



**VII открытая научно-техническая
конференция молодых специалистов
и молодых работников
«ЗНАНИЯ. ОПЫТ. ИННОВАЦИИ»**

СБОРНИК ДОКЛАДОВ

Астрахань - 2017



Общество с ограниченной ответственностью
«Газпром добыча Астрахань»



20-24 марта 2017 года

VII открытая
научно-техническая конференция
молодых специалистов и молодых работников
«Знания. Опыт. Инновации»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

Астрахань, 2017

УДК 001.895:622.32(063) 001.895:665.632(063)

З-73

«Знания. Опыт. Инновации»: Сборник тезисов докладов VII открытой научно-технической конференции молодых специалистов и молодых работников / ООО «Газпром добыча Астрахань». – Астрахань: Издатель: Сорокин Роман Васильевич, 2017, 284 с.

ISBN 978-5-91910-537-4

Настоящий сборник составлен по материалам VII открытой научно-технической конференции молодых специалистов и молодых работников, проходившей в ООО «Газпром добыча Астрахань» 20-24 марта 2017 года.

Материалы издания представляют интерес для специалистов и научных работников газовой промышленности, а также студентов и аспирантов вузов.



Пройдите по ссылке, чтобы просмотреть электронную версию Сборника тезисов докладов

<http://astrakhandobycha.gazprom.ru/career/konferentsiya-znaniya.-opyt.-inn/sbornik-tezisov-dokladov-znan/>

Уважаемые коллеги!



Приветствую гостей и участников VII открытой научно-технической конференции молодых специалистов и молодых работников «Знания. Опыт. Инновации».

В 2017 году ООО «Газпром добыча Астрахань» в 7 раз проводит открытую научно-техническую конференцию, уже ставшую традиционной площадкой для обмена знаниями и передовым производственным опытом в важнейших областях нефтегазовой отрасли.

Наступивший 2017 год, согласно Указу Президента РФ, объявлен в России Годом экологии. ПАО «Газпром» уделяет вопросам экологии самое пристальное внимание. Многие годы компания ведет системную и масштабную работу по защите природы в интересах всей страны. В рамках Года экологии в ПАО «Газпром» и во всех его дочерних Обществах пройдут сотни мероприятий, направленных на сохранение окружающей среды. В приоритете – внедрение инновационных технологий на основе новейших достижений науки и техники, передового опыта работы и наилучшего сочетания критериев достижения целей охраны окружающей среды.

ООО «Газпром добыча Астрахань» особое внимание уделяет развитию молодых специалистов и молодых работников. Молодежная политика нашего Общества направлена на формирование специалистов, способных успешно решать производственные задачи, активно участвовать в социально-экономической и культурной деятельности Общества, развивать инновационный потенциал и применять в своей работе новейшие достижения науки и техники.

В 2017 году в конференции примут участие молодые специалисты и работники 38 дочерних обществ ПАО «Газпром», а также студенты и аспиранты 9 высших учебных заведений не только Астрахани, но и ведущих ВУЗов страны. Я убежден, что VII открытая научно-техническая конференция молодых специалистов и молодых работников «Знания. Опыт. Инновации» станет платформой для новых достижений и открытий, обмена опытом перспективной молодежи.

Искренне желаю всем участникам конференции побед!

**Генеральный директор
ООО «Газпром добыча Астрахань»**



А.В. Мельниченко

СПИСОК ОРГАНИЗАЦИЙ – УЧАСТНИКОВ КОНФЕРЕНЦИИ

№	Название организации
1.	ООО «Газпром добыча Астрахань»
2.	«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»
3.	ООО "Газпром геологоразведка"
4.	ООО "Газпром добыча Ямбург"
5.	ООО "Газпром проектирование" Саратовский филиал
6.	ПАО «Газпром нефть»
7.	ООО «Газпром переработка»
8.	ООО «Газпром добыча Оренбург»
9.	ООО «Газпром ПХГ» филиал Кущёвского УПХГ
10.	Астраханский филиал ООО "Газпромтранс"
11.	ООО «Газпром трансгаз Москва»
12.	Филиал ООО «Газпром информ» в г.Астрахань
13.	ООО "Газпромнефть-Хантос"
14.	ООО «ВолгоУралНИПИгаз»
15.	ООО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-САХАЛИН»
16.	ООО «Газпром газомоторное топливо»
17.	ООО «Газпром добыча Ноябрьск»
18.	ООО «Газпром добыча Шельф Южно-Сахалинск»
19.	ООО «Газпром проектирование» Тюменский филиал
20.	ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»
21.	ООО «Газпром трансгаз Уфа»
22.	ООО "Газпром трансгаз Екатеринбург"
23.	ООО «Газпром трансгаз Томск»
24.	ООО «Газпром георесурс»
25.	ООО «Газпром добыча Краснодар»
26.	ООО «Газпром Энерго»
27.	ООО «НИИгазэкономика»
28.	ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»
29.	ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»
30.	ООО "Газпром трансгаз Самара"
31.	ООО "Газпром трансгаз Екатеринбург"
32.	ООО "НТК Салават"
33.	ООО «Газпром нефтехим Салават»
34.	ООО «Газпром трансгаз Казань»
35.	ОАО «СевКавНИПИгаз»
36.	ООО «Газпром ВНИИГАЗ»
37.	АО «Газпром-Аэро»
38.	АО «Газпромнефть-ОНПЗ»
39.	ООО «Газпром добыча Уренгой»
40.	Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина
41.	ФГБОУ ВО "Казанский НИТУ"
42.	ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»
43.	ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»
44.	ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»
45.	ФГБОУ ВО «Астраханский государственный университет»
46.	ЮРГПУ НПИ им. М.И. Платова
47.	ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный экономический университет»

СЕКЦИЯ 1

ГЕОЛОГИЯ, РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

РЕЗУЛЬТАТЫ ПОЭТАПНОЙ ДОРАЗВЕДКИ ВОСТОЧНОГО КРЫЛА ПИЛЬТУНСКОЙ ПЛОЩАДИ ПИЛЬТУН-АСТОХСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ, ПРОИЗВЕДЕННОЙ С МОРСКОЙ ПЛАТФОРМЫ ПА-Б, ПЕРВАЯ ПИЛОТНАЯ СКВАЖИНА НА ВОСТОЧНОЕ КРЫЛО

Фёдоров Н. В.

