждом крановом узле магистрального газопровода Ямал-Европа Холм-Жирковского ЛПУМГ, выяснилось, что в момент прохождения очистного устройства через линейный кран, между двумя датчиками возникает перепад давления (Рис.1). Значение давления до линейного крана повышается, а после линейного крана понижается. Этот перепад давления между двумя датчиками и следует считать моментом прохождения очистного устройства. В отличие от датчиков МДПС, датчики давления улавливают прохождение на любой скорости.

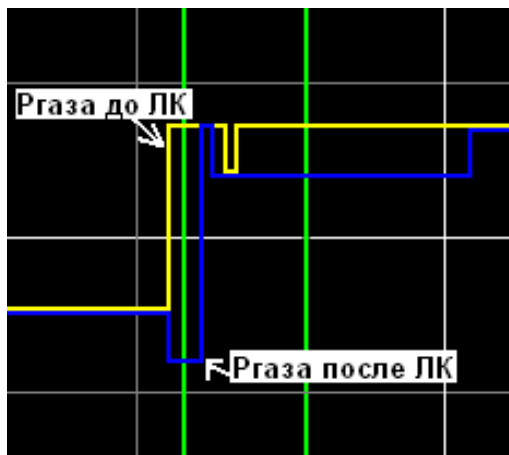


Рис.1

Таким же методом можно определить приём или передачу очистного устройства через КПОУ или КЗОУ. Перепад давления в момент прохождения очистного устройства подтверждают графики, представленные на рисунке 2.

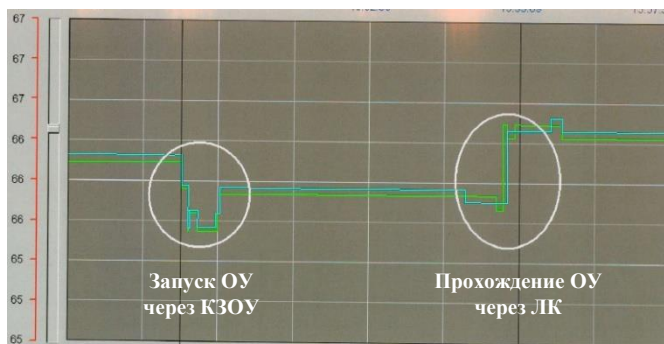


Рис.2

Основным достоинством является «горячее резервирование». При выходе из строя датчиков на одном крановом узле, прохождение очистного устройства можно отследить по датчикам соседнего кранового узла.

ДВУХУРОВНЕВАЯ МОДЕЛЬ КОМПЛЕКСНОЙ АВТОМАТИЗАЦИИ МОНИТОРИНГА СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА ОАО "ГАЗПРОМ" НА БАЗЕ РЕШЕНИЙ ИУС ПЗ (SAP R/3) И КРОСС

Маленков А.М., Скутин С.Г.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ООО «Центргазсервис»

Под мониторингом стоимости строительства понимается процесс наблюдения за ценообразованием объектов на различных этапах инвестиционной деятельности, фиксации объемных показателей стоимости и проверки зафиксированного текущего состояния стоимости по некоторым критериям.

В настоящее время в ОАО «Газпром» разрабатывается проект информационно-управляющей системы предприятия-заказчика (ИУС ПЗ), реализуемой на базе программных продуктов компании SAP AG. ИУС ПЗ предназначена для использования в качестве типового решения для автоматизации управленческой и финансово-хозяйственной деятельности всех дочерних обществ ОАО «Газпром», специализирующихся на выполнении функций заказчика, в том числе функций мониторинга стоимости строительства. Однако ИУС ПЗ не предусматривает автоматизацию процессов обработки сметной информации, лежащей в основе мониторинга.

В то же время в течение нескольких лет ведется разработка и промышленное внедрение комплекса расчетов оценки стоимости строительства (КРОСС), специализирующегося на комплексном анализе сметной документации и формировании сметных стоимостных показателей строительства.

В целях обеспечения комплексной автоматизации мониторинга стоимости строительства предлагается создание двухуровневой модели взаимодействия двух систем: ИУС ПЗ как системы управления верхнего уровня, выполняющего функции отображения корпоративных отчетных данных, и КРОСС как системы управления низкого уровня, выполняющего специализированные функции формирования сметных оценок стоимости строительства. Это позволит получить синергетический эффект от использования двух систем, сделать таким образом, чтобы ИУС ПЗ эффективно выполняло все свои функции, реально автоматизировало основные бизнес-процессы заказчика.

Предлагается использовать КРОСС в качестве источника данных о сметной стоимости строительства для передачи в базовую систему ИУС ПЗ, включить КРОСС в проект ИУС ПЗ как типовое решение. Авторами сделана проработка технических аспектов интеграции (сопряжения) ИУС ПЗ и КРОСС и рекомендовано применить для межпрограммного взаимодействия форматы обмена данными на уровне "база-база" и стандартизированные интерфейсы.

ПЕРСПЕКТИВНЫЕ ПОДХОДЫ К АДАПТАЦИИ МОДЕЛИ ПЛАСТОВОЙ СИСТЕМЫ

Мухина А.Г., Изюмов Б.Д.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Для обеспечения более чёткого соответствия имеющейся гидродинамической модели пластовой системы реальным условиям среды необходимо включать в рассмотрение неопределённость, вызванную природным фактором. От степени неопределённости модели зависит качество принимаемых решений по управлению разработкой месторождения. Для снижения степени неопределённости модели информации в краткосрочном периоде существует и успешно применяется, например, такой инструмент адаптации, как множественный фильтр Калмана (EnKF). Однако, снижение неопределённости модели месторождения в долгосрочном периоде возможно только с обращением к холистическим моделям (от англ. «whole» – целый, полный), охватывающим эволюцию развития сложной, крупномасштабной пластовой системы на длинном временном интервале. Реализовать такой подход позволяет применение синергетического анализа.

Рассматривается подход к уточнению модели пласта с применением алгоритма EnKF для анализа данных гидродинамических исследований скважин (ГДИС). Поскольку данные ГДИС позволяют идентифицировать скважинную, пластовую и граничную модели, их необходимо учитывать при адаптации модели месторождения к истории разработки. Математическое обеспечение, разработанное с помощью инструментария Matlab, позволяет выявить фрактальность временных рядов изменения давления и рассчитать для них параметры порядка, характеризующие фильтрационный режим. Синергетический анализ данных ГДИС позволяет не только уточнить характеристики вектора признаков, отражающих свойства коллектора, но и определить интенсивность и тенденции процесса добычи.

По результатам расчетов, проведённых с помощью гидродинамического симулятора ECLIPSE и программного продукта Matlab, подтверждается повышение точности и качества адаптации модели. Представляется возможным проведение эксперимента на основе программного продукта геологического моделирования Petrel.

ФОРМАЛИЗОВАННОЕ ОПИСАНИЕ СПРАВОЧНО-НОРМАТИВНОЙ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ НА ВНЕШНЕМ И КОНЦЕПТУАЛЬНОМ УРОВНЯХ

Нагибина А.О., Новиков О.А.
РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Разработка технологических процессов в машиностроительном производстве проводится с использованием различной справочно-нормативной информации, которая в технологической литературе, как правило, представлена с помощью различных таблиц.

В данной работе решается задача формализованного описания табличной информации на внешнем и концептуальном уровнях с целью повышения качества проектных работ путем создания таких инструментальных средств, которые позволят:

- любому заводскому технологу самостоятельно в режиме диалога проводить описание различной технологической информации, представленной в литературе в виде таблиц;
- автоматически формировать файл формализованного описания таблицы (специализированный язык описания – внутренний уровень описания), пригодный для использования в автоматизированном проектировании технологического процесса.

Для решения поставленной задачи был проведен анализ различной табличной информации, который позволил выделить:

• *таблицы соответствий* – таблицы, с помощью которых описываются множества свойств элементов, принадлежащих объекту одного класса (характеристики технологического оборудования, различной технологической оснастки, материалов и т.п.);

• *таблицы решений* – таблицы, на основе которых осуществляется выбор значения одного или нескольких технологических параметров (подача, скорость резания, число оборотов, нормы времени на выполнение технологических переходов и т.п.) из конечного множества значений в зависимости от внешних факторов, действующих в ходе ТП (например, глубина резания, параметры режущего инструмента и т.п.), и требований, которые предъявляются к качеству обработанной поверхности детали.

Декомпозиция таблицы позволяет выделить следующие ее элементы: Горизонталь, Вертикаль и Матрицу.

Описание таблиц соответствий и решений на внешнем уровне позволило сформировать логические условия поиска информации в таблицах (концептуальный уровень описания), что является базой для перехода на внутренний уровень описания, т.е. разработке инструментальных средств.

РАЗРАБОТКА МЕТОДОЛОГИИ И РЕАЛИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОНТРОЛЯ ПОСТАВОК ТРУБНОЙ ПРОДУКЦИИ

Некрылов А.Л., Кузнецов А.Ю., Печорин Р.Н.

ООО «Газпром центрремонт»

Одна из ключевых функций ООО «Газпром центрремонт» (ГЦР) - выполнение сквозного контроля и учета поставок МТР для нужд капитального ремонта. Задачи: поиск замены по техническим характеристикам и контроль качества МТР. Стандартные системы учета движения МТР (напр., на базе 1С) направлены на учет документально оформленных проводок, в то время как производственные задачи требуют учета всех этапов движения, а также технических характеристик трубной продукции.

Для решения данных задач была разработана методология контроля поставок труб и информационная система АУДИТ, позволяющая автоматизировать соответствующие бизнес-процессы. Основной новизной данной системы является возможность учета всех движений труб (предварительное планирование потребности, заказ, изготовление на заводе, перемещения между складами, прохождение контроля, использование в ходе ремонта, прохождение переосвидетельствования) с автоматизацией выполнения следующих функций:

- проверка согласованности документов, возникающих на каждой стадии, выявление расхождений с данными сертификатов;
- определение точного статуса поставки для выполнения ремонта (сроки изготовления, текущее местонахождение, сроки поставки);
- конвертация единиц измерения (тонны, метры, рубли) при различных операциях, контроль корректности сведений, предоставляемых исполнителем работ;
- выявление случаев ненадлежащего использования трубной продукции (не прошедшей необходимую сертификацию, контроль);
- формирование гарантийных обязательств по выполненным работам с учетом технических характеристик труб;
- оперативная корректировка потребности и подбор трубы из остатков по характеристикам при изменении плана капитального ремонта;
- резервирование труб со складов под планируемые работы.

Проведенный комплекс работ позволил обеспечить за 2012 год снижение складских остатков трубы на 15%, сокращение количества переосвидетельствований труб на 40%, уменьшение количества претензий к ГЦР по техническому несоответствию труб, примененных в ходе капитального ремонта на 80%, сокращение среднего время поставки трубы для незапланированных работ с 15 до 10 недель, а также предотвратить ряд случаев злоупотреблений со стороны соисполнителей работ.

СТРАТЕГИЧЕСКОЕ ПЛАНИРОВАНИЕ НА ПРЕДПРИЯТИИ: ФОРМАЛИЗАЦИЯ ЗАДАЧИ ОБОСНОВАНИЯ СРЕДНЕСРОЧНОГО ПЛАНА ДЕЯТЕЛЬНОСТИ

Орлов А. И., Самарин И. В.

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Основным отличием любого плана деятельности предприятий от составления простого перечня предполагаемых мероприятий является условие рациональности (оптимальности) плана. Другими словами, в пределах одинаковых общих ресурсных ограничений комплекс вошедших в план мероприятий обеспечивает лучшее продвижение к заданной цели, чем любой другой набор мероприятий, даже при условии, что эти все эти мероприятия вписываются в общие ресурсные ограничения. Поэтому разработка любого плана предполагает постановку и решение некоторой оптимизационной задачи.

В работе рассмотрены различные подходы к организации стратегического планирования в современных условиях. Показано, что наиболее адекватной реальности схемой планирования является так называемое планирование в динамическом режиме, предполагающее замену долгосрочного плана на систему среднесрочных планов с периодической реструктуризацией условий планирования, но с постоянной ориентацией на реализацию общей долгосрочной стратегической цели, которая в этом случае выполняет роль некоторой системной «константы».

Для разработки среднесрочного плана, ориентированного на неизменную долгосрочную цель, прежде всего, необходимо установить целевую функцию комплекса мероприятий. Иначе говоря, агрегатный показатель качества очередного этапа деятельности организации, предприятия или фирмы, определяющий интегральную эффективность всего комплекса мероприятий (работ) в зависимости от результатов отдельных работ.

В работе рассмотрены общие случаи оптимизационных задач и алгоритмов их решения с учетом того, что определяющим фактором при планировании может быть не только финансовый ресурс. Иначе говоря, рассмотрены вопросы не только бюджетного планирования, а более общие случаи стратегического планирования с несколькими видами определяющих ресурсов.

Предложена блок-схема алгоритма решения оптимизационной задачи методом нормированных функций, а также разработана информационная система для решения указанных задач.

ПРИМЕНЕНИЕ ОБЛАЧНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ К РАЗРАБОТКЕ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ СППДР В ТРАНСПОРТЕ ГАЗА

Папилина Т.М.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В работе рассматриваются перспективные направления развития систем поддержки принятия диспетчерских решений (СППДР) в транспорте газа, дается обоснование целесообразности разработки тонкого клиента на основе применения облачных технологий, предлагается принципиальная архитектура, приводится обзор и сравнение технологий, решающих конкретные задачи на каждом этапе разработки клиента.

Облачные технологии широко внедряются в различных сферах деятельности, но до сих пор не применяются в транспорте газа, в то время как они позволили бы решить, например, такие задачи, как:

- унификация и синхронизация данных;
- организация повсеместного доступа к актуальным данным;
- проведение совместных тренингов диспетчеров и другие.

Главная идея облачного подхода – это отделение хранения и обработки данных от их визуализации. Применительно к СППДР подразумевается, что тонкий клиент предоставляет единую точку входа для удаленных пользователей, скрывая распределенную вычислительную часть СППДР в облаке (высокопроизводительный сервер, ЦОД). Обработка пользовательских запросов, расчет моделей, решение задач оптимизации, адаптации и т.п. в облаке повышает эффективность использования имеющихся ресурсов и расширяет спектр поддерживаемых клиентских устройств от стационарных рабочих станций до планшетных компьютеров и смартфонов, т.к. конечным пользователям поступает уже обработанная и агрегированная информация, которую нужно только отобразить. Уровень детализации получаемой информации зависит от возможностей устройства и потребностей пользователя и может варьироваться от отображения полной технологической схемы на ПК до табличной сводки основных параметров режима на мобильном телефоне.

Рассматриваются вопросы интеграции тонкого клиента в общую архитектуру, разработки веб-клиента на базе платформы .NET и визуализации технологических схем средствами HTML5.

ОТ ИССЛЕДОВАНИЯ РАСПРЕДЕЛЕНИЯ ВЕЙБУЛЛА–ГНЕДЕНКО К РАСЧЕТНЫМ ФОРМУЛАМ ОЦЕНОК ПОКАЗАТЕЛЕЙ НАДЕЖНОСТИ ОБЪЕКТОВ ГАЗОТРАНСПОРТНЫХ СИСТЕМ

Русев В.Н.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Транспортировка газа по трубопроводным системам относится к технологически опасным процессам, а задача оценки и мониторинга надежности функционирования соответствующего технического оборудования и средств автоматизации и управления становится с каждым годом все более актуальной.

Надежностные показатели, указываемые в паспортных характеристиках технических систем и средств автоматики, нуждаются в уточнении, так как в них не учитываются условия и режимы эксплуатации. В связи с этим приобретает особую ценность информация об отказах на всех этапах жизненного цикла. В действующих газотранспортных системах оборудование и соответствующие системы автоматики вводились в эксплуатацию в разное время, и известная информация об отказах имеет фрагментарный характер: данные о начальном периоде жизненного цикла систем чаще всего отсутствуют.

Рассматривается следующая задача: на основе теоретических исследований двухпараметрического распределения Вейбулла–Гнеденко получить инженерные расчетные формулы, позволяющие по мере поступления информации об отказах оборудования производить оценки показателей надежности основных объектов газотранспортных систем, которые дают возможность аргументированно принимать решение о ремонте или замене оборудования.

Получены зависимости, позволяющие определить момент начала деградационных процессов при эксплуатации объектов газотранспортных систем, в частности газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и систем автоматического управления ГПА, на основании изучения теоретической плотности вероятности отказа оборудования, подчиненной двухпараметрическому распределению Вейбулла–Гнеденко.

ВИРТУАЛИЗАЦИЯ

Руснак В.Н.

ООО «Газпром добыча Надым»

В условиях современного мира число информационных систем, используемых компаниями, стремительно растет, и вместе с ним растет потребность в вычислительных ресурсах. Для более рационального использования этих ресурсов, для минимизации затрат на их содержание наиболее эффективным является применение систем виртуализации. Основная идея виртуализации состоит в возможности независимой работы множества копий операционных систем на одном аппаратном ресурсе.

Целью серверной виртуализации является:

- консолидация аппаратных ресурсов;
- повышение отказоустойчивости операционных систем за счет дублирования и избыточности аппаратных ресурсов;
- снижение рисков и сокращение времени простоя серверов в случае выхода из строя аппаратного обеспечения или в других непредвиденных случаях;
- автоматизация процессов изменения параметров вычислительных ресурсов без простоя систем;
- возможность гибкого распределения физических ресурсов между виртуальными серверами.

Внедрение систем виртуализации ведет к прямой экономической выгоде использования ресурсов и оптимизации работы как системно-технической инфраструктуры, так и всей компании в целом. Виртуализация - это инновационный и современный подход к организации сетевой и серверной инфраструктуры предприятия.

РАЗРАБОТКА СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ ВЕРХНЕГО УРОВНЯ ВОДООЧИСТНЫХ КОМПЛЕКСОВ

Сенькин В.Е., Селезнев Д.А.
ООО «ТюменНИИгипрогаз»

Для обеспечения обслуживающего персонала на объектах ОАО «Газпром» качественной питьевой водой, ООО «ТюменНИИгипрогаз» разработан и внедрен водоочистной комплекс «Водопад-200», включающий в себя станции электрокоагуляционной подготовки питьевой воды «Водопад-100» и подстанции водонапорные «ПВ-60».

В состав системы автоматического управления и контроля верхнего уровня «Водопад-200», предназначенной для мониторинга и управления производственной ситуацией, входят четыре контроллера серии I-8000 и операторская станция на базе персонального компьютера с установленным программным обеспечением CitectSCADA, входящего в состав водоочистного комплекса.

Операторская станция предназначена для использования в качестве рабочего места оператора и выполняет следующие функции:

- опрос контроллеров;
- контроль значений параметров;
- сигнализация нарушений технологических норм, аварийных ситуаций и сбоев оборудования;
- визуализация технологических режимов в реальном времени;
- управление исполнительными механизмами.

Информационное взаимодействие между контроллером и операторской станцией осуществляется по сети MODBUS, состоящей из двух частей, аппаратной (RS-485-Ethernet-RS232) и программной (протокол обмена MODBUS RTU).

САУК станций «Водопад-100» и подстанций «ПВ-60» создается как система централизованного контроля и управления процессами очистки воды с иерархической структурой.

Система управления содержит два функциональных уровня:

- Нижний – уровень АСУ ТП, в который входят датчики измеряемых и контролируемых параметров, исполнительные механизмы и, обеспечивающие автоматический сбор и обработку измеряемых и контролируемых параметров, программное управление и регулирование режимов работы технологического оборудования основных объектов в соответствии с технологическим регламентом и командными установками;
- Верхний – уровень обслуживающего персонала станции эксплуатирующих АСУ ТП, обеспечивающих в режиме реального времени централизованный автоматизированный контроль и дистанционное управление совокупностью основных объектов.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА МОНИТОРИНГА ЗАЯВОК НА ВЫПОЛНЕНИЕ РАБОТ

Сироткина А.Ю.

ООО «Газпром добыча Надым»

В связи с повышением требований по нормированию труда и увеличением объемов телефонных консультаций и заявок на доработку информационных систем, возникла потребность создания системы учета и контроля исполнения работ по заявкам.

Целью создания автоматизированной системы управления заявками является:

1. Обеспечение единого порядка регистрации и учета заявок на выполнение работ.
2. Усиление контроля исполнительской дисциплины.
3. Организация единого пространства хранения заявок.
4. Повышение эффективности поиска информации по заявкам.
5. Планирование работ.
6. Обеспечение возможности подготовки аналитических и статистических отчетов по состоянию выполненных работ.
7. Создание и регулярное пополнение Базы знаний электронных инструкций в удобном для пользователя виде – системы поддержки пользователей.

Внедрение системы управления заявками приведет к оптимизации процесса развития информационных систем, улучшит исполнительную дисциплину и эффективность поиска необходимых заявок, а накопленный опыт в будущем может быть полезным как для любого сотрудника Общества, в качестве организации собственного труда, так и руководителя, для управления поставленными задачами и контроля исполнительной дисциплины.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПРОМЕРЗАНИЯ-ПРОТАИВАНИЯ ГРУНТОВЫХ ОСНОВАНИЙ В УСЛОВИЯХ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ КРИОЛИТОЗОНЫ

Солдаткин М.В.

ООО «Газпром добыча Ямбург»

Для геотехнических систем криолитозоны характерны физико-геокриологические процессы, результатом которых являются геоморфологические и геологические новообразования в окружающей среде. Разработка моделей изменения состояния природной среды под воздействием техногенеза является неотъемлемой частью существующей системы управления безопасностью функционирования зданий и сооружений ООО «Газпром добыча Ямбург». Поэтому особую актуальность приобретают прогнозные методы, позволяющие производить оценку состояния и регулирование мерзлотного режима дисперсных грунтов, используемых в качестве оснований для строительства инженерных сооружений и коммуникаций.

В данной работе проведено физико-математическое моделирование процесса протаивания и промерзания сезонно-талого слоя с учетом теплоизоляции и изменения толщины слоя снега за зимний период. Модель рассмотрена на основе задачи Стефана: фазовый переход (ФП) происходит при температуре, соответствующей переходу лед–вода. Промерзание, в отличие от протаивания, происходит по двум фронтам: со стороны дневной поверхности и со стороны толщин многолетнемерзлых пород. Математическая постановка предложенной модели включает: уравнения теплопроводности в слоях (для талых и мерзлых зон) с соответствующими краевыми условиями, баланса тепла и равенства температур температуре ФП на подвижных границах.

Численное решение задачи производилось на языке программирования *Delphi*. Вычислительные программы дают возможность получить распределение температуры по глубине многослойного массива в любой момент времени и движение фронтов протаивания (промерзания). Предложенная модель позволяет исследовать температурный режим многолетнемерзлых пород с учетом теплофизических параметров, влажности, льдистости и начальной температуры грунта, температуры воздуха и динамики снегонакопления.

На заключительном этапе планируется интеграция существующей модели в программные продукты, обеспечивающие выбор методов защиты и восстановления грунтовых оснований, подверженных проявлению опасных инженерно-геокриологических процессов (термоэрозия, термокарст, морозное пучение).

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА СВЕРТКИ К ПРОБЛЕМЕ ОПРЕДЕЛЕНИЯ РЕЙТИНГА КАФЕДР, КАК РЕШЕНИЕ МНОГОКРИТЕРИАЛЬНОЙ ЗАДАЧИ

Татур А.С.

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

На сегодняшний день остро стоит задача ранжирования кафедр РГУ нефти и газа на основе расчета их агрегированного рейтинга. Для кафедр различных типов применяются различные наборы критериев (более 50), определяемые руководством университета. Необходима возможность ранжирования кафедр как по совокупности всех количественных и качественных критериев, так и по каждому в отдельности. Также требуется обеспечить возможность динамического изменения структуры расчета.

Для решения этой задачи в данной работе использован метод линейной свертки решения задачи многокритериального ранжирования. Кроме того, используя этот метод можно ранжировать организации, их подразделения, сотрудников по интересующим параметрам.

Совершенствование процесса подсчета рейтинга состоит из шагов:

1. Создать программы, которые используют эксперты, владеющие информацией по направлениям деятельности кафедр, для занесения конкретных значений в БД, при этом эксперты не оценивают кафедры.

2. Применить метод линейной свертки для ранжирования списков кафедр.

3. Создать программы для отдельных подразделений (например, НИЧ, НТБ) для занесения информации в БД. Это позволяет исключить экспертов из процесса предоставления информации.

4. Получить ранее сформированные результаты рейтингов, либо подсчитать новые, с возможностью выбора интересующего промежутка времени, состава кафедр и критериев.

5. Предоставить информацию в наглядном графическом виде, в том числе динамику изменения показателей кафедры.

Успешной реализации метода способствовало добавление в алгоритм расчета параметра, соответствующего направленности критерия. В разработанном процессе 0 обозначает, что лучшим показателем является максимальное значение по критерию и использование формулы $f = (f_{\text{измер}} - f_{\text{min}}) / (f_{\text{max}} - f_{\text{min}})$ (1), а 1 - минимальное значение и $f = (f_{\text{max}} - f_{\text{измер}}) / (f_{\text{max}} - f_{\text{min}})$ (2), где $f_{\text{измер}}$, f_{min} , f_{max} – показатели, соответствующие значению по текущей кафедре, минимальному и максимальному по выбранному критерию.

Изменение процесса определения рейтинга нацелено на возможность получить сведения по кафедре в любой момент времени, а также проследить динамику ее развития. Анализ рейтинга кафедр поможет руководству своевременно принимать управляющие решения, направленные на повышение качества учебного процесса.

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧИ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ОПТИМАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ПРОТИВОАВАРИЙНОЙ ЗАЩИТЫ

Телюк А.С.

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Основная проблема промышленной безопасности технологических процессов в нефтегазовой отрасли заключается в обеспечении приемлемого риска. При этом риск характеризуется частотой появления и тяжестью опасных последствий (аварий). Для обеспечения приемлемого риска применяются различные системы безопасности, в том числе и автоматические системы противоаварийной защиты.

Как правило, система противоаварийной защиты входит в состав автоматизированной системы управления технологическим процессом и служит для автоматического перевода опасного технологического объекта при возникновении на нем инцидента в безопасное состояние. Система противоаварийной защиты позволяют снизить частоту появления опасных последствий на величину, характеризуемую коэффициентом снижения риска, где коэффициент снижения риска определяется отношением частот возникновения опасных последствий в отсутствии защиты и при ее наличии.

Таким образом, задачу проектирования оптимальной системы противоаварийной защиты можно сформулировать следующим образом: для заданных опасных технологических объектов необходимо синтезировать систему противоаварийной защиты, которая обеспечивает приемлемый риск, основанный на минимизации затрат.

Предлагается метод синтеза оптимальной системы противоаварийной защиты, основанный на минимизации стоимостного функционала учитывающего как затраты на создание и эксплуатацию системы, так и ущербы от аварий. В соответствии с предложенным методом разработано программное обеспечение реализующее синтез оптимальной системы противоаварийной защиты в автоматизированном режиме.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ НА ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЯХ

Терентьев С.А., Мельников В.А.
ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Ухта»

Автоматизация технологических процессов позволяет добиться их эффективности, безопасности, экологичности и экономичности. Несмотря на достаточно высокий уровень автоматизации газораспределительных станций (далее ГРС) ООО «Газпром трансгаз Ухта», постоянно ведутся работы по совершенствованию имеющихся систем.

Так, в Нюксенском ЛПУ МГ, на газораспределительной станции ГРС-1 «Архангельск», которая снабжает газом ТЭЦ и Целлюлозно-бумажный комбинат, установлено устройство ограничения расхода газа (УОРГ) на базе дисковых затворов с электроприводом. Поставка оборудования не предусматривает автоматическую систему управления ограничителями. По заданию производственного отдела эксплуатации ГРС и производственного отдела Автоматизации разработан и внедрен алгоритм управления узлами ограничения расхода газа. Интеграция УОРГ и системы автоматизированного управления (САУ) позволила осуществлять автоматическое и ручное управление задвижками, производить контроль за параметрами работы УОРГ как в реальном времени так и просматривать архивы. Внедрение УОРГ также предусмотрено на ГРС «Эжва» и ГРС «Северодвинск».

Следующий пример автоматизации процессов касается автоматических газораспределительных станций (АГРС) «Исток-1» производства НПП «Авиагаз союз +», применяемых на магистральном газопроводе «Бованенково – Ухта». На этапе начала промышленной эксплуатации, в зимних условиях, выявлена необходимость ввода системы автоматического регулирования температуры газа на выходе АГРС. Отделом АСУ и ТМ ИТЦ разработаны мероприятия по внедрению механизма регулирования температуры газа на выходе. При этом повысилась надежность функционирования АГРС, исключена необходимость постоянного контроля за технологическим процессом эксплуатационным персоналом, экономическая эффективность достигается за счет снижения расхода газа на собственные нужды.

На данных примерах показан процесс и результаты автоматизации технологических процессов на газораспределительных станциях ООО «Газпром трансгаз Ухта».

СИСТЕМА АВТОМАТИЧЕСКОЙ УСТАНОВКИ ОБНОВЛЕНИЙ НА ТЕРМИНАЛЫ ИСТС «ИНФОТЕХ»

Торовец Н.Г., Грамин М.Н., Бардаш А.И.
ОАО «Оргэнергогаз»

Многоуровневая распределённая информационно-аналитическая система технических состояний (ИСТС) «Инфотех» состоит из основного и сети удаленных терминалов, расположенных на различных предприятиях ОАО «Газпром». Изменения приложений и отчетных форм, устранение ошибок, появление нового функционала требуют непрерывного обновления системы на удалённых терминалах. В связи с этим, возникла задача автоматизации процесса установки обновлений.

Система автоматических обновлений (САО) ИСТС «Инфотех» предоставляет функционал для: согласования и тестирования обновлений, рассылки обновлений на удаленные терминалы, установки обновлений, отправки результатов с логами, отслеживания состояний обновлений и мониторинга состояния системы на удалённых терминалах. Данный программный комплекс введён в промышленную эксплуатацию и успешно функционирует на всех терминалах ИСТС «Инфотех». В результате внедрения системы, значительно сократились сроки развертывания и модернизации приложений на терминалах, а влияние человеческого фактора на установку обновлений сведено до минимума. Так же удалось разгрузить администраторов удаленных терминалов и существенно снизить трудозатраты отдела сопровождения за счёт автоматизации процессов рассылки, установки и анализа логов.

Автоматическая установка (АУ) обновлений выполняется на стороне WEB-сервера, что исключает модификацию файловой системы по сети. Механизм АУ реализован с помощью утилиты Apache Ant, которая выполняет последовательность команд, указанных в сценарии в формате xml. Сценарий генерируется на основном сервере для каждого обновления.

Для транспортировки пакетов с обновлениями/логами используется стандартный механизм репликации ИСТС «Инфотех».

К основным преимуществам САО можно отнести: возможность изменения алгоритма обновления терминалов «на лету»; безопасность (АУ выполняется под специальным ограниченным в правах пользователем операционной системы; полное логирование всех действий; возможность задавать зависимости между обновлениями (обеспечивает установку обновлений в нужном разработчику порядке); гибкость и универсальность; автоматическая установка обновлений системы производится без вывода из эксплуатации её экземпляров; простота контроля и управления со стороны администратора УТ.

ПРИМЕНЕНИЕ СРЕДСТВ DATA MINING ПРИ АНАЛИЗЕ 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 коллекторских и фильтрационных свойств пластовой системы. Оценка объёмов порового пространства – необходимый этап при анализе характеристик месторождений углеводородов. За последние годы произошёл значительный скачок в исследовании порового пространства, связанный с внедрением современных инструментальных и программных средств. Активное использование оптических микроскопов с функцией получения цифровых изображений позволяет собирать значительные объёмы фактической информации по образцам пород, которая в свою очередь требует дальнейшей систематизации. В докладе рассматриваются пути интеграции экспериментальных данных литологических исследований и дальнейшей обработки с помощью средств data mining. Описаны модели базы данных численных характеристик пористости образцов. Предложена структура интегрированной системы хранения и обработки литологической информации.

ОПТИМИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПРОИЗВОДСТВА СПГ НА КОМПЛЕКСЕ ПО ПРОИЗВОДСТВУ СПГ НА ГРС-4 ЕКАТЕРИНБУРГА

Фаррахов С.В.

ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

Предприятие ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург» имеет достаточно большой опыт малотоннажного производства и использования СПГ. Серьезным сдерживающим фактором в продвижении сжиженного природного газа являются новизна (достаточно мало информации о преимуществах) и, безусловно, отсутствие инфраструктуры для получения сжиженного газа и его потребления. При строительстве новых объектов производства СПГ мы сталкиваемся с рядом проблем: значительные капиталовложения, необходимо наличие в непосредственной близости подземного магистрального газопровода высокого давления, присутствие потребителей СПГ в данном районе.

При этом возможна модернизация существующего комплекса по производству СПГ, которая при низких затратах обеспечит потребности в данном виде топлива, а также повысит надежность системы газоснабжения.

Была создана математическая модель действующего комплекса в программе «ХАЙСИС», которая является достаточно популярным инструментом для технологических расчетов. При помощи математической модели можно эффективно анализировать процессы, протекающие в процессе производства, а также подобрать оптимальные параметры работы оборудования.

Проведенный анализ смоделированного технологического процесса показал, что в основном теплообменнике происходит недорекуперация «холодного» потока. Для оптимизации работы данного теплообменника предлагается перераспределить расходы «теплого» (ожижаемого) и «холодного» (турбодетандерного) потоков в сторону уменьшения «холодного». При увеличении доли ожижаемого потока до 0,175 в математической модели происходит перекрест температур в работе основного теплообменника. Следовательно, дальнейшее увеличение доли ожижаемого потока невозможно.

Оптимизация заключается в перераспределении потоков в основном теплообменнике за счет уменьшения потока газа, проходящего через турбодетандер и, соответственно, увеличения ожижаемого потока. Анализ проведенных расчетов показал, что за счет перераспределения долей потоков в технологической схеме, с минимальными капитальными затратами, возможно серьезное увеличение производительности комплекса

СОЗДАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО РАБОЧЕГО МЕСТА ИНЖЕНЕРА ПОЖАРНО-ОХРАННОЙ СИГНАЛИЗАЦИИ И ВИДЕОНАБЛЮДЕНИЯ

Федяков А.Н., Свиридов А.В.

ООО «Газпром ПХГ»

Введение. Автоматизированное рабочее место (АРМ) - индивидуальный комплекс технических и программных средств, предназначенный для автоматизации профессионального труда специалиста и обеспечивающий подготовку, редактирование, поиск и выдачу на экран или печать необходимых ему документов и данных. Автоматизированное рабочее место обеспечивает работника всеми средствами, необходимыми для выполнения определенных функций.

АРМ пожарно-охранной сигнализации. Система охранно-пожарной сигнализации ССПХГ представлена аппаратным комплексом ИСО «Орион» разработки НВП «Болид». Для создания АРМ пожарно-охранной сигнализации представляется возможным воспользоваться преобразователем протокола "С2000-ПП" совместно с комплексом программ ArchestraIDE и InTouch, на основе которых создаются мнемосхемы с отображением информации по состоянию пожарно-охранной сигнализации на объектах ССПХГ, а также производится интеграция в существующую систему.

АРМ видеонаблюдения. Анализ имеющихся технологий проектирования систем видеонаблюдения, а также аппаратной части, позволил сделать выводы, что для унификации подхода к проектированию АРМа видеонаблюдения можно воспользоваться технологией удаленного подключения к шлюзовым АРМам на объектах ССПХГ с использованием «приложения» для запуска файлов удаленного подключения, написанного на языке разметки гипертекста HTML. С одной стороны это упрощает разработку, с другой – сокращает время внедрения и позволяет создать полноценный WEBсервис.

Заключение. Создание автоматизированного рабочего места инженера пожарно-охранной сигнализации и видеонаблюдения позволит:

- централизовать процесс обработки текущего состояния пожарно-охранной сигнализации и охранной сигнализации;
- автоматизировать процесс выявления нештатной ситуации;
- сократить время реагирования;
- повысить качество и надёжность системы;
- снизить количество ложных вызовов специалистов.

АППАРАТ ДЛЯ ПРИВАРКИ КАТОДНЫХ ВЫВОДОВ ЭЛЕКТРОХИМИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ

Флик М.А.

ООО «Газпром-трансгаз Санкт-Петербург» Валдайское ЛПУМГ

Аппарат предназначен для приваривания резьбовых шпилек к трубопроводу катодных выводов электрохимической защиты при отсутствии питающей сети от аккумуляторной батареи. Резьбовые шпильки можно приваривать к различным металлическим конструкциям с толщиной основного металла от 0,5 мм.

Принцип работы и устройство сварочного аппарата

Аппарат построен на основе инверторного источника бесперебойного питания. Силовая часть прибора построена на мощных транзисторных ключах типа VT1 – VT2, VT5-6 2ТК235-50-2, по два ключа в плечо параллельно, включенных в двухтактную схему переключения. В качестве раскачки применяются транзисторы дарлингтона VT 3 - VT 4 (КТ827А). Задающий генератор выполнен на микросхеме серии TL494, которая обеспечивает частоту управления силовыми ключами 50Гц. Переключение режимов работы от сети или от аккумуляторной батареи происходит автоматически при помощи реле Rel1 (ТКЕ-52). Реле питается непосредственно от сети 220В через гасящий конденсатор С2 и диодный мост VDS1. При наличии сети 220В на входе реле включено, соответственно подано напряжение сети на силовой трансформатор при этом происходит зарядка аккумулятора через двух плечевой выпрямитель VD1,VD2, открывающие транзисторные ключи при этом режиме обесточены. При отключении от сети 220В реле обесточивается и одновременно подает питание 12В на задающий генератор, который начинает вырабатывать импульсы управления ключами. Преобразованное напряжение 220В подается на сварочный трансформатор TR2 через диодный мост VDS2, в диагональ которого включен тиристор VS1 электронного реле. При включении сварочного аппарата, накопительный конденсатор С5 подключенный через замкнутые контакты переключателя S1 «Импульс» к выпрямителю VDS 2, С5 заряжается. При этом первичная обмотка трансформатора обесточена, так как управляющий тиристор VS1 закрыт.

Возврат устройства в исходное состояние происходит автоматически по окончании разряда конденсатора. Оптимальный режим скорости сварки устанавливается ручным регулированием R10.

Также в работе представлены графические иллюстрации, приведено описание сварочного пистолета, принцип работы сварочного пистолета, и приведены технические характеристики аппарата.

ИМПУЛЬСНЫЙ РЕЖИМ РЕГУЛИРОВАНИЯ ВЫХОДНОГО ДАВЛЕНИЯ ГРС ПРИ МАЛЫХ РАСХОДАХ ГАЗА

Хажиахметов В.Н.

Инженерно-технический центр ООО «Газпром трансгаз Уфа»

В настоящее время многие газораспределительные станции (ГРС) Общества с периодической и централизованной формами обслуживания в летний период эксплуатируются с малыми расходами газа (20..250 $\text{м}^3/\text{час}$). Узлы редуцирования этих ГРС оснащены регуляторами давления газа типа ЛОРД-50 и РДУ-80-01, которые при таких условиях эксплуатации не обеспечивают паспортной точности регулирования. Увеличение погрешности поддержания выходного давления ГРС связано, в основном с конструктивно-технологическими особенностями этих устройств (протечки затворов и уплотнений, потери газа через элементы управления, трение в подвижных соединениях деталей и др.). Изменение выходного давления газа узла редуцирования ГРС при малых расходах может вызвать переход ГРС на работу по байпасной линии, а также аварийное открытие предохранительного клапана, что приведет к стравливанию части газа из трубопровода. В условиях малых расходов газа повышается погрешность учета газа отпускаемого потребителю. Кроме того регуляторы давления при малых расходах газа работают практически с закрытыми затворами, что вызывает повышенный износ деталей оборудования.

Для обеспечения устойчивости регулирования и снижение износа элементов регулирующих устройств предлагается применить импульсный режим работы узла редуцирования. Это достигается путем подключения электромагнитного клапана высокого давления параллельно регуляторам давления газа, который дублирует работу регулятора (Рис.1).

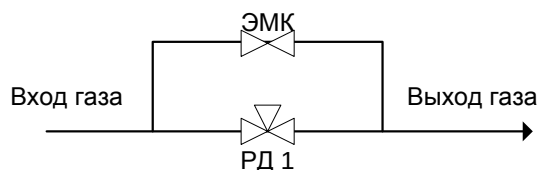


Рисунок 1. Схема подключения электромагнитного клапана

Управление клапаном осуществляется от системы автоматического управления (САУ) ГРС. Поддержание заданного давления на выходе узла редуцирования обеспечивается за счет открытия или закрытия электромагнитного клапана.

Преимущества предлагаемого решения:

1. Достигается надежное и качественное регулирование давления на выходе ГРС при малых расходах газа;
2. Повышается ремонтпригодность оборудования;
3. Обеспечивается оптимальный режим работы счетчиков газа;
4. Повышается надежность работы узла редуцирования ГРС в целом.

КОМПЛЕКС ТЕСТИРОВАНИЯ ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

Шевченко П.И.

ОАО «Оргэнергогаз»

Мы живем во время бурного развития информационных технологий (ИТ) и каждый день для успешного выполнения своих рабочих обязанностей нам приходится использовать различные программные продукты (программное обеспечение (ПО)). В процессе работы многие из нас замечали, что чем надежней и удобней функционал используемого ПО, тем эффективней выполняемая нами работа. А если нам приходится работать с некачественным ПО, в котором то и дело возникают различные ошибки, наша производительность резко падает. В итоге во время работы мы всячески стараемся избежать использования столь ненавистного для нас программного продукта и по возможности пытаемся заменить его более эффективными аналогами, которые предлагают другие компании. В настоящее время для любого производителя ПО задача по повышению качества выпускаемой продукции приобретает наивысший приоритет.