«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»

Разработка Пильтунской площади Пильтун-Астохского месторождения ведется с 2008 года с платформы «Пильтун-Астохская-Б» (ПА-Б). На данный момент западное крыло Пильтунской площади в достаточной степени разбурено и вовлечено в разработку. Запасы восточного крыла по основным объектам разработки относятся к категории С2, наличие которых не было подтверждено промышленными притоками нефти и газа. Для охвата разработкой этих значительных запасов понадобилось бы бурение до 13 эксплуатационных скважин (7 добывающих и 6 нагнетательных). Компания имеет обязательства перед государством о проведении доразведки восточного крыла структуры Пильтунского участка.

Расположение предполагаемых границ залежей на восточном участке относительно платформы ПА-Б обусловило необходимость проведения разведочного бурения с мобильной буровой платформы или бурового судна. Приблизительная рыночная стоимость подобных буровых работ составляет до 200 млн долларов США. Чтобы избежать столь больших расходов, было решено пробурить разведочную скважину с платформы ПА-Б, обратившись к геологической концепции формирования месторождения для выбора целей по доразведке. Формирование пластов коллекторов Пильтун-Астохского месторождения происходило за счет выноса обломочного материала дельтой древней реки Амур, а также дальнейшей транспортировки и перераспределения этого материала в прибрежно-морской зоне. Удаление в восточном направлении от источника выноса осадочного материала предполагает ухудшение свойств пластов коллекторов.

Разведка предусматривала поэтапное удаление в восточном направлении бурением двух пилотных стволов из одного бурового окна (слота): 1-ый ствол в газовую зону, 2-ой на нефтяные оторочки. Конструкция спроектированной скважины предполагала использование одного материнского ствола, состоящего из кондуктора и двух промежуточных колонн, для бурения обоих пилотов (рис. 1). Это помогло сохранить дополнительный слот и сэкономить значительные средства. Поэтапность бурения предполагала временной промежуток в 1-2 года между первым и вторым пилотами для исследования результатов, обновления геологической модели, переоценки перспектив и целей перед бурением второго пилота.

Успешное бурение первого пилотного ствола (рис. 2) и успешная реализация в нем программы расширенного комплекса ГИС позволили однозначно сделать вывод о том, что, несмотря на наличие основных коллекторов в разрезе восточного крыла, потенциал их коммерческой разработки невероятно мал. Пласты имеют меньшую мощность и песчанистость, коллекторские свойства и насыщенность углеводородами оказались очень низкими, это подтвердило наличие деградиационного тренда в восточном направлении. Значительное ухудшение свойств и утонение коллекторов делает не целесообразным реализацию второго этапа доразведки восточного крыла, а также развитие планов по его разработке.

В 2017-2018 годах результаты доразведки вместе с обновлённой геологической моделью будут представлены на ГКЗ. Как результат, ожидается списание значительной части запасов,

относящихся к восточному крылу Пильтунской площади, а также одобрение отмены второго этапа разведки (пилот 2).

Поэтапная программа доразведки восточного крыла Пильтунской площади позволила не привлекать дорогостоящие буровые суда или платформы, сэкономить средства на втором этапе, предполагающем бурение с большим отходом от вертикали, опровергала наличие больших запасов восточного крыла (запасы восточного крыла уменьшились более чем в 15 раз), высвободив значительную часть буровых окон платформы для строительства скважин на западном участке. Материнский ствол первого пилота будет использован для бурения другого оценочного ствола на западном крыле, а в более длительной перспективе станет эксплуатационной скважиной.

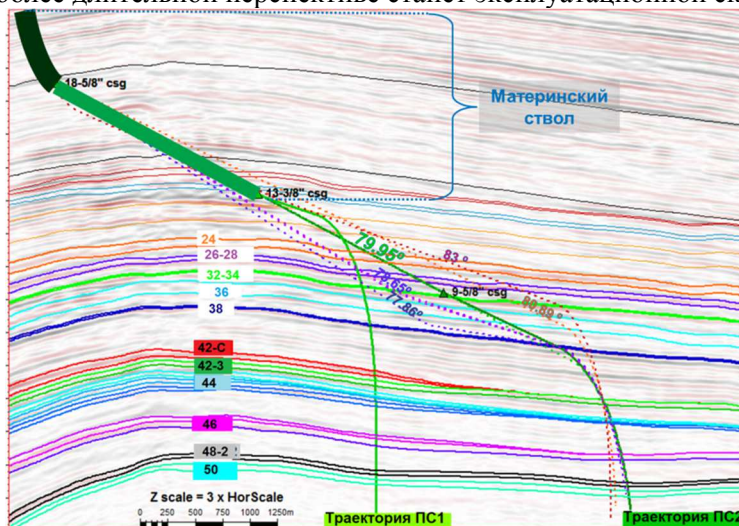


Рисунок 1 - Сейсмический разрез вдоль финальных траекторий двух пилотных стволов



Рисунок 2 - Фактическая траектория ПС1 на структурной карте кровли пласта 42-С

ОПЫТ, ПРОБЛЕМЫ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЕ ОСОБЕННОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГДИС ПРИ РАЗРАБОТКЕ СЛОЖНОПОСТРОЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ГОРИЗОНТАЛЬНЫМИ СКВАЖИНАМИ