Вопрос по контролю качества выпускаемого ПО не остался без внимания в Аналитическом центре газовой промышленности (ОАО «Оргэнергогаз»), в котором ведется работа по разработке и сопровождению Информационной системы технического состояния объектов ЕСТ «Инфотех». ИСТС «Инфотех» находится в состоянии постоянного активного развития. Ведется большая работа по разработке новых АРМов, по всем направлениям работ осуществляемых компаниями входящими в состав ОАО Газпром. Для обеспечения контроля качества нового и сопровождаемого ПО потребовалось создание «Комплекса тестирования программного обеспечения».

В данном докладе будет рассмотрен процесс создания среды тестирования для обеспечения возможности наиболее эффективной работы по тестированию ПО входящего в ИСТС «Инфотех».

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОННОГО ДОКУМЕНТООБОРОТА В ОРГАНИЗАЦИЯХ-ЗАКАЗЧИКАХ СТРОИТЕЛЬСТВА ОБЪЕКТОВ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Шмелева Е.А., Мольский Р.В.

ЗАО «Газпром инвест Юг»

В современной организации автоматизированные системы электронного документооборота (АС) становятся обязательным элементом ИТ-инфраструктуры. С их помощью повышают эффективность деятельности коммерческие компании и промышленные предприятия. Оперативность, с которой работники организации обрабатывают потоки документации, сказывается на всех ключевых показателях эффективности общества в целом.

Разработанная АС предназначена для надежного и безопасного хранения, ввода и обработки информации внешней и внутренней корреспонденции, также она отвечает следующим требованиям:

1. Автоматизация учета бизнес-процессов УД, в соответствии с текущими требованиями к Системе, законодательству РФ и с учетом методологии Заказчика.

2. В АС максимально учитываются функциональные возможности автоматизируемой системы, используемой у Заказчика на текущий момент.

3. АС масштабируема, то есть может быть использована на большом количестве мест.

Представленная АС разрабатывалась с учетом требований и пожеланий сотрудников, реально вовлеченных в процессы документооборота общества. Она настроена, в первую очередь, на удобство использования и простоту восприятия интерфейса. В то же время, разработанная АС является мощным инструментом, объединившим в себе и рационализировавшим несколько бизнес-процессов, ранее функционирующих по отдельности. Положительным эффектом от внедрения системы стало не только улучшение экономических показателей, но и формирование основы на будущую консолидацию практически всех деловых бизнес-процессов общества, связанных с обработкой информационных потоков.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М. ГУБКИНА

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ЮБИЛЕЙНОЙ ДЕСЯТОЙ ВСЕРОССИЙСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ, СПЕЦИАЛИСТОВ И СТУДЕНТОВ

«Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика)

8 – 11 октября 2013 г.

Секция 8

**Актуальные проблемы работы
предприятий газовой отрасли в
условиях рыночной экономики**

Подсекция 8.1

**Экономико-управленческие проблемы
функционирования предприятий газовой
промышленности РФ**

Подсекция 8.2

**Правовые разведки, добычи и транспортировки
углеводородного сырья**

**Москва
2013 г.**

ОХРАННЫЕ ЗОНЫ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ: ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ РЕШЕНИЯ

Азарова А.А.

ООО «Газпром трансгаз Махачкала»

Федеральным законом от 27.07.1997 г. № 116 «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» магистральные газопроводы отнесены к опасным производственным объектам. По этой причине и в целях обеспечения бесперебойного газоснабжения потребителей, а также безопасной эксплуатации объектов транспорта газа установлены охранные зоны и зоны минимально допустимых расстояний до объектов газотранспортной системы, особенности которых регламентируются Правилами охраны магистральных трубопроводов, СНиП 2.05.06-85* «Магистральные трубопроводы», Земельным кодексом РФ, Федеральным законом от 31.03.1999 г. № 69 «О газоснабжении в Российской Федерации».

Протяженность газотранспортной системы Республики Дагестан составляет свыше 1500 км. Она является составной частью Единой системы газоснабжения страны, обслуживанием ее занимается дочернее предприятие ОАО «Газпром» - ООО «Газпром трансгаз Махачкала». Проблема нарушения охранных зон не обошла стороной и нашу республику: в охранных зонах магистральных газопроводов и в зоне минимально допустимых расстояний до них зачастую возводятся жилые дома, другие здания и сооружения, сажаются фруктовые сады и виноградники.

Основными причинами таких нарушений, на наш взгляд являются следующие: незнание законов гражданами; несоблюдение законов компетентными государственными органами; отсутствие четкой схемы ответственности муниципалитетов за выявленные на их территории нарушения; недостаточная освещенность проблемы в доступных для населения формах (масс-медиа, наглядная агитация).

ООО «Газпром трансгаз Махачкала» ведет активную работу по устранению нарушений охранных зон. Подается большое количество соответствующих исков в суды общей юрисдикции и Арбитражный суд Республики Дагестан. Однако и в судах проблема не всегда разрешается.

На наш взгляд, решить проблему можно преимущественно путем внесения изменений в действующее законодательство, а также обращения в Пленум Верховного суда РФ за разъяснениями по вопросам соблюдения охранных зон магистральных газопроводов и минимально допустимых расстояний до объектов газотранспортной системы.

ОРГАНИЗАЦИОННЫЕ АСПЕКТЫ КОРПОРАТИВНОГО НАЛОГОВОГО ПЛАНИРОВАНИЯ ПО НАЛОГУ НА ПРИБЫЛЬ

Антонов С.А.

ООО «Газпром трансгаз Сургут»

В настоящее время отношения по поводу исчисления и уплаты налогов в бюджет играют большую роль в финансово-хозяйственной деятельности любой компании России. Без учета налогов и управления ими стало невозможно принимать важные тактические и стратегические решения. Более того, налоги способны полностью поменять управленческое решение по тому или иному вопросу в деятельности организации. Для возможности управления налогами, налоговыми потоками, в том числе налогом на прибыль, необходима не только организация налогового учета, но и организация налогового планирования, позволяющего заранее рассчитать варианты налоговых последствий от тех или иных будущих фактов хозяйственной жизни компании.

ОАО «Газпром» ставит перед внутрифирменным финансово-хозяйственным планированием задачу корректного формирования годовых планов по доходам и расходам и строгое их выполнение.

Для корректного формирования величины налога на прибыль в процессе финансово-хозяйственного планирования предложено:

1. Построить систему корпоративного налогового менеджмента как подсистемы налогового планирования и налогового учета.

1.1. Подсистема корпоративного налогового планирования состоит из планово-экономического отдела (главный активный участник налогового планирования), отдел налогов (эксперт по НК РФ), бухгалтерская служба, финансовый отдел, юридический отдел.

1.2. Подсистема корпоративного налогового учета состоит из бухгалтерской службы (главный активный участник налогового учета), отдел налогов (эксперт по НК РФ), финансовый отдел, юридический отдел.

2. Построить детализированную схему процесса корпоративного налогового планирования по налогу на прибыль и «вписать» данную схему в утвержденную схему процесса финансово-хозяйственного планирования в дочерних обществах ОАО «Газпром». Схема состоит из 4 этапов:

1 этап. Организационно-исследовательский.

2 этап. Учетно-аналитический (4 подэтапа – подготовительно-информационный, информационно-аналитические по объектам основных средств и по признанию отдельных расходов, учетно-аналитический)

3 этап. Согласительно-корректировочный.

4 этап. Отчетно-корректировочный.

5 этап. Контрольно-организационный.

3. Разработка инструментария налогового планирования по налогу на прибыль.

ПРАВОВЫЕ ФОРМЫ НЕДРОПОЛЬЗОВАНИЯ

Аннадурдыева Г.А., Свиридова О.С.
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Как известно, экономика России в значительной мере базируется на добыче природных ресурсов. В связи с этим наиболее значимую роль приобретают формы недропользования. На сегодняшний день в Российской Федерации применяются два правовых режима недропользования: лицензионно-разрешительный и договорный, с преобладанием лицензионного режима предоставления прав пользования недрами.

В соответствии с Законом РФ «О недрах», лицензией на право пользование недрами является документ, удостоверяющий право ее владельца на пользование участком недр в определенных границах в соответствии с указанной в ней целью в течение установленного срока при соблюдении владельцем заранее оговоренных условий. Лицензионная система предоставления прав пользования недрами характеризуется преобладанием административно-правовых методов регулирования и представляет собой последовательность действий государственных органов и заинтересованных субъектов, которая завершается оформлением государственного разрешения - лицензии на право пользования недрами.

Среди договорных форм недропользования в России в настоящее время используется только Соглашение о разделе продукции. Согласно Федеральному закону «О соглашениях о разделе продукции» такое соглашение является договором, в соответствии с которым Российская Федерация предоставляет субъекту предпринимательской деятельности на возмездной основе и на определенный срок исключительные права на поиски, разведку, добычу минерального сырья на участке недр, указанном в соглашении, и на ведение связанных с этим работ, а инвестор обязуется осуществить проведение указанных работ за свой счет и на свой риск.

Каждая из перечисленных выше форм недропользования имеет как недостатки, так и положительные стороны. Вместе с тем, с учетом многообразия и специфики отношений по использованию недр, следует привлечь внимание к такой дискуссионной проблеме, как возможность использования других форм правового регулирования отношений недропользования, в том числе договорных.

Так, в работе рассматриваются вопросы, связанные с возможностью применения в России концессионного режима недропользования и внесения соответствующих изменений в действующее законодательство о недрах.

ИННОВАЦИИ В СТРОИТЕЛЬСТВЕ ПРОЕКТА «СЕВЕРНЫЙ ПОТОК»

Бизяева Е.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Газопровод «Северный поток» (Nord Stream) – это принципиально новый маршрут экспорта российского газа в Европу. Основными целевыми рынками являются Германия, Великобритания, Нидерланды, Франция, Дания.

Проект «Северный поток» - уникальный проект, в который было вложено около 500 млн. долл. США. А уникальность его заключается в том, что:

1. Это трубопровод без промежуточных компрессорных станций, а значит в городе Выборг, где берет начало трубопровод, была построена такая компрессорная станция, которая создает давление в 220 А, что позволяет транспортировать газ до самой конечной точки, до города Грайсфальд (Германия).

2. В этом проекте были впервые задействованы уникальные трубы большого диаметра (1420 мм.).

Раньше все трубы закупались за рубежом. Российские металлурги не хотели вкладывать деньги в трубы такого большого размера без гарантии заказа, а «Газпром» такие гарантии не давал.

В апреле 2005 г. на Выксунском металлургическом заводе, входящем в состав объединенной металлургической компании была введена в эксплуатацию первая в России линия по производству прямошовных, одношовных труб диаметром 1420 мм. с толщиной стенки до 48 мм. И с наружным трехслойным антикоррозионным и внутренним гладкостным покрытием. Для этого был построен новый цех.

В рамках контракта с проектом Nord Stream объединенной металлургической компанией было доверено производство и поставка уникальных труб с толщиной стенки до 41 мм., которые выдерживают давление до 220 А на глубине до 200 м. При этом изнутри на стенки будут давить огромные объемы газа. Раз в 2 года газопровод будут останавливать на профилактику, и специальный снаряд будет проходить все расстояния, по трубе проверяя ее состояние и выискивая ее слабые места. Ни одна страна мира не выпускает таких труб в промышленном масштабе. К примеру, для строительства второй ветки трубопровода было законтрактовано более 200 км. трубы.

Освоение труб большого диаметра было целенаправленным и детально продуманным. Поэтапная закупка, монтаж оборудования, обучение людей в работе в соответствии с новыми требованиями к качеству продукции.

Компания и завод сделали огромную работу по сертификации труб по международному стандарту DNV для подводных трубопроводов.

ПРОБЛЕМЫ ФИНАНСИРОВАНИЯ ОСНОВНЫХ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ ГАЗОДОБЫВАЮЩЕГО РЕГИОНА

Брагина Э.Н., Николаева А.С.

Тюменский государственный нефтегазовый университет

Предприятия газовой промышленности, как и прочие промышленные предприятия, имеют два источника финансирования деятельности - собственные и заемные средства. Для финансирования текущей деятельности наиболее целесообразно использование заемного капитала в виде банковских краткосрочных кредитов в силу их доступности и дешевизны. Таким образом, основным звеном, аккумулирующим средства для последующего их вложения в промышленность, являются коммерческие банки.

Аккумуляция средств коммерческими банками осуществляется в соответствии со стратегией формирования их ресурсной базы. Ресурсная база коммерческих банков газодобывающего региона (Ямало-Ненецкий автономный округ) представлена таблицей 1.

Таблица 1

*Динамика и структура привлеченных средств коммерческих банков
газодобывающего региона по качественному составу статей*

Показатель	Базисный год (%)	Отчетный год (%)	Изменение (%)
Средства до востребования	19,9	25,5	144,9
Средства, привлеченные на срок	57,5	48,7	95,5
МБК	15,6	16,5	119,8
Кредиторская задолженность	0,4	0,4	112,7
Средства из системы расчетов	0,1	0,1	113,6
Всего привлеченных средств	100	100	112,8

Согласно данным таблицы основная проблема формирования оптимальной структуры ресурсов коммерческих банков – это снижение доли и величины срочных средств. Одним из направлений решения этой проблемы может быть использование такого вида финансовых инструментов как ценные бумаги. Например, ОАО «Газпромбанк» своей основной задачей в области расширения и диверсификации ресурсной базы банка ставит осуществление эффективной и сбалансированной по срокам и инструментам программы публичных заимствований в виде российских облигаций и Еврооблигации сроком до 7 лет, а также синдицированные кредиты сроком от 1 года до 3 лет. Эффективное управление работой с такими операциями как публичные заимствования обеспечивает невысокие банковские риски наряду с нормальным уровнем доходности.

БЮДЖЕТНЫЕ ПРОЦЕССЫ В СИСТЕМЕ БЮДЖЕТИРОВАНИЯ ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВ ОАО «ГАЗПРОМ»

Броновицкая М.К.

НОУ СПО «Новоуренгойский техникум газовой промышленности» ОАО
«Газпром»

Отраслевые особенности систем бюджетирования предприятий определяются спецификой их деятельности: совокупностью внутренних и внешних факторов. Часть из них зависит только от отрасли, другие определяются стилем управления и организации конкретной компании. Определив перечень параметров и их влияние на бюджетный процесс, можно выявить закономерности, позволяющие оценить адекватность бюджетной системы отдельной компании или же сократить затраты на ее проектирование.

В этой связи наиболее актуальной проблемой для конкретного предприятия является возможность обеспечить тот способ формирования бюджетов, при котором внедрение бюджетной системы принесет наибольшие выгоды.

Выделяют инкрементное бюджетирование, бюджетирование с нулевой базой и скользящее бюджетирование.

Метод на основе приращений (инкрементное бюджетирование) предполагает формирование бюджета организации на основе данных о финансировании в предшествующий период с корректировкой на инфляцию.

Бюджетирование с нулевой базой – это техника планирования и формирования целей компании, в отличие от традиционного бюджетирования, принципиально не использующая в качестве основы данные предыдущего периода. Считается, что этот метод позволяет повысить точность планирования. В то же время такой поход делает бюджетный процесс более трудоемким.

Используя «скользящий» бюджет в современных условиях, предприятие регулярно может учитывать внешние изменения: инфляцию, спрос на продукцию, ситуацию на рынке, изменения своих целей, а также корректировать планы в зависимости от уже достигнутых результатов.

В работе отражены процессы бюджетирования и их реализация на примере бухгалтерской сферы деятельности в дочерних обществах ОАО «Газпром» (на примере конкретного предприятия) с использованием вышеописанных бюджетных процессов.

АВТОМАТИЗИРОВАННЫЕ СИСТЕМЫ УЧЕТА, КОНТРОЛЯ И СПИСАНИЯ ТМЦ НА СКВАЖИНЕ.

Дрыков Е.А.

филиал «Краснодар бурение» ООО «Газпром бурение»

Цель:

Разработать и внедрить схему, алгоритм для внедрения системы на базе программного продукта на складах и производственных объектах филиала "Краснодар бурение".

В текущем времени существует структурная необходимость изменения системы списания, учета, контроля на предприятиях нефтегазовой отрасли. С помощью развития техники и программного обеспечения открылась возможность отслеживания и отражения в учете контроля, списания и вовлечения ТМЦ в режиме реального времени.

Эффект от внедрения данной системы:

1. При переходе на постоянную эксплуатацию данной системы открывается возможность сокращения численности структуры снабжения на местах.

2. Значительное сокращение транспортных расходов связанных с логистической работой предприятия.

3. Организация учета и перемещения МТР в режиме реального времени.

4. Отслеживание мобилизации оборудования и материалов согласно комплектовочным ведомостям в режиме реального времени.

5. Актуальное и своевременное отражение списания, перемещения и вовлечения МТР в бухгалтерском учете на основе системы контроля организованной в данной системе.

6. Возможность всем производственным службам отслеживать наличие, расход, остатки МТР на объектах (складах) в реальном времени.

7. Недопущение простоя буровой бригады по причине не комплектности МТР процесса производства работ.

СТРАТЕГИЯ РАЗВИТИЯ ПРОИЗВОДСТВА МОТОРНЫХ ТОПЛИВ ООО «ГАЗПРОМ ПЕРЕРАБОТКА»

Зайнуллин А.Ф.

ООО «Газпром переработка»

ООО «Газпром переработка» представляет собой мощный технологически увязанный перерабатывающий комплекс, основными видами деятельности которого являются: подготовка и переработка газа, газового конденсата и нефти. В составе Общества три перерабатывающих завода.

ООО «Газпром переработка» является крупнейшим в России по переработке газового конденсата и крупнейшим Обществом Тюменской области по переработке углеводородного сырья. На заводах Общества перерабатывается поступающая с Севера Тюменской области нефтегазоконденсатная смесь и производится более 20 видов товарной продукции.

Одним из наиболее важных продуктов, выпускаемых ООО «Газпром переработка» является топливо для реактивных двигателей марки ТС-1 по ГОСТ 10227-86.

В свете событий августа-сентября 2011 года, с целью решения вопросов связанных с дефицитом авиатоплива, 5 сентября 2011 года было организовано совещание под председательством вице-премьера Игоря Сечина, на котором обсуждались вопросы совершенствования логистики поставок, увеличения производства и поставок авиатоплива. Кроме того, в 2012–2013 годах топливо для реактивных двигателей является самым прибыльным продуктом для производства нефтяных компаний, ввиду того, что на него установили нулевые акцизы, в отличие от других светлых нефтепродуктов. В то же время по данным конца 2012 года ТС-1 дороже, чем любое другое топливо.

Комплекс предлагаемых мероприятий по увеличению производства ТС-1 позволит дополнительно производить 131 тыс. тонн в год топлива ТС-1, что составляет порядка 78 % от существующего объёма производства.

Увеличение производства ТС-1 несомненно отразится на другие виды продукции ООО «Газпром переработка», такие как дизельное топливо и стабильный конденсат. Предлагаемый комплекс мероприятий позволит выйти на новый уровень в производстве экологически чистых видов моторных топлив, соответствующим стандартам Евро 5. А впоследствии, позволит расширить номенклатуру выпускаемой продукции ООО «Газпром переработка» и пополнить её брендованным топливом.

НЕКОТОРЫЕ ОСОБЕННОСТИ УЧЕТА И СТРАХОВАНИЯ РИСКОВ, СВЯЗАННЫХ С ОБЕСПЕЧЕНИЕМ ИСКЛЮЧИТЕЛЬНЫХ ПРАВ НА ОБЪЕКТЫ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

Иванова М.В.

ОАО «Газпром промгаз»

В настоящее время статус высокотехнологичной компании, кроме прочего, тесно увязывается с ее возможностями управления объектами интеллектуальной собственности (ОИС), в первую очередь объектами патентных прав (ОПП) и секретами технологии и производства (ноу-хау).

Инициирование и продвижение результата интеллектуальной деятельности (РИД), выявление содержательного ОИС, выбор способа его правовой охраны являются важнейшими компонентами процесса управления ОИС.

Известно, что патентование может проводиться двояко: на основе полного раскрытия сущности технического решения (патентная система) или в рамках ноу-хау (смешанная система), если описанием технического решения секреты технологии или производства не раскрываются. При выборе системы правовой охраны РИД требуется учесть специфику ОИС и выполнить предварительную оценку преимуществ и степень рисков раскрытия технического решения ОИС.

Реализация процессов патентования и коммерциализации ОИС сопровождаются не только рисками, присущими большинству инвестиционных проектов, но также специфическими патентными рисками, связанными с обеспечением исключительных прав на ОИС. Такие риски требуют не только идентификации, качественной и количественной оценки, но и организации системы по их управлению.

Страхование исключительных прав на ОИС является эффективным инструментом управления рисками, широко применяемым в зарубежной практике. В России ведутся работы по созданию согласованной методики страхования исключительных прав на ОИС, и по мере роста числа сделок с ОИС, а также расширения практики внедрения ОИС в производственно-хозяйственную деятельность данный вид страхования может найти свое широкое применение.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ РОССИЙСКОЙ НЕФТЕГАЗОХИМИИ С ПОЗИЦИЙ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ И ИННОВАЦИЙ

Калиненко Е.А.

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Российская газовая отрасль в ближайшей перспективе будет подвергаться испытаниям, связанным с мировыми тенденциями развития газовых рынков, что требует готовности к изменениям и продолжения решения накопившихся проблем. Основными являются медленное технологическое обновление и недополучение экономических выгод от реализации конечного продукта.

Предполагается, что будут внедряться перспективные инновационные технологии, например, GTL; однако создание производств с многостадийными энергоёмкими процессами требует значительных инвестиций, обладая высоким порогом рентабельной годовой производительности (0,6-1 млн.т) – для сырьевого обеспечения таких производств необходимы крупные газовые месторождения. Поэтому их инвестиционная привлекательность достаточно низкая. Отсутствие простых малотоннажных процессов конверсии газа сдерживает вовлечение в разработку даже перспективных месторождений.

Для повышения конкурентоспособности продуктов переработки природного газа необходимо комплексное развитие газохимии, которая по уровню значительно отстает от нефтехимии. Данное направление является приоритетным для ОАО “Газпром”, и по распоряжению Президента РФ планируется строительство ряда газохимических производств с учетом позиций энергосбережения и инноваций. Параллельно будут созданы 6 нефтегазохимических кластеров, социально-экономический эффект от которых, по расчётам экспертов, в виде ежегодного вклада в ВВП страны составит около 895 млрд.руб.

На наш взгляд, интеграционное развитие газо- и нефтехимии является предпочтительным, поскольку продукция нефтегазохимии способствует решению проблемы экономии ресурсов, является сырьем для ряда высокотехнологичных отраслей. Рост доли газового сырья в нефтегазохимии простимулирует создание высоких переделов, снизит уровень затрат на природоохранные мероприятия. При освоении месторождений с “жирным” газом создание энергохимических комплексов экономически оправданно: ВНР - 16-25%, ЧДД – 735-776 млн.руб. Однако объем вложений в модернизацию НГХК составит 3-5 трлн.руб. при сроках окупаемости 5-12 лет, что делает проекты на треть дороже аналогичных в Европе. В этих условиях необходима государственная поддержка и кооперация нефтяных, газовых и узкопрофильных компаний для использования инновационного научно-технического потенциала.

ПРОБЛЕМЫ И ПЕРСПЕКТИВЫ ГАЗОВЫХ РЫНКОВ

Колпакова Е.А

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В последнее время на рынках газа происходят серьезные изменения как внутри страны, так и на мировой арене. В дискуссии по поиску путей развития принимают участие не только производители и потребители, но также все громче звучат голоса представителей газосбытовых компаний, операторов инфраструктуры и транзистеров. Разобраться в этом многостороннем диалоге сложно, а прийти к соглашению, кажется, практически невозможно. Однако постоянная работа по развитию рыночных механизмов в торговле газом дает свои результаты.

Россия обладает крупнейшими запасами газа и ежегодно добывает, транспортирует и продает его огромные объемы. Государственный монополист ОАО «Газпром» является важнейшим поставщиком данного энергоресурса на европейский рынок. Торговые отношения между Россией и ЕС связаны долгосрочными контрактами, проложены тысячи километров газопроводов, отлажен механизм взаимодействия. Но мы живем в постоянно меняющемся мире и сложившиеся торговые отношения, хотя казалось довольно стабильные, незыблемыми назвать нельзя. Меняются технологии, объемы спроса, наблюдается рост доли энергии, полученной из альтернативных источников. Все это определяет характер отношений как на внутреннем, так и внешних рынках.

«Сланцевая революция» и развитие торговли СПГ стали мощнейшими толчками к росту конкуренции среди поставщиков и началу интернационализации газового рынка в последние годы, что заставило всех участников торговли искать новый баланс интересов. Для этого был создан Форум стран экспортеров газа, который в настоящее время набирает силы стремясь стать таким же мощным механизмом влияния на рынок, каким сейчас является ОПЕК.

Строительство новых газопроводов, освоение арктических шельфов, укрепление позиций на рынке АТР, увеличение доли СПГ – у газовой промышленности России масса перспективных планов, которые призваны решить вопрос сбыта и обеспечить долгосрочные поставки, а значит и инвестиции, необходимые для стабильной работы и развития. Но действовать приходится в очень непростых условиях: высокая степень износа труб, сложные климатические условия, изменения в налогообложении, растущая конкуренция внутри страны и за ее пределами, сложные отношения со странами-транзистерами.

Поэтому именно сейчас вопрос функционирования и развития рынка газа требует особо пристального внимания. От выработки грамотных управленческих решений, тщательного анализа рынка и формирования перспективных планов зависит будущее всей газовой промышленности России.

АНАЛИЗ ЦЕНОВЫХ ИНДИКАТОРОВ ПРИ ПРОДАЖЕ КРАТКОСРОЧНЫХ ПАРТИЙ СПГ

Кондратьева А.Н.

Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.

В 2009 г. на Сахалине был введен в строй завод по производству сжиженного природного газа (СПГ) компании «Сахалин Энерджи», оператора проекта «Сахалин-2». Проект «Сахалин-2» исторически был ориентирован на японских покупателей, поэтому большая доля продукции поставляется японским покупателям в рамках долгосрочных соглашений по купле-продаже.

В связи с тем что производство СПГ достигло сверхпланового уровня к началу 2012 г., появилась необходимость дополнительных продаж СПГ в Азиатско-Тихоокеанском регионе (АТР). В практике успешных продаж сверхплановых партий СПГ, как правило, необходимо оценивать основные тенденции рынка, отслеживать уровни рыночных цен и заключенных сделок, а также прогнозировать цены.

Целью данной работы является анализ динамики цен рынка долгосрочных контрактов (основанного на нефтяной привязке) и рынка краткосрочных сделок по продаже СПГ в АТР (основанного на спотовом маркере), а также прогнозирование диапазона «лучших» цен при продажах краткосрочных партий СПГ с периодом поставки в 2 месяца.

Методология данной работы заключается в сравнительном анализе временных изменений цен на нефть и газ в АТР, корреляционном анализе фьючерсов на марку нефти Brent и фактическими ценами на «привязку к нефти» (oil-linkage) или «японскую нефтяную смесь» (Japan Crude Cocktail, JCC), а также статистическом анализе рыночных данных и математическом распределении.

Анализ азиатских цен на СПГ с учетом влияния аварии на АЭС Фукусима в 2011 году показал, что уровень цен на рынке краткосрочных сделок в течение последнего года преобладал над уровнем цен по долгосрочным контрактам в Азии, как показано на рисунке ниже:

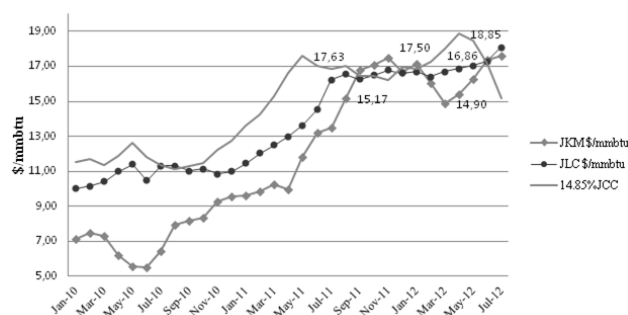


Рис. 1 Динамика цен на СПГ в Азии

В результате сложилась ситуация, когда уровень цен на краткосрочные сделки устанавливает Японско-Корейский Маркер (Japan Korea Marker, JKM), прогнозирование которого достаточно осложнено, в то время как прогнозирование цены JCC является базовым фактором при продаже дополнительных партий СПГ по долгосрочным договорам о купле-продаже. В связи с вышеизложенным, на основе корреляционного анализа цен на JCC и Brent за последние 10 лет, было выведено уравнение зависимости, которое позволило составить базовый прогнозный сценарий цен на JCC на 2 месяца вперед.

Анализ ситуации на рынке СПГ в Азии показал, что в условиях нестабильного справочного газового маркера краткосрочных продаж, прогнозирование цен на нефть, к которой привязано большинство долгосрочных контрактов, позволит не только координировать программу поставок, но и составить формулу цены краткосрочных продаж, которая отражала бы уровень рыночных сделок на текущую дату.

Построенная математическая модель позволяет оценить динамику движения цен на нефть по трем сценариям и в соответствии с этим определить основные компоненты ценовой формулы на сверхплановую поставку СПГ.

ГАЗОВАЯ ОТРАСЛЬ РОССИИ И ВСЕМИРНАЯ ТОРГОВАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ

Королева А. Н.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Спустя год после вступления России в ВТО можно оценить первые результаты и перспективы развития ситуации, хотя и следует понимать, что принятые нашей страной условия будут стремительно усложняться в ближайшие годы.

Ситуация в газовой отрасли, производителе топлива, является важным фактором, влияющим на положение промышленности страны в целом. С этой точки зрения представляет интерес детальное изучение условий, которые предполагает ВТО для рассматриваемой отрасли (нужно понимать, что отказ от изменения пошлин не означает полного отсутствия какого-либо влияния). В частности, необходимо оценить правомерность применения механизмов регулирования газового рынка, таких, как весьма активно обсуждаемая тема «заморозки» тарифов, а также возможные санкции со стороны участников организации в случае нарушения её норм. В то же время и газовики не могут оставить без внимания влияние нашего участия в ВТО на своих потребителей. В этом плане интерес представляет анализ влияния ВТО на положение и перспективы российской промышленности в целом, в первую очередь энергоемких газопотребляющих производств.

Вступление в ВТО предполагало значительное влияние на положение российского нефтегазового сервиса, на ситуацию в газопереработке и газохимии. Определенные вопросы также вызывало потенциальное влияние ВТО на сферу газотранспорта, в том числе в разрезе европейских претензий к российскому газовому концерну.

В работе основными задачами стали оценка первых эффектов и предположение о дальнейшем развитии ситуации с учетом рисков и возможностей в условиях ВТО. Также рассмотрены направления общей политики ВТО в отношении природных ресурсов и такие особенности ВТО, как взаимодействие с национальным законодательством и процедуры разрешения спорных вопросов.

РАЗВИТИЕ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ ПУТЁМ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ

Кузьмина Ю.Н., Пельменёва А.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Газовая отрасль страны функционирует как централизованно управляемая единая система газоснабжения (ЕСГ), охватывающая все звенья технологической цепи от разведки и добычи газа до его поставки в газораспределительные сети.

Ключевым индикатором для отрасли пока остается цена экспортных долгосрочных контрактов ОАО «Газпром». С целью совершенствования регулирования цен для российских потребителей монополия разработала «концепцию равнодоходности», согласно которой цены на российском рынке должны отличаться от европейских на размер транспортных затрат и таможенных платежей, связанных с экспортом (подход net-back). ФСТ России утвердила предварительную «формулу приведения» цены на газ и опубликовывала результаты расчетов по такой формуле в период 2008-2010 гг. Таким образом, появился не только открытый механизм сравнения цен. В 2005 году разработана методика расчета тарифов на услуги по транспортировке газа, которая определяет правила расчета тарифов на услуги по транспортировке газа с учетом географического положения объектов ЕСГ, что говорит о регулировании формирования цен на газ не только монополией, но и ФСТ.

Но наряду с постепенной либерализацией газового рынка, увеличением прозрачности деятельности газовых компаний, возникают проблемы регулирования газопотребления, связанные с природно-климатическими особенностями региона, где ведется добыча, развитием инфраструктуры и строительством необходимых магистральных газопроводов, наличием в нем природных хранилищ газа (ПХГ), уровнем развития данного региона и т.д. К таким проблемам можно отнести сезонную и суточную неравномерность газопотребления, необходимость создания рациональной отраслевой структуры потребления (что обусловлено значительной долей производства электроэнергии и газа на собственные нужды), несбалансированность цен в топливной корзине (газ является дешевым видом топлива по сравнению с другими ресурсами), проблемы энергосбережения и энергоэффективности (расход газа на собственные нужды, потери газа).

ЭКОНОМИКО-ПРАВОВЫЕ ПРОБЛЕМЫ ДОБЫЧИ МЕТАНА УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ

Малахова Е.Г.

ОАО «Газпром промгаз»

Государственная Программа «Воспроизводство и использование природных ресурсов», утвержденная распоряжением Правительства РФ №436-р, определяет ориентиры по подготовке ресурсов и запасов метана угольных пластов (МУП), а также его добыче. Одним из показателей Программы является достижение к 2020 г. добычи 3,5 млрд м³ МУП.

Решение этой задачи полностью возложено на недропользователей, в частности, на ОАО «Газпром» и ОАО «СУЭК». В настоящее время для Газпрома добыча МУП – инновационное направление: нарабатывается нормативно-технические и организационно-экономические документы, опробуется технология добычи. Указанные задачи реализует ООО «Газпром добыча Кузнецк». Это направление хотя и актуально, не является основным для Газпрома, главная задача которого обеспечить поставки газа внутри страны и за ее пределы.

По нашим оценкам, чтобы выйти на намеченный в Государственной программе уровень добычи, при условии обеспечения рентабельной работы, необходимо создать не менее 40 газодобывающих организаций. Эти организации должны быть обеспечены необходимыми извлекаемыми запасами. Подготовку запасов МУП целесообразно увязывать с Долгосрочной программой развития угольной промышленности, поставившей задачу полного обновления фонда добывающих мощностей к 2030 г. Однако на данный момент не созданы организационно-правовые условия реализации поставленных задач. Так, на федеральном уровне отсутствует долгосрочная программа лицензирования участков недр будущих шахтных полей, не определены перспективные районы добычи угля. Таким образом, решение актуальной задачи подготовки запасов МУП становится проблематичным.

По нашим оценкам, самостоятельная добыча МУП дочерними предприятиями ОАО «Газпром» будет экономически эффективной при добыче не менее в 0,8 млрд м³ в год, с дебитами скважин 4-5 тыс.м³/сут, а также при соответствующих институциональных условиях, обеспечивающих рентабельную добычу.

В настоящее время МУП не признается объектом налогообложения по НДПИ, добывающая организация имеет временные льготы по налогам на имущество и прибыль, а также имеется льгота по арендной плате за земельный участок.

Для решения задач по подготовке ресурсов и запасов МУП, а также его добыче, требуется разработка системы Госзаказа на заблаговременную дегазацию высокогазоносных угольных пластов.

АНАЛИЗ РИСКОВ ВЫХОДА ОАО «ГАЗПРОМ» НА РЫНКИ АТР В РАМКАХ РЕАЛИЗАЦИИ ВОСТОЧНОЙ ГАЗОВОЙ ПРОГРАММЫ

Петрова М.С.

ООО «НИИГазэкономика»

Восточная газовая программа была утверждена в 2007 году и ОАО «Газпром» было поручено координировать её исполнение. С тех пор программа претерпела не одно изменение, но стоит отметить, что и газовый рынок значительно изменился с того момента. И в настоящее время на рынке наблюдаются значительные структурные изменения, и Восточная газовая программа позволяет ОАО «Газпром» как крупнейшему экспортеру российского газа успеть занять нишу на растущем рынке АТР.

Но для выхода на рынок АТР существует большое количество рисков различной природы, а именно геополитических, финансово-экономических, рыночных, технических, природно-климатических, регулятивных, которые, впрочем, и сдерживали принятие решений по осуществлению основных крупных добычных проектов Восточной Сибири долгое время. Сейчас к этим рискам добавились риски Газпрома связанные со снижением спроса на природный газ в Европе. Кроме того принятый Третий энергетический пакет направлен на диверсификацию поставок газа и создает сложности для реализации газа в Европе. Поэтому развитие собственного внутреннего рынка и начало торговли со странами АТР несомненно выход из положения в текущих условиях.

Как показали результаты анализа рисков в отношении ряда проектов ОАО «Газпром» с поставками природного газа и другой продукции в страны АТР особую значимость в них имеют рыночные риски. К ним можно отнести риски изменения цен на энергоносители (ценовой риск) и снижения спроса на проектную продукцию. Например, к существенному риску проекта строительства завода СПГ в районе г. Владивосток можно отнести риск затягивания переговорного процесса ОАО «Газпром» с КНР в отношении цены поставки природного газа. При невозможности установления договоренности с КНР в отношении нижней обоснованной цены на природный газ, определяемый методикой COST+, строительство газопровода «Сила Сибири» с Иркутских и Якутских месторождений до 2020 г. становится экономически нецелесообразным.

Таким образом, осуществление Восточной газовой программы связывает внутренний и внешний рынки, и газификация регионов Восточной Сибири и Дальнего Востока оказывается в зависимости с рисками выхода на рынок Азиатско-Тихоокеанского региона.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ НОРМИРОВАНИЯ ТРУДА КАК ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА

Прозорова Р.А.
ООО «Газпром добыча Надым»

Для эффективного функционирования современного газодобывающего предприятия, основанного на применении сложной техники и технологий, характеризуемого большим количеством внутрипроизводственных связей и информационных потоков в сфере управления, необходима четкая организация трудового процесса.

Одним из основных направлений в реализации этой задачи является рациональное использование трудовых ресурсов, которое может быть обеспечено за счет повышения качества нормирования труда, являющегося основой планирования и организации производства, а также роста производительности труда и эффективности производства.

На сегодняшний день нормирование труда охватывает не все функции и работы, необходимые для организации производства, отсутствуют нормативные документы, часть нормативной базы устарела как с социально-экономической, так и с технико-технологической точки зрения. Как следствие, невозможно определить нормативную численность работников и рационально организовать трудовой процесс. Кроме этого, недооценивается роль нормирования труда как элемента управления в области экономического и производственного развития предприятия, эффективно влияющего на снижение трудовых затрат.

Для совершенствования и повышения эффективности нормирования труда необходимо внести изменения в систему.

На основе проведенного анализа даны предложения по совершенствованию проведения нормирования труда, реализация которых позволит выявлять потери и непроизводственные затраты рабочего времени, выбирать оптимальную организацию труда, проектировать приемы и методы труда, систему обслуживания рабочего места. Предложенные мероприятия обеспечат эффективное использование трудовых ресурсов, рациональную организацию технологического процесса, рост производительности труда, и, соответственно, экономию материальных ресурсов.

ПЕРСПЕКТИВЫ СОТРУДНИЧЕСТВА РОССИИ И ЯПОНИИ НА РЫНКЕ СПГ

Рассолова Т.А

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В целях обеспечения экономической безопасности и стабильного роста ОАО «Газпром» необходимо расширение рынков сбыта углеводородного сырья, в том числе сжиженного природного газа (СПГ).

Одним из крупнейших импортеров СПГ на сегодняшний день являются страны Азиатского Тихоокеанского Региона (АТР), что обуславливает расширение возможностей перспективного сотрудничества с Японией. Прописанная до 2030 года стратегия по энергетике в 2010 году предусматривала увеличение доли атома в балансе с 12% до 20%. Однако, после катастрофических последствий цунами и землетрясения в марте 2011 года стало понятно, что зависимость от атомных станций имеет для Японии, и всего мира высокие риски. Правительство страны восходящего солнца приняло решение в ближайшие 30 лет вывести атомную энергетику из баланса страны и полностью перейти на другие источники энергии. Таким образом, спрос на углеводороды, в том числе и на СПГ резко возрос.

Учитывая данные тенденции, было принято решение запустить строительство новых заводов по сжижению газа на Дальнем Востоке, с целью снижения затрат по перекачке СПГ в страны Тихоокеанского рынка. Эксперты утверждают, что хоть это и приведет к увеличению себестоимости СПГ, но в связи с высокими ценами на ресурс на Дальневосточном рынке данное расширение приведет к значительному росту валовой прибыли.

Однако в связи с последними успешными работами по добыче газа из гидрата метана, которые провели в Японии в середине марта 2013 год, появляется серьезный риск дальнейшего снижения доли потребления СПГ в Японии. В связи с этим на рынке может возникнуть переизбыток предложения СПГ, в следствии этого – падение цен, что повлечет за собой значительные потери для ОАО «Газпром». Кроме того, среди конкурентных рисков выделяют геополитические риски. На сегодняшний день Япония импортирует 40% СПГ из стран Ближнего Востока. Несмотря на то, что изменившийся политический курс направлен на снижение зависимости Японии от «Ближневосточной углеводородной иглы», Россия сталкивается с риском окончательной потери своих позиций на рынке Тихоокеанского региона. Существует мнение, что наша страна, обладающая преимуществом географической близости к азиатским импортерам, в частности, Японии, по экономическим и политическим причинам оказалась не готова участвовать в борьбе за рынки СПГ.