*Ковязина Д.М.
ООО «Газпромнефть НТЦ»*

На сегодняшний день во всем мире и в частности в нашей компании выполняется большой объем бурения горизонтальных скважин как на текущих, так и на новых активах компании. Сама технология бурения горизонтальных скважин стала сейчас дешевле и позволяет применять ее повсеместно.

Разработка месторождений с помощью горизонтальных скважин повышает эффективность освоения залежей нефти в оторочках в условиях сложной геологии различной природы. Однако данные технологии подразумевают большие риски и требуют более тщательного подхода на всех этапах: как планирование системы разработки, строительство и эксплуатация горизонтальных скважин.

Усложнение процесса разработки месторождений напрямую повлияло и на гидродинамические исследования скважин. Если раньше исследовались вертикальные скважины, где мы могли более или менее легко определить ФЕС пласта, то сейчас на скважинах со сложным закачиванием возникли трудности не только в определении параметров, но и в техническом проведении исследования.

В данном докладе представлен опыт компании ОАО «Газпромнефть» по оперативному сопровождению разработки месторождений методами ГДИС на стадиях опытно-промышленной эксплуатации (ОПЭ) горизонтальных скважин.

Рассмотренные месторождения являются стратегическим активом компании, пополняющее ее ресурсную базу углеводородов, призванное после вовлечения в разработку в ближайшее время существенно повысить уровни добычи.

Так, например, на месторождении Z, где на участках ОПР были пробурены горизонтальные скважины в карбонатном коллекторе, конструкция которых не позволяет провести закрытие скважины на забое, мы столкнулись со значительным послепритоком, который негативно влияет на определение модели фильтрации и, как следствие, на оценку ФЕС пласта. На сегодняшний день анализ ГДИС на месторождении позволил выделить три группы скважин: работающие на небольших депрессиях ~0.5 атм, характеризующиеся значительным коэффициентом продуктивности ~20-30 м³/сут*атм, которые вскрыли карбонатные отложения рифея в зонах макротрещиноватости; группа скважин, на которых были диагностированы потоки, характерные для ГС, работающие на значительных депрессиях ~15-30 атм и характеризующиеся небольшим коэффициентом продуктивности 1-5 м³/сут*атм, и скважины практически неработающие, пробуренные в зонах отсутствия микро- и макротрещиноватости.

Ещё одним из наиболее сложных и перспективных новых активов нашей компании с точки зрения разработки являются месторождения X, Y не только со сложным геологическим строением пласта, но также осложнённые наличием газовой шапки, подстилающих подошвенных вод и высокой вязкостью нефти.

Проведённые в рамках ОПР ГДИС на горизонтальных скважинах, пробуренных в терригенном коллекторе месторождения Y, позволили выявить особенность - отсутствие линейных потоков, которые характеризуют работу горизонтального ствола скважины, т.е. практически в полной мере отсутствует работа горизонтальных стволов.

Актуальность данных работ связана с повышением требований к планированию и проведению мероприятий комплекса ГДИС на начальных стадиях разработки, направленных на снижение рисков в дальнейшем при разработке месторождения.

По результатам анализа гидродинамических испытаний горизонтальных скважин выделяются следующие особенности:

- при планировании ГДИС на горизонтальных скважинах с МГРП требуется более детальный и системный подход с применением численного моделирования;
- проведение ГДИС в горизонтальных скважинах с МГРП требует более длительный период времени для выделения фильтрационных потоков, по которым определяются ФЕС пласта;
- методы ГДИС не позволяют однозначно диагностировать количество рабочих портов МГРП и рассчитать характеристики трещин ГРП;

- присутствие длительного эффекта влияния объема ствола скважины, который оказывает негативное влияние при анализе данных ГДИС;
- необходимость постоянного ведения мониторинга забойного давления и проведение повторных ГДИС на скважинах с целью оценки динамики энергетики пласта в зоне разработки и его характеристик.

ЗАКАЧИВАНИЕ МИНЕРАЛИЗОВАННОЙ ВОДЫ КАК СПОСОБ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПРИЕМИСТОСТИ НАГНЕТАТЕЛЬНЫХ СКВАЖИН ПОЛИГОНА ЗАХОРОНЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ СТОЧНЫХ ВОД В ПЛАСТ АСТРАХАНСКОГО ГПЗ В МЕЖРЕМОНТНЫЙ ПЕРИОД

*Ильин Н.А., Пономарев М.С.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Захоронение промышленных сточных вод в глубинные подземные горизонты, не поддающихся технической или химической переработке на поверхности, является на современном этапе научного и технического прогресса наиболее экологически и экономически выгодным способом их утилизации.

В настоящее время на Полигоне захоронения промышленных сточных вод Астраханского ГПЗ для решения проблем снижения приемистости нагнетательных скважин проводятся ремонтно-восстановительные работы, которые включают комплекс мероприятий по механической очистке скважин от песчаных пробок с дальнейшим химическим воздействием на призабойную зону пласта с целью очистки от углеводородов и минеральных соединений. В межремонтный период при достижении устьевых давлений нагнетания 8,0-9,0 МПа применяются метанольно-кислотные обработки, суть которых заключается в закачивании реагентов в трубное пространство с дальнейшим продавливанием в пласт технической водой.