АНАЛИЗ КОНКУРЕНТНОЙ НИШИ РОССИЙСКОГО ГАЗА ДЛЯ ЭКСПОРТА В РЕСПУБЛИКУ КОРЕЯ

Ро Д.С.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В последнее время на фоне наблюдающегося в мире повышения внимания к растущему спросу на природный газ, появляются новые производители и экспортеры СПГ такие как США, Россия и т. д., и в этой связи, особую актуальность, причем не только для производителей, но и потребителей СПГ приобретает вопрос прокладки надежных транспортных коридоров. Для Республики Корея, которая является одним из крупных импортеров СПГ, этот вопрос также является значимым. Поэтому в данной статье автор дает анализ экономической эффективности поставок СПГ, изучаются варианты импорта газа как из традиционных для Республики Корея стран-поставщиков (Катар, Оман, Австралия), так и из других регионов мира, которые потенциально могут, но еще не поставляют СПГ в Корею (США – Sabine Pass, Канада – Montney, Россия – Владивосток, Алжир).

Для сравнительного анализа выбраны поставщики, которые различаются по месторождениям и видам источников производства СПГ (традиционный, нетрадиционный: сланцевый газ, газ в плотных породах, метан угольных пластов) с учетом отношений между вышеуказанными странами и Кореей.

При проведении анализа рассчитывается стоимость импорта СПГ в порт Южной Кореи по методике «поставлено франко-корабль: Delivered ex-ship», что включает затраты при точке безубыточности на скважине (breakeven cost), издержки транспортировки, регазификации.

В итоге расчета стоимости самым привлекательным вариантом с точки зрения экономической эффективности является поставка СПГ из Катара со стоимостью газа в порту «Инчон», равной 4,85 долл.США/ММВТУ, следующими по привлекательности маршрутами являются поставки СПГ из Омана, США со стоимостью 9 и 11 долл.США/ММВТУ соответственно. А стоимость поставки Российского «Владивосток СПГ» в Южную Корею составит около 12 долл.США/ММВТУ, и последней по экономической эффективности будет поставка сланцевого газа из Алжира – свыше 13 долл.США/ММВТУ.

ИНТЕГРИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ РИСКАМИ В НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ КОМПАНИЯХ

Симоненко В.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Нефтедобывающие компании сталкиваются со многими рисками. Для того чтобы снизить их уязвимость к рискам, в культуру и политику управления каждой нефтедобывающей компании должна быть внедрена *Комплексная система управления рисками (ERM)*. Компании принимают разнообразные решения о географии поведения работ, предоставляемых услугах, используемых методах, стандартах качества и безопасности и пр. Стратегические решения, принимаемые в масштабах предприятия, чаще всего принимаются пассивно, с малым вмешательством службы управления рисками, тем не менее, интуитивно включают компоненты комплексной системы управления рисками, такие как степень чувствительности к риску, постановка задач, определение и оценка риска.

Внедряя концепцию комплексной системы управления рисками в процесс управления принятыми решениями, компания увеличивает свои преимущества, а также создает систему отчетности для принятия решений по управлению рисками.

Внедряя концепцию комплексной системы управления рисками в процесс управления принятыми решениями, компания увеличивает свои преимущества, а также создает систему отчетности для принятия решений по управлению рисками.

Комплексная система должна акцентировать внимание на следующих вопросах и видах деятельности:

Определение стратегических целей: в каком направлении должна развиваться компания?

Определение данных целей помогает руководству осознать наиболее важные риски. Определение ключевых стратегических целей зависит от понимания внутренней среды и склонности компании к риску.

Определение риска: что может помешать ее движению к цели?

Необходимо определять широкий спектр рисков, влияющих на стратегические цели компании и относящиеся как к внутренней структуре ее деятельности, так и к факторам влияния внешней среды.

Оценка риска: насколько значителен риск?

Этап оценка риска имеет решающее значение и формирует дальнейшие мероприятия по реагированию. Для получения обоснованной информации об определенных рисках необходимо установить соответствующие определения, правила, инструкции, руководства. Полученные данные по оценке риска могут быть проанализированы с тем, чтобы определить имеются ли отклонения от ожиданий, и интерпретировать негативную информацию по полученным результатам.

Реагирование на риск: принять, уменьшить, либо избежать риск?

Каждый вид рисков должен быть проанализирован с точки зрения наличия планов ответных мер для того, чтобы сократить дополнительные усилия по этому направлению. Для рисков, по которым отсутствует такой план, разрабатываются новые мероприятия. Принятие риска зависит от степени толерантности компании к риску, (различной для разных компаний).

Мониторинг риска: что происходит с риском?

Мониторинг может включать в себя налаживание соответствующего контроля, а также внедрение периодического внутреннего аудита, оперативный сбор информации или другие действия обеспечивающие производству сохранение позиций в пределах допустимых пределов.

Нефтегазовые компании постоянно сталкиваются с изменениями. Явные экономические изменения влияют на принятие решений на высоком уровне. Появляются новые конкуренты. С периодическим пересмотром мер по управлению рисками менеджеры нефтегазовых компаний могут использовать ERM для последующего определения и последовательного эффективного реагирования на риск для реализации возможностей. В работе рассматриваются некоторые практические примеры управления рисками в нефтедобывающих компаниях.

НАПРАВЛЕНИЯ ОПТИМИЗАЦИИ СИСТЕМЫ НАЛОГООБЛОЖЕНИЯ ГАЗОДОБЫЧИ В РОССИИ

Султангареева Д.Р., Зубарева В. Д.
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Одной из главных особенностей современной экономики РФ является высокая доля налоговых поступлений в федеральный бюджет из нефтегазового сектора. Порядка 50 % притоков формируют поступления компаний, работающих в НГК. Существующая система налогообложения недропользования недостаточно эффективно изымает природную ренту, снижает инвестиционную привлекательность проектов по разработке месторождений и вызывает конфликт интересов государства, собственников компании и конечных потребителей продукции отрасли.

Мировой опыт показывает, что существует два принципиально различающихся подхода к дифференциации налогообложения: производственный и экономический. Согласно производственному подходу в основу дифференциации ставок по уже разрабатываемым месторождениям могут быть положены коэффициенты и формулы, учитывающие влияние таких факторов, как глубина залегания продуктивных пластов, дебиты скважин, выработанность и крупность запасов, состав добываемой продукции (наличие серы, гелия, газового конденсата), географическое расположение месторождения, наличие производственной инфраструктуры, расстояние до инфраструктуры и проч. Согласно экономическому подходу для вновь вводимых в разработку месторождений возможна замена НДС на налог на сверхприбыль и на налог на добавленный доход. Эта система позволит при расчете налоговых отчислений перейти от привязки к физико-химическим и техническим характеристикам процесса к показателям экономической эффективности работы каждого отдельного предприятия, что приведет к оптимизации системы учета продукции и повысит заинтересованность компаний в улучшении финансово-экономических показателей работы.

Перед государством остро стоит потребность перехода от фискальной функции налоговой системы с регулирующей, означающей направленность налоговых инструментов на развитие отрасли, расширению объема геолого-разведочных работ, стимулирование инвестиционно-предпринимательской активности составляющих её компаний.

ПРОИЗВОДСТВЕННО-ТРАНСПОРТНЫЕ И ЭКОНОМИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РАЗВИТИЯ РЫНКА СЖИЖЕННОГО ПРИРОДНОГО ГАЗА НА ПРИМЕРЕ ОПЫТА США

Таджиев М.И.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В последние годы наблюдается заметное расширение производства и международной торговли сжиженным природным газом, и экономическая значимость этих событий сравнима с бурно развивающейся добычей сланцевого газа. В настоящее время из 2,5 трлн. м³ природного газа (ПГ) на долю международной торговли приходится около 700 млрд. м³, из которых 70% составляет трубопроводный и 30% – сжиженный природный газ (СПГ).

По мнению многих зарубежных экспертов, в будущем на мировом рынке газа будет доминировать именно СПГ. Уже сегодня сектор СПГ является одним из самых динамичных в энергетической отрасли: его мировое потребление растет на 10% в год, тогда как обычного трубопроводного – только на 2,4%. По прогнозам, к 2020 году доля СПГ в мировой торговле газом возрастет до 35%, а к 2030 году – до 60%, что будет соответствовать 18-20% в общем объеме (4 трлн. м³) потребляемого ПГ в мире.

За последние тридцать лет стоимость производства СПГ снизилась почти на 50%. На экономику производства СПГ существенно повлияли технологические достижения, в первую очередь, использование газовых турбин вместо паровых, увеличение мощности производственных линий, практика интеграции терминалов СПГ и электрогенерирующих предприятий, а также ряд других дополнительных факторов.

Важным аргументом в пользу СПГ является и независимость его транспортировки от многих сложностей, связанных с трубопроводной маршрутизацией.

К регионам с наибольшим прогнозируемым ростом спроса на СПГ относятся США и страны Азиатско-Тихоокеанского региона.

К особенностям технологий, повышающих темпы переквалификации систем терминалов из состояния «регазификация» в «сжижение», и наоборот. Если прежде готовность американских терминалов для организации экспорта СПГ оценивалась не раньше 2015 года, то нынешние технологии позволяют осуществить их менее чем за полгода.

По оценкам экспертов, уже к 2017 году США смогут производить и поставлять на экспорт до 65 млрд. м³ СПГ в год, превзойдя Катар, крупнейшего ныне поставщика. К 2020 году США смогут экспортировать до 123 млрд. м³ СПГ, превратившись в одного из ключевых игроков на этом рынке, на долю которого будет приходиться около 22-25% общемирового объема поставок СПГ.

ВНЕДРЕНИЕ SAP В ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВАХ ОАО «ГАЗПРОМ» НА ПРИМЕРЕ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ МОСКВА»

Удалова Е.В.

ООО «Газпром трансгаз Москва»

В состав ОАО «Газпром» входят дочерние общества, осуществляющие свою деятельность по всем направлениям отрасли: разведка, добыча, транспортировка, хранение, переработка и реализация газа, газового конденсата и нефти. Для успешного развития такой глобальной компании особо важным является высокая управляемость и оптимизация бизнес-процессов.

В частности для принятия оперативных решений по эффективному использованию и своевременному направлению денежных средств головному предприятию ОАО «Газпром» нужна актуальная информация о финансовом состоянии постоянно, а не в конце месяца/квартала/года. По консолидированным отчетам, существующим в системе ОАО «Газпром» возможно увидеть результат работы за определенный период. Но этих данных недостаточно для текущей деятельности и при возникновении нештатных ситуаций. С этой целью были централизованы финансовые потоки. В настоящее время решение по направлению использования денежных средств принимается в администрации ОАО «Газпром».

Для сотрудников финансово-экономического направления ОАО «Газпром» создан востребованный инструмент, позволяющий контролировать весь бюджетный процесс – от формирования лимитов до исполнения бюджета расходов и доходов, бюджета движения денежных средств – Подсистема управления расчетами Автоматизированной системы бюджетного управления (ПУР АСБУ).

В течение 2010-2011 годов в ООО «Газпром трансгаз Москва» выполнен ряд организационно-технических мероприятий по интеграции учетных систем, действующих в Обществе, с ПУР АСБУ: централизованы договоры филиалов, внедрена автоматизированная система ведения договорной деятельности и организации расчетов, разработаны и внедрены инструкции регламентирующие действия сотрудников.

Возможность работы в одной системе всех звеньев цепи позволяет избежать многократного ввода данных и потери информации вследствие человеческого фактора. Регистрация документа в программе осуществляется один раз и далее используется во всех необходимых отчетах: заявка на финансирование, планируемые цепочки платежей, оплата, использование лимита и т.д.

В данной работе проведен анализ сокращения трудозатрат по формированию потребности в финансировании дочернего общества и анализ некоторых финансовых показателей деятельности в результате внедрения ПУР АСБУ.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРЯМОГО ДИНАМИЧЕСКОГО МЕТОДА ИЗМЕРЕНИЙ ПРИ ПОСТУПЛЕНИИ, ХРАНЕНИИ, ОТПУСКЕ И УЧЁТЕ НЕФТИ И НЕФТЕПРОДУКТОВ НА НЕФТЕБАЗАХ

Хлиян В.Б., Воробьёв А.В., Пономарёв В.С.

ООО «Газпром добыча Уренгой»

Вновь проектируемые или модернизируемые коммерческие системы для учетно-расчётных операций на нефтебазах должны быть оснащены минимально необходимой номенклатурой средств измерений (СИ). Переоснащение СИ, вызванное несовершенством применяемого метода измерений, ведёт к увеличению эксплуатационных затрат.

В УТНИИ ООО «Газпром добыча Уренгой» (далее Общество) эксплуатируются резервуары вертикальные/горизонтальные стальные (РВС/РГС) в том числе и в составе системы коммерческого учёта нефти и нефтепродуктов (СКУ НП).

При эксплуатации СКУ НП Общество несёт затраты на:

- поверку РВС 1 раз в 5 лет;
- измерение базовой высоты РВС 1 раз в год;
- поверку СИ из состава СКУ НП и самой СКУ НП 1 раз в год.

С целью исключения погрешности, связанной с косвенным методом статических измерений (по этому методу определяется масса нефтепродукта по его объёму и плотности) и сокращения эксплуатационных расходов, предлагаю применить для измерений массы продукта в резервуарах прямой динамический метод (что не противоречит требованиям НД) с применением счетчика-расходомера массового (СРМ).

В связи с подтверждённой высокой надёжностью СРМ считаю возможным обеспечить измерение расхода и учета массы продукта в резервуарах применением двух СРМ - одного рабочего и одного резервно-контрольного.

Необходимо измерительную линию с установленным в ней рабочим СРМ, оснастить запорной арматурой, позволяющей по алгоритму в автоматическом режиме, обеспечивать подачу продукта через СРМ как при приёме, так и при сливе продукта из РВС/РГС. Достаточно лишь с монитора АРМ выбрать соответствующий режим.

Простейший алгоритм, реализованный на промышленном контроллере типа FloBossS600, обеспечит проведение процедуры КМХ, поверки СРМ, учёт массы продукта в резервуаре:

$$МВ \text{ резервуаре} = \text{Мостаток} + М\text{подачи} - (М\text{слива} + М\text{потери})$$

Применение этой идеологии позволит не использовать РВС как СИ и исключить связанные с этим затраты. Применение уровнемера обеспечит защиты от несанкционированного отбора, разлива, перелива и упуска.

Результатом вышеуказанных исследований и разработок будет создание новой идеологии при проектировании СКУ НП на нефтебазах, снижение затрат, повышение точности учёта продукта.

ЧЕЛОВЕЧЕСКИЕ РЕСУРСЫ, ПЛАНИРОВАНИЕ, ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ В УСЛОВИЯХ РЫНОЧНОЙ ЭКОНОМИКИ

Чернявский Т.А.

ООО «Газпром добыча Уренгой»

21 век – век инноваций, передовых технологий и стремительного развития промышленности.

За последние 10 лет использование человеческих ресурсов существенно увеличилось.

На сегодняшний момент работник рассматривается в качестве одного из главных стратегических ресурсов компании.

Основной целью работы является получение образовательных услуг с помощью применения современных технологий в виде дистанционного обучения, а так же выделить потенциал трудовой активности работников, планирующих получать высшее образование для практического использования полученных знаний и достижения стабильно высоких результатов труда.

11 марта 2012 года в России вступил в силу ФЗ «О внесении изменений в закон РФ. Об образовании» в части применения электронного обучения, дистанционных образовательных технологий.

На основании проведенного анализа выявлено, экономическое преимущество дистанционного обучения.

Автором предлагается в рекомендательном порядке информировать работников о востребованных специальностях с целью поступления и дальнейшего практического использования полученных знаний на предприятии.

Только по самым грубым оценкам усвоения знания с помощью информационных и коммуникационных технологий на 40-60 % быстрее в единицу времени, чем при применении обычных технологий.

Внедрение и применение новых технологий в сфере образования специалистов Общества становится все более актуальной задачей.

ПРИОРИТЕТНЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО СЕКТОРА РОССИИ

Ширко Е.И., Халова Г.О.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Самым важным для компаний топливно – энергетического сектора, а также для государств, где топливная промышленность это одна из лидирующих и главных по статье дохода в бюджет, является анализ мировых рынков энергоресурсов и новые тенденции развития на них. С целью предугадывать будущие изменения и являться их законодателем.

В мировом масштабе главными факторами, которые влияют на энергопотребление являются геополитические отношения, экономическая ситуация в странах и экологические нормы.

Экономическая ситуация сильно влияет на уровни цен энергоносителей. Важным является темп роста экономики, демографическое и социальное положение в странах. Необходимо понимать какие сектора экономики больше всего влияют на формирование бюджета, а соответственно, каким видам источников энергии отдаются предпочтения.

Степень развитости стран и динамика роста экономики влияют на цену энергоносителей и на тенденции в выборе энергоресурсов. Одной из главных тенденций является появление политики энергоэффективности и энергосбережения в развитых странах. Для стран поставляющих энергоресурсы важным является снижение затрат на добычу, таким образом они могут вливать больше инвестиций в производство.

Так как мировой спрос на электроэнергию растет, и преимущественно ее производят не из нефти и газа, то целесообразно задуматься о тех путях, которые могли бы обеспечить надежные поставки топлива.

В такой ситуации для российских компаний приоритетным направлением будет совместная разработка с автоконcernами и государством программ по увеличению автомобилей использующих в качестве топлива газ.

Второе направление – развивать нефтепереработку. Это поспособствует поддержанию стабильной продажи нефти и развитию других отраслей в государстве.

Третий фактор – это диверсификация способов транспортировки углеводородных ресурсов. Это связано как с развитием технологий, которые удешевляют одни способы транспортировки по сравнению с другими, так и с геополитическими отношениями, в результате чего приходится искать новые способы поставки.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М. ГУБКИНА

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ЮБИЛЕЙНОЙ ДЕСЯТОЙ ВСЕРОССИЙСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ, СПЕЦИАЛИСТОВ И СТУДЕНТОВ

«Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика)

8 –11 октября 2013 г.

Секция 9 Развитие человеческих ресурсов в газовой отрасли

Москва
2013 г.

ИННОВАЦИОННЫЕ МЕХАНИЗМЫ ОТРАСЛЕВОЙ ПОДГОТОВКИ КАДРОВ ВЫСШЕЙ НАУЧНОЙ КВАЛИФИКАЦИИ ПРИ СОЗДАНИИ КОРПОРАТИВНОЙ СИСТЕМЫ НЕПРЕРЫВНОГО ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ОБРАЗОВАНИЯ

Алексеевичева Ю.В.

ООО «Научно-исследовательский институт транспорта нефти и
нефтепродуктов»

Одной из базовых задач государства при решении вопросов развития науки является поиск и подготовка высококвалифицированных кадров, ученых, занимающих лидирующие позиции в определенной области наук, способных организовывать и проводить серьезные и актуальные исследования, формируя при этом эффективные трудовые коллективы. Изменение конкурентной среды в российской экономике, являясь также следствием увеличения инновационной составляющей в научно-технической сфере и высшем профессиональном образовании, влечет за собой и усиление конкуренции среди научных школ и отдельных исследователей.

В этой связи, нельзя не отметить те положительные сдвиги, которые происходят на примере некоторых передовых отраслевых компаний в данном исследовании области. Так, сегодня система нефтепроводного транспорта является одним из главных элементов российской экономики, и в лице её главного представителя - ОАО «АК «Транснефть» осуществляет координацию функционирования всей системы магистральных нефтепроводов России, формирует единую научно-техническую, инновационную, кадровую, инвестиционную и финансовую политику в области нефте- и продуктопроводного транспорта страны.

Исторически научно-технические проблемы трубопроводного транспорта решались инженерно-проектными и научно-исследовательскими институтами, сыгравшими значительную роль в развитии научно-технического прогресса нефтепроводной отрасли, где ведущая роль принадлежит головной отраслевой научной организации – ООО «НИИ ТНН», которая сегодня выступает как единый научный национальный центр для координации и организации научных работ по разработке новых технологий и оборудования для нефтепроводной отрасли. Именно поэтому актуальность повышения её качественного и высококвалифицированного кадрового обеспечения для отраслевого развития не подвергается сомнению.

Таким образом, на основании отмеченных автором в исследовании выводов, общее падение эффективности в системе подготовки кадров высшей научной квалификации вызвано факторами снижения научно-технического потенциала. Проведённый автором научного исследования анализ состояния кадров высшей квалификации как в целом по стране, так и на примере конкретных отраслевых научных организаций привёл к выводу, что в России продукт интеллектуального научного труда не находит должной реализации, для чего особо значимыми становятся эффективные разработки в профессиональном развитии.

МЕТОДЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ МОЛОДЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ: ФОРМИРОВАНИЕ УПРАВЛЕНЧЕСКОЙ КОМАНДЫ

Арсланалиева М.А.

ООО «Газпром трансгаз Махачкала»

Для современной управленческой и производственной деятельности большое значение имеют присущие человеку психологические ресурсы и возможности. Эффективное использование которых, помогает активизировать поведенческую деятельность людей и целых коллективов, в целях получения оптимальных для управления предприятием, производства и государства полезных результатов. Одним из методов повышения эффективности управленческой деятельности является формирование управленческой команды.

В настоящее время основной проблемой является отсутствие разработанной технологии и методологии по формированию управленческих групп на каждом этапе формирования команды.

Процесс формирования эффективной команды состоит из нескольких этапов:

1. Оценка психологического климата в коллективе, взаимоотношений между сотрудниками.
2. Оценка работы персонала предприятия и выявление неформальных лидеров.
3. Формирование команды, путем определения позиции каждого участника в общей структуре.
4. Обучение команды методам групповой работы, направленных на «ломку льда в коллективе», которое включает проведение семинаров и тренингов с группой. Прогнозирование.
5. Планирование. Намечаются пути решения поставленных проблем и способы достижения определенных целей и задач.

При создании управленческой команды являются необходимыми: - четко определенная политика карьерного роста (объективные критерии оценки работы персонала); - построение внутренних коммуникаций (каждый сотрудник должен быть в курсе основных вопросов, касающихся деятельности фирмы); - создание условий для здорового соперничества (необходимо заинтересовать персонал в работе).

Формирование управленческой команды построено на системном подходе, который основан на следующих принципах:

- 1) Общность ценностей.
- 2) Ориентация на долгосрочный период.
- 3) Мобильность (гибкость). Для эффективной работы команды необходим поиск проблем и выявление причин не эффективной работы.

СОЦИАЛЬНО-ПСИХОЛОГИЧЕСКИЙ КЛИМАТ КАК НЕОТЪЕМЛЕМАЯ ЧАСТЬ ТРУДОВОГО ПРОЦЕССА В КОЛЛЕКТИВЕ

Бойчук Е.Н., Хазанов В.Е.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Процесс взаимодействия человека и организации двухсторонний, и каждый человек, приходя в организацию, привносит в нее что-то свое, немного видоизменяет ее, сам, в свою очередь, адаптируясь к царящему в ней климату и психологическому настрою. Особенности социально-психологического климата в подразделениях влияют на производственные, социальные и психологические процессы в конкретном подразделении и во всей организации. С уверенностью можно утверждать, что социально-психологический климат в отдельных подразделениях во многом определяет производственные успехи организации и ее положение на рынке. Поэтому диагностика и формирование позитивного социально-психологического климата во всех подразделениях организации - насущная задача каждого кадровика.

Благоприятный социально-психологический климат повышает трудоспособность людей, стимулирует все виды активности, улучшает настроение и самочувствие. Его характеризуют следующие признаки:

- Доверие и высокая требовательность членов коллектива друг к другу.
- Доброжелательная и деловая критика.
- Свободное выражение мнения при обсуждении общеколлективных проблем.
- Отсутствие давления руководителя на подчиненных и признание за ним права принимать значимые для группы решения.
- Достаточная информированность членов коллектива о его задачах и текущем состоянии дел.
- Удовлетворенность принадлежностью.
- Высокая степень эмоциональной включенности и взаимопомощи в ситуациях состояния фрустрации у кого-либо из членов коллектива.
- Принятие на себя ответственности за состояние дел каждым членом коллектива.

То есть из вышеперечисленного можно выделить два основных элемента: отношение людей к совместной деятельности (в частности к трудовой) и отношение друг к другу (как по вертикали, так и по горизонтали).

Оптимальное управление деятельностью и социально-психологического климата в любом трудовом коллективе требует специальных знаний и умений от руководящего состава. В качестве специальных мер применяются: научно обоснованный подбор, обучение и периодическая аттестация руководящих кадров; комплектование первичных коллективов с учетом фактора психологической совместимости; применение социально-психологических методов, способствующих выработке у членов коллектива навыков эффективного взаимопонимания и взаимодействия.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД ПРИ ФОРМИРОВАНИИ ПОЛИТИКИ В ОБЛАСТИ МОТИВАЦИИ ПЕРСОНАЛА

Будзинская О.В.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время, когда бизнес, экономика динамично развиваются и подвержена переменам, руководству компаний приходится решать множество вопросов, в том числе таких как: как правильно поставить и достигнуть стратегические цели, как привлечь и удержать ценных сотрудников, а также как повысить их производительность труда и оценить их результативность. Решение всех этих вопросов связано с человеческим фактором, а значит формирование эффективной политики в области мотивации и оплаты труда персонала приобретает стратегическую важность.

На протяжении всего жизненного цикла организации руководство пытается найти наиболее эффективный способ мотивации персонала. В настоящее время многие российские компании разрабатывают новую систему оплаты труда или пытаются модернизировать уже применяемую с новыми элементами, стимулирующими сотрудников на выполнение стратегических целей организации. Наибольшее распространение получило формирование переменной части оплаты труда. Популярными в настоящее время инструментами являются разработка переменной части оплаты труда на основе ключевых показателей эффективности. Применение этой системы способствует достижению стратегических целей организации и позволяет очертить зону ответственности каждого отдельного сотрудника. Многие компании уже работают по этой системе, например, такие как ОАО «Газпром», Вимм Билль Дам, Рольф и т.д. Другими распространенными способами в области повышения эффективности деятельности персонала, следовательно, и организации в целом, является формирование системы грейдов с помощью балльно-факторной оценки должностей, метода МВО управления по целям и BSC системы сбалансированных показателей. Каждый из перечисленных инструментов обладает как плюсами, так и имеет свои подводные камни. Однако, опыт их внедрения в организации с различными областями деятельности являются доказательством их эффективности. Другим распространенным инструментом в области повышения эффективности деятельности персонала является формирование долгосрочных выплат, которые включают в себя опционы и акции, что получило популярность за рубежом и в меньшей степени применяется в российских компаниях.

Распространенное заблуждение руководителей является недооценка нематериальной составляющей в области мотивации персонала. Таким образом, при формировании политики в области мотивации и оплаты труда персонала необходимо применять комплексный подход для построения эффективной сбалансированной системы мотивации.

ПРОБЛЕМЫ И РЕШЕНИЯ НА ПУТИ РАЗВИТИЯ ЧЕЛОВЕЧЕСКИХ РЕСУРСОВ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Бухарин П.С.

ДООО ЦКБН ОАО «Газпром»

В развитых странах мира в конце 1990-х годов в развитие человеческих ресурсов вкладывалось около 70 % всех средств, а в физический — только около 30 %. Причем, основную долю инвестиций в передовых странах мира осуществляет государство. И именно в этом состоит одна из его важнейших функций в части государственного регулирования экономики.

В настоящее время на базе теории и практики человеческих ресурсов формируется и совершенствуется успешная парадигма развития США и ведущих европейских стран. На основе этой теории, отставшая было, Швеция модернизировала свою экономику и вернула в 2000-х годах лидерские позиции в мировой экономике.

В Российской Федерации на сегодняшний день объем научно-исследовательских и опытно-конструкторских работ (НИОКР) составляет – 0,3% от валовой выручки. Для сравнения, в таких странах как Германия, этот показатель находится на уровне 69,7%, в Ирландии – 56,7%. Несмотря на такие низкие показатели и практически полное отсутствие желания менять ситуацию, развитие человеческих ресурсов является ключевой составляющей.

Конечно, мы можем говорить, что программы такого рода существуют в российских газовых компаниях, они успешно реализуются и приносят свои плоды. Это действительно так, если бы не единственный недостаток – отсутствие какого-либо результата на мировом рынке в рамках развития человеческих ресурсов, и как следствие отсутствие инноваций, которые тянут за собой технологии.

При более детальном рассмотрении политики в области человеческих ресурсов, можно разглядеть отсутствие должного внимания к этой области, как руководства больших компаний, так и политических деятелей.

Тем не менее, сегодня многие руководители, активно меняют свои ориентиры и более пристально всматриваются в иностранные компании: заключают партнерские соглашения, активно сотрудничают по актуальным проектам, а также пытаются закрепить свои позиции на долгосрочной перспективе. Такой тренд безусловно имеет огромный потенциал, особенно если не упускать из виду простой факт: человеческий ресурс — главный фактор формирования и развития инновационной экономики и экономики знаний, как следующего высшего этапа развития.

КЛЮЧЕВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ МОЛОДЕЖНОЙ ПОЛИТИКИ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ЯМБУРГ» КАК ОСНОВА УСТОЙЧИВОГО РАЗВИТИЯ ПРЕДПРИЯТИЯ

Гайдукова А.А.

ООО «Газпром добыча Ямбург»

Реализация стратегических целей ООО «Газпром добыча Ямбург» не представляется возможной без широкого вовлечения в данный процесс молодого поколения. Системная работа с молодежью, развитие инициативы и потенциала повышает эффективность предприятия в целом. И от того, насколько включится каждый принятый молодой работник в команду ООО «Газпром добыча Ямбург», во многом зависит развитие всего Общества в целом.

Молодые специалисты - это самая подвижная и активная часть коллектива, которая подпитывает своей энергией, инициативой, новыми идеями предприятие. Молодые работники Общества подают рационализаторские предложения, внедрение которых в практику позволяет говорить о реализации принципов устойчивого развития газодобывающей компании. По итогам 2012 года было подано 177 рационализаторских предложений с общим экономическим эффектом от внедрения более 12 млн. руб.

В тоже время, основополагающей целью молодежной политики является развитие инициативы и активности молодого работника в целом. Именно внутренняя потребность в самореализации является тем самым двигателем в совершенствовании способностей и талантов, которые составляют основу потенциала личности. Мы направляем эти потребности на благо Общества. Молодые работники активно принимают участие в реализации проектов компании. Например, в рамках кадровой программы «Я выбираю специальность!», помогают школьникам сделать правильный шаг: освоить интересную, перспективную, востребованную профессию. В контексте проекта, молодежь «Газпром добыча Ямбург» является связующим звеном, между подрастающим поколением газодобытчиков и опытными наставниками.

С 2003 года, в компании функционирует Совет молодых специалистов и ученых, который представляет собой некую «тренировочную базу» для повышения трудовой и деловой активности молодых специалистов, формирования целостной системы поддержки обладающей лидерскими навыками, инициативной и талантливой молодёжи, содействия реализации проектов молодых ученых. Вливаясь в ряды Совета, молодежь включается в командную деятельность, быстрее адаптируется на предприятии за счет общения и обмена опытом с другими членами организации, приобретает профессиональные знания, овладевает навыками и мастерством работы, развивается в коллективе.

МОТИВАЦИОННЫЕ МЕХАНИЗМЫ ИДЕНТИФИКАЦИИ ЦЕЛЕЙ СОТРУДНИКОВ С ЦЕЛЯМИ ОРГАНИЗАЦИИ

Герасимова И.В.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Идентификация – это компонент организационной приверженности, процесс осознания организационных целей и принятие их как своих собственных. Каждый сотрудник принадлежит к определенным группам и идентифицируя себя с этими группами удовлетворяет определенные потребности. Если организация не развивает и не стимулирует идентификацию сотрудников, «фокус» перемещается на такие цели сотрудников, которые не всегда связаны с организацией. Это снижает степень достижения и реализации организационных целей. Идентификация положительно влияет на отдельного сотрудника и на организацию в целом. Сотрудники, больше идентифицирующие себя с организацией, реже испытывают стресс, чувствуют себя более здоровыми и удовлетворенными. Идентификация с организацией и чувство причастности к группе важны для удовлетворения потребностей сотрудников.

Система мотивации и стимулирования на предприятии выступает в качестве мощного инструмента для идентификации целей сотрудников с целями организации. Но для успешного использования этого инструмента необходима детальная и пошаговая разработка комплекса мотивационных мероприятий для каждого уровня иерархии потребностей, мотивов и целей сотрудников.

Идентификация целей возможна на пяти взаимосвязанных уровнях, соответственно пяти уровням индивидуальной и групповой мотивации и пяти стратам целей организации. В любом обществе можно выделить три основные цели, которые определяют деятельность человека - материальное благополучие, власть, слава; творчество, знания; духовный рост.

Автор классифицирует все цели сотрудников соответственно имеющимся активизированным потребностям и выделяет, таким образом, пять групп целей: цели достижения комфорта, цели обеспечения прочного положения; цели установления межличностных отношений; цели получения признания, статуса, власти; цели творчества и роста.

Проводя параллели между индивидуальными и организационными целями, можно утверждать следующее: достигая личные цели на каждом уровне иерархии сотрудник способствует достижению операционных задач, оперативных целей, тактических целей, стратегических целей и, как результат, миссии организации. Комплекс мотивационных мероприятий включает в себя различные факторы и разделен на пять уровней соответственно пяти уровням идентификации.

МОТИВАЦИЯ КАК ОБЪЕКТ ЦЕЛЕПОЛАГАНИЯ

Герасимова И.В.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Одной из базовых процессуальных теорий мотивации является теория постановки целей, разработанная Эдвином Локком совместно с Гарри Латемом. Основные положения данной теории отражены в работе «О теории мотивирования и стимулирования целями». В основе теории постановки целей лежит положение, что поведение человека определяется теми целями, которые он ставит перед собой, так как для достижения поставленных целей он и осуществляет определенные действия. Постановка целей – сознательный процесс, а осознанные цели и намерения – это то, что лежит в основе определения поведения человека.

Таким образом, для того, чтобы цель мотивировала человека на выполнение определенного задания, она должна обладать неким мотивирующим потенциалом. Цель должна иметь следующие характеристики: сложность, конкретность, достижимость, выгодность, справедливость, безопасность, реалистичность, ясность, гибкость, измеримость, возможность обратной связи, совместимость (отсутствие противоречий с целями сотрудников). Кроме того, важна правильная формулировка цели.

Практическое применение данной теории вылилось в концепцию управления по целям (management by objectives или МВО). Смысл данной концепции заключается в вовлеченности всего персонала компании в процессы постановки и достижения целей. Цели являются исходной точкой планирования; цели лежат в основе построения организационных отношений; на целях базируется система мотивирования и стимулирования, используемая в организации; наконец, цели являются точкой отсчета в процессе контроля и оценки результатов труда отдельных работников, подразделений и организации в целом.

Концепция МВО кардинально изменила логику и менталитет бизнес-процессов. В 1950-е годы многие главы компаний концентрировались, в основном, на функциях и процессах, тогда как Друкер утверждал, что управление нужно начинать с разработки целей – глобальных и частных, и лишь потом переходить к детализации конкретных и долгосрочных задач.

Правильное использование системы управления по целям позволяет компании рассчитывать на целый ряд выгод. Во-первых, концентрация усилий менеджеров и работников на корпоративных целях способствует повышению вероятности их достижения; во-вторых, улучшаются показатели деятельности компании, так как работники заинтересованы в достижении целей; в третьих, участие сотрудников в процессе постановки целей и распоряжении ресурсами благоприятствует повышению мотивации; в четвертых, цели низших уровней при соответствии целям компании способствуют их достижению.

КОМПЕТЕНТНОСТНЫЙ ПОХОД В УПРАВЛЕНИИ ПЕРСОНАЛОМ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ОРЕНБУРГ»

Годяцкая Ю.А.

ООО «Газпром добыча Оренбург»

Компетентностный подход как инструмент управления персоналом дает четкое определение профессиональных и поведенческих требований, предъявляемых к работнику в зависимости от его руководящего уровня, профессии, занимаемой должности и выполняемых задач, выступает на сегодняшний момент основным социальным заказом предприятий, серьезно занимающихся кадровым отбором и управлением персонала.

Компетентностный подход как социальный заказ родился из-за ряда проблем, с которыми сталкиваются специалисты по кадрам в управлении персоналом.

1. Отсутствие единых требований, единых существенных критериев к отбору сотрудников.

В структурных подразделениях отбор кадров происходит путем собеседования сотрудника кадровой службы с кандидатом на вакантную должность. Причем решение о соответствии кандидата вакантной должности принимается специалистом по кадрам на основе субъективных ощущений «нравится или не нравится». Специалистов, успешно использующих собственный опыт и интуицию, – единицы.

2. Отсутствие эффективной модели расстановки кадров.

В Обществе не созданы единые критерии для определения наиболее эффективных работников предприятия при приеме, перемещении и переводах. Зачастую переводы происходят по согласованию с непосредственным руководителем, и вся ответственность за эффективную расстановку кадров ложится на его плечи и напрямую зависит от его субъективного мнения, личного отношения и компетентности. Компетентностный подход дает критерии оценки не только в зависимости от вида профессии, но и руководящего уровня.

3. Отсутствие предметного обучения и развития персонала.

Компетентностный подход позволяет выявить слабые стороны и компетенции сотрудников и помогает кадровикам осуществлять предметное обучение для развития именно этих компетенций.

В 2012 году ООО «Газпром добыча Оренбург» начала разработку компетентностного подхода.

Цель – создание собственной корпоративной модели компетенций для всех должностей Общества.

Задачи:

1. Разработать модель компетенций.
2. Разработать компьютерную программу оценки компетенций.
3. Провести апробирование компьютерной программы оценки компетенций.

**РАЗРАБОТКА АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ОЦЕНКИ
ПРОФЕССИОНАЛЬНО ВАЖНЫХ КАЧЕСТВ РАБОТНИКОВ,
УЧАСТВУЮЩИХ В ЛОКАЛИЗАЦИИ И ЛИКВИДАЦИИ АВАРИЙ
НА ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТАХ
ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ ЮГОРСК»**

Гуськов М.А., Волохина А.Т.
РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

В целях обеспечения готовности к действиям по локализации и ликвидации последствий аварии организация, эксплуатирующая опасный производственный объект (далее ОПО), обязана разрабатывать план ликвидации аварийных ситуаций (далее ПЛАС). В соответствии с ПЛАС, работники ОПО обязаны участвовать в проведении ежемесячных противоаварийных тренировках. 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 (далее оперативный персонал).

В данной работе объектом исследования был оперативный персонал филиалов ООО «Газпром трансгаз Югорск». На основании результатов тестирования 586 работников ООО «Газпром трансгаз Югорск» с помощью экспертно-аналитического метода многомерного шкалирования 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.
- 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 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».

СИСТЕМА ПРЕМИРОВАНИЯ ПЕРСОНАЛА ПРЕДПРИЯТИЙ НА ПРИМЕРЕ ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-ЦЕНТР»

Денисов Д.С., Исламгалиева Е.Р.

ЗАО «Газпромнефть-Северо-Запад», РГУ нефти и газа имени
И.М. Губкина

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.

ОБУЧЕНИЕ КАДРОВ КАК ВАЖНЕЙШИЙ РЕСУРС ПРИ КОНКУРЕНЦИИ

Джигоева Ф.А., Попадько М.В.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина, ОАО «Газпром промгаз»

Спецификой российского рынка являются быстрые и частые изменения внешних и внутренних условий функционирования организаций, поэтому развитие системы профессионального обучения в организации определяет не только успешность ее развития, но и выживаемость.

Ускоренное развитие научно-технического прогресса и быстрое устаревание профессиональных знаний, умений и навыков являются не единственными факторами, определяющими значительно возросшую роль профессионального обучения — оно помогает организации соответствовать требованиям рынка.

Опыт развития стран с эффективной рыночной экономикой убедительно показывает, что наиболее устойчивой базой конкурентоспособности является развитие в организациях систем качества и продуктивности, основанных на высокой профессиональной квалификации работников, мотивации и вовлеченности их в решение проблем совершенствования производства, ориентации на конечные результаты, восприимчивости к изменениям. Побуждение работников поддерживать, совершенствовать и модифицировать свои знания, умения и навыки в течение всей трудовой жизни работника, ориентация его на профессиональное обучение и повышение квалификации является ключевым инструментом достижения стабильности экономического положения предприятий, повышения социально-экономического уровня каждого отдельного работника и страны в целом.

Реальная ситуация в отношении профессионального обучения, сложившаяся в российских организациях не отвечает современным требованиям экономики. Организации не уделяют необходимого внимания подготовке и переподготовке специалистов, ссылаясь при этом на нехватку средств для обучения, другие считают, что рынок труда располагает достаточным количеством уже подготовленных профессионалов. Однако для выпуска продукции и услуг конкурентоспособного качества необходимы профессионалы, имеющие специальные знания, умения и навыки, учитывающие специфику производства и постоянно их совершенствующие.

Обучение персонала является важнейшим фактором формирования профессиональных компетенций работников и успешной деятельности организаций. Поэтому в настоящее время профессиональное обучение персонала рассматривают как инновационный ресурс организаций. Основной его целью является формирование личности, активно, компетентно и эффективно участвующей в экономической, социальной и личной жизни.

Современные тенденции глобализации, постоянно и быстро изменяющиеся виды продукции и способы их производства, доказывают, что устойчивое преимущество организации может заключаться в способности работников организации эффективно обучаться, аккумулировать и распространять знания, умения и навыки.

ЭВОЛЮЦИЯ ПАРАДИГМЫ РИСК-МЕНЕДЖМЕНТА

Зубарева А.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Стабильность развития бизнеса и повышение эффективности управления невозможны без активного использования риск-менеджмента, как составной части системы управления предприятием вне зависимости от его масштабов и специфики производства или предоставления услуг.

За последние годы претерпели изменения взгляды и подходы на проблемы и методики их решения в области управления риском. До последнего времени существовало две парадигмы риск-менеджмента. Первая парадигма подразумевала применение организациями системы риск-менеджмента фрагментарно, эпизодически, в ограниченном направлении и предусматривала рассмотрение каждого риска в отдельности. Как следствие этого, оценки рисков, которые проводились, имели разнородный характер, что не позволяло их сопоставить друг с другом.

Для устранения указанных недостатков появилась необходимость разработки новой модели риск-менеджмента, рассматривающей все риски организации интегрировано и расширенно в рамках всей организации. Такой подход объединил стратегии, процессы, людей, технологии, навыки оценки и управления рисками, обеспечил предупреждение или минимизацию последствий рисков более эффективно, чем фрагментарный подход. Переход к новой модели риск-менеджмента явился серьезным достижением западной теоретической и управленческой мысли.

Однако, ни первая, ни вторая парадигма не учитывают «человеческий фактор», прямо или опосредованно определяющий неуспех, и являющийся причиной этого неуспеха во всех областях и на всех этапах деятельности предприятий (финансовые операции, технические и технологические инновации, межличностные отношения и др.). Отечественные ученые пришли к выводу о необходимости формирования человековедческой теории риска. Суть третьей парадигмы риск-менеджмента сводится к тому, чтобы рассматривать все рискованные ситуации как следствие поведения, действий/бездействия и деятельности/бездеятельности людей. При этом, в одних случаях (технологии производства, финансовая сфера) связь «люди-рисковые события» является чрезвычайно плотной (непрерывной), в других (например, наводнения) - опосредованной, многоступенчатой, дискретной.

Текущие направления развития менеджмента, в частности, риск-менеджмент и менеджмент знаний, указывают на актуальность данного подхода и целесообразность дальнейшей разработки «гуманистической» парадигмы риск-менеджмента, основанной на признании ключевой роли человека в рискованных событиях.

СОВРЕМЕННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ФОРМИРОВАНИЯ СИСТЕМЫ МОТИВАЦИИ И СТИМУЛИРОВАНИЯ

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 (KPI). 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 KPI 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 KPI 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.

ФОРМИРОВАНИЕ СПЕЦИАЛИСТОВ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Ишоев Ю.А.

ЗАО «Ямалгазинвест»

Говоря простым языком человеческий ресурс – это имеющийся у каждого из нас запас знаний, навыков, мотиваций. Отталкиваясь от данного определения, следует отметить, что большую часть профессиональных знаний специалист газовой отрасли, как и других отраслей, получает в высшем учебном заведении. По всей стране более тридцати государственных ВУЗов осуществляющие подготовку специалистов нефтегазовой отрасли.

В России главной кузницей специалистов нефтегазовой сферы является Российский Государственный Университет нефти и газа имени И.М. Губкина. Более восьмидесяти лет РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина выпускает дипломированных специалистов, которые в дальнейшем используя приобретенные знания, достигают больших вершин, становясь руководителями предприятий газовой отрасли РФ.

Выпуская более десяти тысяч дипломированных специалистов в год РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина дает основу развития человеческого ресурса газовой отрасли.

Наша страна является одним из лидеров в мировой газовой отрасли. Лидером отрасли в России является компания ОАО «Газпром» основные направления деятельности – геологоразведка, добыча, транспортировка, хранение, переработка, и реализация газа и газового конденсата.

Взяв за пример группу компаний «Газпром» мы с большой долей вероятности можем говорить в развитии человеческих ресурсов всей газовой отрасли РФ. Так как в группу «Газпром» входит более чем ста дочерних обществ. Списочная численность работников данных обществ составляет более 430 тыс. человек и с каждым годом данный показатель растет.

Работники «Газпрома» постоянно повышают квалификацию и проходят курсы профессиональной переподготовки руководителей. В среднем треть сотрудников Группы «Газпром» каждый год проходят профессиональную переподготовку и повышение квалификации. Используемые подходы к подготовке и переподготовке кадров позволяют эффективно управлять знаниями персонала и формировать кадровый потенциал, способный обеспечить достижения целей инновационного развития.

Масштабные проекты по освоению газовых ресурсов полуострова Ямал, арктического шельфа, Восточной Сибири и Дальнего востока говорят о постоянном развитии газовой отрасли РФ. Развитие человеческого ресурса в активно развивающейся отрасли неизбежно и должно соответствовать запрашивающим требованиям.

ВНЕДРЕНИЕ ФЕДЕРАЛЬНЫХ ГОСУДАРСТВЕННЫХ ОБРАЗОВАТЕЛЬНЫХ СТАНДАРТОВ КАК ФАКТОР РАЗВИТИЯ КАДРОВОГО РЕЗЕРВА ОТРАСЛИ

Коробейникова Т.В., Отс М.В.

НОУ СПО «Новоуренгойский техникум газовой промышленности» ОАО
«Газпром»

В настоящее время одной из необходимых составляющих политики управления персоналом любой организации является формирование кадрового резерва. К этому привела объективная необходимость, а именно дефицит кадров соответствующей квалификации, компетентных в конкретной области профессиональной деятельности, эффективно решающих профессиональные задачи, а также увеличение сотрудников пенсионного возраста среди менеджеров среднего звена, специалистов и представителей рабочих специальностей.

Одним из путей решения данной задачи является модернизация системы профессионального образования, регламентирующая новую структуру подготовки кадров. Внедрение Федеральных образовательных стандартов среднего профессионального образования третьего поколения (ФГОС) позволяет перейти к новой идеологии, основанной на модульно – компетентностном подходе. Именно модульное обучение в процессе реальной деятельности на основе интеграции теории и практики использует единый системный подход для освоения компетенций.

Следует отметить, что реализация компетентностного подхода в образовании требует принципиального изменения позиции преподавателя. Он перестает быть вместе с учебником носителем «объективного знания», которое стремится передать обучающемуся. Педагог в условиях реализации ФГОС, должен обладать способностями спроектировать учебную деятельность студента по развитию общих и профессиональных компетенций с учетом выдвигаемых на сегодняшний день требований от социума. На такую проблему профессионального образования как старение педагогических кадров обратила внимание директор Департамента государственной политики в сфере подготовки рабочих кадров и ДПО Минобрнауки России Н.М.Золотарева в своем выступлении на VII Съезде Союза директоров средних специальных учебных заведений России. Для решения данной проблемы разработана программа стажировок преподавателей с целью приближения образовательного процесса к реалиям производства.

Подводя итог вышеизложенному, можно сделать выводы, что в рамках реализации ФГОС возможно решение задач для формирования кадрового потенциала отрасли.

**ОБУЧАЮЩИЙ ВИДЕОМАТЕРИАЛ ДЛЯ РАБОТНИКОВ ЛПУМГ
ПО ПРОВЕРКЕ РАБОТОСПОСОБНОСТИ РЕЗЕРВНОЙ НИТКИ
РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА НА ГРС И ЕЕ НАСТРОЙКЕ НА
ВЫХОДНОЕ РАБОЧЕЕ ДАВЛЕНИЕ ГАЗА, КАК ПРИМЕР
ВЫПОЛНЕНИЯ ВИДЕОИНСТРУКЦИЙ СИЛАМИ
СМОЛЕНСКОГО ЛПУМГ**

Кудинов А.А.

ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» Смоленское ЛПУМГ

Одним из актуальных для Общества видов повышения квалификации рабочих кадров является Техническая учеба, которая обеспечивает непрерывность обучения, рациональное сочетание последовательности роста квалификации, расширение технических знаний по обслуживанию технологического оборудования и в области охраны труда, улучшение качества работ, повышение взаимодействия персонала, а также подготовку персонала к проверке знаний.

В формировании трудовых практических умений решающее значение имеет структура учебного материала. Во время обучения зачастую не все можно описать словами и показать на картинке, и в этой ситуации идеальным помощником становится видеофильм. Именно видеофильм дает возможность наглядного представления об эксплуатируемом оборудовании, технологическом процессе, инцидентах, авариях и способах их устранения. Высокий эффект от использования видеоматериала неоспорим, т.к. в первую очередь у человека развито визуальное восприятие.

Достоинства видеоинструкций:

- повышение качества обучения;
- минимальные издержки на создание;
- экономия времени на обучение (30-40 мин. видео равносильно 4-5 часам лекции);
- имеют долгосрочную направленность (пока информация не потеряет своей актуальности);
- стандартизация обучения;
- возможность дистанционного обучения;
- возможность самообразования.

Вывод: видеоинструкции приобретают большую популярность и активно внедряются в обучающий процесс ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», что способствует более качественному усвоению материалов технической учебы и повышению знаний работников Общества. А высокая квалификация и качество знаний позволит достичь новых высот в достижении поставленных Обществом и государством целей.

КОМПЕТЕНТНОСТНЫЙ ПОДХОД В ОБУЧЕНИИ ПЕРСОНАЛА ОБЩЕСТВА С ПРИМЕНЕНИЕМ РЕЙТИНГОВОЙ ТЕХНОЛОГИИ ОЦЕНКИ

Лисенков Д.Н.

ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»

Учебно-производственный центр (УПЦ) – динамически развивающаяся организация сети корпоративных образовательных учреждений ОАО «ГАЗПРОМ», реализующая программы дополнительного профессионального образования.

Обучение персонала важный элемент системы управления человеческим ресурсом компании. Эффективность обучения может быть достигнута лишь в том случае, когда точно и объективно определены компетенции, какими должен обладать специалист по завершению обучения, и оптимально подобрана методология ими овладения.

Логически - самостоятельные модули, составляющие структуру учебного курса и являющиеся универсальными элементами учебных программ для смежных профессий, позволяют оптимизировать учебный процесс организации, а практическая направленность подготовки рабочего создает условия для гибкого и точного определения уровня овладения профессиональными умениями и навыками.

Применение рейтинговой технологии оценки в учебном процессе мотивируют самостоятельность обучающихся, активизируя его познавательную деятельность. Открытость и объективность результатов оценки текущей успеваемости, развивает навыки самоконтроля и самооценки в обучении.

Разработанные в Центре по подготовке кадров Положение о рейтинговой системе оценки и АРМ преподавателя с электронным журналом являются инструментами дифференцированно гибкой оценки результативности обучения, как по отдельным модулям, так и в целом по изучаемому курсу.

Единое информационное пространство Общества создает возможность анализа заинтересованными сторонами результатов обучения в Центре по подготовке кадров, корректируя вектор развития персонала на местах.

Интеграция образовательной деятельности учебного центра и филиалов, разработка Положения о рейтинговой системе оценки персонала ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород», в перспективе дает возможность построения единой рейтинговой системы оценки профессиональных компетенций рабочих и специалистов общества в целом.

Внедрение компетентностного подхода с рейтинговой системой оценки решает задачу повышения эффективности обучения и автоматизирует процесс управления человеческими ресурсами «Газпром трансгаз Нижний Новгород».

КОРПОРАТИВНАЯ «ДОРОЖНАЯ КАРТА» — ИННОВАЦИОННЫЙ МЕТОД УПРАВЛЕНИЯ ЗНАНИЯМИ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Матич Л.Ю.
НИУ ВШЭ

Системы планирования деятельности организаций являются одним из самых важных элементов управления в мировом бизнесе. Во всем мире компании, особенно международные корпорации, сталкиваются со все более напряженной международной конкуренцией. Меняются среда, обстоятельства, клиенты, продукты и цены, и менеджеры должны постоянно искать свой собственный способ выживания и достижения наилучших результатов. Корпоративная «дорожная карта» (corporate roadmapping), как правило, является частью корпоративного форсайта, которая способствует нахождению верных решений в отношении изменений среды, все больше усиливающих конкуренцию.

Благодаря «дорожным картам» компании, отрасли и страны выявляют наилучшие способы применения достижений науки и техники и, таким образом, повышают технологичность традиционных отраслей (нефтяной, газовой).

В Российской Федерации все больше организаций начинают осознавать выгоды от использования данного инструмента — «дорожных карт». Российские компании разрабатывают «дорожные карты» в рамках программ инновационного развития, Форсайтов или заказывают специальные исследования (Роснано, Ростехнологии, ФСК ЕЭС, Транснефть, Сибур). Разработка и применение корпоративной «дорожной карты» охватывает широкий диапазон деятельности, связанный с планированием, в том числе:

1. Научное планирование.
2. Технологическое планирование
3. Продуктовое планирование.
4. Планирование возможностей, интеграции, программ, процессов.
5. Долгосрочное планирование.
6. Стратегическое планирование.
7. Межфункциональный анализ.

Основная особенность использования метода создания «дорожной карты» состоит в том, что он способствует объединению определенных групп людей в компании (и вне ее) с целью выработки общего видения будущего в сферах, влияющих на их бизнес. Использование «дорожных карт» в стратегическом планировании должно быть основано на командной работе и интенсивном обмене информацией и знанием.

Кроме того, для того чтобы популярный и уже распространенный в зарубежных странах инструмент оказался действительно полезным для российских компаний и отраслей, необходимо уделять особое внимание интеграции «дорожной карты» в стратегию и систему принятия решений и, при необходимости, создавать соответствующую инфраструктуру и институциональную среду (специальные подразделения, органы, нормативно-правовые акты, повышение квалификации и др.).

РОЛЬ ЛИДЕРСТВА В УПРАВЛЕНИИ

Мироненкова Е.А., Симонова И.Ф.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Моя научная студенческая работа началась в прошлом году в рамках дисциплины Менеджмент. Предметом моего научного предпочтения стала тема “Роль лидерства в управлении”.

На первом этапе я изучила книги Ицкаха Калдерона Адизеса, посвященные этой тематике, являющиеся сегодня самыми актуальными и популярными в современной литературе. В работе рассмотрены проблемы авторитета, даны ответы на вопросы: Кто такой лидер? Может ли он быть идеальным? Рассмотрены 4 основных типа лидера: производитель, администратор, предприниматель и интегратор; стили их работы; ошибочные и оптимальные стили управления в конкретных условиях. Сделанный в прошлом году литературный отбор привел меня к необходимости найти ответы на следующие вопросы:

1. Основные методы общения лидера с людьми?
2. Как привлечь человека к пониманию образа мышления лидера?
3. Как развить уверенность в себе и добиться влияния на людей путем публичных выступлений?
4. Как перестать беспокоиться, справляться со стрессовыми ситуациями и приобрести душевный комфорт в рамках лидерства?

Для решения этих вопросов из многих современных популярных изданий я сделала подборку жизненных примеров о современных лидерах и секретах их успеха.

Тема этого исследования имеет большое значение в управлении современными компаниями, ибо только первоклассный руководитель-лидер может привести их к успеху и достижению поставленных целей компании.

В социальной психологии существует ряд методик, позволяющих выявлять лидерские качества человека. В качестве примера я приведу результаты опроса руководителей, находящихся в кадровом резерве одного из предприятий газовой промышленности по международному опроснику Кэттелла.

В моей работе сделаны выводы именно по результатам этого исследования.

**ПРАКТИЧЕСКИЕ АСПЕКТЫ РЕАЛИЗАЦИИ СИСТЕМЫ
КЛЮЧЕВЫХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ГАЗОТРАНСПОРТНОГО ОБЩЕСТВА НА ПРИМЕРЕ
ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ САМАРА»**

Самсонов В.В., Салатов Н.В.
ООО «Газпром трансгаз Самара»

Для совершенствования процесса принятия руководством Общества решений, а также в качестве инструмента контроля выполнения поставленных задач может выступать система ключевых показателей (КПЭ). Система КПЭ позволяет решать широкий спектр задач от комплексного анализа статистических бизнес данных и контроля операционной деятельности до стратегического управления с использованием современных методологий управления.

В ООО «Газпром трансгаз Самара» в настоящее время реализуется проект «Реализация системы ключевых показателей эффективности (КПЭ)». Целью проекта является разработка и внедрение автоматизированной системы КПЭ и создание аналитического модуля, что позволит обеспечить:

- оптимизацию трудозатрат в процессе сбора, обработки и анализа данных для системы ключевых показателей эффективности ООО «Газпром трансгаз Самара»;
- объективный подход к комплексной оценке работы центров ответственности различных уровней;
- координацию СКПЭ Общества со стратегическими целевыми показателями ОАО «Газпром»;
- замену действующей в Обществе Системы управления производственно-хозяйственной деятельностью, одним из свойств которой является субъективность выставляемых подразделениям оценок и отсутствие трехуровневой системы оценки деятельности;
- интеграции внедряемых в Обществе Системы целевой мотивации руководителей и специалистов и Системы ключевых показателей эффективности деятельности.

Результаты работы предлагается использовать в Обществе для повышения качества управления на всех организационных уровнях за счет оптимизации существующей системы управления ПХД на основе автоматизированной системы ключевых показателей эффективности, отвечающей требованиям к ИУС ОАО «Газпром» и интегрированной с системой ИУС П.

ОРГАНИЗАЦИОННАЯ КУЛЬТУРА — КЛЮЧЕВОЙ ФАКТОР В УПРАВЛЕНИИ ЗНАНИЯМИ

Сафина Е.Н.

ООО «РН-Эксплорейшн»

Создание соответствующей организационной культуры выступает первым условием успешности инициатив по управлению знаниями. В то же время сложившаяся на предприятии культура может служить и главным барьером на пути к этому.

На сегодняшний день в компаниях явно наблюдаются по крайней мере два подхода. В *первом случае* акцент делается на организации на предприятии профессиональных сообществ для создания знаний (практический подход), во *втором* — на собственно процессах работы со знаниями: создание, обмен, распространение и повторное использование в новых проектах (процессный подход).

Процессный подход предполагает кодификацию и формализацию знаний на основе формальных процедур обработки с помощью соответствующих технологий (интранет, хранилища данных, репозитории, инструментарий поддержки принятия решений, средства групповой работы). В таких компаниях разработаны специальные процедуры сбора, хранения и распространения явных знаний. Слабостью данного подхода, как отмечается, есть то, что он не очень эффективен, когда требуется «достать» неявные знания, а также то, что принуждает людей использовать фиксированные и подчас маловыразительные схемы.

Практический подход, в противоположность процессному, предполагает, что значительное количество знаний организации - неявные, поэтому жесткие и формальные процедуры фиксации знаний не годятся для передачи понимания. Здесь акцент делается скорее на построение в компании такого рабочего окружения или создания «сообществ практиков», где облегчаются процессы обмена знаниями и их усвоение. Сообщества выступают как неформальные группы людей, регулярно встречающиеся для обмена идеями и передовым опытом.

Большую популярность приобретает в последнее время **концепция управления индивидуальными знаниями (*Personal Knowledge Management*)**. Этот подход еще более сфокусирован на соответствующих условиях и окружении, необходимых специалисту для продуктивной работы. Исследования показывают, что работники знаний составляют 25-50% трудовых ресурсов развитых стран. Их опыт, практические и теоретические знания двигают компании к успеху.

Автор рекомендует искать более сбалансированный подход, учитывающий интересы и руководства, и работников знаний.

Выгоды компании здесь очевидны: имея **ответственных специалистов**, которые сотрудничают друг с другом и делятся своими знаниями, обучают других, быстрее внедряют инновации, предприятие становится более конкурентоспособным и гибким.

СИСТЕМА ДЕЛОВОЙ ОЦЕНКИ РУКОВОДЯЩИХ РАБОТНИКОВ ДОЧЕРНИХ И ЗАВИСИМЫХ ОБЩЕСТВ ООО «ГАЗПРОМ МЕЖРЕГИОНГАЗ»

Славинский А.Э.

ООО «Газпром межрегионгаз»

Трудно переоценить роль высших руководителей компании. Именно эти люди в значительной степени определяют направление и стратегию развития бизнеса, от них зависят результаты, которых достигнет организация. Система деловой оценки ООО «Газпром межрегионгаз» призвана определить готовность руководителя дочернего или зависимого общества (ДЗО) к эффективному осуществлению своей деятельности, вскрыть мотивационные факторы и соответствие личных ценностей руководителя с общекорпоративными ценностями ООО «Газпром межрегионгаз» и ОАО «Газпром».

Деловая оценка представляет собой комплекс формализованных мероприятий и процедур по определению эффективности деятельности руководителя ДЗО. Оценка осуществляется согласно заданным показателям с автоматизированной обработкой информации и формированием рекомендаций руководству Общества для принятия дальнейших управленческих решений. Оценка подразумевает наличие системы показателей и оценочной шкалы, с помощью которых оцениваются результативность руководителей ДЗО, их знания, навыки, факторы мотивации и личностные ценности. В общей сложности руководители оцениваются по 48-ми индикаторам.

Процедура оценки включает следующие методы: анкетирование, интервью (собеседование), тестирование, кейс, проект, деловая игра и самоотчет. Оценка проводится с использованием различных коммуникационных каналов: электронная почта, дистанционная оценка в режиме видеоконференции, компьютерное тестирование и личное живое общение с экспертами оценочной комиссии.

Итогом деловой оценки является выявление соответствия деловых и личностных качеств оцениваемых специфике занимаемой (рекомендуемой) должности, определение факторов личностной мотивации, профессионально-управленческих ролей оцениваемых (предприниматель, организатор, администратор, лидер), а также проблемных зон. По результатам оценки формируется индивидуальная программа развития (ИПР).

Хочется отметить, что все вопросы, связанные с разработкой системы, а также организационно-подготовительная и методическая работа по оценке руководителей ДЗО проводилась и проводится силами сотрудников Управления по работе с персоналом ООО «Газпром межрегионгаз».

МОДЕЛЬ УПРАВЛЕНИЯ РАЦПРЕДЛОЖЕНИЯМИ И ОБЪЕКТАМИ ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНОЙ СОБСТВЕННОСТИ

Солодов В.А.

ООО «Газпром переработка»

Увеличение объектов интеллектуальной собственности (далее - ОИС), находящихся на балансе компаний Группы Газпром, является одним из ключевых показателей «Программы инновационного развития ОАО «Газпром» до 2020 года» (далее - Программа), в связи с чем совершенствование и развитие изобретательской и рационализаторской деятельности (далее - интеллектуальная деятельность) в ООО «Газпром переработка» (далее - Общество) является актуальной задачей.

Основными целями совершенствования и развития интеллектуальной деятельности являются вовлечение персонала в процесс подачи предложений и заявок на ОИС, а также рост экономической эффективности от их использования. Достигнуть поставленных целей возможно, создав модель управления рацпредложениями и ОИС (далее – Модель), которая позволит упростить процедуру подачи, рассмотрения и учета рацпредложений и заявок на ОИС, сделает возможным оперативно принимать решения по преобразованию рацпредложений в ОИС. Основная новизна Модели заключается в том, что на стадии подачи и рассмотрения заявок возможно рассчитать планируемый экономический эффект от использования подаваемых предложений с учетом требований СТО ГАЗПРОМ РД 1.12-096-2004 «Внутрикорпоративных правил оценки эффективности НИОКР», за счет заложенных в Модель типовых примеров расчета.

Весь комплекс реализованных в Модели возможностей позволит оперативно принимать решения по преобразованию поданных рацпредложений в ОИС, увеличивая количество последних, за счет чего увеличить количество используемых патентов и их ежегодный прирост, достигая ключевые показатели эффективности, заложенные в Программу.

Успешная эксплуатация схожих Моделей в таких компаниях как ОАО «РЖД», ОАО «ОГК 3», ОАО «Сбербанк», ОАО «Лукойл», ОАО «Росатом» и пр. позволила значительно увеличить число подаваемых персоналом предложений. Для Общества экономическая эффективность при применении Модели будет выражена в росте предложений с экономическим эффектом, поданных персоналом. Учитывая экспертные оценки, прирост количества поданных предложений с экономическим эффектом будет составлять 30%, а экономический эффект (интегральный) от использования Модели в Обществе за 10 лет составит 22 914,851 тыс. руб.

Разработанная Модель будет использоваться в Обществе и его филиалах, а при подтверждении ее эффективности использование основных механизмов, заложенных в ее основу, можно рекомендовать для применения в других дочерних обществах ОАО «Газпром».

ПРАКТИЧЕСКИЕ ПОДХОДЫ К ОЦЕНКЕ ЧЕЛОВЕЧЕСКОГО КАПИТАЛА НЕФТЕГАЗОВЫХ КОМПАНИЙ

Сребродольская М.А.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Дорожная карта Агентства Стратегических инициатив по созданию Национальной системы компетенций и квалификаций в рамках Национальной предпринимательской инициативы по улучшению инвестиционного климата в Российской Федерации рассматривает как основной ожидаемый результат проекта обеспечение квалифицированными и высококвалифицированными кадрами 25 миллионов высокопроизводительных рабочих мест. Высококвалифицированные кадры предприятия формируют его человеческий капитал, который обеспечивает успешное функционирование компании. Для рационального использования человеческого капитала, его формирования и сохранения в целях улучшения инвестиционного климата и увеличения возврата на инвестиции в персонал необходимо иметь удобный инструмент для оценки человеческого капитала.

Специально для предприятий нефтегазовой отрасли Зазовской Н.М. и Сребродольской М.А. в 2009 году была разработана система показателей оценки человеческого капитала. Она является лаконичным и информативным инструментом, помогающим руководителю решать вопросы, связанные с кадровой политикой и управлением персоналом в ее рамках. За 4 года существования данной методики она практически применялась для анализа состояния и динамики человеческого капитала на нескольких отечественных и одном зарубежном предприятиях. Для ознакомления с методикой проводились обучающие веб-семинары. Интерес у данной методике среди профессионалов подтверждает её актуальность и жизнеспособность.

Количественные показатели, составляющие систему, разделяются на 5 основных частей: организационная эффективность; структура человеческих ресурсов; укомплектование персоналом; льготы и компенсации; обучение и развитие. На анализируемых предприятиях методика оценки заключалась в следующем: рассчитывалось 5 групп количественных показателей по трем годам и анализировалась динамика их изменения и абсолютные значения. На основании данного анализа делались выводы и практические рекомендации.

В 2013 году система, разработанная авторами, была модернизирована в соответствии с современной теорией и терминологией в области управления персоналом, а также с учетом особых аспектов её функционирования, обнаруженных в процессе применения методики. Используя усовершенствованную авторами систему количественных показателей человеческого капитала, руководители предприятий смогут более эффективно принимать управленческие решения, направленные на улучшение деятельности предприятия, и практические решения по кадровой политике, управлению персоналом, социальной политике и повышению квалификации. Показатели состояния человеческого капитала должны стать интегральной частью промышленных баз данных, без которых современная экономика не может существовать.

ВЛИЯНИЕ ТРЕХСТОРОННЕГО СОТРУДНИЧЕСТВА НА КАДРОВЫЙ ПОТЕНЦИАЛ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

Стрелецкая В.В.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Отраслевой рынок труда топливно-энергетического комплекса перестает быть национальным, а носит международный характер. Для того чтобы международные проекты были реализованы на должном уровне, следует применять единые стандарты, единые требования к компетенциям будущих специалистов. Вследствие чего политика ведущих университетов направлена на интернационализацию и интеграцию в мировое образовательное сообщество. Для этого создаются совместные образовательные программы, увеличивается количество стажировок, проводятся совместные научно-исследовательские работы, часть из которых реализуется при поддержке нефтегазовых компаний.

Данные программы приводят к колоссальному профессиональному росту студентов, но для повышения их конкурентоспособности необходимо также развивать личностные и лидерские качества. В данном направлении новое поколение молодых специалистов нефтегазового профиля обладает целым рядом уникальных возможностей.

Национальные комитеты стран, входящих в состав Мирового нефтяного совета, оказывают огромное внимание молодым специалистам, являясь не только объединяющим международным органом, но и площадкой для обучения и передачи опыта. Благодаря чему успешно реализуется ряд проектов: программа менторства, студенческие гранты, организация и проведение на постоянной основе специальных молодежных сессий в рамках программы Мирового нефтяного конгресса.

Молодежная программа предстоящего 21-го МНК состоит из ряда мероприятий, которые позволяют молодым специалистам со всего мира вести открытый диалог с ведущими специалистами топливно-энергетического комплекса, с топ-менеджментом крупнейших нефтегазовых компаний. В то время как программа Волонтеров позволяет не только вырасти профессионально, приняв участие в работе Конгресса, но и получить опыт работы в международной команде, проявить свои лидерские качества, а также нарабатывать новые навыки и компетенции.

Трехстороннее сотрудничество между профильными университетами, ведущими нефтегазовыми компаниями и отраслевыми профессиональными сообществами является одним из наиболее действенных методов подготовки высококвалифицированных специалистов. При этом лишь активная позиция каждого из участников гарантирует как личностное и профессиональное развитие нового поколения работников нефтегазовой отрасли, так и обеспечивает эффективное развитие ТЭК страны в целом.

ЭКОНОМИКА ТРУДА В СИСТЕМЕ РЫНОЧНЫХ ОТНОШЕНИЙ МЕЖДУ НЕФТЕГАЗОВЫМИ КОМПАНИЯМИ

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.

ДОМИНИРУЮЩИЕ НАПРАВЛЕНИЯ В СТРУКТУРЕ «СОЦИАЛЬНОГО ПАКЕТА» (НА ПРИМЕРЕ ОАО «ГАЗПРОМ»)

Удейкина Н. Г.

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

Осуществление мероприятий как внутренней, так и внешней социальной ответственности является ежегодной практикой для ОАО «Газпром». К «внешней корпоративной социальной ответственности» относятся проекты компании, направленные на усиление социальной поддержки населения, создаются новые рабочие места, оказывается помощь малообеспеченным и малоимущим, военнослужащим, ветеранам и инвалидам Великой Отечественной войны, реализуются программы социальной поддержки народов Крайнего Севера, а также вкладываются средства в строительство объектов производственной и социальной инфраструктуры в регионах Российской Федерации.

С 2004 года ОАО «Газпром» заключает с каждым работником Генеральный коллективный договор и устанавливает единый перечень и размеры социальных льгот, гарантий и компенсаций с учётом экономических возможностей компании. Такой договор распространяется на всех работников, членов их семей, пенсионеров и работников профсоюзных организаций ОАО «Газпром».

Структурируем основные социальные льготы и гарантии, предлагаемые ОАО «Газпром», входящие в структуру «дополнительного социального пакета» и отразим в таблице (Табл. 1).

Таблица 1. Социальные льготы и гарантии, входящие в «социальный пакет», предоставляемый ОАО «Газпром»

Действующие работники компании	Бывшие работники компании	Члены семей работников компании
Профессиональная переподготовка, повышение квалификации. Различные виды страхования. Негосударственное пенсионное обеспечение. Добровольное медицинское страхование. Санаторно-курортное и восстановительное лечение. Доплата до среднего заработка сверх максимального размера пособия по временной нетрудоспособности. Применение системы дополнительного стимулирования, наград и поощрений. Предоставление работникам материальной помощи к ежегодному отпуску. Материальное поощрение в связи с особыми событиями в жизни работников. Помощь в решении жилищных вопросов. Компенсация транспортных расходов на проезд до работы.	Поддержка пенсионеров предприятий	Различные виды страхования. Помощь в решении жилищных вопросов. Компенсация стоимости дополнительного образования детей в музыкальных, художественных, спортивных и других школах. Бесплатное посещение детьми работников секций и кружков.

РАЗРАБОТКА ПРОФИЛЯ КОМПЕТЕНЦИЙ ДОЛЖНОСТИ И ЕГО ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ ОСУЩЕСТВЛЕНИИ ОСНОВНЫХ ПРОЦЕССОВ УПРАВЛЕНИЯ ПЕРСОНАЛОМ (НА ПРИМЕРЕ СОЗДАНИЯ СЛУЖБЫ КИП И ТМ ДЛЯ ЗАМЕЩЕНИЯ ДОЛЖНОСТИ НАЧАЛЬНИКА СЛУЖБЫ)

Усманова Э.С.

ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург»

«Политика управления человеческими ресурсами ОАО «Газпром, его дочерних обществ и организаций» нацелена на создание эффективного механизма управления персоналом в рамках задач обеспечения основной деятельности ОАО «Газпром», его дочерних обществ и организаций, входящих в систему ОАО «Газпром».

В настоящее время изменилась роль персонала в производственной деятельности компании. Работники рассматриваются в качестве одного из главных ресурсов компании, обеспечивающих её конкурентоспособность и способствующих успеху в достижении поставленных целей. Руководству важно иметь четкое представление о том, что каждый сотрудник должен уметь делать, какими знаниями и практическими навыками обладать, чтобы «продвигать» компанию вперед, для этого и следует использовать модели компетенций, которым отводится немаловажная роль в политике управления персоналом, ОАО «Газпром» также осуществляет переход к использованию компетентностного подхода. В 2012 г. распоряжением ОАО «Газпром» от 12.09.2012 г. № 293 было утверждено Положение об управлении персоналом ОАО «Газпром» по компетенциям.

Использование профилей компетенций дает возможность более эффективного управления следующими процессами: подбор персонала, оценка персонала, развитие корпоративной культуры, обучение сотрудников, развитие сотрудников, работа с кадровым резервом.

Цель работы: разработка профиля компетенций для должности начальника службы КИПиТМ и его дальнейшее использование для замещения данной должности, организации оценки и развития.

Задачи работы: обосновать необходимость использования компетентного подхода в управлении персоналом; описать процесс формирования профиля компетенций и разработать профиль компетенций для должности начальника службы КИПиТМ.

Практическая значимость работы: разработка профиля компетенций должности начальника службы КИПиТМ и его использование, а также получение алгоритма создания профиля компетенций и возможность его использования при формировании профиля компетенций для прочих должностей, тиражирование алгоритма создания профиля компетенций на другие ЛПУМГ (филиалы) для обмена опытом и создания единой базы профилей компетенций должностей основных производственных служб.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М. ГУБКИНА

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ЮБИЛЕЙНОЙ ДЕСЯТОЙ ВСЕРОССИЙСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ, СПЕЦИАЛИСТОВ И СТУДЕНТОВ

«Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика)

8 –11 октября 2013 г.

Секция 10 Энергосбережение и экология

Москва
2013 г.

ТЕРМООКИСЛИТЕЛЬНЫЙ МЕТОД ДОБЫЧИ ВЯЗКОЙ НЕФТИ ИЗ НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ СЕНОМАНСКОГО ГОРИЗОНТА

Бардин М.Е.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Разработка запасов нефти из подгазовых оторочек нефтегазовых месторождений сеноманского горизонта (пласты ПК) осложняется высокой вязкостью нефти (60-300 мПа*с), подошвенным строением залежи и значительной площадью ГНК, малой толщиной нефтяной оторочки, высокой глинистостью породы и активными подстилающими водами.

Традиционно принято рассматривать тепловые методы как один из вариантов разработки запасов вязкой нефти пластов ПК. Однако применение в пласты высокопотенциальных теплоносителей, таких как пар высокого давления или перегретая вода, сложно технически и технологически, особенно в условиях удаленных месторождений севера Западной Сибири, а также существует опасность растепления зоны ММП. Возможно уменьшить потери тепла и избежать проблем растепления ММП, если получать тепловую энергию непосредственно в пласте за счет термоокислительных процессов.

В докладе представлены результаты исследований, направленные на поиск путей эффективного использования теплогенерирующего процесса, основанного на использовании энергии внутрипластового окисления остаточной нефти в прискважинной зоне пласте жидким окислителем или смесью жидкого и газообразного окислителя. Термохимические процессы позволят получать на забое нагнетательных скважин нагретую до 150-250 °С пароводяную смесь, обладающую высокой нефтевытесняющей эффективностью.

Проведенное исследование показало, что вязкая нефть пластов ПК по своей способности реагировать с кислородом воздуха близка к скорости окисления легкой нефти. Поэтому после прогрева прискважинной зоны (в результате закачки жидкого окислителя) становится возможным использовать для получения в пласте тепловой энергии реакцию окисления остаточной нефти воздухом, т.е. термогазовый метод воздействия. Применение воздуха в качестве окислителя может значительно улучшить экономику процесса.

Одновременная закачка воздуха и воды в прогретый пласт с вязкой нефти позволяет получать эффективный нефтевытесняющий агент – водогазовую смесь, эффективность которой проверена экспериментально. Тепло реакции окисления нефти позволит поддерживать в прискважинной зоне температуру (100-150 °С), достаточную для быстрого поглощения всего кислорода из закаченного воздуха.

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ВОЗМОЖНОСТИ ПЕРЕВОДА ТЭЦ И КОТЕЛЬНЫХ МУРМАНСКОЙ ОБЛАСТИ С МАЗУТА НА ПРИРОДНЫЙ ГАЗ

Воробей Н.Ю., Кушнир Е.Е.
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время большинство ТЭЦ и котельных г. Москвы работает на природном газе (ПГ). Доля газа в потреблении топлива московскими ТЭЦ - 99,7%, доля мазута - 0,3%, доля твердого топлива - 0% (отсутствует). Коэффициент использования топлива в котлах, работающих на ПГ, составляет 90% и более. Это экономически и экологически верное решение, поэтому рассмотрение вопроса о переходе ТЭЦ и котельных регионов России на ПГ является актуальной темой.

Существенной особенностью Мурманской области является отсутствие в энергобалансе природного газа. Годовая выработка тепловой энергии в области составляет порядка 13,5 млн. Гкал: 52 % приходится на отопительные и производственные котельные и 48 % на ТЭЦ. По оценкам специалистов перевод котлоагрегатов на ПГ с удельным расходом топлива 150,38 кг/Гкал позволит получить годовую экономию топлива около 300 тыс. т.у.т., что на 19 % ниже потребляемого в настоящее время.

В результате комплексного анализа выбраны оптимальные технологические и технические решения связанные с переходом работы ТЭЦ и котельных Мурманской области с мазута на ПГ. Осуществление модернизации предполагается проводить постепенно в три стадии, включающие переход отдельных котельных региона, частичный переход на ПГ (50%) и полный отказ от использования мазута в качестве топлива.

При изменении конфигурации схем теплоснабжения присоединенных источников величины экономии могут увеличиться значительно выше в локальных зонах (примерно в 1,25 - 1,45 раза), что существенно отразится на показателях систем теплоснабжения. Одновременно с экономией топлива существенно снизится экологическая обстановка в регионе за счет снижения концентрации вредных веществ в продуктах сгорания ТЭЦ и котельных. Общий объем токсичных выбросов уменьшится в 2-2,5 раза, объем парниковых газов на 50 %.

С экономической стороны реализация данного перехода ТЭЦ и котельных на ПГ позволит полностью уйти от дотаций федерального бюджета, которые существуют в данный момент в регионе.

Предлагаемые в данной работе решения позволят подготовить котлоагрегаты ТЭЦ и котельных в перспективе к использованию ПГ после ввода в эксплуатацию Штокмановского месторождения, значительно сократив мазутозависимость региона.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМ ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ В УСЛОВИЯХ ДЕФИЦИТА ТЕПЛОГЕНЕРИРУЮЩИХ МОЩНОСТЕЙ НА ПРИМЕРЕ ГКП-2 УРЕНГОЙСКОГО НГКМ

Гатауллин Р.И.

ООО «Газпром добыча Уренгой»

Газоконденсатный промысел №2 является одним из крупнейших промыслов Уренгойского газопромыслового управления. За вычетом резервного вентиляционного оборудования расчетная нагрузка систем теплоснабжения ГКП-2 составляет порядка 20,8 Гкал/ч. Введена в эксплуатацию насосная станция подачи конденсата с тепловой нагрузкой более 2,7 Гкал/ч.

Установленная мощность теплогенерирующих установок промысла составляет 70 Гкал/ч. Фактическая выработка до 2012 года не превышала 13 Гкал/ч.

По существующему технологическому режиму в зимнее время на ДКС-2 находятся в работе три из шести ГПА, на ДКС-2В – два из четырех. Во избежание замораживания утилизационные установки резервных ГПА постоянно находятся на циркуляции. Поток сетевой воды делится на две части, одна из которых нагревается в рабочих утилизаторах, а вторая охлаждается в резервных. В результате температура сетевой воды после смешения ниже нормативных значений.

Утилизационная насосная станция ДКС-2 имеет низкую производительность, которая ограничена мощностью установленных электродвигателей. Произведена замена насосных агрегатов. Расход сетевой воды увеличился на 83%, располагаемый напор в системе возрос на 60%. Устройство регуляторов расхода на подающих линиях утилизационных установок позволило перераспределить потоки сетевой воды в пользу работающих агрегатов. Внедрение новой схемы повысило верхнюю расчетную температуру в тепловой сети с 85°C до 109°C. Эффективность утилизационных установок ДКС-2 возросла в 3,9 раза.

Реализованные на ГКП-2 мероприятия увеличили теплогенерирующие мощности промысла на 16,1 Гкал/ч.

Рассмотренные пути повышения эффективности системы теплоснабжения могут найти практическое применение на большинстве предприятиях, имеющих дожимные компрессорные станции.

СНИЖЕНИЕ СКОРОСТИ КОРРОЗИИ СТАЛИ 20 МЕТОДОМ ЭЛЕКТРОАКТИВАЦИИ КОРРОЗИОННОЙ СРЕДЫ НА КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЯХ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ УФА»

Гулин Д.А.

Аркауловское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа»

На компрессорных станциях, газоперерабатывающих заводах, нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятиях России около 80 % аварий и выхода из строя технологического оборудования происходит по причине коррозии. Основная часть, порядка 60 %, приходится на теплообменное оборудование и систему оборотного водоснабжения. При реализации систем оборотного водоснабжения возникает ряд проблем: высокая коррозионная агрессивность и нестабильность оборотной воды, загрязнение внутренней поверхности труб теплообменной аппаратуры минеральными и органическими отложениями, обрастание микроводорослями и биопленкой.

Наиболее доступный и распространенный метод снижения коррозионной агрессивности оборотной воды является ингибирование, хотя он требует постоянных вложений на реализацию.