Проводимая на скважинах обработка песчаника направлена на повышение проницаемости пласта в радиусе первых 0,9–1,5 м от ствола скважины. Понижение проницаемости этой области, как правило, вызывается закупориванием пор углеводородами, минеральными солями и продуктами коррозии. Воздействие метанольно-кислотной обработки приводит к растворению углеводородов и переводу их в водорастворимое состояние (воздействие метанолом) и растворяет минеральные соли и продукты коррозии (соляно-кислотная обработка). Остаток шлама после такого поэтапного воздействия состоит из обезжиренного, рассыпчатого песка, который свободно пропускает воду.

При этом не учитывается вероятность снижения проницаемости вследствие набухания глинистого материала породы, связанного с закачиванием промышленных сточных вод. Согласно проведенному авторами литературному обзору мирового опыта захоронения промстоков, химический состав и минерализация закачиваемой жидкости влияют на изменение состава поглощенных катионов в глине и интенсивность поверхностной диссоциации глинистых частиц в воде, что в свою очередь сказывается на изменении толщины слоя связанной воды. С увеличением минерализации фильтрующегося раствора происходит как бы сжатие слоя связанной воды, а с уменьшением ее - расширение этого слоя. Такие изменения объема связанной воды влияют на величину свободного порового пространства, а через него – на проницаемость породы.

Для сравнения, результаты исследований, выполненные А.Ф. Соколовым, показали, что в условиях Полигонов Касимовского газохранилища и Заполярного месторождения можно ожидать значительного снижения приемистости нагнетательных скважин (в 5-21 раз) вследствие набухаемости глинистых минералов пород пластов-коллекторов. Однако данный процесс имеет обратимый характер и с увеличением минерализации закачиваемой жидкости можно повысить приемистость нагнетательной скважины, если ее снижение произошло вследствие предшествующей закачки пресных промстоков.

По мнению авторов, существует вероятность проявления набухаемости глинистых минералов пород пласта-коллектора на Полигоне захоронения промышленных сточных вод Астраханского ГПЗ, так как:

водоносные песчаные пласты юрского рабочего горизонта содержат глинистые минералы, которые в разной степени встроены в структуру песчаных пластов;

закачиваемые промстоки имеют значительно меньшую минерализацию, чем пластовая вода принимающего горизонта.

Таким образом, целесообразным вариантом восстановления приемистости нагнетательных скважин в межремонтный период является закачивание минерализованной воды, позволяющее бороться с набуханием глин. Наиболее оптимальным вариантом в качестве минерализованной воды является использование пластовой воды принимающего горизонта, так как на стадии проектирования Полигона захоронения промышленных сточных вод Астраханского ГПЗ пластовая вода и промстоки проходили проверку на совместимость в АНИПИГАЗе и не способствуют возникновению необратимых изменений фильтрационно-емкостных свойств пород пласта-коллектора, что соответствует требованиям нормативно-технической документации.

В связи с отсутствием необходимого ядерного материала и необходимого лабораторного оборудования для проведения исследований реализация данного предложения возможна после проведения опытно-промышленных испытаний данной технологии. Эффективность предложенной технологии будет оценена согласно мониторингу давления нагнетания при захоронении промышленных сточных вод в пласт.

Успешное апробирование и применение данного способа позволит предотвратить возможное снижение приемистости нагнетательных скважин, что в промышленных условиях может обусловить снижение объема работ с сокращением затрат на капитальный ремонт и интенсификацию нагнетательных скважин.

МЕТОДИКА ВЫДЕЛЕНИЯ УЛУЧШЕННЫХ КОЛЛЕКТОРОВ СЕНОНА

Карымова Я.О.

ООО «Газпром геологоразведка»

Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири обусловлены тем, что интервалы установленной газонасыщенности в этих отложениях приурочены к коллекторам с низкой проницаемостью и со специфическим литологическим составом [1, 2].

Породы нижнеберезовской подсвиты представлены опоками тонкозернистыми глинистыми, которые сложены светло-серым, кремво-серым кремнистым веществом, с намывами и микролинзами буровато-серого глинистого материала, единичными интракластами аргиллита углистого, с примесью терригенных обломочных зерен, углефицированной растительной органики, пирита, глауконита, реликтами радиолярий, ихтеодетрита. Структура алевропелитовая, пелитовая. Текстура прерывистая полого-волнистая с элементами микролинзовидной, биотурбирована.

В настоящее время продуктивная часть сенонских отложений индексируется как пласт «НБ». Анализ геолого-промысловых материалов показал, что пласт НБ является весьма неоднородным и, в первом приближении, в нем выделяется два пласта НБ₁ и НБ₂. По данным ГИС пласт НБ₂, отличается от НБ₁, в первую очередь, резким повышением показаний ГГК-П, что связано с повышением глинизации опок вниз по разрезу. Во - вторых, пласт НБ₂ характеризуется повышенными значениями времени пробега продольной волны, повышенными значениями кажущегося сопротивления пласта (КСЗ), что связано с более высокой газонасыщенностью НБ₂, по сравнению с пластом НБ₁. Раздел между этими пластами характеризуется повышенной глинизацией, что отражается на показаниях ГК и ГГК-П в виде локальных аномалий в сторону их повышения одновременно. Различная газонасыщенность этих двух пластов подтвердилась испытаниями скважин, а именно, из пласта НБ₁ были получены слабые притоки, а из НБ₂ - промышленные притоки газа.

Неоднородность нижнеберезовской подсвиты подтверждается и результатами исследования шлифов. В верхней части её (пласт НБ₁) в породах содержится около 25-35% глинистого материала, представленного буровато-серой тонкоотмученной чешуйчато-волоконистой массой полиминерального состава с оптически ориентированным строением, а в пласте НБ₂ глинистость возрастает уже до 40-50%. Из этого следует, что породы пласта НБ₁ представлены опоками средне глинистыми, а породы пласта НБ₂ – сильно глинистыми.

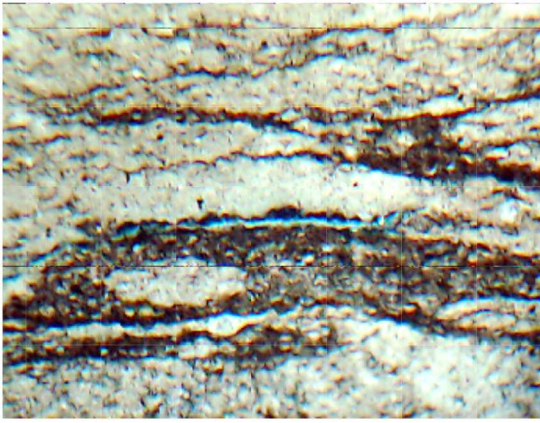


Рисунок 1 - Фотография шлифа с трещиной по слоистости

Как видно из рисунка 1, к границам между опоками (светлые тона) и линзочками глин (тёмные тона) приурочены микротрещины и пустотности разного характера (голубой цвет), которые залечены чешуйками прокрашивающихся минералов.

Пласты НБ₁ и НБ₂ различаются и по эффективной пористости. По данным анализа изолированного керна одной из скважины было установлено, что значения коэффициента остаточной водонасыщенности изменяются от 31 до 88 % при открытой пористости (по керосину) сенонских глинистых опок в диапазоне от 22 до 37 %. Коэффициент эффективной пористости изменяется от 0,03 до 0,23 д.ед. (Рис. 2). Среднее значение коэффициента эффективной пористости для пласта НБ₁ практически вдвое ниже, чем для пласта НБ₂, и составляет 8,1 %, а для НБ₂ – 15,7 %.

Раздел между НБ₁ и НБ₂ характеризуется пониженными значениями коэффициента эффективной пористости – на уровне значений пласта НБ₁.

В отмеченных особенностях строения сенонских коллекторов ярко проявляется их нетрадиционность. А именно, для традиционных коллекторов повышение глинистости приводит к снижению пористости (как общей, так и эффективной). В сенонском же резервуаре, наоборот, повышение глинистости приводит к повышению эффективной пористости. На первый взгляд – парадокс! Но это легко объясняется тем, что в традиционных коллекторах минералы глинистого цемента вырастают в образовавшихся на стадии седиментации порах, заполняя и сужая их. Отсюда и тенденция: чем больше глин, тем ниже пористость. В глинистых опоках всё наоборот. В процессе седиментации образуются мелкие поры (субкапиллярные и капиллярные), а более крупные поры формируются уже в процессе диагенетических и катагенетических преобразований осадков за счёт разной способности уплотнения кремнистого и глинистого илов. В связи с этим на границах между ними возникают щелеобразные пустоты, в которых происходит вторичное минералообразование. По данным растровой микроскопии и с использованием микросканера, в этих пустотах формируются глинистые минералы ряда ССО – монтмориллонит, гидрослюда, иллит. Они, как правило, располагаются субсогласно с поверхностью этих диагенетических трещин, закрепляя это пустотное пространство в породе в виде цепочек пор различной величины.

Таким образом, эффект повышения эффективной пористости с увеличением глинистости опок связан с увеличением объемов щелеобразных пустот на границах между глинистыми линзочками и кремнистой массой. Чем больше таких границ, тем больше эффективная пористость. Другими словами, чем больше микронеоднородность кремнисто-глинистых пород, тем больше их эффективная пористость.

Из сказанного следует, что методика выделения улучшенных коллекторов в глинистых опоках сводится к выявлению наиболее неоднородных (на микроуровне) по взаимоотношению кремнистых и глинистых разностей пород, а именно:

- по данным ГИС выделяются интервалы с повышенной глинистостью;
- по данным описания шлифов выделяются пачки, в которых отмечается повышенное содержание глинистых линзочек;
- по образцам керна с сохраненной природной водонасыщенностью оценивается эффективная пористость улучшенных коллекторов.

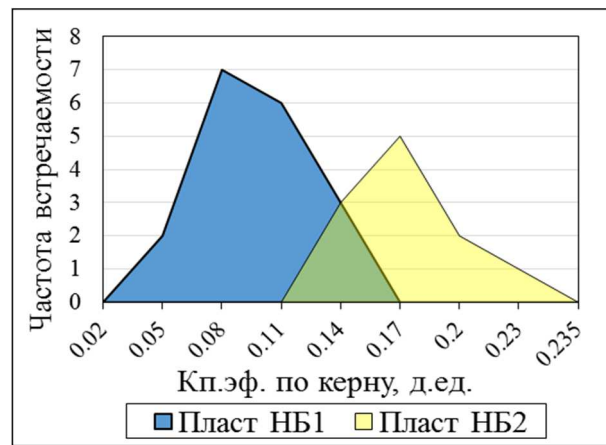


Рисунок 2 - Распределение эффективной пористости для пластов НБ₁ и НБ₂

Список литературы:

1. Проблемы оценки нефтегазоперспективности отложений нижнеберезовской подсвиты севера Западной Сибири / В.В. Черепанов, С.Н. Меньшиков, С.А. Варягов [и др.] // Геология, геофизика и разработка нефтяных и газовых месторождений. – 2015. - № 2. – С. 11-26.
2. Агалаков С.Е., Стариков В.А. Оценка ресурсов газа в опоках березовской свиты на севере Западной Сибири // Геология и геофизика. – 2003. – Т. 44. - № 6.