Для снижения затрат на защиту от коррозии водооборотных систем мною рассмотрен вариант изменения свойств оборотной воды путем проведения электроактивации воды. Активация осуществлялась на специально разработанном для этого стенде с помощью пилотного устройства. Стенд имитирует циркуляцию воды в трубопроводах под избыточным давлением, создаваемым центробежным насосом. Вода проходит через емкость, в которой постоянно насыщается кислородом воздуха. Далее вода попадает в устройство активации. Принцип разработанного пилотного устройства активации воды заключается в том, что оборотная вода, проходя через него, делится на два потока, в одном из которых окислительно-восстановительный потенциал (ОВП) воды смещается в более отрицательную сторону, а водородный показатель среды (рН) увеличивается, а во втором потоке ОВП смещается в более положительную сторону, а рН уменьшается.

Как показали эксперименты, при длительной циркуляции воды в такой системе происходит смещение ОВП на 4-5 мВ каждые 20-30 минут. При измерении этих параметров воды через сутки нахождения в покое – выявлено их устойчивое значение. Проведенными лабораторными исследованиями доказано, что после обработки воды и изменения ОВП на 10 мВ это привело к снижению скорости коррозии стали 20 в 3 раза.

Таким образом, возможно изменение основных параметров воды: рН и ОВП, снижения ее коррозионной агрессивности при незначительных капитальных затратах, благодаря простоте конструкции и надежности.

СИСТЕМА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЗАЩИТЫ АВТОЗАПРАВОЧНЫХ СТАНЦИЙ НА БАЗЕ ИННОВАЦИОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

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 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 теплообменник аппарат (ГДТМОА).

Инновационная составляющая нового поколения ГДТМОА заключается в том, что они сочетают в себе все достоинства тарельчатых, насадочных и пленочных теплообменников, 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.

РАЗВЕДКА И ДОБЫЧА УГЛЕВОДОРОДОВ В АРКТИЧЕСКИХ МОРЯХ РОССИИ. НАПРАВЛЕНИЯ РАЗВИТИЯ ТЕХНОЛОГИЙ В ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ

Жуковская Е.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Сложность ведения работ в Арктике заключается в том, что сезон разведки характеризуется тяжелой ледовой обстановкой. А также традиционные методы борьбы с разливами нефти не могут использоваться в арктических водах из-за низких температур, сильных штормов и дрейфующих льдов. Использование диспергаторов также ограничено ввиду серьезного повреждения экосистем. В связи с увеличивающейся опасностью крупномасштабного загрязнения арктических вод ясно видна фактическая потребность в новой технологии борьбы с последствиями разливов нефти. Для изучения всех аспектов данной проблемы нужна комплексная программа исследований.

Интенсивный поиск и разведка нефтегазовых месторождений требуют наличия объективной информации по параметрам, характеризующим состояние окружающей среды, контроль над уровнем нефтезагрязнений и разработку эффективных средств ликвидации аварийных разливов нефти, что позволит уменьшить риск негативного воздействия на окружающую среду и обеспечить безопасность ведения работ в Арктике.

Целью данной работы явилась наглядная оценка готовности России к разработке и обустройству шельфовых месторождений Арктики для выявления наиболее перспективных направлений развития технологий в обеспечение экологической и промышленной безопасности.

В этой связи, были рассмотрены следующие функциональные области разработки и обустройства месторождений:

- Характеристики окружающей среды
- Воздействие льда на морские нефтегазовые сооружения
- Подводное обустройство
- Управление ледовой обстановкой
- Защита окружающей среды
- Инжиниринг и проектирование морских нефтегазовых сооружений
- Транспортировка углеводородов
- Промышленная безопасность и охрана труда
- Логистика, инфраструктура, снабжение
- Бурение и эксплуатация

РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНЫХ ЭМУЛЬГАТОРОВ ДЛЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ НА УГЛЕВОДОРОДНОЙ ОСНОВЕ

Заворотная М.В., Белякова М.И.
РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

В настоящее время при строительстве и разработке нефтяных и газовых месторождений широко используются эмульсионные технологические жидкости на углеводородной основе – ТЖ ЭРУО. Устойчивость таких эмульсий в основном зависит от типа эмульгатора. В качестве эмульгаторов инвертных (обратных) эмульсий используются азот-, кислород -, фосфор - содержащие соединения (ГЛБ = 3-8). В работе были исследованы синтезированные на ЗАО «Петрохим» эмульгаторы на основе жирных кислот различного происхождения и аминокспиртами. Синтезированные соединения представляют в основном смеси сложных эфиров с аминокспиртами, разной степенью замещения, или амины, амиды, соли. Эмульгирующую способность оценивали по технологическим параметрам и показателю электростабильности (приборы ПЭС-1000 и Фанн 23 D), эмульсий с различными соотношениями: дизельное топливо (ГОСТ 305-82) и минерализованная водная фаза от 90/10 до 50/50. В качестве водной фазы использовали: водный раствор хлорида натрия ($\rho=1,197 \text{ г/см}^3$); б) водные растворы хлорида кальция ($\rho=1,120 \text{ г/см}^3$ и $\rho=1,125 \text{ г/см}^3$) или рассолы биоразлагаемых солей - формиатов натрия и калия. Результаты исследований показали, что наиболее устойчивые обратные эмульсии получаются на эмульгаторах - моно эфирах жирных кислот таллового масла и ТЭА (типа Эмульгатора марки МР) и на минерализованных растворах хлорида кальция, причем электростабильность полученных 2,0 %-х эмульсий может достигать 350-550 вольт, что говорит об их очень высокой агрегативной устойчивости. Проведенные исследования позволили рекомендовать разработанные рецептуры эмульгаторов для их промышленного применения.

Проведены экспериментальные и расчетные исследования экотоксикологических характеристик эмульгаторов, показано, что они относятся к 4 классу опасности.

СПОСОБ РЕГЕНЕРАЦИИ ГЛИКОЛЕВОГО РАСТВОРА

Зыков К.Б.

ООО «Газпром ПХГ»

В процессе абсорбционной осушки природного газа перед его дальнейшим транспортом для снижения точки росы и предупреждения гидратообразования в промысловых коммуникациях и магистральном газопроводе при низких температурах используют абсорбент влаги триэтиленгликоль (TEG) или диэтиленгликоль (DEG).

Существенным недостатком существующих методов регенерации абсорбента в установках осушки природного газа является использование огневых регенераторов и трубчатых печей, которые являются газо- и взрывоопасными объектами, загрязняют атмосферу выбросами результатов горения топлива, имеют низкий КПД, а также увеличивают расход абсорбента из-за разложения при контакте с системой теплообмена, температура которой выше температуры разложения абсорбента.

Заявленный способ решает задачу промышленной регенерации TEG или DEG при осушке природного газа доступными современными методами СВЧ-нагрева жидких диэлектриков.

Поставленные технические задачи решаются в способе регенерации абсорбента - TEG или DEG, включающем подачу насыщенного раствора абсорбента на установку регенерации, его нагрев в установке СВЧ-нагрева с сохранением однофазного состояния и обеспечением рециркуляции через установку СВЧ-нагрева, подачу регенерированного раствора абсорбента на установку осушки газа.

Технический результат, получаемый за счет использования устройства СВЧ-нагрева TEG или DEG, заключается в ускорении процесса регенерации абсорбента за счет увеличения скорости, равномерности нагрева без использования дополнительных теплоносителей, в точном и быстром управлении процессом регенерации абсорбента за счет управления мощностью СВЧ-излучения в установке СВЧ-нагрева, в исключении газо-, взрыво- и экологически опасных факторов, уменьшении энергозатрат и увеличении межремонтного периода эксплуатации основного оборудования за счет исключения из линии производства высоких температур, процессов горения и открытого огня.

По совокупности параметров предлагаемый способ имеет технологические и экономические преимущества перед известными аналогами при использовании на установках промышленной подготовки природного газа к магистральной транспортировке.

ТЕХНОЛОГИЯ УТИЛИЗАЦИИ ОТРАБОТАННЫХ АЛЮМОХРОМОВЫХ КАТАЛИЗАТОРОВ КАК НАПОЛНИТЕЛЯ ПРИ ПРОИЗВОДСТВЕ СЕРНЫХ БЕТОНОВ

Иванова Е.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Ежегодно на предприятиях нефтехимического комплекса РФ образуется до 30 000 тонн отработанных алюмохромовых катализаторов марки ИМ-2201, являющихся отходом 3-го или 2-го класса опасности в зависимости от состава, но содержащих в различном количестве триоксид хрома CrO_3 – чрезвычайно опасное вещество. Отработанные катализаторы хранятся в отвалах, провоцируя возникновение ряда экологических проблем, в том числе попадание в атмосферный воздух мелкодисперсной катализаторной пыли, вымывание растворимого хромового ангидрида под действием атмосферной влаги и осадков.

В настоящем исследовании отработанный алюмохромовый катализатор используется в качестве наполнителя, относящегося к категории минеральных добавок, при производстве строительных материалов на основе серного вяжущего. Предварительная обработка отработанного катализатора не производится. Для производства композита может быть использована как модифицированная, так и немодифицированная сера – в обоих случаях обеспечивается высокое качество материала по прочностным показателям, водостойкости, устойчивости в кислой среде. Технология производства материала не отличается от технологии производства бетона на битумном вяжущем, не требует дополнительного специального оборудования или модификации технологического процесса.

По сравнению с битумными аналогами, разработанный материал характеризуется значительно более высокими прочностными характеристиками (марки М350-М450 на серном вяжущем в зависимости от содержания отработанного катализатора и смеси заполнителей против М150 на битумном вяжущем), большей водонепроницаемостью, невысоким водопоглощением. Материал предварительно оценивается как химически стойкий.

Для установления экологической безопасности разработанных материалов были проведены анализы водной вытяжки отработанного алюмохромового катализатора и образцов бетонных смесей всех типов на присутствие Cr(VI) в растворе. Отмечено присутствие Cr(VI) в водной вытяжке отработанного алюмохромового катализатора, в то время как в водной вытяжке бетонных смесей наличие шестивалентного хрома не зафиксировано.

Серные бетоны с наполнителем из отработанных алюмохромовых катализаторов каждого из разработанного составов (содержание наполнителя варьировалось от 15% до 25%) удовлетворяют требованиям, предъявляемым к материалам для сооружения гидротехнических, мостовых конструкций, элементов жилых и промышленных зданий и сооружений, монолитных конструкций, эксплуатирующихся в условиях повышенной влажности и воздействия химически агрессивных сред.

СОКРАЩЕНИЕ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ АЗОТА В АТМОСФЕРУ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ АГРЕГАТАМИ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Иванова Е.В.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Загрязнение окружающей среды предприятиями газоперерабатывающей промышленности относится к одной из наиболее актуальных экологических проблем.

Основными источниками выбросов оксидов азота (NO_x) в газовой промышленности являются мощные компрессорные станции (КС), потребляющие в качестве энергоносителя около 10% транспортируемого газа. Они вносят значительный вклад в загрязнение атмосферы оксидами азота (около 140 тыс.т/год по РФ). В настоящее время примерно 80% газа, поступающие на собственные нужды газовой промышленности, расходуется в газотурбинных установках (ГТУ) компрессорных станций магистральных газопроводов.

Наряду с совершенствованием технологии сжигания топлива, осуществлением различных режимно-технологических мероприятий, способствующих подавлению образования оксидов азота в процессе горения, активно разрабатываются и внедряются методы очистки дымовых газов от NO_x .

В мировой практике в промышленных условиях применяются как каталитические (СКВ), так и некаталитические (СНКВ) методы очистки дымовых газов от оксидов азота. Эффективность очистки газов этими методами составляет около 90 %. При этом существенным преимуществом некаталитических способов очистки является отсутствие катализатора и реактора для его размещения, что ведет к уменьшению удельных затрат на очистку дымовых газов примерно на порядок по сравнению с каталитическими способами.

Традиционные процессы селективного высокотемпературного некаталитического восстановления основаны на избирательном взаимодействии оксидов азота с аминоксодержащими восстановителями в газовой фазе при температуре 850 – 1050 °С. В качестве восстановителей оксидов азота используются, как правило, аммиак или карбамид. Эффективность высокотемпературного процесса восстановления оксидов азота зависит от температуры дымовых газов в месте ввода восстановителя. Снижение или повышение температуры относительно оптимальных значений приводит к снижению степени очистки газов от оксидов азота. В Российской государственном университете нефти и газа имени И.М. Губкина ведутся исследования по развитию СНКВ- технологии. Одним из направлений исследований является разработка процесса двухстадийного некаталитического процесса восстановления оксидов азота, в первой высокотемпературной стадии которого осуществляется восстановление NO_x карбамидом при температуре 900-1000 °С. Во второй низкотемпературной стадии с использованием карбамида, активированного добавками, при температуре 250-500 °С, происходит доочистка газов от остаточных оксидов азота в газовой фазе. Такая организация процесса очистки имеет ряд важных преимуществ: увеличивается суммарная эффективность восстановления NO_x по сравнению с эффективностью отдельных стадий очистки, существенно уменьшается зависимость эффективности процесса от колебаний температуры в высокотемпературной стадии.

Таким образом, усовершенствованный двухстадийный процесс СНКВ может быть использован в топливосжигающих агрегатах различного назначения. Кроме того, в зависимости от теплового режима работы и конструкции агрегата, а также от требуемой степени снижения выбросов, возможно применение или высокотемпературного или низкотемпературного процессов восстановления оксидов азота.

АКТИВАЦИЯ МЕТАНА В ТРИФТОРУКСУСНОЙ КИСЛОТЕ

Иванова М.С., Свичкарёв О.М., Вишнецкая М.В.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Несмотря на многообразие имеющихся теоретических возможностей превращения метана, наибольший интерес исследователей и производителей в последнее время привлекают получение синтез-газа и прямое каталитическое окисление метана в кислородсодержащие продукты – спирты и формальдегид.

В настоящее время природный газ используется преимущественно для получения энергии, а степень его переработки в ценные продукты остается на низком уровне.

В данной работе экспериментально установлен ранее не описанный в литературе факт образования С–С связи при превращении метана в среде трифторуксусной кислоты (ТФК), приводящий к появлению продуктов с высокой молекулярной массой.

Продукт превращения CH_4 в безводной ТФК не растворялся в воде, гексане, бензоле, CCl_4 , но частично растворялся в ацетоне и изопропиловом спирте. В спектрах MALDI-TOF сухого остатка продуктов превращения метана наблюдаются пики ионов с массами 684 и 700. В спектре ЯМР ^1H сухого остатка сигналов, относящихся к продукту реакции, не наблюдалось. Это свидетельствует о низком содержании, отсутствии атомов водорода в полученном высокомолекулярном соединении, либо о наличии в молекулах продукта протонов, входящих в состав групп OH и имеющих уширенные резонансные линии. В спектре ЯМР ^{13}C наблюдается единственный сигнал при $\delta_{\text{с}} 161.4$ м.д, отвечающий четвертичному атому углерода группы COO . Отсутствие сигналов в спектрах ЯМР ^{19}F продукта свидетельствует о том, что безводная ТФК при взаимодействии с метаном не расходуется.

Из продуктов превращения метана в растворах ТФК, в отличие от безводной среды, полностью отогнать трифторуксусную кислоту не удаётся.

Спектры MALDI-TOF сухого остатка продуктов превращения метана в 5М ТФК аналогичны спектрам, полученным для безводной ТФК. Как было установлено, одним из продуктов превращения метана в растворах ТФК является уксусная кислота, которая была идентифицирована хроматографическим и потенциометрическим методами.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект № 11-03-00285).

ОБРАЗОВАНИЕ С–С СВЯЗЕЙ В РЕЗУЛЬТАТЕ ПРЕВРАЩЕНИЙ CO₂ ВО ФТОРСОДЕРЖАЩИХ СИСТЕМАХ

Иванова М.С., Скреплева И.Ю., Вишнецкая М.В.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Разработка принципиально новых каталитических процессов с участием малых молекул, прежде всего C₁, таких как оксиды углерода и метан, является в настоящее время ключевым фактором не только успешного решения глобальной проблемы энергоносителей, но и технико-экономических задач нефтехимии. В этом отношении диоксид углерода как потенциально возможный исходный реагент для получения ценных органических продуктов представляет особый интерес благодаря его дешевизне и доступности, удобстве транспортировки, а также относительной безопасности. В то же время, в химической промышленности реализовано весьма ограниченное число процессов с участием CO₂.

В настоящей работе экспериментально установлен ранее не описанный в литературе факт образования С–С связи в результате превращений диоксида углерода, приводящих к образованию набора продуктов с разной молекулярной массой, во фторсодержащих системах. Впервые показано, что в безводной трифторуксусной кислоте при комнатной температуре и атмосферном давлении протекают превращения диоксида углерода с образованием набора органических веществ C₂–C₁₄, выход которых составляет ~ 70 мас.% на поглощенный CO₂. Впервые установлено, что в водных растворах трифторуксусной кислоты при комнатной температуре и атмосферном давлении превращение диоксида углерода приводит к образованию щавелевой кислоты с 23%-ным выходом на абсорбированный CO₂. При этом не исключено, что часть реакционных маршрутов имеет радикальный характер. Обнаружено, что безводная трифторуксусная кислота и её водные растворы, содержащие растворенный O₂, выполняют функцию катализатора и могут многократно использоваться для превращения CO₂ при реактивации системы воздухом. Кроме того, впервые показано, что превращение диоксида углерода в водных эмульсиях перфторанов приводит к образованию смеси щавелевой кислоты и других низкомолекулярных продуктов.

Работа выполнена при финансовой поддержке Российского фонда фундаментальных исследований (проект 11-03-00285-а «Активация диоксида углерода в реакциях образования С–С связей во фторсодержащих средах»).

ОСОБЕННОСТИ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОГРАММЫ ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЯ

Игнатьев Е.М.

ООО «Газпром георесурс»

Сегодня ООО «Газпром георесурс» представляет собой динамично развивающееся предприятие, которое бережно хранит традиции отраслевой деятельности.

В обществе разработана программа энергосбережения к основным целям которой относятся: оптимизация (сокращение) потребления топливно-энергетических ресурсов; повышение основных показателей энергоэффективности технологического процесса.

Для достижения поставленных целей в Программе предусматривается решение следующих задач: снижение удельного потребления энергии; внедрение энергоэффективного оборудования и производственных технологий; повышение КПД действующих энергопотребляющих установок и оборудования; снижение потерь энергоносителей;

Для реализации программы энергосбережения в Обществе проводится целый ряд мероприятий:

Устранение утечек и замена негерметичной запорной арматуры.

Замена ламп накаливания на энергосберегающие. Оснащение систем наружного освещения фотодатчиками.

Уменьшение потерь тепловой энергии за счет применения теплоизоляционных плит для производственных зданий и сооружений

Производство режимно-наладочных работ котлоагрегатов и контроль за соблюдением работы котлов по режимным картам.

Использование частотно-регулируемого электропривода на насосных станциях и котельных.

Использование систем АСКУЭ.

Проведение энергетических обследований филиала. Определение удельных расходов электроэнергии, газа, теплоэнергии, горячей воды, холодной воды.

Выявление зданий и сооружений с повышенными расходами энергоресурсов, их слабых мест, технико-экономическое обоснование энергосберегающих мероприятий.

Обеспечение контроля за внедрением энергосберегающих мероприятий при ремонте зданий, строений, сооружений.

Контроль за нецелевым использованием энергоносителей (отбор воды из системы отопления, протечки и др.).

Анализ договоров электро-, тепло-, газо- и водоснабжения на предмет выявления положений договоров, препятствующих реализации мер по повышению энергетической эффективности

Организация обучения молодых работников основам энергосбережения и культуре энергопотребления, обучения специалистов, ответственных за энергоэффективность методам энергосбережения, технико-экономической оценке энергосберегающих мероприятий.

Оценка наростов и зарастания труб отопления и ГВС и отопительных приборов, гидрахимическая промывка систем отопления, электрогидроимпульсная прочистка внутридомовых систем горячего и холодного водоснабжения и отопительных радиаторов, гидрахимическая промывка и электрогидроимпульсная прочистка водоводяных подогревателей. Замена отопительных стояков со сроком службы свыше 10-15 лет, имеющих наросты и зарастания

Установка радиаторных регуляторов (термостатов) для индивидуального регулирования отопительной мощности в помещениях. Установка радиаторных терморегуляторов обусловлена требованиями энергосбережения, теплового комфорта и социальной защищенности работников

Экономия тепловой энергии за счет локального регулирования температуры до 5-10% от общего потребления. Выполняя эти мероприятия за в денежном выражении экономия за I полугодие 2013года составила 1,2 млн. руб.

Принимая во внимание масштабы и сложность мероприятий по энергосбережению, общество принимает на себя обязательства по их выполнению и в 2014 году, а следовательно и минимизацию возможного негативного воздействия на уникальную но чрезвычайно ранимую экосистему России и ее прибрежной территории.

ИННОВАЦИОННАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ МАЛЫХ РЕСУРСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА В ТЕХНИЧЕСКИЙ УГЛЕРОД

Казиев С.А.

ООО «Газпром трансгаз Махачкала»

Рациональное использование энергоресурсов и ресурсосбережение определены руководством страны, как приоритетные направления модернизации российской экономики. На территории России расположено большое количество малых месторождений природного газа (запасы – 40 млрд. куб. м.), сырье которых в лучшем случае бетонируют на месторождениях или утилизируют в виде факелов в связи с отсутствием или долгосрочной окупаемостью инвестиций в имеющиеся технологии.

Суть проекта заключается в создании нового эффективного производства технического углерода из малых ресурсов природного газа по новой экологически безопасной и более рентабельной технологии. Внедрение новой технологии обеспечит формирование механизма ресурсосбережения за счет решения экологических проблем при утилизации природных газов малых непромышленных месторождений в товарный продукт, востребованный на отраслевых рынках высокотехнологических производств.

Технология предполагает обеспечить малотоннажное производство 90 кг/час технического углерода за счет сырья малых месторождений природного газа, средний дебит которых составляет $3000 \div 5000 \text{ м}^3/\text{сутки}$.

Технология представляет собой передвижную установку и состоит из следующих блоков: 1 – сбора и подготовки сырья; 2 – переработки сырья; 3 – выделения продуктов и подготовки к транспортировке.

Внедрение установки позволит сформировать инновационный малотоннажный кластер по производству технического углерода, в том числе и наноструктурированного.

Приведем финансово-экономические показатели производства при внедрении новой установки. Финансово-экономические показатели рассчитаны на примере одного месторождения с учетом минимальной мощности установки при условии её доработки и апробации до запуска производства:

- необходимые инвестиции для запуска проекта – 100 млн. руб.;
- общий доход проекта – 40 млн. руб. в год;
- налоговые и страховые отчисления – 3 млн. руб. в год;
- чистая прибыль – 20 млн. руб.;
- срок реализации проекта – 1 год;
- срок окупаемости – 3 года;
- рентабельность проекта – 83%;
- рентабельность продукции – 98%.

ИННОВАЦИОННЫЙ СПОСОБ ПРОИЗВОДСТВА СИЛИКАГЕЛЯ ДЛЯ ПОТРЕБНОСТЕЙ ПРЕДПРИЯТИЙ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Казиев С.А.

ООО «Газпром трансгаз Махачкала»

Идея синтеза нового продукта для потребностей предприятий нефтегазовой отрасли основана на инновационном методе получения силикагеля из минерального сырья месторождений кварцевого песка Республики Дагестан.

Разработанный способ отличается простотой осуществления, сокращением времени получения продукта в 5 раз и его синтезом из природного кварцевого песка, имеющего промышленные запасы, и добыча которого ведется открытым способом.

Данный способ получения силикагеля достигается тем, что для оплавления в качестве минерального носителя берется измельченный кварцевый песок с высоким содержанием двуокиси кремния и сода. Плав обрабатывают раствором кислоты при интенсивном перемешивании. Жидкую фракцию отделяют декантацией, а твердую последовательно промывают проточной и дистиллированной водой до отрицательной реакции. Полученную фракцию сушим и подвергаем термообработке. Данный способ опробован в лабораторных условиях с применением кварцевого песка месторождения «Северное» (30 км от г. Махачкала).

Свойства полученных фракций представлены в таблице:

Характеристика образца	$0,80 < \Phi < 0,14$	$0,14 < \Phi < 0,25$	$0,25 < \Phi < 0,4$
$S_{уд}$ по толуолу $м^2/г$	154,4	186,6	186,6
$S_{уд.общ.}$ $м^2/г$	540	602	580

Силикагель в газовой промышленности требуется в качестве:

- катализатора, носителя катализатора и сорбента в процессах очистки, осушки и переработки природных газов;
- наполнителя и загустителя композитных и полимерных изделий;
- поглотитель влаги в контрольно-измерительных приборах.

Потребность предприятий газовой отрасли в силикагеле составляет более 300 тысяч тонн ежегодно.

Финансово-экономические показатели производства с мощностью 58 тонн силикагеля в год:

- общий объем инвестиций – 2 млн. руб.;
- выручка – 2 млн. руб. в год;
- чистая прибыль – 1 млн. руб. в год;
- рентабельность проекта – 60%;
- срок окупаемости – 3 лет.

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ С СОКРАЩЕНИЕМ ВРЕДНЫХ ВЫБРОСОВ ОТ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ АГРЕГАТОВ

Касьяненко А.А.
ОАО «Севернефтегазпром»

В настоящее время актуальной проблемой топливно-энергетического комплекса (ТЭК) является утилизация осушенного и подготовленного газа после сухих газодинамических уплотнений (СГУ) газоперекачивающих агрегатов (ГПА) через свечные трубопроводы в атмосферу с безвозвратными потерями. Одним из направлений производственной деятельности ОАО «Севернефтегазпром» в области энергосбережения и экологии является эффективное использование природных ресурсов с внедрением энергосберегающих методов и технологий.

Согласно проекту при эксплуатации ГПА происходит постоянный выброс без сжигания парниковых газов от СГУ на свечу. Данный фактор приводит к существенным потерям энергоресурсов на объектах ТЭК, а также затратам на использование дополнительных объемов газа на собственные нужды производства и плату за негативное воздействие на окружающую среду.



Принцип работы СГУ заключается в подаче буферного газа на первую ступень защиты, а на лабиринт подается барьерный воздух для обеспечения второй ступени защиты. Далее определенное количество технологического газа утилизируется через свечные трубопроводы СГУ с постоянным расходом газа.

Целью НИОКР являлось сокращение вредных выбросов парниковых газов, а также реализация новых методов энергосбережения с подбором оптимальных параметров работы СГУ и минимизации капитальных вложений, в части исключения существенных конструктивных доработок СГУ и ГПА в целом. Полученные технические решения возможно применить на ГПА с СГУ для защиты подшипников агрегата и обеспечения безопасной эксплуатации.

По результатам НИР была изучена зависимость изменения технических параметров работы СГУ, подобрано оптимальное давление газа на выходе СГУ для исключения возникновения взрывоопасной концентрации газа в утечке после второй ступени СГУ. Согласно расчетам экономической эффективности от реализации изобретения, срок окупаемости проекта составил пять лет.

На этапе ОКР по результатам внедрения опытного образца Системы удалось разработать общую концепцию эффективной реализации утечек газа после СГУ для использования газа на собственные технологические нужды производства с давлением в системе газопотребления выше 2,5 кгс/см².

Внедрение Системы утилизации технологических потерь газа от СГУ на предприятиях ТЭК позволит существенно сократить негативное воздействие на окружающую среду с энерго – и ресурсосбережением. Реализация новейших передовых разработок позволит повысить имидж и достичь высоких показателей деятельности компаний ТЭК в области охраны окружающей среды, промышленной и экологической безопасности с минимизацией рисков.

ПЕРСПЕКТИВЫ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СПГ В КАЧЕСТВЕ БУНКЕРОВОЧНОГО ТОПЛИВА В БАЛТИЙСКОМ РЕГИОНЕ

Кислов В.В., Карпов А.Б., Марченков Э.Е.
ООО «Газ-ойл»

В настоящее время в мире большое внимание уделяется вопросам экологической чистоты на морском транспорте. Согласно требованиям Международной морской организации в 2015 году произойдет ужесточение экологических норм: суда, работающие в Балтийском и Северном морях, должны будут использовать топливо с содержанием серы не более 0,1%, то есть примерно в 15 раз меньше, чем разрешено в настоящее время.

Возможное применение сжиженного природного газа (СПГ) в качестве топлива для транспорта обуславливается тем, что СПГ является экологически чистым топливом и вредные выбросы в атмосферу транспортных средств, использующих СПГ, отсутствуют. Таких показателей невозможно добиться при использовании топлива нефтяного происхождения. Поэтому использование СПГ в качестве бункеровочного топлива является наиболее перспективным вариантом для соблюдения экологических требований.

В Балтийском регионе РФ отсутствуют крупные поставщики сжиженного природного газа, которые смогут удовлетворить потребности в СПГ, как бункеровочного топлива. Поэтому в данном регионе необходимо развитие индустрии производства СПГ. Наиболее перспективным вариантом является строительство среднетоннажных комплексов сжижения природного газа (КСПГ) вблизи от существующих портов Балтийского моря. Эти комплексы смогут обеспечивать как топливную составляющую для морских судов, так и смогут являться экспортным источником СПГ для Балтийского региона.

Наиболее перспективной площадкой для размещения установки производства СПГ является территория КС «Портовая» (бухта Дальняя) в Ленинградской области. Данная площадка является одной из немногих, где магистральный газопровод необходимой мощности расположен в непосредственной близости от побережья Балтийского моря. Кроме того, территория КС «Портовая» характеризуется развитой транспортной и производственной инфраструктурой, что позволит снизить капитальные затраты по подготовке производственной площадки для строительства установки производства СПГ.

Таким образом, одним из ключевых факторов успешного развития бизнеса СПГ является оптимальный выбор площадки на российском побережье Балтийского моря для организации транспортно-логистического комплекса и производства СПГ в непосредственной близости от него.

СИСТЕМА КОНТРОЛЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПОСРЕДСТВОМ ПРИМЕНЕНИЯ ПРОГРАММЫ ДЛЯ ЭВМ «THERMAL CONTROL»

Коньков Н. С.

ИТЦ ООО «Газпром трансгаз Томск»

21 Век – век большого технического прогресса и модернизации в производственной сфере. Вопросы надежности работы нового оборудования производственных объектов ОАО «Газпром» в настоящее время стали особенно актуальны. Особое внимание данному вопросу стало уделяться после осуществления большого и трудоемкого процесса технического перевооружения энергетического комплекса, и введения в эксплуатацию новейшего оборудования. Анализ и управление процессами работы таких объектов в настоящее время является одним из наиболее важных аспектов при эксплуатации данного оборудования.

Проводимые мною, на протяжении более 3 лет, исследования процессов эксплуатации теплоэнергетического оборудования, выявили ряд существенных недостатков в области контроля работы оборудования. В ряде случаев были замечены следующие отклонения и несоответствия:

- Снижение КПД оборудования.
- Отклонение от режимов работы установленных режимными картами
- Перерасход газа.
- Несоответствие нормам и правилам технической эксплуатации тепловых энергоустановок
- Несоответствие требованиям надзорной организации ООО «ГАЗПРОМ ГАЗНАДЗОР».
- Несоответствие требованиям программ по энергосбережению и энергоэффективности определенных ФЗ № 261-ФЗ «Об энергосбережении и о повышении энергетической эффективности».

Решение данной проблемы было найдено в создании системы периодического контроля над работой теплоэнергетического оборудования. Для осуществления такого вида контроля был разработан алгоритм и на основе языка программирования «Visual Basic» продолжается разработка и отладка исходного кода программы для ЭВМ «Thermal control».

РЕШЕНИЕ ЗАДАЧ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ АВТОМАТИЗИРОВАННОМ ПРОЕКТИРОВАНИИ МЕХАТРОННЫХ МОДУЛЕЙ НА БАЗЕ БЕССТУПЕНЧАТЫХ ПЕРЕДАЧ ДЛЯ ЗАДАЧ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ В ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Коротков А.В.

НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти» ОАО «Газпром»

Технологические процессы при добыче и транспортировке газа предполагают широкий спектр автоматизации. И одной из наиболее важных задач управления является максимально эффективное использование энергоресурсов. И одним из путей достижения этой цели является выбор и поддержание необходимых режимов работы агрегатов и исполнительных механизмов.

В настоящее время все более широкое развитие получает сравнительно новый класс технологического и измерительного оборудования, транспортных средств, исполнительных механизмов на базе мехатронных модулей. Мехатронные модули позволяют обеспечивать оптимальные режимы работы технологических объектов, а также могут обеспечить построение адаптивной системы управления. Актуально их применение в системах, работающих от автономных источников энергии, таких как двигатель внутреннего сгорания и др.

Энергоэффективность любого производства зависит от применяемых технологий. И значительную роль здесь играет правильный выбор привода машин и исполнительных механизмов.

Автоматизированная система проектирования мехатронных модулей предполагает учет особенностей управления технологическими процессами уже на этапе проектирования. Это значительно эффективнее, чем адаптировать уже имеющиеся контроллерные средства под тот или иной процесс. С учетом объемов автоматизации в газовой отрасли, мехатронные модули могут успешно конкурировать с иными средствами автоматизации.

В качестве механической части модуля целесообразно использовать бесступенчатые импульсные передачи, что обуславливается рядом их особенностей. Бесступенчатые импульсные передачи отличаются широким диапазоном регулирования частотно-амплитудных характеристик, компактностью на единицу мощности, а так же обладают широкими возможностями для автоматизированного регулирования.

Такая система позволит значительно повысить качество разрабатываемых модулей.

МОЮЩЕЕ-ДИСПЕРГИРУЮЩАЯ ПРИСАДКА С ВЫСОКИМИ ЭКСПЛУАТАЦИОННЫМИ И ЭКОЛОГИЧЕСКИМИ ПОКАЗАТЕЛЯМИ ДЛЯ ДИЗЕЛЬНЫХ ТОПЛИВ

Леонтьев А.В.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Вступление в силу нового Технологического регламента – «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту № 118» требует улучшения их качества, в частности, экологических показателей топлива. Одним из способов достижения этой цели является применение моющее - диспергирующих присадок.

Цель работы – разработка многофункциональной присадки, используемой в минимальных концентрациях, улучшающей эксплуатационные и экологические показатели дизельных топлив.

В качестве моющее - диспергирующих присадок исследовались продукты основе глицеридов природного происхождения.

Для лабораторных исследований применяли разработанные нами экспресс-методы оценки антиокислительных и моюще-диспергирующих свойств дизельных топлив. Экспресс-метод определения антиокислительной эффективности присадок к топливам основан на измерении оптической плотности образца в ходе его окисления в заданных условиях опыта. Критерием оценки моющее - диспергирующих свойств присадок в дизельном топливе по предложенному методу являлось время удерживания частиц коллоидного графита в топливе. Размер и количество частиц определялось микроскопическим методом на электронном микроскопе.

Полученные результаты показали что разработанная присадка обладает уникальными поверхностно-активными свойствами в области концентраций 0,001- 0,005% мас.. Присадка улучшает одновременно термоокислительные, моюще-диспергирующие, экологические показатели топлив, т.к. молекулы присадка содержат функциональные группы в оптимальном сочетании, создающем внутренний синергетический эффект.

Проведенные промышленные испытания дизельного топлива, с разработанной нами присадкой на дизельных двигателях компании «Мерседес» показали, что ее применение в области концентраций 0,001% мас. позволяет снизить расход дизельного топлива при эксплуатации автомобилей до 15%.

**ИННОВАЦИОННЫЕ РЕШЕНИЯ
ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА НАДЫМ» ПО ОБРАЩЕНИЮ С
ОТХОДАМИ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ БОВАНЕНКОВСКОГО
МЕСТОРОЖДЕНИЯ**

Малахова Ю.В., Меньшикова И.А., Сахаутдинов Ф.З.
ООО «Газпром добыча Надым»

Полуостров Ямал является одним из важнейших стратегических нефтегазоносных регионов России. Промышленное освоение месторождений Ямала и прилегающих акваторий имеет принципиальное значение для обеспечения роста добычи российского газа.

Физико-географические и природно-климатические условия Бованенковского месторождения требовали от нас принятия новых, обоснованных решений по его обустройству с целью минимизации экологических последствий производственной деятельности.

Полуостров Ямал расположен в области сплошного распространения многолетнемерзлых пород с крупными скоплениями подземного льда, заболоченности, эрозионными процессами почв. Сложные условия освоения Бованенковского месторождения предъявляют особые требования к обустройству объектов размещения отходов, к надежности конструкции их оснований. Серьезной проблемой при организации схемы обращения с отходами послужило также отсутствие транспортной и специализированной инфраструктуры.

Наиболее значимым негативным фактором при строительстве скважин на Бованенковском месторождении являются многотоннажные объемы отходов бурения.

Для решения проблем утилизации отходов проведено изучение всех возможных путей обращения с отходами бурения. В докладе представлены три технологические схемы, которые внедрены и используются ООО «Газпром добыча Надым», определен наиболее оптимальный вариант с экономической точки зрения.

Внедрение данных решений по обращению с отходами бурения позволило нам обеспечить реализацию корпоративной Экологической цели, а именно добиться снижения доли отходов, направляемых на захоронение.

Применение переработки отходов бурения в строительный материал позволило снизить плату за негативное воздействие на окружающую среду в 2012 году на 23,2% по сравнению с 2010 годом.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ТИПОВОГО ПРОЕКТИРОВАНИЯ ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ВНЕДРЕНИЙ В ОБЪЕКТЫ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Миронова О.С., Остах С.В., Еремин И.С.
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

При принятии положительного решения о внедрении технологии в производственный цикл объекта нефтегазового комплекса, основные технические решения подлежат привязке к конкретным условиям. В качестве способа оптимизации затрат при реализации настоящих проектов используются альбомы типовых проектных решений (ТПР), которые обеспечивают возможность встраиваемости технологического оборудования с максимальным учетом существующей инфраструктуры. ТПР должны рассматриваться как неотъемлемая часть технической документации на внедряемую технологию, использование которой может оказать воздействие на окружающую среду. Таким образом, ТПР рассматриваются как способ практической реализации, развития, дополнения и уточнения апробированных технических решений с учетом требований действующих нормативных документов и лучшей природоохранной практики.

Использование адаптивно-адресного метода типового проектирования дает возможность повысить качество, снизить затраты, уменьшить трудоемкость проектных работ, а сократить количество ошибок проектировщиков. С учетом специфики порядка установления соответствия намечаемой деятельности экологическим требованиям, определения допустимости реализации объекта в целях предупреждения возможного неблагоприятного воздействия этой деятельности на окружающую среду, в части обязательной оценки техники и технологии экспертной комиссией Государственной экологической экспертизы, типовое проектирование позволяет сократить сроки согласования проектных решений технологических объектов нефтегазового комплекса.

В основе методических основ при формировании альбома ТПР должны лежать автоматизированные процедуры идентификации технологии для конкретных задач, оценке ее воздействия на различные компоненты окружающей природной среды и экономической целесообразности, выбору наилучших альтернатив в части ресурсосбережения и с использованием предыдущего опыта апробаций, средствам обработки и интерпретации результатов программы экологического и производственного мониторинга.

В основе алгоритма формирования состава альбома ТПР лежит представление технологии в унифицированном виде, позволяющем использовать возможности объектно-ориентированного подхода при сопряжении подсистем, интеграции узлов, комплектации, и как следствие, многократного применения.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЕ ВОПРОСЫ ПРИМЕНЕНИЯ РЕАГЕНТОВ-НЕЙТРАЛИЗАТОРОВ СЕРОВОДОРОДА В ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЯХ

Мухамеджанова Б.К.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Многие нефтяные и газовые месторождения в Казахстане в своей продукции содержат сероводород. К наиболее известным из них можно отнести газоконденсатное месторождение Карачаганак, нефтяные месторождения Тенгиз и Жанажол, новое месторождение Кашаган (в Каспийском море). Месторождения имеют различные геологические условия (температуру, давление и т.д.), содержание H_2S может достигать 20-25% (Тенгиз). Сероводород смертельно опасен даже в очень малых концентрациях, поэтому не должен поступать на поверхность. Наиболее известным и безопасным способом предупреждения сероводородного воздействия является нейтрализация сероводорода в скважине, что достигается введением в технологические жидкости (ТЖ) химических добавок - нейтрализаторов сероводорода, связывающих сероводород в малотоксичные соединения. Нейтрализаторы должны быть совместимы с ТЖ, не оказывать отрицательного воздействия на технологические параметры ТЖ, не увеличивать их коррозионную активность, обладать большой емкостью и скоростью нейтрализации сероводорода, продукты реакции не должны разлагаться с образованием сероводорода или подобных токсичных аналогов. Для этой цели на практике используется множество химических реагентов неорганического и органического происхождения, как в виде индивидуальных веществ, так и композиций, среди которых необходимо отметить оксиды, карбонаты железа, цинка, марганца и т.п. В настоящее время к химическим реагентам ужесточаются экотоксикологические требования, в бурении рекомендуют применять не ниже III-го класса токсичности - умеренно опасные вещества, поэтому важно чтобы наряду с основным веществом нейтрализаторы не содержали более токсичных продуктов, например тяжелых металлов.

Обобщены экотоксикологические показатели растворимых и нерастворимых в воде соединений железа, цинка, марганца, меди, свинца и ряда органических продуктов, рассчитаны для них показатель степени опасности - К. Выявлено, что наименее опасными являются малорастворимые в воде соединения железа и цинка. Проанализирована токсичность возможных продуктов реакции сероводорода с исследованными неорганическими нейтрализаторами, рассчитаны классы опасности для ТЖ и буровых шламов содержащих различные количества нейтрализаторов.

Разработанный методический подход позволяет подбирать и синтезировать реагенты нейтрализаторы, удовлетворяющие экотоксикологическим нормам.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ АСИНХРОННЫХ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ УСТРОЙСТВ ПЛАВНОГО ПУСКА

Некрасов И.Ю.