МЕТОД «ХОЛОДНОГО СТЕРЖНЯ» ДЛЯ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ДЕЙСТВИЯ ИНГИБИТОРОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ ДЛЯ ПРОФИЛАКТИКИ И УДАЛЕНИЯ АСФАЛЬТОСМОЛОПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ (АСПО)

*Коваль А.А., Егорова Е.В., Гольчикова Н.Н.
ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»*

В связи с увеличением доли трудноизвлекаемых запасов нефти, ухудшением структуры месторождений, обводнением пластов и продукции скважин главной задачей нефтедобывающей промышленности можно считать повышение рентабельности добычи за счет внедрения прогрессивных технологий и, в частности, продление межремонтного периода работы скважин. Одной из причин снижения этого показателя является образование асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО), формирование которых серьезно осложняют процессы добычи, транспорта и подготовки сырья.

Современный уровень знаний по рассматриваемой проблеме не позволяет с высокой точностью прогнозировать образование АСПО, тем не менее изучение состава, свойств и принципов образования АСПО необходимо для эффективной борьбы с такими отложениями. [1]

Борьба с АСПО в процессах добычи ведется по двум направлениям: профилактика (или предотвращение) отложений и удаление уже сформировавшихся отложений. К мероприятиям по замедлению образования АСПО относятся: применение гладких (защитных) покрытий; химические методы (смачивающие, модификаторы, депрессаторы, диспергаторы); физические методы (вибрационные, ультразвуковые, воздействие электрических и электро-магнитных полей). Удаление АСПО: тепловые методы (промывка горячей нефтью или водой в качестве теплоносителя, острый пар, электропечи, индукционные подогреватели, реагенты при взаимодействии с которыми протекают экзотермические реакции); механические методы (скребки, скребки-центраторы); химические (растворители и удалители).

Очевидно, что наиболее перспективным является предотвращение образования АСПО, так как это позволяет существенно увеличивать межремонтный период скважин, трубопроводов и технологического оборудования, тем самым увеличивая эффективный фон рабочего времени и, как результат, рентабельность производства.

Одним из перспективных и выгодных способов борьбы с запарафиниванием скважин и трубопроводов является химический метод, так как он имеет высокую эффективность, технология проведения работ несложна, эффект действия реагентов имеет пролонгированный характер. Применяются химические реагенты-поверхностно-активные (ингибиторы парафиноотложения ИП) и полимерные (депрессанты) вещества для растворения, отмыва и диспергирования отложений с последующим выносом их нефтяным потоком. Наиболее распространен ингибиторный метод.

Постоянное расширение ассортимента ингибиторов парафиноотложения и удалителей АСПО вызывает необходимость применения в лабораториях нефтедобывающих предприятий достоверных и быстрых методов оценки эффективности реагентов на образцах нефтей конкретных месторождений. Многие действующие методики оценки эффективности ИП (отмыв пленки нефти со стеклянной поверхности, диспергирование АСПО при концентрациях реагента в пластовой воде, превышающую рабочую в сотни раз и т.п.) носят лишь качественный характер и далеки от промысловых условий. [2]

Наиболее прямым и достоверным методом является способ осаждения АСПО на «холодной» поверхности, известный как метод «холодного пальца» или «холодного стержня» - «Cold Finger Test». [3] В последнее время разработано множество установок как отечественными, так и зарубежными производителями, однако метод так и не был стандартизирован.

Можно выделить следующие недостатки метода «холодного стержня»:

- слишком длительное время экспозиции не позволяет адекватно оценить эффективность действия ИП, так как ингибирующая способность с увеличением продолжительности эксперимента сводится к нулю;

- применение сложного дорогостоящего оборудования не всегда позволяет применять описанные методики на промыслах. Комплект установки занимает много места и хрупок, что вызывает трудности при транспортировке;

- охлаждение «стержней» осуществляется неравномерно, следовательно, не удастся достичь идентичности условий;

- для равномерного охлаждения используют расходомеры хладагента, что ведет к еще большему усложнению установки.

С целью минимизации недостатков был создан метод упрощенного «холодного стержня». Благодаря его конструкции можно проводить одновременно либо различные реагенты в одной дозировке, либо один реагент в различных дозировках.

Наиболее эффективную присадку для конкретной нефти невозможно определить только по лабораторному испытанию. С учетом многих сложных взаимодействий, различных составов сырой нефти, степени обводненности и разных условий их добычи на промыслах результаты лабораторных исследований можно использовать только для предварительной проверки. Окончательный выбор наиболее эффективной присадки должен осуществляться по результатам экспериментов на стендовой установке и опытно-промысловых испытаний. Тем не менее лабораторные тесты позволяют исключить малоэффективные ингибиторы и оставить для дальнейшей оценки на дорогостоящих стадиях опытной или промышленной проверки только перспективные агенты.

Список литературы:

1. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, №1 - 268-284 с. http://www.ogbus.ru/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf

2. Глуценко В.М., Шипигузов Л.М., Юрпалов И.А. Оценка эффективности ингибиторов асфальтосмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство, 2007, №5 – 84-87 с.