ООО «РМЗ»Газпромнефть-ОНПЗ»

Возрастающие технологические требования к качеству производственных процессов, необходимость внедрения высоких технологий обуславливает необходимость внедрения в различные отрасли промышленности регулируемых электроприводов. Развитие математической теории машин переменного тока, создание усовершенствованных силовых полупроводниковых приборов и преобразователей на их основе, использование современных средств управления позволили создать высококачественные и надежные системы регулируемых асинхронных электро-приводов. Реалии современного мира доказали, что энергосбережение является наиболее дешевым и безопасным способом увеличения энергогенерирующих мощностей. Так как электроприводы потребляют до 70% вырабатываемой электроэнергии, наиболее существенная экономия электроэнергии может быть достигнута при использовании регулируемых электроприводов для управления технологическими процессами, что в сочетании с современными возможностями автоматизации может обеспечить оптимальное использование электроэнергии и других ресурсов.

Основным недостатком асинхронных электрических двигателей с короткозамкнутым ротором считается наличие у него больших пусковых токов, которые могут быть больше номинального в 5-10 раз. Таким образом, в случае подачи напряжения питания обыкновенным способом, происходят процессы, которые разрушают электродвигатель. Напряжение и пусковой ток на обмотках двигателя во время переходных процессов, в значительной степени превышают допустимые значения. Именно это и становится причиной износа и пробоя изоляции обмоток, «подгорания» контактов, значительно сокращая срок службы подшипников и самого двигателя, и различных устройств, которые «сидят» на валу электродвигателя. Обеспечение необходимой пусковой мощности требует увеличения номинальной мощности питающих электрических сетей, это приводит к удорожанию оборудования, а также перерасходу электрической энергии. Помимо этого, «просадка» напряжения питания при пуске электродвигателя способна стать причиной порчи оборудования, задействованного от данных источников питания, и уменьшить срок его службы.

Данные недостатки решаются применением устройств регулирования работы асинхронного электродвигателя. Широкую популярность получили устройства частотного регулирования. Но там где по технологическому процессу не требуется регулирования частоты вращения электродвигателя, экономически не обосновано применять частотные преобразователи ввиду их высокой стоимости. В настоящее время благодаря прогрессу микропроцессорной техники и силовой электроники на рынке появились удобные, компактные и весьма эффективные устройства плавного пуска электродвигателя (софтстартеры). Данное устройство объединяет функции плавного пуска и торможения, защиты механизмов и электродвигателей. Применение устройств плавного пуска обеспечивает ограничение скорости нарастания и максимального значения пускового тока от нуля до номинального значения в течение заданного времени.

В электронных устройствах плавного пуска ограничение тока достигается путем плавного нарастания напряжения на обмотках электродвигателя. Это позволяет во время пуска удерживать параметры электродвигателя (ток, напряжение и т. д.) в безопасных пределах, что снижает вероятность перегрева обмоток и устраняет рывки в механической части привода, а также вероятность возникновения гидравлических ударов в трубах и задвижках в момент пуска и остановки. В конечном итоге правильно выбранное и настроенное устройство плавного пуска повышает показатели долговечности и безотказности электродвигателя и его привода.

ВНЕДРЕНИЕ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМОГО ПРИВОДА НА АГРЕГАТАХ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ПРОПАНО-ХОЛОДИЛЬНОЙ УСТАНОВКИ У-80

Петров Д.В.

ООО «Газпром добыча Оренбург»

АВО 2У40А01 осуществляет конденсацию пропана поступающего с нагнетания компрессора 40К01. Температура поступающего на вход АВО пропана не более 90°С. Система регулирования частоты вращения вентиляторов должна обеспечить поддержание температуры парожидкостной пропановой смеси на выходе АВО не более 51°С.

Установка воздушного охлаждения 2У40А01 при поставке оснащалась системой автоматического регулирования производительности вентиляторов путем изменения угла установки лопастей. Система в настоящий момент не работает.

Введение частотного регулирования должно улучшить технологический режим установки, существенно снизить потребление электроэнергии и эксплуатационные затраты

Основные задачи, выполняемые ЧРП:

Экономия электроэнергии.

Снижение эксплуатационных затрат.

Обеспечение плавного пуска и как следствие продление срока службы электродвигателей.

Снижение трудозатрат обслуживающего персонала.

Возможность самозапуска после кратковременной токовой паузы.

Особенности установленного оборудования:

Контроль за температурой и управление электроприводом выполняется непосредственно из операторной. Отсутствие необходимости вручную изменять углы лопастей вентиляторов.

Возможность перевода системы на ручное управление (с возможностью реверсирования) для исключения явления перемораживания трубок охлаждающей установки зимой.

Возможность перевода системы управления в автоматический режим работы и стабилизации температуры на выходе АВО.

Возможность быстрого перехода к схеме на пускателях.

Также следует отметить, что общее количество вентиляторов по заводу около 360 штук их суммарная установленная мощность оценивается величиной 10МВт.

Существующие способы изменения режима охлаждающих установок (изменение установочного угла лопастей, отключение отдельных секций, отключение отдельных вентиляторов) являются не технологичными, требуют значительных трудовых затрат (320 вентиляторов). К тому же реальные токи в летний период времени значительно меньше номинальных, что вызвано не правильной настройкой угла установки лопастей вентиляторов и как следствие неудовлетворительная работа охлаждающей установки. Регулирование частоты вращения обеспечивает максимальную загрузку электродвигателя

Рассматриваемый вариант регулирования частоты вращения приводов является универсальным, что дает возможность монтажа практически на всех агрегатах АВО Газоперерабатывающего завода.

ОПТИМИЗАЦИЯ ЭНЕРГОЗАТРАТ НА ГАЗОРАЗДЕЛЕНИЕ НА ПРОИЗВОДСТВЕ ЭТИЛЕНА

Полоумов Ю.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время в нефтегазохимии в России, в том числе и производстве этилена, развивается достаточно бурно. Одним из перспективных направлений дальнейшего развития является улучшение существующих технологий и проведение реконструкций существующих установок.

В процессе пиролиза на этиленовом производстве в печах образуется большое количество твердого кокса. В результате поток пирогаза, содержащий кокс, поступает в колонну первичного фракционирования, что может привести к забиванию внутренних устройств колонны. В таком случае может потребоваться остановка всего производства, а значит к большим финансовым потерям. Именно поэтому в колоннах первичного фракционирования пирогаза применяются тарельчатые внутренние устройства, что позволяет снизить риск забивания коксом.

Одним из современнейших решений этой проблемы является внедрение специальных блоков удаления кокса, что приводит к снижению содержания кокса в колонне и другом оборудовании.

В данной работе предлагается разработка математической модели ректификационной колонны для расчета и сравнения двух различных вариантов исполнения колонны – с тарельчатыми или насадочными внутренними устройствами. Замена внутренних устройств на насадку позволит снизить перепад давления в колонне, снизить нагрузку на турбины, снизить потребление пара.

Одной из сложностей моделирования такой колонны является большое количество разнообразных компонентов смеси, поступающей на разделение, а значит и сложность моделирования паро-жидкостного равновесия такой смеси. Для моделирования этого равновесия предлагается использование модели *NRTL (Non-Random Two Liquid model)*. Для использования этой модели необходимы данные о равновесии всех пар компонентов смеси. Многие данные имеются в справочниках, но в случае отсутствия такой информации предлагается использование псевдо-экспериментальных данных, полученных с помощью теоретической метода *UNIFAC (universal functional activity coefficient)*.

Таким образом, был разработан программный комплекс для расчета ректификационной колонны. Благодаря полученным результатам могут быть определены условия проведения разделения, эффективность разделения, рассчитан экономический эффект, а значит сделан вывод о целесообразности проведения такой реконструкции.

ВНЕДРЕНИЕ НАИЛУЧШИХ ДОСТУПНЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩУЮ ОТРАСЛЬ РОССИИ

Резник А.В., Еремина Н.В.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Планируемый в настоящее время в России переход к выдаче промышленным предприятиям комплексных разрешений на экологические воздействия на основе технологического нормирования с использованием наилучших доступных технологий (НДТ), может в настоящее время служить инструментом для минимизации всех видов негативного воздействия на окружающую среду.

Переход к использованию системы НДТ в качестве базового принципа нормирования был предложен на прошедшем заседании Государственного совета по вопросам совершенствования государственного регулирования в сфере охраны окружающей среды от 27 мая 2010 года под председательством Президента РФ Д.А. Медведева. Данная концепция эффективно используется в различных отраслях промышленности Европы и США с 1984 г.

Преимуществами использования наилучших доступных технологий, учитывающих техническое оснащение предприятия, является не только сокращение воздействия на окружающую среду, но и учет экономической эффективности внедрения различных технологий.

Для создания базы данных и реестров НДТ в нефтегазовой отрасли необходимо произвести адаптацию зарубежного опыта к российским условиям, законодательству и оценить технологические возможности отечественных предприятий.

В настоящее время мы участвуем в научно-исследовательской работе для крупной российской нефтяной компании по созданию справочной базы по НДТ для нефтегазовой отрасли в России. Работа состоит из нескольких этапов. В первую очередь, был проведен анализ мирового и отечественного опыта использования техники и технологий для процессов нефтепереработки с наилучшими показателями воздействия на окружающую среду. Далее был рассмотрен опыт формирования Реестров НДТ и создание базы данных по НДТ в нефтегазовой отрасли. Это позволило создать методику формирования отраслевой базы данных по нефтепереработке и создать инструмент для сбора и анализа данных о технологических блоках предприятия.

Анализ данных, полученных от нефтеперерабатывающих предприятий, позволяет выявить уровень воздействия установок и предприятия в целом на различные компоненты окружающей среды, дать оценку энергоэффективности НПЗ, а также провести сравнение с нормами Европейского Союза.

УМЕНЬШЕНИЕ ВЫБРОСОВ ПРИРОДНОГО ГАЗА ПРИ РАБОТЕ ГПА-16 «ВОЛГА» С ТОРЦЕВЫМИ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИМИ УПЛОТНЕНИЯМИ И ЭЛЕКТРОМАГНИТНЫМИ ПОДВЕСАМИ

Сабурин А.В.

ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород»

Важную роль в современной газовой промышленности занимает экологичность транспорта газа. Метан выбрасывается в атмосферу, как при ремонте оборудования, так и при его эксплуатации. При эксплуатации современных газоперекачивающих агрегатов с торцевыми газодинамическими уплотнениями, природный газ после первой ступени уплотнений выбрасывается в атмосферу. Природный газ выбрасывается в атмосферу также и при останове агрегата для освобождения полости нагнетателя от газа. Для исключения вредного воздействия выбросов природного газа на экологию возможно использование его для получения тепла и электроэнергии в случае использования дополнительного оборудования.

С целью использования метана, выбрасываемого при работе торцевых газодинамических уплотнений, необходимо поднять давление газа после первой ступени торцевых газодинамических уплотнений до 0,3 МПа. При помощи редукторов газа и систем обеспечения безопасности, поддерживающих необходимое давление газа в трубопроводе, создавая необходимые условия отбора природного газа для потребителей на территории компрессорного цеха. Применение оборудования для отбора газа после торцевых газодинамических уплотнений позволяет, при обеспечении необходимых условий безопасности, вырабатывать газ из контура нагнетателя. Данные операции позволят снизить объемы выбрасываемого газа при эксплуатации и обслуживании ГПА.

Основными целями, достигаемыми при утилизации природного газа после торцевых газодинамических уплотнений и полости нагнетателя, являются:

- уменьшение загрязнения окружающей среды;
- рациональное использование технологического газа;
- повышение эффективности транспорта газа.

Полученная энергия при утилизации природного газа может применяться в котельных для получения тепла используемого на обогрев помещений, подогрев топливного газа и получение электроэнергии на электростанциях собственных нужд. Перечисленные потребители газа широко применяются на компрессорных станциях и могут обеспечить необходимый отбор технологического природного газа, исключая его выбросы в атмосферу.

ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» Северное ЛПУМГ

Для своевременного предоставления данных, необходимых для формирования ежеквартальных отчетов разработаны передвижные весы с тензодатчиком сжатия EMS50. Для автоматизации работы по сбору данных разработана база данных “Первичный учет отходов на предприятии”.



Данная разработка позволяет значительно облегчить сбор данных для первичного учета отходов, а также уменьшить количество времени на формирование ежемесячных и ежеквартальных отчетов у инженеров по охране окружающей среды на предприятии.

СИСТЕМАТИЗИРОВАННЫЙ ПОДХОД КАК РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ ОПРЕДЕЛЕНИЯ КЛАССА ОПАСНОСТИ НЕФТЕСОДЕРЖАЩИХ ОТХОДОВ

Санченко В.С.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

В настоящее время в России сложилась проблема, связанная с отсутствием единых нормативных документов, а проще говоря, общего алгоритма, который позволил бы систематизировать подход к определению класса опасности токсичных отходов.

Существует ряд прецедентов, при рассмотрении которых было установлено несоответствие присвоенному классу опасности одного и того же отхода, если в основу его определения были положены разные методы анализа. Так, по данным некоторых лабораторных исследований, третий класс опасности («умеренно опасные») имеют сухое молоко, некоторые марки майонеза и кетчупа.

Кроме того, класс опасности токсичного отхода, определяемый расчетным методом по методике Приказа № 511 Минприродразвития РФ, напрямую связан с полнотой и качеством проведенного химического анализа.

При анализе сложных полидисперсных систем, например, нефтесодержащих отходов и нефтезагрязненных грунтов, важное значение имеет пробоподготовка. При потере в ходе пробоподготовки некоторых токсичных компонентов класс опасности отхода определяется заведомо неверно.

Все приведенные недостатки существующей практики делают необходимым разработку последовательности операций при пробоотборе, пробоподготовке и анализу однотипных токсичных отходов, а также разработку требований к необходимому аналитическому оборудованию.

Общеизвестным фактом является то, что большинство нефтешламов относятся к третьему классу опасности, поэтому вызывает сомнения ряд случаев, в которых нефтешламам присваивают первый класс опасности (чрезвычайно опасные), при определении только биотестированием без комплексного подхода.

В данной работе рассмотрен один из таких прецедентов и на основе его анализа предложен алгоритм определения класса опасности нефтесодержащего отхода.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ВЛИЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ РАБОТЫ ГПА-Ц-16 НА КОНЦЕНТРАЦИЮ ВРЕДНЫХ ВЕЩЕСТВ В ВЫХЛОПНЫХ ГАЗАХ ГТУ

Соломенников Д.П., Шудегов С.А., Шестакова О.И.

ООО «Газпром трансгаз Чайковский»

В ходе выполнения проекта были выявлены основные факторы, влияющие на образование выбросов NO, NO₂, CO в выхлопных газах ГТУ:
отбор горячего воздуха на собственные нужды;
частота вращения СТ (силовая турбина);
температура топливного газа (ТГ);
отвод трубопроводов эжекции ГТУ от выхлопной шахты.

В первую очередь были проведены замеры концентрации вредных веществ в выхлопной шахте ГТУ при открытом и закрытом отборе горячего воздуха на собственные нужды на максимальной, текущей и минимальной частотах вращения СТ.

Концентрация вредных выбросов изменяется пропорционально изменению частоты вращения СТ, но на данном диапазоне частот эти изменения не существенны. А отбор горячего воздуха оказывает значительное влияние на выбросы в атмосферу.

Далее было произведено временное отглушение трубопровода эжекции масляных паров ГТУ от выхлопной шахты, общая концентрация вредных веществ изменилась незначительно, на 4 %.

Далее произведены замеры при различных температурах ТГ.

Определена оптимальная t_0 нагрева ТГ, которая составила 26 0С.

Добиться нагрева до заданной температуры можно лишь используя теплообменники газ-газ, без включения подогревателя топливного газа ПТПГ-30. Дальнейший нагрев топливного газа нерационален по сравнению с дальнейшим уменьшением валового выброса и приводит к дополнительным затратам по использованию природного газа на собственные нужды.

Поддержание указанного диапазона температур ТГ позволяет сократить выбросы ЗВ в атмосферу более чем на 12%.

В ходе выполнения проекта выявлено что, не меняя конструкции агрегата и не воздействуя на технологический режим работы ГПА, можно влиять на объем валовых выбросов загрязняющих веществ.

ПОТЕНЦИАЛ РАЦИОНАЛЬНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ТЕПЛОВОЙ ЭНЕРГИИ НА ГЕЛИЕВОМ ЗАВОДЕ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ОРЕНБУРГ»

Сосницкая М.Е.

ООО «Газпром добыча Оренбург», гелиевый завод

Теплоснабжение является важной статьёй затрат в производственной деятельности Гелиевого завода. На долю тепловой энергии приходится 12% затрат Гелиевого завода на энергоресурсы в себестоимости продукции.

В работе рассмотрены две системы теплоснабжения завода: первая – паровая система, вторая – водяная система теплоснабжения.

Основной проблемой функционирования паровой системы теплоснабжения является потеря тепла пара и низкий возврат конденсата. Предложены мероприятия по созданию эффективной системы отвода и сбора конденсата. Это установка блоков конденсатоотвода в составе различных по типу конденсатоотводчиков, установка локальных систем активного (принудительного) отвода конденсата на базе механических насосов, также организация быстросъемной теплоизоляции для запорной арматуры. Предложенные мероприятия позволят сократить затраты гелиевого завода по оплате тепловой энергии в паре на 80 512 тыс. руб./год из-за увеличения возврата конденсата с 82% до 91%. Срок окупаемости 0,8 года.

В водяной системе теплоснабжения завода внедряется комплекс мероприятий, который позволит полностью отказаться от услуг Каргалинской ТЭЦ по поставке сетевой воды и организовать собственную водяную систему теплоснабжения. В работе рассмотрен вопрос по организации системы подпитки теплосети. Затраты завода на водяную систему теплоснабжения с покупкой водоподготовительной установки сокращаются на 9 799 тыс. руб./год.

Рассмотренные в работе мероприятия по энергоэффективности могут быть рекомендованы к применению не только на гелиевом заводе, но и на других теплопотребляющих предприятиях.

ЭКОЛОГИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ И ПРЕДОТВРАЩЕНИЕ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВОВ В ПЕЧОРСКОМ МОРЕ НА ПРИМЕРЕ ПРИРАЗЛОМНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Стрелецкая В.В., Золотухин А.Б.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Ни один оператор, ведущий разработку нефтяного месторождения, не может гарантировать отсутствие разливов нефти. Арктика является исключительно уязвимым районом, при этом в силу природно-климатических условий нефтяные разливы здесь более вероятны, а последствия разлива труднее ликвидировать, чем в других регионах. Это связано с недостатком естественного освещения, низкими температурами, дрейфом льда, сильными ветрами и рядом других факторов.

Условия для проведения геолого-разведочных, буровых и добычных работ на участке шельфа Печорского моря в районе Приразломного месторождения можно отнести не просто к сложным, а к экстремальным: температуры нередко опускаются до -50°C , сильные шторма, месяцы абсолютной темноты, сложная ледовая обстановка. Полностью ликвидировать последствия аварии здесь будет невозможно: в мире нет технологий, позволяющих эффективно убирать нефть после разлива в арктических условиях.

Поэтому очень важно разработать мероприятия и инструменты управления, направленные на поддержание работы по охране окружающей среды, предотвращению загрязнений, а также вероятности и последствий аварийных разливов нефти: экологическая программа, экологическая система учета, экологический мониторинг, анализ экологического риска.

В работе дан анализ рисков нефтяных разливов в районе Приразломного месторождения в результате расширения разведки и добычи. Кратко описана уязвимость экосистем данного региона. Рассмотрены компоненты типовых планов аварийных мероприятий при разливах нефти и оборудование, необходимое для ликвидации последствий нефтяных разливов, а также представлен обзор базовых систем планирования мероприятий и ликвидации последствий нефтяных разливов в прибрежных арктических районах.

МОДИФИКАЦИЯ ВЫСОКОСЕРНИСТОГО НЕФТЯНОГО КОКСА ПРОДУКТАМИ НА ОСНОВЕ СЛАНЦА С ЦЕЛЬЮ СНИЖЕНИЯ ВЫБРОСОВ ОКСИДОВ СЕРЫ В ГАЗАХ ГОРЕНИЯ

Стрелкова В.К.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Ввиду утяжеления нефтяного сырья и повышения содержания в нем серы актуальным и сложным является решение экологических проблем улавливания диоксида серы, окислов ванадия и других вредных компонентов из дымовых газов, образующихся при сжигании сернистых и высокосернистых коксов.

В работе представлены исследования, направленные на улучшение качества нефтяного кокса как перспективного экологичного энергетического топлива. Изучено влияние пропиточных материалов на содержание серы в продуктах горения высокосернистого кокса (5,8 %масс.). Для пропитки кокса использовали диспергированные в воде твердые порошки сланца и продуктов на его основе (сланцевого полукокса и золы сланца). Выбор сланца в качестве основы для пропиточного материала обусловлен наличием в его составе активных веществ (оксидов щелочноземельных металлов), которые в процессе горения кокса образуют устойчивое химическое соединение с серой, полностью переходящее в шлак. За счет перевода органической серы в устойчивое минеральное соединение количество оксидов серы в дымовых газах горения снижается. В процессе горения кокса могут происходить явления, способствующие усилению активного действия компонентов, входящих в состав сланца, которые приводят к более полному контактированию исследуемого кокса с активным веществом и снижению сернистых соединений в газах горения.

Эффективность сланцевого полукокса и золы сланца можно объяснить снижением эффекта транспорта активного вещества, соединения щелочноземельного металла, к поверхности горения, который осуществляют выделяемые углеводороды сланца, а также содержанием в составе полукокса и золы минеральных соединений серы – сульфатов и как следствие меньшим содержанием активного вещества.

Проведенные исследования по изучению горения (окисления) исходного высокосернистого кокса и кокса, пропитанного водной суспензией сланца и сланцевого полукокса, показали более высокую реакционную способность к кислороду и более высокую скорость горения. Этот факт позволит судить о том, что при одинаковых условиях в топочной части энергетических печей горение пропитанных образцов коксов с добавкой сланца и сланцевого полукокса будет более полным, чем исходного кокса, что увеличит общий КПД печи.

ПРОБЛЕМЫ РЕКУЛЬТИВАЦИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ И ИХ РЕШЕНИЯ

Сушкова А.В., Мещеряков С.В., Остах С.В.
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

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 задачей рекультивации земель, загрязненных нефтесодержащими отходами является снижение содержания нефтепродуктов в почве. Решение этой задачи сдерживается, прежде всего, из-за отсутствия научно-обоснованных и законодательно утвержденных предельно-допустимых концентраций нефти и ее компонентов в почвах. Соответственно, необходимо разработать и принять единый норматив допустимого содержания нефти и продуктов ее трансформации.

Низкая эффективность современного рекультивационного комплекса также определяется несовершенством применяемых технологий. Каждый из методов очистки земель от нефтепродуктов, используемые при рекультивации несовершенны. Так, биологический метод, являющийся самым экологичным, имеет ряд ограничений по его использованию (по концентрации нефтепродуктов в почве, температурным условиям).

По сочетанию факторов, лимитирующих биологическое разложение нефти в почве, практически каждый нефтезагрязненный участок индивидуален, а, следовательно, требует специфических решений. В связи с этим рекультивация нефтезагрязненных территорий должна проходить по определенному сценарию, исходя из конкретной ситуации.

Отсутствие унифицированного подхода к проблемам создания систем рекультивации нефтезагрязненных земель ведет к повышению затрат на проектирование, излишнему многообразию принимаемых технических решений и выбору установок. В конечном итоге все эти факторы негативно сказываются на эффективности инвестиций в реконструкцию и строительство объектов с совместным циклом сбора и получения продукции из нефтяных отходов.

Для исключения необходимости самостоятельной разработки инженерно-технических решений и проектирования ответственных узлов и установок по рекультивации загрязненных нефтью почв (грунтов) предлагается типизация проектных решений.

Разработка типовых проектных решений (далее - ТПР) позволяет оптимизировать затраты на реализацию природоохранных мероприятий, а также повысить качество и сократить сроки внедрения ресурсосберегающих установок.

ТПР представляет собой тиражируемое отраслевое (пригодное к многократному использованию) объектное проектное решение из готовых типовых элементов с учетом результатов выбора альтернатив из базы данных лучших отечественных и зарубежных технологий.

В процессе разработки проекта предлагаются варианты ТПР и применяемого оборудования, изделий и материалов, предоставляется возможность для заказчика выбрать из них наиболее оптимальный для него объектно-ориентированный вариант.

ПРИМЕНЕНИЕ БИОЛОГИЧЕСКОГО ПРЕПАРАТА В ОБЕЗВРЕЖИВАНИИ ЗАГРЯЗНЕННЫХ НЕФТЬЮ ГРУНТОВ

Херрера Л.А.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

Национальная эквадорская нефтяная компания «Петроэквадор» добывает нефть на территории амазонских джунглей, где обитают тысячи уникальных видов растений и животных, предупреждение и обезвреживание разливов нефти в уникальных природных экосистемах является острым вопросом. При возникновении нефтяных аварийных разливов, образуется огромное количество грунта загрязненной нефтью и нефтепродуктами, которые необходимо очищать.

В мировой практике для этого используются разные подходы: промывка почвы разными *in-situ* реагентами, сжигание на месте разливов, перенос загрязненной почвы на полигоны ремедиации, перенос почвы на захоронение, на сжигание, на капсулирование и т.д. и экологической точки зрения, это связано как с перевозками загрязненного грунта на значительные расстояния, так с сутью применяемых технологий. Например, при промывке места разлива реагентами нужно хорошо контролировать стоки уносящее с собой загрязнители, если данная промывка производится вблизи водоема, не исключается возможность переноса загрязнения на другие территории. При этом, реагенты которые используются для промывки разливов не всегда являются хорошо биоразлагаемыми.

В теплом климате и достаточной увлажненности почв джунглей Эквадора наиболее эффективно использовать биотехнологии. Проведенные нами исследования показали эффективность использования для ремедиации почв при нефтяных разливах консорциумов аборигенных микроорганизмов, состоящих не менее чем из 12 видов. Помимо обычных биопрепаратов в «Петроэквадоре» успешно разработана и применена технология использования биологического препарата для обезвреживания загрязненных нефтью почв.

Данный биологический препарат это листовенное жидкое удобрение, образованное в результате разложения животных и растительных отходов (Instituto Nacional de Investigación Agraria INIA – 2008). Предложенный препарат готовится на основе растений амазонских джунглей, содержащих в своем составе N, P, K а также азотофиксирующие бактерии, которые переводят азот в органическую форму ($-NH_2$), за счет чего происходит ассимиляция азота в почве, таким образом, он лучше усваивается бактериями нефтедеструкторами, способствующими быстрой деградации углеводов в почве. Такой способ позволяет эффективно и в короткие сроки обезвреживать нефтезагрязненные грунты.

ВЛИЯНИЕ СОСТОЯНИЯ АКТИВНОГО ИЛА НА КАЧЕСТВО БИОЛОГИЧЕСКОЙ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД

Хрячкова Е.С., Курбанов Л.И.
ООО «Газпром трансгаз Саратов»

В соответствии с требованиями «Водного кодекса» и закона «Об охране окружающей среды» запрещен сброс неочищенных сточных вод в окружающую среду. В связи с этим вопросы очистки сточных вод имеют для деятельности предприятий большое значение.

В ООО «Газпром трансгаз Саратов» в данный момент действуют 11 очистных сооружений. Из них 10 – сооружения биологической очистки, 1 – сооружения электрохимической очистки. Степень очистки от загрязняющих веществ составляет от 70 до 98%. Но при этом качество сбрасываемых сточных вод не всегда соответствует установленным нормативам. Это связано с тем, что нормирование производится исходя из очень жестких критериев (рыбо-хозяйственные нормативы).

Активный ил – это искусственно созданная экосистема, находящаяся в чрезвычайно изменчивых условиях воздействия абиотических и биотических факторов, способная переработать в короткие сроки значительные массы органических загрязняющих веществ. При этом задача обеспечения высокого качества очистки сводится к поддержанию удовлетворительного состояния активного ила и его ферментативной активности.

В данной работе было изучено влияние различных экологических факторов на состояние активного ила. В результате исследования научнотехнической литературы и на основании обобщения материалов по обследованию всех очистных сооружений Общества был разработан комплекс рекомендаций по улучшению состояния активного ила и, как следствие, увеличения эффективности работы очистных сооружений. При выполнении данных рекомендаций на очистных сооружениях устанавливается оптимальный режим работы, что подтверждается данными химических анализов. За счет этого улучшается качество очистки сточных вод, что приводит к снижению платы за негативное воздействие на водные объекты.

В лаборатории по охране окружающей среды был проведен эксперимент по кормлению модельной системы активный ил – сточная вода пищевыми отходами, к ходе которого было установлено, что внесение такой добавки способствует увеличению количества активного ила в системе. Также возрастает число видов микроорганизмов. Таким образом, этот вариант внесения дополнительного питания можно использовать на всех очистных сооружениях сточных вод Общества.

В работе была проведена оценка экономического эффекта от использования очистных сооружений Общества, которая показала, что при отсутствии очистных сооружений плата за негативное воздействие на водные объекты возросла бы многократно.

ПОЛУЧЕНИЕ ПАВ ИЗ КИСЛЫХ ГУДРОНОВ И ТАЛЛОВОГО ПЕКА КАК РЕАГЕНТ БУРОВЫХ РАСТВОРОВ

Царьков А.Ю.

РГУ нефти и газа имени И.М.Губкина

В данной работе была изучена возможность утилизации кислого гудрона (КГ) Омского НПЗ, отхода очистки масел концентрированной серной кислотой от непредельных, ароматических углеводородов, серо-, азотсодержащих соединений, смолистых веществ, которые снижают стабильность и эксплуатационные характеристики товарных нефтяных масел, а также неомыленного таллового пека (НТП) многотоннажного отхода лесохимических производств.

В работе нами были синтезированы ПАВ сульфированием НТП кислым гудроном (ПАВ-ПС) при различных технологических параметрах: содержание активной массы, время и температура сульфирования, нейтрализующий агент – аминоспирты – моно, ди и триэтаноламины (МЭА, ДЭА, ТЭА). С целью получения товарных форм ПАВ-ПС были изучены их физико-химические свойства, такие как растворимость в воде, спиртах и углеводородах. Проведенные исследования по изменению межфазного натяжения водных растворов ПАВ-ПС на границе с ТС-1 различными методами (сталогмометрически и методом вращающейся капли), показали свою эффективность, снизив его примерно в 2-3 раза с увеличением концентрации ПАВ от 0,1 до 1,0%. Экспериментально показано, что 1,0-3,0% добавки ПАВ-ПС резко улучшают смазывающую способность и снижают фильтрацию глинистых суспензий. Оценка ингибирующих свойств ПАВ-ПС на линейном тестере набухания в динамических условиях при различных температурах, показала их высокое ингибирующее действие по набуханию глинистых сланцев. Таким образом, на основе отходов производства синтезированы новые ПАВ-ПС, которые могут эффективно применяться как реагенты буровых растворов для улучшения их смазывающего и ингибирующего действия, а возможность снижения поверхностного натяжения ПАВ позволит использовать их при вскрытии продуктивных горизонтов. Получение таких продуктов позволит утилизировать отходы нефте- и лесохимических производств, снизив воздействие на окружающую среду.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ СИСТЕМ КОНТРОЛЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО И ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩЕГО АГРЕГАТА (ГПА) И ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ОСНОВНЫХ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ПОКАЗАТЕЛЕЙ

Шереметинский Ю.В., Полозов В.Н.
ООО «Газпром добыча Надым»

В докладе обобщен опыт эксплуатации системы автоматического контроля выхлопных газов (АСКВГ), установленной на ГПА-16ДКС-07 «Урал» с ГТД ПС-90ПП-2 ДКС-2 Ямсовейского НГКМ в целях обеспечения минимизации выбросов загрязняющих веществ (В(З)В) и повышения энергоэффективности эксплуатации ГПА.

В результате обработки массива статистических данных АСКВГ по экологическим и теплотехническим параметрам работы ГТУ за период 2011 года (свыше 12 000 значений) определены основные параметры, определяющие концентрации и мощность выбросов В(З)В. Для концентрации В(З)В - это интегральный показатель технического состояния ГТУ по мощности K_{Ne} и режимный параметр работы ГПА (температура продуктов сгорания $T_{пс}$), для мощности выбросов В(З)В – это концентрация В(З)В и степень загрузки ГТУ (расход продуктов сгорания).

В итоге для ГПА-16ДКС-07 «Урал» с ГТД ПС-90ПП-2 ДКС-2 Ямсовейского НГКМ получены обобщенные и индивидуальные эмпирические эколого-теплотехнические характеристики.

Предложены зависимости экологических показателей от режимных параметров и технического состояния ГТУ. Основными достоинствами которых является простота и минимум исходных данных, возможность получать с достаточной для инженерных расчетов точностью текущие и прогнозные значения основных показателей В(З)В - концентрации и мощности выбросов оксидов азота в зависимости от степени загрузки и технического состояния ГТУ.

РАЗРАБОТКА НОВОГО МЕТОДА УВЕЛИЧЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТА НА ОСНОВЕ НАНОЧАСТИЦ ПОЛИАКРИЛАМИДА

Шувалов С.А., Хлебников В.Н., Винокуров В.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Для применения в потокоотклоняющих технологиях широко используются сшитые полимерные системы, радиационно и химически сшитые полиакриламиды (ПАА). Эти составы имеют ряд существенных недостатков. Радиационно и химически сшитые ПАА при набухании образуют крупные частицы, проявляющие эффективность при устранении только больших поглощений. Приготовление водных растворов ПАА производится перед закачкой в пласт в полевых условиях. Готовые сшитые полимерные микро- и нанореагенты, способные глубоко проникать в неоднородный пласт, на рынке отсутствуют.

В работе предпринята попытка решения этой проблемы путем получения полиакриламида обратномульсионной полимеризацией под воздействием радиационного облучения. В качестве дисперсионной среды используется дизельное топливо, а в качестве эмульгаторов - анионные поверхностно-активные вещества.

Применяемое в качестве инициатора γ -излучение позволяет провести одновременно полимеризацию и сшивку мономера, в результате чего образуется суспензия водонерастворимых нанолатексов. Размер частиц может варьироваться от 80-100 нм до 3-5 мкм. В зависимости от диаметра пор коллектора может быть подобран реагент с оптимальным размером частиц. Заданный размер частиц достигается изменением условий приготовления мономерной эмульсии.

Суспензия радиационно сшитого полиакриламида в углеводороде обладает низкой температурой застывания. Реагент, таким образом, можно применять в осенне-зимний период, что выгодно отличает его от реагентов на водной основе.

На кинетику и конечную степень набухания основное влияние оказывает плотность радиационной сшивки полиакриламида, которую можно регулировать путем изменения мощности и конечной дозы излучения. Таким образом, можно добиться оптимальной степени набухания на заданном расстоянии от призабойной зоны коллектора.

Проведенные фильтрационные эксперименты показали, что гидрогель синтезированного полиакриламида значительно снижает проницаемость по воде, в то время как проницаемость легкой нефти снижается в гораздо меньшей степени.

По сравнению со сшитыми полимерными системами, которые образуются в результате химической сшивки молекул ПАА атомами хрома, разрабатываемый реагент не загрязняет среду солями тяжелых металлов.

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО «ГАЗПРОМ»
РОССИЙСКИЙ ГОСУДАРСТВЕННЫЙ УНИВЕРСИТЕТ
НЕФТИ И ГАЗА имени И.М. ГУБКИНА

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

ЮБИЛЕЙНОЙ ДЕСЯТОЙ ВСЕРОССИЙСКОЙ КОНФЕРЕНЦИИ
МОЛОДЫХ УЧЕНЫХ, СПЕЦИАЛИСТОВ И СТУДЕНТОВ

«Новые технологии в газовой промышленности» (газ, нефть, энергетика)

8 –11 октября 2013 г.

**Секция 11
Энергетика**

**Москва
2013 г.**

О ПРОБЛЕМАХ РЕАЛИЗАЦИИ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ СТРАТЕГИИ РОССИИ

Акаев К.Б.

Тюменский государственный нефтегазовый университет

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года (ЭС-2030) ориентирована на развитие экономики в значительной степени за счет экспорта энергоносителей. Не смотря на то, что одной из задач заявляется необходимость повышения энергоэффективности и снижения энергоемкости экономики, в тоже время в стратегии не содержится конкретных рецептов достижения этих целей.

Одной из проблем реализации ЭС-2030 является сохраняющаяся уязвимость российской экономики к колебаниям цен на энергию. Данная ситуация осложняется тем, что основные положения данной Стратегии трактуются исходя из производственной мощности ТЭК, а не из реальной потребности в энергоресурсах. Кроме того, ставка на традиционные источники энергии рискованна, так как современному этапу развития ресурсного сектора характерны тенденция истощения ресурсов освоенных месторождений и трудность освоения новых, ориентированность мировой экономики на альтернативные источники энергии [1].

Другой существенной проблемой ЭС-2030 является экспорт «сырых» энергоресурсов в преобладающих объемах, что объясняется относительно низким качеством отечественных нефтепродуктов. Если в передовых странах мира нормой считается глубина переработки 85-95%, то по России более половины НПЗ работают с глубиной переработки 50-70%. Естественно, низкосортное топливо не находит должного спроса на экспортных рынках.

В ЭС указана важность альтернативной энергетики, но в действительности развитие происходит медленными темпами. Данную ситуацию усугубляют недостаточное субсидирование инновационных энергопроектов, непроработанность законодательства РФ, нехватка квалифицированных кадров в данной области.[2]

Таким образом, вышесказанное говорит о необходимости тщательной разработки мероприятий по достижению целей Стратегии, нуждаются в проработке вопросы экономического, правового и кадрового характера. Чтобы ЭС-2030 действительно стала полноценным планом развития отрасли, следует проводить энергетическую политику, учитывая нынешнее состояние ТЭК и перспективы развития энергетического сектора в целом.

Литература:

Энергетическая стратегия России на период до 2030 года.

Бухарова О. Какой сценарий развития будущего энергетики заложен в Стратегии-2030 // Российская газета. - 2009. – № 5070.

МЕТОДЫ ОЦЕНКИ НЕЗАВИСИМОСТИ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ И МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПРОИЗВОДСТВ ПРИ АВАРИЯХ В СИСТЕМАХ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ

Анцифоров В.А., Ершов М.С.
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Проблема обеспечения устойчивости электротехнических систем и технологических процессов продолжает оставаться актуальной для целого ряда отраслей экономики страны, в первую очередь, для нефтяной и газовой промышленности. Одной из основных причин массовых отключений электрооборудования непрерывных производств являются кратковременные нарушения электроснабжения, обусловленные короткими замыканиями (КЗ) в электрических сетях внутреннего и особенно внешнего электроснабжения, проявляющиеся в виде провалов напряжения на вводах электроприемников. Для таких потребителей электроэнергии предусмотрено наличие нескольких независимых источников питания. Проблема осложняется тем, что независимость источников питания, относительно кратковременных нарушений электроснабжения не выполняется, что объясняется замкнутой структурой сетей внешнего электроснабжения, КЗ в электрических сетях часто приводят к одновременным глубоким провалам напряжения на всех вводах системы электроснабжения предприятия. Относительно кратковременных нарушений электроснабжения абсолютно независимых источников питания не бывает в принципе.

На сегодняшний день для оценки взаимозависимости источников питания существует два метода, наиболее полно отвечающих требованиям Правил устройства электроустановок (ПУЭ 1.2.13). Данные методы разработаны сотрудниками ВНИИЭ и РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина.

Метод, предложенный сотрудниками нашего университета, основывается на имитационном моделировании аварий в сетях внешнего электроснабжения, что требует большого объема вычислений. Данная методика модифицирована для упрощения применения ее на практике. Поскольку основная масса отказов в системах внешнего электроснабжения связана с отказами воздушных линий электропередачи, то частота аварий в узлах может быть определена исходя из параметра потока отказов линий электропередачи, характеризующегося соответствующим коэффициентом.

Рассмотрены и доведены до рекомендаций по практическому применению методики оценки независимости и надежности источников питания в системах централизованного электроснабжения. Определены граничные значения годовых показателей, позволяющие признать независимость и надежность источников питания промышленных потребителей удовлетворительной.

РАЗРАБОТКА АВТОМАТИКИ СОВРЕМЕННЫХ КТПА

Березов А.В.
ОАО "Оргэнергогаз"

Автоматика КТП служит для повышения надежности питания ответственных потребителей объектов ОАО "Газпром".

На данный момент разработана логика работы автоматики и схемы вторичных коммутаций для подстанций КТПА 10(6)/0,4 кВ с двумя аварийными вводами, с 1 аварийным вводом от АДЭС, с одним аварийным вводом от смежной КТП и без аварийных вводов, которые реализованы на блоке микропроцессорных защит (БМРЗ-0,4) и на программируемых логических контроллерах (ПЛК).

На ПЛК и БМРЗ выполнены следующие функции и автоматика: АВР на секционном выключателе КТП; АВР аварийного дизель-генератора; защита от однофазных к.з., выполненная на токовых реле; пуск АВР по напряжению обратной последовательности; при не успешном пуске АДГ и восстановлении напряжения на вводе от трансформатора – возврат схемы в исходное положение; возможность применения дуговой защиты.

Кроме этих функций в БМРЗ реализованы следующие функции: двухступенчатая МТЗ с грубым и точным пусковыми органами; защита от перегрузки; а также уникальные функции дальнего резервирование отказов защит выключателей в сети 0,4 кВ, которая предотвращает пожары в кабельных каналах), и блокировка точного пускового органа МТЗ при пуске и самозапуске электродвигателей, которая предотвращает ложные срабатывания защит в пусковых режимах и обеспечивает высокую чувствительность защит при КЗ.