3. Jennings D.W., Weispfennig K. Effects of Shear and Temperature in Wax Deposition: Coldfinger Investigation with a Gulf of Mexico Crude Oil // Energy & Fuels, 2005, №19 – 1376-1378 P.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННЫХ МЕТОДОВ ПЕТРОФИЗИЧЕСКОГО АНАЛИЗА ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ ТРАЕКТОРИИ И ТИПА ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ СКВАЖИНЫ

Береснев А.В.

«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»

Характерной особенностью пород Пильтунского участка Пильтун-Астохского нефтегазоконденсатного месторождения является резкая литологическая и петрофизическая изменчивость, наблюдаемая в пределах каждого конкретного пласта-коллектора. Существенная часть пород-коллекторов представлена алевритистыми песчаниками с ухудшенными фильтрационно-емкостными свойствами (ФЕС) и водонасыщенностью от 50% до 80%. Причиной столь высокой водонасыщенности является большой объем связанной воды из-за микропористости и слоистости. Однако было доказано, что из данных пород добывается чистая безводная нефть. Отличить водонасыщенный коллектор от низкоомного нефтенасыщенного представляет собой нетривиальную задачу, особенно в наклонно-направленных скважинах. Результаты большинства методов геофизических исследований скважин (ГИС) в условиях тонкослоистого разреза и большого угла наклона скважины не обеспечивают надежного выделения и оценку геологических свойств тонких прослоев коллекторов (литология, пористость, тип насыщения) из-за ограниченной разрешающей способности и влияния вмещающих пород на показания измерений.

Современные методы петрофизического анализа, которые включали моделирование истинных значений сопротивления и плотности, альфа-процессинг плотностного каротажа, ядерно-магнитный каротаж и замеры подвижности, были успешно использованы в одной из скважин на Пильтунском участке. Несмотря на все ограничения, которые имеют методы ГИС в условиях тонкослоистого разреза и большого угла наклона скважины, использованный подход позволил получить геофизические параметры тонких пропластков, оценить их ФЕС и выявить промытый водонасыщенный интервал в продуктивной нефтяной части пласта.

Результаты интерпретации были использованы для оптимизации траектории и типа заканчивания добывающей горизонтальной скважины. Оптимизация траектории помогла минимизировать проходку по промытому интервалу, а предварительно заказанное специальное

оборудование было использовано для изоляции промытой зоны в добывающей скважине.

Обоснованность интерпретации и принятых на ее основании решений подтверждается высокими дебитами нефти с минимальной обводненностью. Помимо этого, были получены ценнейшие данные о геологическом строении блока, которые дают ключ к оптимизации схемы его разработки.

СОЗДАНИЕ И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОДЕЛИ СИСТЕМЫ СБОРА И ПОДГОТОВКИ УГЛЕВОДОРОДОВ ЛЕВОБЕРЕЖНОЙ ЧАСТИ АСТРАХАНСКОГО ГКМ

*Боровский И.А., Старосек А.С.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Интегрированная модель месторождения является неотъемлемой частью комплекса инструментов для оперативного контроля за разработкой и принятия управленческих решений. Интегрированная модель представляет собой совокупность геолого-технологической модели продуктивных отложений и модели системы сбора и подготовки углеводородов.

Работы по созданию модели системы сбора и подготовки углеводородов Левобережной части Астраханского ГКМ начались в 2014 году. На первом этапе был осуществлен сбор и подготовка исходных данных в специализированных форматах, использующихся в программе моделирования систем сбора – Roxar Mette. Для этого авторами было разработано множество программ на Visual Basic for Application. На следующем этапе работ была скорректирована термодинамическая модель состояния флюида в диапазоне давлений и температур газосборной сети.

Завершающей стадией работ была адаптация (калибровка) модели к фактическим промысловым показателям. Для проведения калибровки каждого сегмента модели необходимо знать дебиты всех фаз (газ, конденсат, воды), а также давления и температуры в начале и конце рассматриваемого участка сети. В связи с отсутствием на добывающих скважинах АГКМ трехфазных расходомеров авторами было предложено при адаптации модели использовать показания контрольных сепараторов УППГ при гидродинамических исследованиях скважин, что стало возможным благодаря наличию большого объема цифровых данных, фиксируемого службой Автоматизации и телемеханики ГПУ.

После окончания создания модели был осуществлен запуск интегрированного расчета. Результаты расчета показали хорошую сходимость с фактическими данными. В 2016 году созданная в Обществе модель прошла экспертизу в «Газпром георесурс», получила положительную оценку и была рекомендована к использованию.

На модели системы сбора оценивалась возможность проведения исследований по изучению процессов обводнения скважин с задействованием подземной емкости, а также для оценки возможности транспорта газа из скважины через подземную емкость на ГПЗ.

В настоящее время прорабатывается возможность использования модели при составлении технологических режимов работы скважин. Для этого разработчики Mette специально для Общества вносят изменения в программный продукт.

В будущем с использованием созданной модели системы сбора может решаться ряд практических задач. Например, могут быть выданы рекомендации по определению оптимального способа подключения скважины к газопромысловой системе сбора (в качестве скважины-сателлита, с устьевым подогревателем, без устьевого подогревателя), конфигурации устьевого оборудования, а также условий безгидратного технологического режима работы. Также могут быть определены участки с наибольшей скоростью потока, на которых возможно проявление эрозионной коррозии, и с наименьшей скоростью потока, на которых велика вероятность смены режима потока и образования жидкостных пробок. Возможно проведение оценки температуры и давления во всей системе сбора углеводородов для идентификации участков с высокой вероятностью образования гидратов.