После проведения испытаний автоматики на ПЛК и БМРЗ было сделано их сравнение, которое выявило следующие недостатки автоматики, выполненной на ПЛК:

1. КТП с автоматикой на ПЛК имеют большее количество аппаратов в цепях вторичной коммутации, что приводит к усложнению монтажа и повышает стоимость самого КТП;

2. применение постоянного оперативного тока 24 В не обеспечивает гарантированного пробивания оксидной пленки блок-контактов выключателя, поэтому возможен как отказ, так и ложная работа автоматики;

3. низкий порог срабатывания дискретных входов, возможно влияние помех;

4. необходимость дополнительной установки измерительных преобразователей для передачи аналоговых величин в АСУ.

Вывод: для защиты и автоматики электрических сетей нельзя применять контроллеры, необходимо применять цифровые терминалы РЗА, специально разработанные для этих целей

МЕХАНИЗМЫ И СТИМУЛЫ ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В НЕФТЕГАЗОДОБЫВАЮЩЕЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

Гулулян А.Г

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

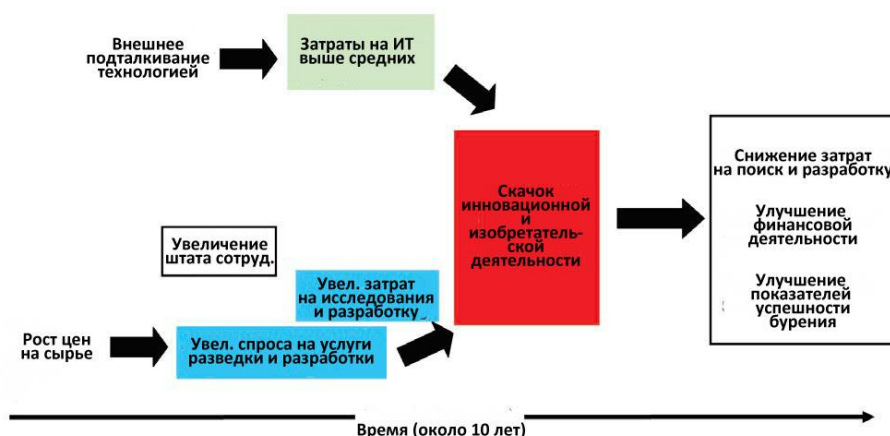
В нефтегазовой отрасли технологические и экономические исследования часто представляются в виде результатов работ по поискам и разработке месторождений как отдачи от внедрения более дорогостоящих и наукоемких методов. То есть, целью таких исследований является не выявление механизмов технологического прогресса, а, скорее, количественная оценка вклада от внедрения инновационных достижений. Несомненно, важное значение имеет понимание поведения затрат. Однако, полезно также изучение истоков и механизмов технологического развития, поскольку их понимание помогает предвидеть пути ускорения развития технологий в нефтегазовой отрасли.

В докладе описываются «движущие силы», которые стимулируют прогресс в технологиях добычи и разработки нефтяных и газовых месторождений.

Выделены две «силы», стимулирующие прогресс в технологиях разведки и добычи. Первая проявляется в росте цен на продукцию УВ сырья, что, приводит к более интенсивной инновационной деятельности. Стимулирование технологического прогресса силами рынка называется «подтягиванием рынком». Существует и другой («внешний») стимул инновационной деятельности – это достижения науки, изначально не ориентированные на нефтегазовый сектор. Яркий пример - внедрение достижений в области информационных технологий (ИТ). Если технологическое развитие стимулируется за счет расширения научного потенциала, это называют «подталкивание технологией».

Показано, что в сегментах разведки и добычи цены на энергоносители («подтягивание спросом») и научные достижения («подталкивание технологией») одновременно влияют на инновационную деятельность.

Обобщенная модель взаимоотношений рассмотренных механизмов представлена на рис. Заметим, что в эту модель включен фактор улучшения финансового состояния предприятия нефтегазодобывающей отрасли. Наряду с этим, как показывают исследования, технологические инновации приводят к снижению затрат и повышению показателей успешности буровых работ.



Эволюционный цикл технологий в разведке и разработке углеводородов.

Совместная работа этих двух механизмов должна сопровождаться инвестициями в НИР и НИОКР, что, как показывает мировая практика, приводит к интенсивному развитию технологий разведки и разработки за счет уменьшения затрат и улучшения конкурентных позиций компаний отрасли.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСНОГО ПОДХОДА ДЛЯ АНАЛИЗА РЕЖИМОВ ЭНЕРГОПОТРЕБЛЕНИЯ И ОЦЕНКИ ВЛИЯНИЯ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОПРИВОДА НА СИСТЕМУ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА ГАЗА

Дегтярёв А. М., Лопатин В. Д.
ООО «Газпром ПХГ»

Выработка и принятие технически верных и экономически обоснованных решений по управлению режимами энергопотребления в целях энергосбережения топливно-энергетических ресурсов включает в себя четыре этапа:

Установление закономерностей формирования энергозатрат по уровням управления (цехам, участкам, отдельным агрегатам) и создание математических моделей, связывающих режим энергопотребления с технологическими и производственными параметрами при изменении условий производства и требований к параметрам закачиваемого газа:

$$W = f(Q_{\text{зак.}}; \sum_{\text{окр.}}; A; \sum_{\text{газ}}), \quad (1)$$

Решение оптимизационных задач, направленных на выработку такого сочетания технологических режимов, при котором критерии качества управления процессом достигают в условиях заданных ограничений своего экстремального (макс, мин) значения.

Разработка методик расчета, нормирования и прогнозирования энергопотребления, обеспечивающих оценку объективно-необходимого уровня энергозатрат, распределения лимитов по структурам производства и оперативный контроль за эффективностью их использования.

Переход от анализа достигнутых показателей расхода энергоресурсов и разовых попыток его снижения административными мерами к комплексному управлению режимами энергоснабжения с внедрением автоматизированной системы оперативного диспетчерского контроля.

Анализ переходных процессов в электротехнических системах с большим объёмом электродвигательной нагрузки сложен, что обусловлено не только необходимостью отслеживания процессов в большом количестве числе электродвигателей, но и разнообразием типов синхронных и асинхронных двигателей, различающихся по расчётным схемам, параметрам и характеристикам. На ПХГ эксплуатируются электродвигатели различных производителей, типов и направлений использования привода (серий СТДП-6,3-10 на ГПА, ВАСО на АВО, АИР 315 на насосном оборудовании компрессорных цехов, ВАО взрывозащищённого исполнения на насосном оборудовании УПГ, ВАКр на мостовых кранах). Однако основную нагрузку и наиболее значимые воздействия на систему электроснабжения ПХГ оказывают в основном электродвигатели аппаратов воздушного охлаждения технологического газа. Поэтому в первую очередь исследование установившихся и переходных процессов предлагается проводить именно на данном типе двигателей.

Направления исследования по оценке влияния работы электропривода на систему электроснабжения промышленного предприятия:

Анализ переходных процессов электродвигателей, не подвергавшихся ремонту и находящихся в эксплуатации после ремонта, исследование полученных электромеханических и механических характеристик, с учётом появления в расчётах и значениях измеренных параметров погрешностей:

$$I'_2 = U_{\phi} / \sqrt{(R_1 + R'_2/s)^2 + x_k^2} \quad (2)$$

$$M = 2M_k (1 + as_k) / (s/s_k + s_k/s + 2as_k) \quad (3)$$

Выбор рациональных схем электроснабжения.

Оценка эффективности ремонта электродвигателей различными предприятиями.

Выводы:

1. Для выработки и принятия технически верных и экономически обоснованных решений по энергосбережению и управлению режимами энергопотребления необходимо применять комплексный подход включающий в себя как решение оптимизационных задач по выработке технологических режимов с наименьшими затратами топливно-энергетических ресурсов, так и переход от разовых попыток снижения энергозатрат к комплексному управлению, путем создания информационно-управляющей системы с функциями контроля и управления.

2. Актуальность и важность исследования вопросов оптимизации систем электроснабжения промышленных площадок ПХГ путём моделирования переходных процессов и изучения установившихся режимов работы электроприводов в целях оценки их влияния на электротехнические комплексы промышленных предприятий не подвергается никакому сомнению. Данное направление должно стать одним из основополагающих для исследований, в целях создания достаточной базы и формирования единых научно-технических подходов к оптимизации систем, как отдельных промышленных предприятий, так и целых отраслей.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЙ ЧАСТОТНО-РЕГУЛИРУЕМЫЙ ЭЛЕКТРОПРИВОД НАСОСА НЕФТЕПЕРЕКАЧИВАЮЩЕЙ СТАНЦИИ

Ершов К.К.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Разработка и внедрение технологий энергосбережения одно из перспективных и актуальных направлений промышленной энергетики. Целью работы является рассмотрение возможности создания частотно-регулируемого электропривода (ЧРЭП) на базе синхронных двигателей действующих нефтеперекачивающих станций.

Современные технологии и исследования в данной области позволяют говорить о том, что если к системам управления регулируемого электропривода магистрального насоса со стороны технологического процесса ни к диапазону регулирования частоты вращения, ни к быстродействию не предъявляется высоких требований, то в таких случаях достаточно использовать скалярное частотное управление, которое перед векторным и вентильным управлением имеет преимущества по надёжности, стоимости преобразователя и простоте регулирования.

В докладе выполнен анализ математической модели «преобразователь частоты – синхронный ЭД – магистральный насос – нефтепровод» на базе синхронного двигателя серии СТД, учитывающей минимизацию потерь мощности СД, а также особенности структуры технологического участка и технологического режима перекачки нефти по магистральным трубопроводам, установлены требования к ЧРП на базе асинхронного и синхронного двигателей и рассмотрены варианты функциональных схем таких электроприводов.

Литература:

1. Шабанов В.А., Кабаргина О.В. О законах частотного регулирования синхронных двигателей на нефтеперекачивающих станциях/Электронный журнал «Нефтегазовое дело», 2010. – 6с.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКАЯ БЕЗОПАСНОСТИ 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. Предпосылкой 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, поскольку именно запасы нефти и газа стран Персидского залива поставляется около 40 % энергоресурсов стран 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. Развивать технологии по добыче и разработке месторождений нефти и газа на шельфе и прибрежной зоне региона. Уделять время на поиски новых поставщиков углеводородов, диверсифицировать поставщиков, так как это занимает приоритетное место в планах развития крупнейших игроков Азиатского региона. Немаловажное место занимает и приобретение национальными нефтегазовыми компаниями Азии новых активов за пределами домашней территории. Разрабатывать новые проекты 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 отношений, уже значительно опережая 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». Этот трубопровод начинается в г. Сковородино, проходит через пограничный пункт Мохэ и далее идет по китайской территории до г. Дацин (КНР).

Тем самым мы видим, что не смотря на все трудности Страны Северо-Восточной Азии будут стараться укреплять свою энергобезопасность. На саммите G20 в сентябре 2013 года в Санкт-Петербурге достигнуты соглашения между государствами, в частности между Россией и Китаем. Были подписаны договора, в соответствии с которыми Российская компания "НОВАТЭК", продает Китайской государственной нефтегазовой корпорации CNPC 20% акций компании "Ямал СПГ". Эта сделка позволит компании «НОВАТЭК» выйти на ключевой рынок сбыта российского газа в КНР. CNPC подписала также с российским концерном "Газпром" юридически обязывающее соглашение об основных условиях поставок природного газа из России в Китай по восточному маршруту. В данном соглашении утверждены все основные условия предстоящих поставок. Все это свидетельствует о решимости стран Северо-Восточной Азии наращивать количество поставщиков, тем самым защищая себя от непредсказуемых ситуаций на территории Ближнего Востока.

ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ НЕСИММЕТРИИ ПИТАЮЩЕГО НАПРЯЖЕНИЯ НА РАБОТУ СИНХРОННОГО ДВИГАТЕЛЯ

Комков А.Н.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Проведён ряд экспериментов для оценки корректности математической модели синхронного двигателя при несимметричных возмущениях, описание которой представлено в Трудах РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина [1]. Собран испытательный стенд, позволяющий моделировать несимметричные провалы напряжения. Несимметричный режим реализовывался с помощью снижения напряжения на одной или двух фазах с помощью автотрансформатора.

После выделения постоянных составляющих и нормирования результатов были получены кривые тока возбуждения, графики которых представлены на рисунке 1. Экспериментальные кривые тока возбуждения практически совпадают друг с другом, а также с кривой, определенной теоретически на основе дифференциального уравнения $-\frac{d\Phi}{dt} = L \frac{di_B}{dt}$ и предложенной модели [1]. Кривая тока возбуждения с большой точностью может быть аппроксимирована функцией синуса. Полученные результаты подтверждают корректность предлагаемой модели СД.

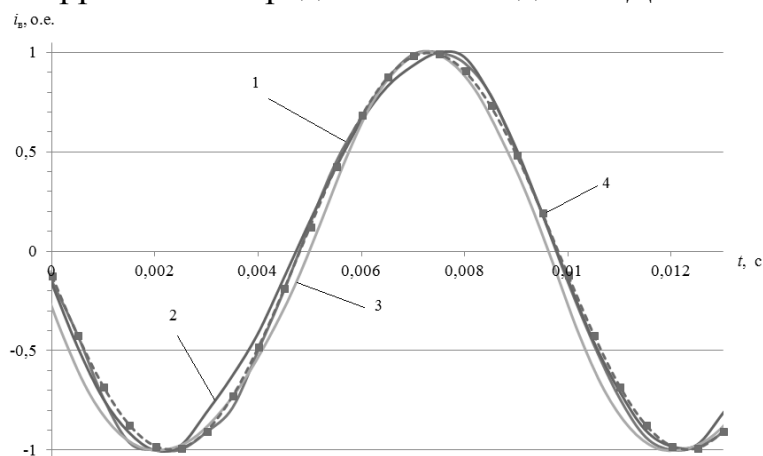


Рисунок 1 – Кривые ток возбуждения: 1 – опытные при $K_{2U} = 18,4\%$ при различных коэффициентах загрузки; 2 – опытные при $K_{2U} = 36,3\%$ при различных коэффициентах загрузки; 3 – опытные при $K_{2U} = 51,9\%$ при различных коэффициентах загрузки.

Литература:

Ершов М.С., Егоров А.В., Комков А.Н. Влияние несимметрии питающего напряжения на устойчивость синхронных двигателей // Труды Российского государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина, 2012, №1(266) . – С. 117 – 128

ПОВЫШЕНИЕ НАДЁЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ГАЗОКОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ «ТОРЖОКСКАЯ»

Леонов А.С., Корнюшенков Ю.В., Бондарев А.А.

ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» филиал Торжокское ЛПУМГ

В докладе рассмотрены две рационализаторских работы.

1. Блокировка запуска автоматизированной станции газопоршневой мощностью 1360кВт (АСГ-1360) при включенных заземляющих ножах (ЗН) ячейки генератора закрытого распределительного устройства 10 кВ (ЗРУ-10 кВ).

Запуск АСГ при включенных ЗН в сторону кабельной линии 10 кВ (КЛ-10 кВ), может привести к повреждению оборудования ячейки ЗРУ-10кВ, КЛ-10кВ и генератора 10кВ. Отсутствие проектного решения по запрету запуска АСГ при включенных ЗН в сторону КЛ-10 кВ привело к тому, что были проведены изыскательские работы и установлена возможность реализации данной защиты. В результате в схеме автоматики управления АСГ-1360, дополнительно смонтирована цепь, не позволяющая произвести запуск агрегата в любом из режимов управления (ручной, дистанционный, автоматический) при включённых ЗН в ячейке генератора ЗРУ-10 кВ в сторону КЛ-10 кВ.

2. Немедленный останов агрегата АСГ-1360 при срабатывании релейных защит в ячейке генератора ЗРУ-10 кВ.

При срабатывании релейных защит в ячейке генератора ЗРУ-10 кВ выполняется контролируемый останов агрегата с циклом охлаждения (проектное решение), во время которого на остаточном магнетизме генератор выдаёт напряжение порядка 1 кВ. Это приводит к дополнительному повреждению первичного оборудования, в частности возгоранию жил КЛ-10 кВ. Для предотвращения возникновения подобной ситуации, в схему режима управления АСГ-1360 внесены изменения. А именно, использовано резервное промежуточное реле схемы РЗА ячейки генератора в ЗРУ-10 кВ для изменения режима контролируемого останова агрегата.

Применение рацпредложений позволяет предотвратить повреждение генератора АСГ-1360, оборудования ячейки ЗРУ-10кВ и КЛ-10кВ.

Материальные затраты на реализацию рацпредложений составили 907 руб. и 927 руб. соответственно.

Ожидаемые результаты проведённых доработок:

- применение аналогичных схем на подобном оборудовании;
- предотвращение аварийных режимов работы;
- снижение материальных затрат на ремонт оборудования;
- выполнение договорных обязательств по поставкам электро-энергии;
- повышение надежности технологического процесса транспорта газа.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО СЕЧЕНИЯ ЖИЛЫ КАБЕЛЬНОЙ ЛИНИИ ЭЛЕКТРОПЕРЕДАЧИ

Макурова Ю. А.

РГУ нефти и газа имени И. М. Губкина

В докладе рассматривается переход ко всестороннему рассмотрению технических и экономических характеристик кабеля. Предлагаемая методика выбора оптимального сечения кабельной линии заключается в применении методов многокритериального выбора (МВ) ко множеству вариантов из области альтернатив.

Область альтернатив (допустимых вариантов) формируется с помощью применения ограничительных критериев ко всему множеству вариантов:

- по температуре в длительном режиме:

$$T_{ж} \geq T_{доп}; \quad (1)$$

- по температуре в режиме КЗ при действии основной защиты:

$$T_{КЗ}^{ОЗ} \geq T_{крит}; \quad (2)$$

- по температуре в режиме КЗ при действии резервной защиты:

$$T_{КЗ}^{РЗ} \geq T_{крит};$$

(3)

- допустимой потере напряжения:

$$\Delta U_{нб} \leq \Delta U_{доп}. \quad (4)$$

Определение наилучшей альтернативы производится на основании применения к области альтернатив методов МВ по следующим критериям:

- минимизация дисконтированных затрат ($З_d \rightarrow \min$);

- максимизация запаса по температуре в длительном режиме: $(T_{доп} - T_{ж}) \rightarrow \max$;

- максимизация запаса по температуре в режиме КЗ при действии основной защиты: $(T_{крит} - T_{КЗ}^{ОЗ}) \rightarrow \max$;

- максимизация запаса по температуре в режиме КЗ при действии резервной защиты: $(T_{крит} - T_{КЗ}^{РЗ}) \rightarrow \max$;

- минимизация потери напряжения: $\Delta U \rightarrow \min$;

- максимизация запаса электрической прочности для изоляции в нормальном режиме: $\frac{E_{доп} - E_{\max}}{E_{\max}} \rightarrow \max$;

- минимизация толщины газовой пленки d_r , образующейся после нагревания жилы из-за работы сверх рабочих нагрузок: $d_r \rightarrow \min$;

- максимизация степени доверия к поставщику.

Чтобы учесть качественные критерии при определении оптимального сечения жилы кабельной линии в задаче применялся переход в область нечеткости и методы нечеткой логики.

ПРОГНОЗИРОВАНИЕ ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ АППАРАТА ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА С ПОМОЩЬЮ НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ

Мочалин Д.С.
ОАО «Гипрогазцентр»

Прогнозирование и планирование электропотребления на компрессорной станции является неотъемлемой частью экономии потребления топливно-энергетических ресурсов. Основными потребителями электроэнергии на компрессорной станции с газотурбинными газоперекачивающими агрегатами являются электродвигатели с короткозамкнутым ротором: маслонасосов, пожарных насосов, компрессоров, вентиляторов общеобменной вентиляции, вентиляторов воздушного охлаждения газа и запорно-регулирующей аппаратуры.

Основным потребителем электроэнергии на газотурбинной компрессорной станции и в газотранспортной системе в целом является электропривод аппарата воздушного охлаждения газа. Охлаждение газа является наиболее энергоемким процессом (от 22 % и до 48 % расхода электроэнергии на газотурбинной компрессорной станции).

Так для оптимизации управления работы аппаратами воздушного охлаждения газа, а также рационального расхода электрической энергии на участке «Петровск-Писаревка» газопровода «Уренгой-Новопсков» выполнено планирование энергопотребления с помощью интеллектуальных нейронных сетей в зависимости от температуры окружающей среды, температуры газа на входе и выходе аппарата воздушного охлаждения, влажности воздуха, скорости ветра и пропускной способности магистрального газопровода.

Привлекательность применения интеллектуальных нейронных сетей состоит в возможности использования большого количества разнообразных входных параметров. Большое значение на потребление электроэнергии оказывают климатические условия. Для годового прогнозирования электропотребления аппаратов воздушного охлаждения газа с применением нейронных сетей используется Matlab 6 (Neural Network Toolbox).

Прогнозирование потребления электроэнергии в совокупности с оптимизацией системы управления аппаратами воздушного охлаждения газа на компрессорной станции позволяет более точно учитывать основные факторы, влияющие на систему управления, выявить основные параметры, оказывающие влияние на потребление электроэнергии, уменьшить расход топливно-энергетических ресурсов и повысить показатели энергоэффективности компрессорной станции и газотранспортной системы в целом.

УСТОЙЧИВОСТЬ АДАПТИВНЫХ СИСТЕМ РАСПРЕДЕЛЕННОЙ ГЕНЕРАЦИИ С ВЕТРОЭНЕРГЕТИЧЕСКИМИ КОМПЛЕКСАМИ

Сибгатуллин А.Р., Толмачев В.Н.

ОАО «Газпром промгаз»

К настоящему времени на объектах добычи, переработки, транспорта и распределения газа сложился ряд проблем, связанных с обеспечением надежности и качества электроснабжения потребителей этих объектов, существенными затратами на технологическое присоединение к местным электрическим сетям и сооружение линий электропередач, а также с расходами значительных объемов энергоресурсов на собственные нужды и нетехнологические цели.

Использование систем распределенной генерации (СРГ) на основе собственных источников малой мощности, а главное – применение энергоустановок на основе возобновляемых источников энергии (в частности, энергии ветра) в комбинации с традиционными энергоисточниками позволит решить перечисленные проблемы и существенно улучшить технико-экономические показатели систем электроснабжения вдольтрассовых и удаленных потребителей.

Однако, при расширении масштабов внедрения СРГ с ветроэнергетическими комплексами (ВЭК) возрастает взаимное влияние традиционных энергоустановок и ветроустановок (ВЭУ), что при различных возмущениях в системе (короткие замыкания, обрывы в линиях, сбросы-набросы нагрузки и т.д.) может привести к снижению устойчивости СРГ со всеми вытекающими последствиями.

На базе имитационной модели автономной СРГ с ВЭК, разработанной в программном комплексе Simulink пакета MatLAB, в работе исследуются показатели устойчивости в нормальных и аварийных режимах, и проводится оценка пределов устойчивости в зависимости от доли установленной мощности ВЭУ в составе системы автономного энергоснабжения.

Результатом работы является разработка принципов и мероприятий по обеспечению устойчивости СРГ с ВЭК в нормальных и аварийных режимах и разработка методики оценки устойчивости адаптивных СРГ с ВЭК.

Результаты исследования могут быть использованы на практике для обоснования инвестиций, при проектировании, наладке, испытаниях и эксплуатации энергетического оборудования объектов, обеспечивающих электроснабжение удаленных и вдольтрассовых потребителей с целью обеспечения надежности, стабильности и качества электроснабжения; оптимального использования энергетических ресурсов и экономии капитальных и эксплуатационных затрат на электроснабжение удаленных автономных потребителей.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ЛИНЕЙНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ ОАО «ГАЗПРОМ» МЕТОДОМ ЛОКАЛЬНОЙ АВТОМАТИЗАЦИИ

Ситников А.Б.

ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» Портовое ЛПУМГ

Одной из основных задач обеспечения работы Единой системы газоснабжения России в целом является надежная работа систем телемеханики и связи на линейной части Магистральных газопроводов. Основопологающим фактором обеспечения работы данных систем является надежное и бесперебойное электроснабжение.

В рамках реализации проекта строительства «Северо- Европейского газопровода» для обеспечения электроснабжения систем телемеханики и связи, электрохимзащиты на линейной части, а также временного электроснабжения площадки строительства КС «Портовая», в 4 кв. 2010 г. введена в эксплуатацию воздушная линия 10 кВ «СЕГ-1» общей протяженностью 39 км. с технологическим присоединением к сетям филиала ОАО «Ленэнерго» «Выборгские электрические сети». Для реализации функций защит высоковольтных линий (ВЛ) в точке присоединения был установлен модульный коммутационный аппарат-вакуумный реклоузер.

Проведенный анализ конфигурации модульного оборудования вакуумного реклоузера РВА/TEL (ПП-41) ВЛЗ-10 кВ «СЕГ-1» и комплекта специализированного программного обеспечения позволил реализовать на вышеуказанном присоединении функции телеуправления, телесигнализации и телеизмерения по выделенному каналу связи на основе стандарта GSM.

Применение схемы локальной автоматизации вакуумного реклоузера вдольтрассовой линии «СЕГ-1» позволило достичь следующих результатов:

- Увеличить надежность схемы электроснабжения вдольтрассовых объектов «СЕГ-1», за счет сокращения времени на проведение ремонтных работ, реализации функции дистанционного ручного повторного включения;
- Снизить количество прогнозируемых аварийных отключений ВЛ за счет анализа накопленной информации и принятия упреждающих мер;
- Сократить эксплуатационные затраты (прогнозный экономический расчет на год показал сокращение затрат на сумму более 220 тыс. руб.);
- Реализовать в полной мере технические возможности оборудования.

УПРАВЛЕНИЕ ПРОЦЕССАМИ ПАРАЛЛЕЛЬНОЙ РАБОТЫ ЭНЕРГОСИСТЕМЫ С АВТОНОМНЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ НА ГАЗО-НЕФТЕДОБЫВАЮЩИХ ПРЕДПРИЯТИЯХ

Скворцов К.В.

ООО «Газпром добыча Ямбург»

Предприятия по добыче и подготовке углеводородного сырья к транспорту работают в непрерывном режиме. Одной из приоритетных задач является бесперебойная подача электроэнергии, а также безаварийная работа электрооборудования. Возможность решить эти задачи предоставляет комплекс мер направленный на управление работой энергосистемой (ЭС) в отдельности, так и ЭС работающей параллельно с автономными источниками электроэнергии (АИЭ).

На работу ЭС оказывают влияние две основные величины: частота $[f]$ и напряжение $[U]$ в узлах, а также связанные с ними активная (P) и реактивная (Q) мощность синхронных генераторов. Отклонение этих величин влечет за собой ухудшение показателей качества электроэнергии. Частота в системе является показателем соответствия между суммарной мощностью первичных двигателей и активной суммарной мощностью нагрузок. В суммарную мощность нагрузки входят и потери электроэнергии. Нарушение этого баланса может происходить вследствие изменения нагрузки энергосистемы или суммарной мощности АИЭ. Разбаланс мощностей вызывает изменение частоты в энергосистеме. Изменение частоты продолжается до тех пор, пока не установится баланс мощностей, соответствующий новому значению частоты. Причиной восстановления баланса является регулирующий эффект нагрузки, то есть зависимость активной мощности нагрузки от частоты.

В аварийных режимах ускорить восстановление баланса активной, и реактивной мощности будет намного легче при наличии в параллельной работе с ЭС автономных источников, работающих на свой технологический процесс. Положительным фактором автоматизированного процесса синхронизации является возможность дистанционного управления и предотвращения неправильных действий персонала. В работе рассматривается объект УКПГ с разработанным алгоритмом автоматической синхронизации ЭС с АИЭ. Приводятся результаты энергоэффективного управления синергетической системой.

РАЗРАБОТКА ТЕХНИЧЕСКИХ РЕШЕНИЙ ДЛЯ УВЕЛИЧЕНИЯ УСТОЙЧИВОСТИ И НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ СОБСТВЕННЫХ НУЖД

Токарев И.С.

ООО «Газпром трансгаз Томск»

На сегодняшний день в ОАО «Газпром» большое распространение получили автономные источники электроэнергии. Целесообразность их использования заключается в том, что существуют такие места, где подключение к высоковольтным сетям не представляется возможным, ввиду их отсутствия, и единственным решением является использование электростанций собственных нужд (ЭСН).

Существует ряд проблем, возникающих во время эксплуатации автономных энергосистем, которые не позволяют бесперебойно обеспечивать потребителей электроэнергией. Для решения этих проблем необходимо проводить дополнительные исследования на стадии проектирования электростанций.

Работа посвящена анализу автономных энергосистем и формированию технических решений по увеличению запаса устойчивости и повышению надежности работы ЭСН.

В работе был произведен расчет статической и динамической устойчивости автономной энергосистемы ГКС «Сахалин».

В Национальном исследовательском Томском политехническом университете на Всережимном моделирующем комплексе реального времени электроэнергетических систем была разработана модель типовой автономной энергосистемы, на примере ГКС «Сахалин», на которой были произведены расчеты различных режимов работы.

Проведенный эксперимент по имитации внештатных режимов работы ЭСН на ГКС «Сахалин», в реальных условиях, показал, что полученные теоретические результаты подтверждены практическими исследованиями.

Технические решения, полученные в результате исследований, позволили повысить надежность работы автономной энергосистемы ГКС «Сахалин» в аварийных режимах работы.

По полученным результатам работы были сформированы предложения основных технических решений и требований от ООО «Газпром трансгаз Томск», внесенные в разработку СТО Газпром 2-6.2-XXX-2013 «Применение электростанций собственных нужд нового поколения с поршневым и газотурбинным приводом».

В данный момент проводятся исследования использования типовых ЭСН и автономных энергосистем в целом, для применения их в газотранспортной системе «Сила Сибири».

СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ ЭКСПОРТА ПРИРОДНОГО ГАЗА ИЗ РЕСПУБЛИКИ УЗБЕКИСТАН

Хакимов О.А.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Нефтегазовый комплекс Узбекистана играет важнейшую роль в экономике страны и обладает существенным экспортным потенциалом. Основным источником энергии в Узбекистане – природный газ, на долю которого приходится около 80% в структуре топливно-энергетического баланса. Страна занимает 34 место в мире по потреблению первичной энергии и 10 - по потреблению газа. Газ из Узбекистана поступает в Казахстан, Кыргызстан, Таджикистан и Россию по газопроводам Средняя Азия – Центр и Бухара – Урал.

Максимальный объем экспорта газа из Узбекистана в последние годы составлял не более 14-17 млрд. куб. м.

За период с 2000 по 2009 гг. экспорт природного газа вырос более чем в 3 раза в условиях опережающего восстановления производственной базы газовой промышленности по сравнению с внутренним спросом - с 5,4 млрд. куб. м до 16,6 млрд. куб. м.

В 2010 г. Узбекистан направил на внешние рынки в рамках заключенных контрактов купли-продажи газа около 14,3 млрд. куб. м, что составляет 86,1% от максимального уровня экспорта, который был достигнут в 2009 г.

Структура экспорта природного газа из Узбекистана по странам-покупателям по итогам 2010 г. представлена на Графике 3. Российский рынок на данный момент является основным рынком экспорта газа для Узбекистана; в Казахстан, Киргизскую республику и Таджикистан поставляются небольшие объемы.

В отношениях с Россией в 2009 г. Узбекистан перешел на ценовую формулу с ориентацией на европейский рынок (netback price). Именно в адрес России, как покупателя, который платит наиболее высокую цену газа, идет свыше 77% поставок узбекского газа в настоящее время.

В более долгосрочной перспективе по расчетам экспертов МЭА, экспортные объемы из Узбекистана сохранятся на уровне около 10 млрд. куб. м/год до 2015 г., но затем будут постепенно снижаться с ростом внутреннего спроса на природный газ в стране. Российский источник ИНЭИ РАН оценивает экспортный потенциал Узбекистана на период до 2020 г. в 12-15 млрд. куб. м.

ПОВЫШЕНИЕ ТЕРМООКИСЛИТЕЛЬНОЙ СТАБИЛЬНОСТИ ЗАЩИТНЫХ ЖИДКОСТЕЙ ДЛЯ БАКОВ-АККУМУЛЯТОРОВ СИСТЕМ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ПРЕДПРИЯТИЙ

Шеронов Д.Н., Пиголева И.В., Севастьянова Е.С.
РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Защитные жидкости (ЗЖ) представляют собой растворы высокомолекулярного полиизобутилена в индустриальном масле. Они применяются для защиты баков-аккумуляторов систем горячего водоснабжения (БАГВ) от коррозии, а также для предотвращения аэрации и испарения горячей воды в системе. Данный способ антикоррозионной защиты в отличие от защитных лакокрасочных и металлизированных покрытий является наиболее эффективным.

Эффективность работы ЗЖ зависит, в основном, от их реологических свойств, определяемых для таких систем показателем «динамическая вязкость». Ухудшение эксплуатационных свойств ЗЖ связано с потерей вязкости, происходящей из-за механической и термоокислительной деструкции, содержащегося в составе полимера.

Одним из способов повышения ресурса работы полимеров, а следовательно и ЗЖ, является введение в них антиокислительных присадок.

Цель работы – исследование влияния антиокислительных присадок на термоокислительную стабильность ЗЖ.

В работе исследованы антиокислительные присадки: Агидол-1, антиоксидант 6PPD, парафин П-2, МНИ-5, дигидрокверцетин (ДГК), Hitec 8576. Присадки вводились в концентрации 0,1 – 0,5% мас. Оценку термоокислительной стабильности ЗЖ производили по показателям: относительное изменение динамической вязкости ЗЖ при температурах 80 – 90°C и по молярной массе выделенного из ЗЖ полиизобутилена. Окисление ЗЖ осуществляли на приборе Папок-Р при температуре 140°C и времени обработки от 3 до 6 ч (СТО Газпром 2-2.4-134-2007).

В результате исследований выявлено, что наиболее эффективными антиоксидантами для ЗЖ являются присадки 6PPD и ДГК в области концентраций 0,25 – 0,5% мас. Показано, что присадки Агидол-1 и 6PPD не переходят в воду. Присадка ДГК растворяется в воде, однако не ухудшает качество питьевой и технической воды.

Таким образом, установлено, что применение антиокислительных присадок позволит увеличить срок эксплуатации защитных жидкостей для баков-аккумуляторов горячего водоснабжения энергетических предприятий.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЗАЩИТНЫХ ЖИДКОСТЕЙ В СИСТЕМАХ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

Шеронов Д.Н., Максимова П.М, Пиголева И.В.

РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина

Системы горячего водоснабжения промышленных и социальных объектов являются металло- и капиталоемкими (до 50% капитальных затрат). Одними из самых металлоемких компонентов систем горячего водоснабжения являются баки-аккумуляторы (БАГВ), представляющие собой цилиндрические емкости объемом от 100 до 20000 м³, высотой до 17 м и диаметром до 50 м. Для защиты стенок БАГВ от коррозии применяются лакокрасочные и металлизированные покрытия, а также защитные жидкости (ЗЖ). Последний метод отличается от других простотой применения и отсутствием необходимости поддерживать паровую подушку в БАГВ. Кроме защиты от коррозии ЗЖ препятствуют испарению и повторной аэрации горячей воды.

ЗЖ представляют собой растворы полиизобутиленов в индустриальном масле. Основным эксплуатационным показателем ЗЖ является вязкость.

Производство ЗЖ является длительным и энергоемким процессом, в результате которого полиизобутилен может также подвергаться термическому и механическому разрушению

В процессе эксплуатации ЗЖ происходит потеря их вязкостных и защитных свойств. Этот процесс связан с термоокислительным разрушением полиизобутилена, растворенного в ЗЖ.

В качестве оценочного показателя показателя ЗЖ можно использовать изменение молекулярной массы полиизобутилена.

В данной работе предложен способ определения кондиции ЗЖ по изменению молярной массы полиизобутилена, содержащегося в них. Метод основан на выделении полиизобутилена из ЗЖ и последующем вискозиметрическом определении молярной массы полиизобутиленов.

С помощью предложенной методики определены изменения молярной массы полиизобутилена в ЗЖ в процессе производства и применения.

Даны практические рекомендации по применению предложенной методики на энергетических предприятиях.

СОДЕРЖАНИЕ

Секция №1. Геология, поиск и разведка газовых и газоконденсатных месторождений

1. *Алексеева К.С.*
Характеристики строения трапповой формации в пределах Байkitской нефтегазоносной области.....4
2. *Базаревская Н.И.*
Особенности геологического строения Мелекесской впадины и бассейна Williston, с целью поиска сланцевых углеводородов.....5
3. *Биктимирова О.М., Еришов А.В., Залетова Н.М.*
Особенности оценки подсчетных параметров, связанных с составом и свойствами пластового газа и конденсата залежей Тасийского месторождения.....6
4. *Бузилов А.С.*
Характеристика потенциальных пород-коллекторов в разрезе Сильянской кольцевой структуры Балтийского щита.....7
5. *Варов Ю.Е.*
Прогнозирование распространения коллектора с использованием геофизических данных 8
6. *Галиев Р.М.*
Особенности геологического строения отложений верхнего девона в пределах юго-западного борта бузулукской впадины.....9
7. *Данилко Н.К.*
Литология, вещественный состав и пустотное пространство терригенных пород-коллекторов оскобинской свиты западного склона Камовского свода.....10
8. *Данилко Н.К., Пошибаев В.В., Козионов А.Е.*
Результаты литолого-петрофизических исследований верхнерифейских терригенных пород-коллекторов Приангарья. 11
9. *Загоровский Ю.А.*
Комплексирование геологической, геофизической и геохимической информации для изучения газовых залежей с АВПД в арктических районах Западной Сибири.....12
10. *Закиров А.Ш.*
Методика спектрального анализа гравитационного и магнитного полей для изучения пространственной частотной структуры.....13
11. *Залетова Н.М., Еришов А.В., Биктимирова О.М.*
Прогноз газоконденсатной характеристики залежей Северо-Тамбейского месторождения 14

12. <i>Ильин И.А.</i>	
Оценка неопределённости структурной карты кровли продуктивного Башкирского горизонта АГКМ	15
13. <i>Каешков И.С.</i>	
Оценка пластового давления по результатам ГДИС в многоскважинных системах.....	16
14. <i>Карамышева О. И.</i>	
Разработка методики изучения сложнопостроенных природных резервуаров на примере отложений средней юры Западной Сибири.....	17
15. <i>Катаев А.О.</i>	
Выявление особенностей условий залегания нижнемеловых отложений северо-континентального и соседних месторождений.....	18
16. <i>Китаева И.А.</i>	
Влияние вторичных преобразований на формирование коллекторских свойств Осинского горизонта непско-ботубинской антеклизы	19
17. <i>Колесниченко А.В.</i>	
Глубокозалегающие отложения – ключ к успеху открытия новых залежей углеводородов Западного Предкавказья	20
18. <i>Коновальцева Е.С.</i>	
Структурно-вещественные характеристики и условия формирования нижневендских отложений юго-восточного склона непско-ботубинской антеклизы.....	21
19. <i>Кузнецов А.С.</i>	
Вещественный состав и фильтрационно-емкостные свойства пород Осинского горизонта Чонского свода Непско-Ботубинской антеклизы...	22
20. <i>Макарова А.Ю.</i>	
Седиментационные и литофациальные модели дагинского продуктивного горизонта Кириновского блока	23
21. <i>Мельникова М.В., Югова А.А.</i>	
Аномальные кольцевые зоны на севере Западной Сибири.....	24
22. <i>Мельничук Д.А., Стрельченко В.В., Шумейко А.Э.</i>	
Математическое моделирование напряженно-деформированного состояния околоскважинных зон с учетом фильтрации углеводородов	25
23. <i>Мусихин А.Д.</i>	
Литология и коллекторские свойства верхнедевонских отложений центральной части Хорейверской впадины в связи с перспективами их нефтегазоносности.....	26
24. <i>Омельченко О.В.</i>	
Венд-Кембрийские циано-бактериальные сообщества и их роль в формировании пород-коллекторов на территории Непско-Ботубинской антиклизы Сибирской платформы.....	27

25. <i>Пережогин А.С.</i>	
Выделение зон флюидомиграции на севере Западной Сибири на основе анализа сейсморазведочных данных.....	28
26. <i>Поправко А.А.</i>	
Петрофизическое обоснование моделирования упругих свойств пород и выбора вида сейсмической инверсии.....	29
27. <i>Пошибаев В.В., Данилко Н.К., Козионов А.Е.</i>	
Анализ разломно-блоковой структуры осадочного чехла в пределах Иркиннеево-Чадобецкого палеорифта.....	30
28. <i>Пульников Е.А., А.О. Васильева</i>	
Оценка влияния климатических изменений на надежность оснований и фундаментов на многолетнемерзлых грунтах.....	31
29. <i>Строева А.Р., Гируц М.В.</i>	
Новый взгляд на происхождение н-алканов нефтей и конденсатов.....	32
30. <i>Суслова А.А., Антонов С.В.</i>	
Тестирование методов газоизоляции в области ГНК нефтегазовых месторождений пластов ПК.....	33
31. <i>Таов К.А.,</i>	
Перспективы газоносности формации Куфф на месторождении Западная Курна-2 в Ираке.....	34
32. <i>Фролов А.А.</i>	
Результаты уточнения геологического строения сеноманской залежи Медвежьего НГКМ.....	35
33. <i>Шпаков А.А.</i>	
Определение минимальных запасов углеводородов для рентабельного освоения морских месторождений.....	36

Секция 2. Разработка газовых и газоконденсатных месторождений

1. <i>Адзынова Ф.А.</i>	
Исследование динамики технологических показателей разработки Мессояхского газогидратного месторождения	38
2. <i>Акопов А.С, Акопов С.А, Бекетов С.Б.</i>	
Изолирующие составы для ликвидации перетоков флюидов в скважинах ПХГ.....	39
3. <i>Антонова Е.Н.</i>	
Анализ продуктивности пластов при различных вариантах разработки Юрхаровского газоконденсатнефтяного месторождения.....	40
4. <i>Башаров А.Р., Ялалетдинов Р.Р.</i>	
Повышение эффективности работы установки паровой регенерации метанола на ГКП-1А Уренгойского НГКМ.....	41

5. *Диева Н.Н.*
Методика использования волн высокого давления для интенсификации притока к скважине 42
6. *Иванов М.Г., Чепкасова Е.В.*
Выбор оптимальной конструкции горизонтальных скважин на примере Среднетюнгского газоконденсатного месторождения.....43
7. *Каишковский Р.В.*
Защитные и технологические свойства летучих ингибиторов сероводородной коррозии стали на базе моноаминов 44
8. *Кодаш М.В.*
Программа обработки результатов газодинамических исследований скважин.....45
9. *Кудаева К.А.*
Одновременно-раздельная эксплуатация пластов струйными насосами.....46
10. *Лапоухов А., Севастьянов Л.*
Результаты математического моделирования поведения пузырьков газа, взвешенных в насыщенной водой пористой среде в волновом поле...47
11. *Лузан Л.А., Силов В.Ю.*
Выполнение газодинамических исследований горизонтальных скважин без затрат на привлечение специальной техники.....48
12. *Мустафин А.Р., Квиткова Д.Е.*
Технико-технологические решения по оптимизации работы установок промысловой подготовки газа газоконденсатных залежей Заполярного НГКМ.....49
13. *Осинов Г.В.*
Анализ применения и методы повышения надежности эксплуатации УЭЦН в осложненных условиях уренгойского НГКМ.....50
14. *Островерхов А.С., Азаматов М.А., Акишинцев М.В.*
Мониторинг газовых скважин с помощью оптоволоконных систем.....51
15. *Попов Н.В.*
Причины и метод предупреждения кольматации призабойной зоны скважин при проведении капитальных ремонтов.....52
16. *Савельева А.М.*
Проблемы освоения новых газоконденсатных месторождений в Арктическом регионе.....53
17. *Скрябина А.С., Дорохин В.Г.*
Проект опытно-промышленной эксплуатации Бованенковского НГКМ....54
18. *Тарасова Е.М.*
Увеличение добычи нефти путем создания системы оперативного учета газлифтного газа на Восточном участке ОНГКМ 55

19. *Федорова Н.П.*
Инновационные технологии для оптимизации разработки
Средневилюйского ГКМ.....56
20. *Хисматуллина Л.Г.*
Сравнительный анализ методов газогидродинамических расчетов
изменения термобарических условий в газоконденсатных скважинах.....57
21. *Ходжаев В.В.*
Применяемые методы борьбы с АСПО на нефтяных скважинах
Уренгойского НГКМ.....58
22. *Яныбаева Л.Р.*
Прогнозирование гидратообразования в вертикальных скважинах при
разработке газовых месторождений.....59

Секция 3. Бурение скважин

1. *Архипов А.И.*
Апробация информационно-измерительных систем в процессы
строительства и эксплуатации скважин.....62
2. *Бороздин С. О.*
Влияние взаимодействия фильтрата бурового раствора и скелета породы
на продуктивность скважин 63
3. *Гимазетдинов В. М.*
Первичное вскрытия продуктивного пласта с последующим проведением
многостадийного ГРП на примере Валанжинских отложений Восточно-
Уренгойского месторождения 64
4. *Голубенко Д.В.*
Автоматизированная система интерпретации геофизических данных,
полученных в процессе бурения 65
5. *Каматов К.А.*
Опыт применения долот различного типа при проводке наклонных
скважин в сложных горно-геологических условиях 66
6. *Колода А.В.*
Применение инновационных решений в технологиях интенсификации
притока на Приразломном месторождении.....67
7. *Курочкин К.А., Сафонов И.А.*
Мобильный лазерный технологический комплекс – инновационный путь в
ликвидации открытых газовых и нефтяных фонтанов 68
8. *Липатников А.А.*
Анализ зависимостей момента на долоте от параметров режима
бурения.....69
9. *Липатников А.А.*
Анализ существующих методик визуальной оценки износа долот типа PDC
в промысловых условиях.....70

10. <i>Микульшин Н.А.</i>	
Метод лабораторного исследования аргиллитов	71
11. <i>Молчанова Ю.М.</i>	
Результаты испытаний отечественных эластомерных материалов для уплотнительных элементов подземного оборудования скважин Астраханского газоконденсатного месторождения.....	72
12. <i>Пригоровская Т.А.</i>	
Вероятностная оценка износа долот типа PDC.....	73
13. <i>Тихвинская А.Ю.</i>	
Повышение эксплуатационных свойств электрических центробежных насосов на основе лазерной обработки.....	74
14. <i>Филиппов А.А., Ходырев А.И.</i>	
Исследование бустерных насосно-компрессорных установок.....	75
15. <i>Халитова Э.Г.</i>	
Комплексный подход к выбору рецептуры тампонажного раствора с повышенной герметизирующей способностью для предупреждения заколонных перетоков и МКД на скважинах Бованенковского НГКМ.....	76
16. <i>Чвоков П. С.</i>	
Расчетная оценка частоты вращения долота по нагрузке на него при бурении с помощью ВЗД.....	77
17. <i>Якунин С.А.</i>	
Разработка профильного перекрывателя большого диаметра.....	78

Секция 4. Проектирование, сооружение и эксплуатация систем транспорта и хранения газа

1. <i>Аврамов М.В.</i>	
Разработка метода комбинированной ультразвуковой очистки горелочных устройств для ГПА ГТ-750-6.....	80
2. <i>Аристов С.А.</i>	
Исследование рабочих характеристик волоконно-оптических датчиков на балке равного сопротивления с использованием программного обеспечения Lab View 2012.....	81
3. <i>Ахиярtdинов А. Э.</i>	
Гидратообразование в рельефных газопроводах, эксплуатируемых в осложненных термобарических условиях.....	82
4. <i>Банников А.Ю.</i>	
Система управления техническим состоянием и целостностью объектов магистральных газопроводов	83
5. <i>Бахшиян Г.С.</i>	
Влияние экстремальных условий пролегания магистрального газопровода на пропускную способность (на примере республики Армения).....	84

6. <i>Большакова Е.В.</i>	
Регулирование сопротивления хрупкому разрушению основного металла и сварных соединений трубных сталей разной категории прочности в процессе эксплуатации	85
7. <i>Бугаев А.В.</i>	
Выбор рациональной конструкции основания и фундамента резервуара для хранения нефти и нефтепродуктов в сложных инженерно-геологических условиях.....	86
8. <i>Варсегов А.В.</i>	
Разработка экологически чистой камеры сгорания для стационарных газоперекачивающих агрегатов.....	87
9. <i>Верецагин К.Н.</i>	
Совершенствование системы менеджмента качества проектов модернизации и развития систем газопроводов-отводов	88
10. <i>Волков И.В.</i>	
Особенности электродуговой сварки и наплавки при ремонте подводных участков магистральных газопроводов в кессоне.....	89
11. <i>Воронов С.А.</i>	
Методика прогнозирования технологических показателей и регулирования работы многозалежных ПХГ	90
12. <i>Воронова В.В.</i>	
Оптимизация объемов буферного газа в подземных хранилищах.....	91
13. <i>Воронцов М.А., Киркин М.А.</i>	
Учёт неопределённости прогноза показателей эксплуатации компрессорного оборудования при выборе варианта технического оснащения промысловых дожимных компрессорных станций	92
14. <i>Галимов Р.Р.</i>	
Методология построения моделей надежности газопроводных систем на примере магистральных газопроводов Китая.....	93
15. <i>Гилязиев М.Г.</i>	
Разработка метода идентификации математических моделей газотурбинных установок гпа в целях параметрической диагностики.....	94
16. <i>Гуськов С.С.</i>	
Обработка и анализ результатов дистанционного магнитометрического обследования подземных трубопроводов.....	95
17. <i>Жулин А.А.</i>	
Корреляционный анализ данных, полученных в зоне воздействия блуждающих токов.....	96
18. <i>Зорин А.А.</i>	
Использование инженерного комплекса ANSYS для автоматизации прочностных расчетов кольцевых сварных соединений.....	97

19.	<i>Казачек С.В.</i>	Определение напряженно-деформационного состояния трубопроводных обвязок акустическим методом и прочностным расчетом.....	98
20.	<i>Калинин С.С.</i>	Выработка газа из коллектора цеха при стравливании. Разработка технологии и оценка эффективности.....	99
21.	<i>Кильдияров С.С., Кицин В.П., Глазунов В.Ю.</i>	Корректировка помпажных тестов центробежных компрессоров газоперекачивающих агрегатов в процессе эксплуатации дожимных компрессорных станций.....	100
22.	<i>Козлов Д.И., Кузьбожев А.С.</i>	Определение неоднородности толщины полиуретановых покрытий фасонных изделий.....	101
23.	<i>Комиссаров А.В.</i>	Анализ рабочих жидкостей, как современный инструмент диагностики.....	102
24.	<i>Кривомазов В.В.</i>	Нагрузки и воздействия при проектировании ПДК. Развитие норм проектирования.....	103
25.	<i>Кудрявцев Д.А.</i>	Некоторые особенности термодинамических процессов в ходе вакуумной сушки МГ.....	104
26.	<i>Есин Ю.И. Захаров А.В. Кузёма А.В.</i>	Разработка рекомендаций по изготовлению и применению подземных установок редуцирования газа.....	105
27.	<i>Лоповок С.С.</i>	О возможности возникновения и развития ударной волны в потоках компримируемого природного газа за газоперекачивающим агрегатом при быстром увеличении загрузки газотурбинной установки.....	106
28.	<i>Лубенец Е.Н., Чирков Е.Ю., Щепинов Д.Н.</i>	Обеспечение безопасного проведения аварийно-спасательных работ.....	107
29.	<i>Ляпичев Д.М.</i>	Разработка методики прогнозирования коррозионного растрескивания под напряжением металла газопроводов.....	108
30.	<i>Марухин Д.Н.</i>	Современный подход к защите от коррозии подземных сооружений на основе импульсного тока.....	109
31.	<i>Михалев А. Ю., Пыстин В. А.</i>	Исследование влияния дренирования грунтового электролита на незащищенный металл газопроводов	110
32.	<i>Нескин В.А.</i>	Разработка и внедрение композиции на основе кремнийорганического полимера для ликвидации выноса песка в скважинах ПХГ.....	111

33. <i>Нестеренко Е.Н.</i>	
Применение системы эжектирования в период отбора газа на установке регенерации ДЭГа.....	112
34. <i>Пагиев М.Б.</i>	
Защитные сооружения объектов магистрального газопровода в горной местности.....	113
35. <i>Парфенов Д.В.</i>	
Численное исследование явления нагрева тупиковых ответвлений крановых узлов при различных условиях.....	114
36. <i>Потапенко Е.С.</i>	
Теоретическое обоснование возможности использования энергии потока газа для выноса жидкостных скоплений из газопровода.....	115
37. <i>Рамусь Р.О.</i>	
Развитие методов ремонта линейной части магистральных газопроводов в ООО "Газпром Трансгаз Санкт-Петербург".....	116
38. <i>Рахманин А.И., Иванцова С.Г.</i>	
Методика вероятностного анализа безопасности изотермических резервуаров для СПГ.....	117
39. <i>Романов А.П.</i>	
Моделирование процесса коррозионного растрескивания под напряжением магистральных газопроводов в лабораторных условиях.....	118
40. <i>Сиротина А.А., Саечникова Е.С.</i>	
Расширенный анализ показателей агрессивности грунта для оценки и прогнозирования коррозионного состояния газопроводов.....	119
41. <i>Сонин М.С.</i>	
Использование газосборников для заправки танкеров нефтепродуктом из подводных нефтехранилищ.....	120
42. <i>Суханов А.И., Беленко В.И.</i>	
Оценка на трехмерной геологической модели показателей эксплуатации Северо – Ставропольского ПХГ в зеленой свите.....	121
43. <i>Тарасов П.А.</i>	
Оптимизация и унификация управления электротехническим оборудованием на ГПА-32 «Ладога».....	122
44. <i>Тишунин А.А.</i>	
Интерактивное электронное техническое руководство как средство повышения качества технического обслуживания и ремонта ГПА.....	123
45. <i>Федосеев М.Н.</i>	
Пользование газовых колпаков для защиты трубопровода от волн гидравлического удара.....	124
46. <i>Филиппов П.В., Бирилло И.Н.</i>	
Проведение измерений температуры околотрубного грунта засыпки законченных строительством магистральных газопроводов.....	125

47. *Фролов Д.В.*
Проблема стресс – коррозионной повреждаемости магистральных газопроводов ЕСГ.....126
48. *Чесноков А.С., Шишов Е.Э.*
Модернизация системы запуска и системы топливопитания ГПА-16М-01 «Урал» на базе двигателя ПС-90ГП-2.....127
49. *Чионов А.М.*
Учет влияния продольных составляющих теплообмена при расчете подводного газопровода высокого давления.....128
50. *Вытовтов А.А., Шелковников А.Ю., Халилов Р.А.*
Сравнительный анализ используемого оборудования для утилизации газов выветривания на дожимных компрессорных станциях оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения.....129
51. *Шишкин И.В., Кузьбожев А.С.*
Прогноз изменения параметров напряженно-деформационного состояния газопроводов при оттаивании мерзлых грунтов.....130
52. *Смирнова В.В., Ямаева Э.Г.*
Разработка методики бально-факторного анализа риска объектов газораспределения.....131

Секция 5. Современные проблемы переработки газа и газоконденсата

1. *Газаров К.Р., Ростовцев В.О., Иванова Е.А.*
Исследование факторов долговечности катализаторов изомеризации легких углеводородных фракций.....134
2. *Гудымов С.В., Арсенин А.В.*
Обеспечение надежности технологического оборудования путем восстановления и упрочнения деталей современными методами напыления.....135
3. *Дубровина Е.П., Григорьева Н.А.*
Определение железа в бензинах, получаемых из газовых конденсатов.....136
4. *Елкин А.Б., Жагфаров Ф.Г.*
Моделирование процесса получения синтез-газа углекислотной конверсией метана.....137
5. *Иванова Е.А., Газаров К.Р., Ростовцев В.О.*
Разработка и исследование твердого кислотного катализатора для алкилирования изобутана олефинами.....138
6. *Карпов А.Б., Кислов В.В.*
Разработка эффективного метода очистки газа от ртути на комплексах сжижения природного газа.....139

7. Карнов А.Б.	
Разработка метода снижения коксообразования в процессе пиролиза синтетических жидких углеводородов.....	140
8. Коваль А.А., Голубева И.А.	
Усовершенствование технологии дегазации серы.....	141
9. Комиссаренко Д.А.	
Получение синтез-газа парциальным окислением метана, катализируемое кобальтатами и купратами щелочноземельных и редкоземельных элементов.....	142
10. Коновалова К.Ю, Козлов А.М.	
Определение ароматических углеводородов в газовых конденсатах методом ВЭЖХ.....	143
11. Конькова М.О.	
Проблемы переработки НГКС с высоким содержанием парафиновых углеводородов на примере Сургутского ЗСК.....	144
12. Крючков М.В., Аймалетдинов Т.Р., Латидус А.Л.	
Использование газа подземной газификации угля в процессе синтеза Фишера-Тропша.....	145
13. Левченко Д.А., Караваев А.А.	
Влияние промотирования и щелочной обработки цеолита типа <i>MFI</i> на селективность каталитических превращений пропан-бутановой фракции.....	146
14. Мазепа Е.А.	
Системы подачи в газовый хроматограф жидких углеводородных проб, находящихся под высоким давлением.....	147
15. Спесивцев Н.А.	
Новые кобальт-кремнеземные катализаторы кислородной конверсии метана в синтез-газ.....	148
16. Степанова Т.А., Козлов А.М.	
Оптимизация регенерации катализаторов гидроочистки дизельного топлива с помощью термических исследований.....	149
17. Султанова Л.Ф., Пельменёва А.А.	
Роль и необходимость развития газохимического комплекса в РФ.....	150
18. Трифонова И.Н., Козлов А.М.	
Определение ёмкости цеолитов для глубокой очистки газа перед ожижением.....	151
19. Василевич В.В., Федосеев П.О.	
Самоадаптирующаяся система разделения попутного газа.....	152
20. Фокин И. Г.	
Разработка GTL-процессов на базе прямого парциального окисления углеводородных газов.....	153

21. *Гарейшина А.А., Шакирова А.Р.*

Увеличение производительности установки деэтанзации конденсата путем замены контактных устройств в колонне-деэтанизаторе.....154

Секция 6. Проблемы разработки, стандартизации, сертификации и обеспечения надежности оборудования газового комплекса

1. *Антропова А.А.*

Обеспечение надежности силового электротехнического оборудования.....156

2. *Афанасьев А.В., Мозейко Б.Ю.*

Анализ процесса трещинообразования в сварных швах г/п, выполненных методом ТВЧ сварки.....157

3. *Брухно Н.П.*

Технические решения, направленные на повышение эффективности технологических процессов добычи и подготовки газа.....158

4. *Вольхин А.М., Малышев В.Н.*

Метод повышения износостойкости шаровых кранов.....159

5. *Гареев Р.Р.*

Оптимизация системы обслуживания роторного оборудования на УКПГ.....160

6. *Гусева Т.А.*

Методика управления качеством противовыбросового оборудования на различных этапах жизненного цикла.....161

7. *Елагина О.Ю., Жук В.В.*

Исследование коррозионной стойкости защитных покрытий для эксплуатации в морских условиях.....162

8. *Киселев М.А., Грачев О.Е.*

Перспективы применения метода лазерной наплавки для повышения ресурса узлов запорной арматуры на предприятиях химической, нефтехимической и нефтеперерабатывающей промышленности.....163

9. *Корчагина А.А.*

Комплекс информационно – управляющих систем как эффективный инструмент повышения уровня производственной безопасности на объектах подземного хранения газа.....164

10. *А.В. Крутин*

Повышение надежности работы ГПА с магнитным подвесом.....165

11. *И.С. Кузин.*

Методы повышения надежности штатных систем виброконтроля газоперекачивающих агрегатов. Внедрение новых технологий.....166

12. *Малышев М.В., Пугачёв В.И., Каширин В.Б.*
Доработка механизации компрессора в системе регулирования и управления двигателем НК-14 СТ.....167
13. *Насонов В.А., Захаров М.Н.*
Прочность сварного соединения с внутренним дефектом несплошности металла шва.....168
14. *Пичугин С. Д.*
Особенности взаимодействия пары медный сплав – сталь при изнашивании в глицерине.....169
15. *Попов А.Ю.*
Планирование капитального ремонта ППМГ. Ранжирование объектов по приоритетности. Определение дополнительных критериев.....170
16. *Смирнова В.В.*
Алгоритм анализа надежности, готовности и ремонтпригодности (РАМ-анализа) подводного добычного комплекса.....171
17. *Томский К.О., Елагина О.Ю., Гантимиров Б.М.*
Влияние фреттинга на износ запорной арматуры.....172

Секция 7. Моделирование, автоматизация управления в газовой промышленности

1. *Асирян А.В., Санжаров В.В., Снежин А.Н.*
Перспективные информационно-образовательные технологии для обучения специалистов нефтегазовой отрасли.....174
2. *Афанасьев А.А.*
Справочник средств измерения агрегатной автоматики МСКУ 4510.....175
3. *Афонин А. П.*
Оптимизация и повышение результативности работы сменного персонала при использовании программы «электронный журнал сменного инженера».....176
4. *Бояркин В.В.*
Географическая информационная система ООО «Газпром центрремонт».....177
5. *Бугров Е.В., Одышев Н.Г.*
Применение САД/САЕ систем для оценки напряженно-деформированного состояния объектов ООО «Газпром трансгаз Томск».....178
6. *Буданов А.Н.*
Организация центральной системы управления цифровым телекоммуникационным оборудованием.....179

7. Бурлаков Н.С.	
Параллельные архитектуры и оценка их эффективности для системы автоматического распознавания пластопересечений скважин.....	180
8. Ветошкин В.А.	
Система управления режимами ПХГ.....	181
9. Гладков М.А.	
Комплексная оптимизация многостадийного ГРП.....	182
10. Глазунов В. Ю.	
Методика по составлению технологического режима работы дожимных компрессорных станций в составе газового промысла.....	183
11. Зеваков А.М.	
Подсистема оперативного контроля и управления работоспособностью автоматизированных технологических комплексов.....	184
12. Зыкова Я. Д.	
Решение задачи контроля примесей в многофазном потоке продукции газовых скважин.....	185
13. Ишкильдин Р.Р.	
Система автоматизации создания программных тренажеров объектов подготовки газа.....	186
14. Корнеев Д.В., Безкоровайный В.П.	
Разработка модели данных для идентификации и управления техническими взаимодействиями в проектах создания МНГС.....	187
15. Королев А. А., Лапицкий А.Е.	
Анализ работы участка МГ исходя из согласованности мощностных характеристик ГТУ –ЦБН с целью оптимизации режимов транспорта газа.....	188
16. Крылова О.В.	
Формирование транспортных схем доставки грузов с применением имитационного моделирования.....	189
17. Кузнецов А.Ю.	
Опыт построения интеллектуальной Системы Диспетчерского Контроля за ходом выполнения работ ТОИР.....	190
18. Кунаков Ю.Н.	
Корпоративная геоинформационная система ООО «Газпром добыча Уренгой»	191
19. Кучерявый В.В.	
Автоматизация процессов мониторинга и прогнозирования показателей надежности объектов газотранспортных систем.....	192

20. <i>Лебедев М. А.</i>	
Метод определения прохождения очистного устройства на примере СЛТМ «СТН-3000»	193
21. <i>Маленков А.М., Скутин С.Г.</i>	
Двухуровневая модель комплексной автоматизации мониторинга стоимости строительства ОАО "Газпром" на базе решений ИУС ПЗ (SAP R/3) И КРОСС	194
22. <i>Мухина А.Г., Изюмов Б.Д.</i>	
Перспективные подходы к адаптации модели пластовой системы	195
23. <i>Нагибина А.О., Новиков О.А.</i>	
Формализованное описание справочно-нормативной технологической информации на внешнем и концептуальном уровнях	196
24. <i>Некрылов А.Л., Кузнецов А.Ю., Печорин Р.Н.</i>	
Разработка методологии и реализация системы автоматизированного контроля поставок трубной продукции	197
25. <i>Орлов А. И., Самарин И. В.</i>	
Стратегическое планирование на предприятии: формализация задачи обоснования среднесрочного плана деятельности	198
26. <i>Папилина Т.М.</i>	
Применение облачных технологий к разработке распределенной СППДР в транспорте газа	199
27. <i>Русев В.Н.</i>	
От исследования распределения Вейбулла–Гнеденко к расчетным формулам оценок показателей надежности объектов газотранспортных систем	200
28. <i>Руснак В.Н.</i>	
Виртуализация	201
29. <i>Сенькин В.Е., Селезнев Д.А.</i>	
Разработка систем автоматического управления и контроля верхнего уровня водоочистных комплексов	202
30. <i>Сироткина А.Ю.</i>	
Автоматизированная информационная система мониторинга заявок на выполнение работ	203
31. <i>Солдаткин М.В.</i>	
Моделирование процессов промерзания-протаивания грунтовых оснований в условиях газовых месторождений криолитозоны	204
32. <i>Татур А.С.</i>	
Применение метода свертки к проблеме определения рейтинга кафедр, как решение многокритериальной задачи	205
33. <i>Телюк А.С.</i>	
Решение задачи проектирования оптимальной системы противоаварийной защиты	206

34. <i>Терентьев С.А., Мельников В.А.</i>	
Автоматизация технологических процессов на газораспределительных станциях	207
35. <i>Торовец Н.Г., Грамин М.Н., Бардаш А.И.</i>	
Система автоматической установки обновлений на терминалы ИСТС «ИНФОТЕХ»	208
36. <i>Тупышев А.М.</i>	
Применение средств DATA MINING при анализе характеристик порового пространства в литологических исследованиях.....	209
37. <i>Фаррахов С.В.</i>	
Оптимизация технологического процесса производства СПГ на комплексе по производству СПГ на ГРС-4 Екатеринбурга.....	210
38. <i>Флик М.А.</i>	
Аппарат для приварки катодных выводов электрохимической защиты.....	211
39. <i>Федяков А.Н., Свиридов А.В.</i>	
Создание автоматизированного рабочего места инженера пожарно-охранной сигнализации и видеонаблюдения.....	212
40. <i>Хажиахметов В.Н.</i>	
Импульсный режим регулирования выходного давления ГРС при малых расходах газа.	213
41. <i>Шевченко П.И.</i>	
Комплекс тестирования программного обеспечения.....	214
42. <i>Шмелева Е.А., Мольский Р.В.</i>	
Разработка и внедрение автоматизированной системы электронного документооборота в организациях-заказчиках строительства объектов топливно-энергетического комплекса.....	215

Секция 8. Актуальные проблемы работы предприятий газовой отрасли в условиях рыночной экономики.

(Подсекция 8.1. Экономико-управленческие проблемы функционирования предприятий газовой промышленности РФ)

(Подсекция 8.2. Правовые проблемы разведки, добычи и транспортировки углеводородного сырья)

1. <i>Азарова А.А.</i>	
Охранные зоны магистральных газопроводов: проблемы и пути решения.....	218
2. <i>Антонов С.А.</i>	
Содержание организационные аспекты корпоративного налогового планирования по налогу на прибыль.....	219

3. <i>Аннадурдыева Г.А., Свиридова О.С.</i>	
Правовые формы недропользования.....	220
4. <i>Бизяева Е.А.</i>	
Инновации в строительстве проекта «Северный поток»	221
5. <i>Брагина Э.Н., Николаева А.С.</i>	
Проблемы финансирования основных экономических процессов газодобывающего региона.....	222
6. <i>Броновицкая М.К.</i>	
Бюджетные процессы в системе бюджетирования дочерних обществ ОАО «Газпром»	223
7. <i>Дрыков Е.А.</i>	
Автоматизированные системы учета, контроля и списания ТМП на скважине.....	224
8. <i>Зайнуллин А.Ф.</i>	
Стратегия развития производства моторных топлив ООО «Газпром переработка».....	225
9. <i>Иванова М.В.</i>	
Некоторые особенности учета и страхования рисков, связанных с обеспечением исключительных прав на объекты интеллектуальной собственности.....	226
10. <i>Калиненко Е.А.</i>	
Перспективы развития российской нефтегазохимии с позиций энергосбережения и инноваций.....	227
11. <i>Кондратьева А.Н.</i>	
Анализ ценовых индикаторов при продаже краткосрочных партий СПГ.....	228
12. <i>Колпакова Е.А.</i>	
Проблемы и перспективы газовых рынков.....	229
13. <i>Королева А. Н.</i>	
Газовая отрасль России и Всемирная торговая организация.....	230
14. <i>Кузьмина Ю.Н., Пельменёва А.А.</i>	
Развитие газовой отрасли путём совершенствования ценообразования.....	231
15. <i>Малахова Е.Г.</i>	
Экономико-правовые проблемы добычи метана угольных пластов.....	232
16. <i>Петрова М.С.</i>	
Анализ рисков выхода ОАО «Газпром» на рынки АТР в рамках реализации Восточной газовой программы.....	233
17. <i>Прозорова Р.А.</i>	
Совершенствование нормирования труда как инструмент повышения эффективности производства.....	234
18. <i>Рассолова Т.А.</i>	
Перспективы сотрудничества России и Японии на рынке СПГ	235

19. <i>По Д.С.</i>	
Анализ конкурентной ниши российского газа для экспорта в республику Корея	236
20. <i>Симоненко В.А.</i>	
Интегрированная система управления рисками в нефтедобывающих компаниях.....	237
21. <i>Султангареева Д.Р., Зубарева В. Д.</i>	
Направления оптимизации системы налогообложения газодобычи в России.....	238
22. <i>Таджиев М.И.</i>	
Производственно-транспортные и экономические аспекты развития рынка сжиженного природного газа на примере опыта США.....	239
23. <i>Удалова Е.В.</i>	
Внедрение SAP в дочерних обществах ОАО «Газпром» на примере ООО «Газпром трансгаз Москва»	240
24. <i>Хлиян В.Б., Воробьев А.В., Пономарев В.С.</i>	
Применение прямого динамического метода измерений при поступлении, хранении, отпуске и учёте нефти и нефтепродуктов на нефтебазах.....	241
25. <i>Чернявский Т.А.</i>	
Человеческие ресурсы, планирование, перспективы развития в условиях рыночной экономики.....	242
26. <i>Ширко Е.И., Халова Г.О.</i>	
Приоритетные направления топливно-энергетического сектора России.....	243

Секция 9. Развитие человеческих ресурсов в газовой отрасли

1. <i>Алексеевичева Ю.В.</i>	
Инновационные механизмы отраслевой подготовки кадров высшей научной квалификации при создании корпоративной системы непрерывного профессионального образования.....	246
2. <i>Арсланалиева М.А.</i>	
Методы повышения эффективности работы молодых специалистов: формирование управленческой команды.....	247
3. <i>Бойчук Е.Н., Хазанов В.Е.</i>	
Социально-психологический климат как неотъемлемая часть трудового процесса в коллективе.....	248
4. <i>Будзинская О.В.</i>	
Комплексный подход при формировании политики в области мотивации персонала.....	249

5. Бухарин П.С.	
Проблемы и решения на пути развития человеческих ресурсов в газовой отрасли.....	250
6. Гайдукова А.А.	
Ключевые направления молодежной политики ООО «Газпром добыча Ямбург» как основа устойчивого развития предприятия.....	251
7. Герасимова И.В.	
Мотивационные механизмы идентификации целей сотрудников с целями организации.....	252
8. Герасимова И.В.	
Мотивация как объект целеполагания.....	253
9. Годяцкая Ю.А.	
Компетентностный подход в управлении персоналом ООО «Газпром добыча Оренбург»	254
10. Гуськов М.А., Волохина А.Т.	
Разработка автоматизированной системы оценки профессионально важных качеств работников, участвующих в локализации и ликвидации аварий на опасных производственных объектах ООО «Газпром трансгаз Югорск»	255
11. Денисов Д.С., Исламгалиева Е.Р.	
Система премирования персонала предприятий на примере ООО «Газпромнефть-Центр»	256
12. Попадько М.В., Джигоева Ф.А.	
Обучение кадров как важнейший ресурс при конкуренции.....	257
13. Зубарева А.А.	
Эволюция парадигмы риск-менеджмента.....	258
14. Исламгалиева Е.Р.	
Современные технологии формирования системы мотивации и стимулирования.....	259
15. Ишоев Ю.А.	
Формирование специалистов в газовой отрасли.....	260
16. Коробейникова Т.В., Отс М.В.	
Внедрение федеральных государственных образовательных стандартов как фактор развития кадрового резерва отрасли.....	261
17. Кудинов А.А.	
Обучающий видеоматериал для работников ЛПУМГ по проверке работоспособности резервной нитки редуцирования газа на ГРС и ее настройке на выходное рабочее давление газа, как пример выполнения видеоинструкций силами Смоленского ЛПУМГ.....	262
18. Лисенков Д.Н.	
Компетентностный подход в обучении персонала общества с применением рейтинговой технологии оценки.....	263

19. Матич Л.Ю.	
Корпоративная «дорожная карта» — инновационный метод управления знаниями в газовой промышленности.....	264
20. Мироненкова Е.А., Симонова И.Ф.	
Роль лидерства в управлении.	265
21. Самсонов В.В., Салатов Н.В.	
Практические аспекты реализации системы ключевых показателей эффективности газотранспортного общества на примере ООО «Газпром трансгаз Самара»	266
22. Сафина Е.Н.	
Организационная культура — ключевой фактор в управлении знаниями.....	267
23. Славинский А.Э.	
Система деловой оценки руководящих работников дочерних и зависимых обществ ООО «Газпром Межрегионгаз».....	268
24. Солодов В.А.	
Модель управления рацпредложениями и объектами интеллектуальной собственности.....	269
25. Сребродольская М.А.	
Практические подходы к оценке человеческого капитала нефтегазовых компаний.....	270
26. Стрелецкая В.В.	
Влияние трехстороннего сотрудничества на кадровый потенциал топливно-энергетического комплекса.....	271
27. Терегулова Н.Ф.	
Экономика труда в системе рыночных отношений между нефтегазовыми компаниями.....	272
28. Удейкина Н. Г.	
Доминирующие направления в структуре «социального пакета» (на примере ОАО «Газпром»)	273
29. Усманова Э.С.	
Разработка профиля компетенций должности и его использование при осуществлении основных процессов управления персоналом (на примере создания службы КИП и ТМ для замещения должности начальника службы)	274

Секция 10. Энергосбережение и экология

1. Бардин М.Е.	
Термоокислительный метод добычи вязкой нефти из нефтегазовых месторождений сеноманского горизонта.....	276

2. *Воробей Н.Ю., Кушнир Е.Е.*
Комплексный анализ возможности перевода ТЭЦ и котельных Мурманской области с мазута на природный газ.....277
3. *Гатауллин Р.И.*
Повышение эффективности работы систем теплоснабжения в условиях дефицита теплогенерирующих мощностей на примере ГПП-2 Уренгойского НГКМ.....278
4. *Гулин Д.А.*
Снижение скорости коррозии стали 20 методом электроактивации коррозионной среды на компрессорных станциях.....279
5. *Жуковская Е.А.*
Система экологической защиты автозаправочных станций на базе инновационных технологий.....280
6. *Жуковская Е.А.*
Разведка и добыча углеводородов в арктических морях России. Направления развития технологий в обеспечение экологической и промышленной безопасности.....281
7. *Заворотная М.В., Беякова М.И.*
Разработка эффективных эмульгаторов для технологических жидкостей на углеводородной основе.....282
8. *Зыков К.Б.*
Способ регенерации гликолевого раствора.....283
9. *Иванова Е.А.*
Технология утилизации отработанных алюмохромовых катализаторов как наполнителя при производстве серных бетонов.....284
10. *Иванова Е.В.*
Сокращение выбросов оксидов азота в атмосферу теплоэнергетическими агрегатами газовой промышленности.....285
11. *Иванова М.С., Свичкарёв О.М., Вишнецкая М.В.*
Активация метана в трифторуксусной кислоте.....286
12. *Иванова М.С., Скреплева И.Ю., Вишнецкая М.В.*
Образование С–С связей в результате превращений CO₂ во фторсодержащих системах.....287
13. *Игнатъев Е.М. (ООО «Газпром георесурс»)*
Особенности реализации программы энергосбережения.....288
14. *Казиев С.А.*
Инновационная технология переработки малых ресурсов природного газа в технический углерод.....289
15. *Казиев С.А.*
Инновационный способ производства силикагеля для потребностей предприятий газовой отрасли.....290

16.Касьяненко А.А.	
Энергосбережение с сокращением вредных выбросов от газоперекачивающих агрегатов.....	291
17.Кислов В.В., Карпов А.Б., Марченков Э.Е.	
Перспективы использования СПГ в качестве бункеровочного топлива в Балтийском регионе.....	292
18.Коньков Н. С.	
Система контроля эффективности работы теплоэнергетического оборудования посредством применения программы для ЭВМ «THERMAL CONTROL»	293
19.Коротков А.В.	
Решение задач энергоэффективности при автоматизированном проектировании мехатронных модулей на базе бесступенчатых передач для задач управления технологическими процессами в газовой промышленности.....	294
20.Леонтьев А.В.	
моющее-диспергирующая присадка с высокими эксплуатационными и экологическими показателями для дизельных топлив.....	295
21.Малахова Ю.В., Меньшикова И.А., Сахаутдинов Ф.З.	
Инновационные решения ООО «Газпром добыча Надым» по обращению с отходами при обустройстве Бованенковского месторождения.....	296
22.Миронова О.С., Остах С.В., Еремин И.С.	
Использование типового проектирования для оптимизации технологических внедрений в объекты нефтегазового комплекса.....	297
23.Мухамеджанова Б.К.	
Экологические вопросы применения реагентов-нейтрализаторов сероводорода в технологических жидкостях.....	298
24.Некрасов И.Ю.	
Повышение энергоэффективности работы асинхронных электроприводов путем применения устройств плавного пуска.....	299
25.Петров Д.В.	
Внедрение частотно-регулируемого привода на агрегатах воздушного охлаждения пропано-холодильной установки У-80.....	300
26.Полоумов Ю.А.	
Оптимизация энергозатрат на газоразделение на производстве этилена.....	301
27.Резник А.В., Еремина Н.В.	
Внедрение наилучших доступных технологий в нефтеперерабатывающую отрасль России.....	302
28.Сабурин А.В.	
Уменьшение выбросов природного газа при работе ГПА-16 «ВОЛГА» с торцевыми газодинамическими уплотнениями и электромагнитными подвесами.....	303

29. Савченко П.В.	
Разработка технических средств для учета в области обращения с отходами на предприятии (первичный учет отходов)	304
30. Санченко В.С.	
Систематизированный подход как решение проблем определения класса опасности нефтесодержащих отходов.....	305
31. Соломенников Д.П., Шудегов С.А., Шестакова О.И.	
Экологический расчет влияния технологических параметров работы ГПА-Ц-16 на концентрацию вредных веществ в выхлопных газах ГТУ.....	306
32. Сосницкая М.Е.	
Потенциал рационального использования тепловой энергии на гелиевом заводе ООО «Газпром добыча Оренбург»	307
33. Стрелецкая В.В., Золотухин А.Б.	
Экологический мониторинг и предотвращение аварийных разливов в Печорском море на примере Приразломного месторождения.....	308
34. Стрелкова В.К.	
Модификация высокосернистого нефтяного кокса продуктами на основе сланца с целью снижения выбросов оксидов серы в газах горения.....	309
35. Сушкова А.В., Мещеряков С.В., Остах С.В.	
Проблемы рекультивации нефтезагрязненных земель и их решения.....	310
36. Херрера Л.А.	
Применение биологического препарата в обезвреживании загрязненных нефтью грунтов	311
37. Хрячкова Е.С., Курбанов Л.И.	
Влияние состояния активного ила на качество биологической очистки сточных вод.....	312
38. Царьков А.Ю.	
Получение ПАВ из кислых гудронов и таллового пека как реагент буровых растворов.....	313
39. Шереметинский Ю.В., Полозов В.Н.	
Применение современных систем контроля экологического и технического состояния газоперекачивающего агрегата (ГПА) и прогнозирование основных экологических показателей.....	314
40. Шувалов С.А., Хлебников В.Н., Винокуров В.А.	
Разработка нового метода увеличения нефтеотдачи пласта на основе наночастиц полиакриламида.....	315

Секция 11. Энергетика

1. Акаев К.Б.	
О проблемах реализации энергетической стратегии России.....	317
2. Анцифоров В.А., Ершов М.С.	

Методы оценки независимости источников питания и мероприятия по повышению надежности электроснабжения производств при авариях в системах централизованного электроснабжения.....	318
3. <i>Березов А.В.</i> Разработка автоматики современных 2КТПА.....	319
4. <i>Гулулян А.Г</i> Механизмы и стимулы инновационной деятельности в нефтегазодобывающей промышленности.....	320
5. <i>Дегтярёв А. М., Лопатин В. Д.</i> Применение комплексного подхода для анализа режимов энергопотребления и оценки влияния работы электропривода на систему электроснабжения подземного хранилища газа.....	321
6. <i>Ершов К.К.</i> Энергосберегающий частотно-регулируемый электропривод насоса нефтеперекачивающей станции.....	322
7. <i>Карпов А.А., Студеникина Л.А.</i> Энергетическая безопасности стран северо-восточной Азии.....	323
8. <i>Комков А.Н.</i> Экспериментальное исследование влияния несимметрии питающего напряжения на работу синхронного двигателя.....	324
9. <i>Леонов А.С., Корнюшенков Ю.В., Бондарев А.А.</i> Повышение надёжности электроснабжения газокompрессорной станции «Торжокская».....	325
10. <i>Макурова Ю. А.</i> Разработка методики определения оптимального сечения жилы кабельной линии электропередачи.....	326
11. <i>Мочалин Д.С.</i> Прогнозирование электропотребления аппарата воздушного охлаждения газа с помощью нейронных сетей.....	327
12. <i>Сибгатуллин А.Р., Толмачев В.Н.</i> Устойчивость адаптивных систем распределенной генерации с ветроэнергетическими комплексами.....	328
13. <i>Ситников А.Б.</i> Повышение надежности электроснабжения линейных потребителей магистральных газопроводов ОАО «Газпром» методом локальной автоматизации.....	329
14. <i>Скворцов К.В.</i> Управление процессами параллельной работы энергосистемы с автономными источниками электроэнергии на газо-нефтедобывающих предприятиях.....	330
15. <i>Токарев И.С.</i> Разработка технических решений для увеличения устойчивости и надежности работы электростанций собственных нужд	331

16.	<i>Хакимов О.А.</i>	
	Состояние и перспективы экспорта природного газа из Республики Узбекистан.....	332
17.	<i>Шеронов Д.Н., Пиголева И.В., Севастьянова Е.С.</i>	
	Повышение термоокислительной стабильности защитных жидкостей для баков-аккумуляторов систем горячего водоснабжения энергетических предприятий.....	333
18.	<i>Шеронов Д.Н., Максимова П.М, Пиголева И.В.</i>	
	Методика определения эффективности защитных жидкостей в системах горячего водоснабжения.....	334