ГАЗОНОСНОСТЬ ДЕПРЕССИОННЫХ ЗОН ЗАПАДНО-СИБИРСКОГО ОСАДОЧНОГО БАССЕЙНА И ПРОБЛЕМЫ КАРТИРОВАНИЯ ЗАЛЕЖЕЙ УГЛЕВОДОРОДОВ С АНОМАЛЬНО ВЫСОКИМ ПЛАСТОВЫМ ДАВЛЕНИЕМ

*Загоровский Ю.А.
ООО «Газпром геологоразведка»*

Глядя на современную карту нефтегазоносности Западной Сибири (ЗС), можно заметить резкое различие в преобладающем фазовом составе углеводородов (УВ) месторождений севера и юга рассматриваемой области. Этот факт в свое время был отмечен различными исследователями. В частности, М.Я.Рудкевич, А.Л.Наумов, Ю.Н.Карогодин и другие обращали внимание на различия в тектоническом развитии газо- и нефтеносных частей бассейна. Согласно их гипотезам, сеноманские, юрские и неокомские газовые залежи образовались в неогеновый период вместе с содержащими их поднятиями в результате миграции газа из нижележащих горизонтов. Ещё одна характерная особенность геологического строения ЗС – широкое распространение в отложениях ачимовской толщи и средней юры аномально высокого пластового давления (АВПД). Попытки объяснения генезиса АВПД можно разделить на гипотезы недоуплотнения осадков при накоплении и гипотезы разуплотнения, предполагающие постоянную подпитку резервуаров потоками глубинных газов, не успевающих реалаксировать в интервале низкопроницаемых отложений (газодинамическая гипотеза, наиболее подробно изложенная К.А. Аникиевым). Особенности геологического строения ЗС свидетельствуют в пользу газодинамического генезиса АВПД в недрах. Важным аргументом генетической связи газоносности, АВПД и неогенового воздымания в ЗС является пространственная связь перечисленных явлений. Ещё одним аргументом в пользу генетической связи АВПД и миграции флюидов (в том числе и УВ) является феномен «аномальная кольцевая структура» (АКЗ) – специфические аномалии сейсмической записи. Подобные объекты, являющиеся трубами глубинной дегазации с максимально возможным АВПД, широко распространены в северных и арктических районах ЗС (описанные Л.Ш.Гиршгорном, Р.М.Гатаулиным и другими исследователями).

Вновь обратим взор на карту нефтегазоносности, в район Уренгойского месторождения. При ближайшем рассмотрении, можно заметить негеологичность контуров некоторых из близлежащих месторождений УВ, которые искусственно приняты по границам лицензионных участков (ЛУ). Такая рисовка отражает проблемы картирования залежей УВ в отложениях глубоких горизонтов депрессий, прилегающих к Уренгойскому, Ямбургскому и Песцовому валам. Главная из них заключается в отсутствии притоков пластовой воды из поисково-разведочных скважин на склонах этих структур, что, вероятно, говорит о повсеместной насыщенности УВ пластов ачимовской свиты и средней юры в прилегающих депрессионных зонах (это упорно доказывается некоторыми исследователями, в том числе А.А.Неждановым). По мере признания, этот факт стирает принятые границы месторождений, делая их частями единого скопления углеводородов, скрытого в глубоких горизонтах осадочного чехла. Тенденция к расширению понятия «месторождение УВ» можно проследить на примере так называемой Уренгойской группы месторождений: Уренгойского, Восточно-Уренгойского, Ново-Уренгойского, Есетинского, Самбургского, Непонятого, геологическое единство залежей которых доказано и границы месторождений условно приняты по границам ЛУ. Недавно на государственный баланс были поставлены запасы УВ открытого в 2015 г. в Нерутинской впадине Падинского газоконденсатного месторождения. Результаты доразведки газоконденсатной залежи в ачимовской толще показывают, что Падинское месторождение на самом деле является частью одновременно Южно-Падинского, Восточно-Медвежьего, Южно-Песцового, Западно-Песцового и Песцового месторождений. С каждым годом подобных примеров «объединения» месторождений УВ обширными литологически ограниченными залежами с АВПД в отложениях ачимовской толщи и тюменской свиты, не контролируемым структурным планом, становится всё больше. Предполагая генетическую связь АВПД с нефтегазоносностью, можно утверждать, что водоносные зоны появятся в областях с более низким пластовым давлением, откуда глубинный газ не вытеснил ещё пластовых вод. Оптимистичные предположения автора об истинном УВ потенциале северных районов ЗС, опирающиеся на данные поисково-разведочного бурения, отражены на рисунке 1. Области с $K_a=1,6$ (коэффициент аномальности K_a равен отношению пластового давления к гидростатическому) присущи практически сплошное насыщение УВ отложений ачимовской толщи и средней юры (горизонтальная проекция залежей УВ в отложениях с АВПД занимает 100% площади, водонасыщенных зон в них практически нет). За пределами этой области с $K_a=1,6$ большее количество объектов не содержат признаков УВ. Не исключено, что дело в худшем, чем на Уренгое,

качестве бурения и испытания, однако возможно и наличие геологической причины смены характера продуктивности. Можно предполагать, что снижение давления привело к уменьшению газо- и нефтенасыщенности отложений, уменьшению пористости и трещиноватости. За пределами области с $Ka=1,6$ предполагается изменение характера нефтегазоносности, залежи в отложениях ачимовской толщи и тюменской свиты распространены более локально.

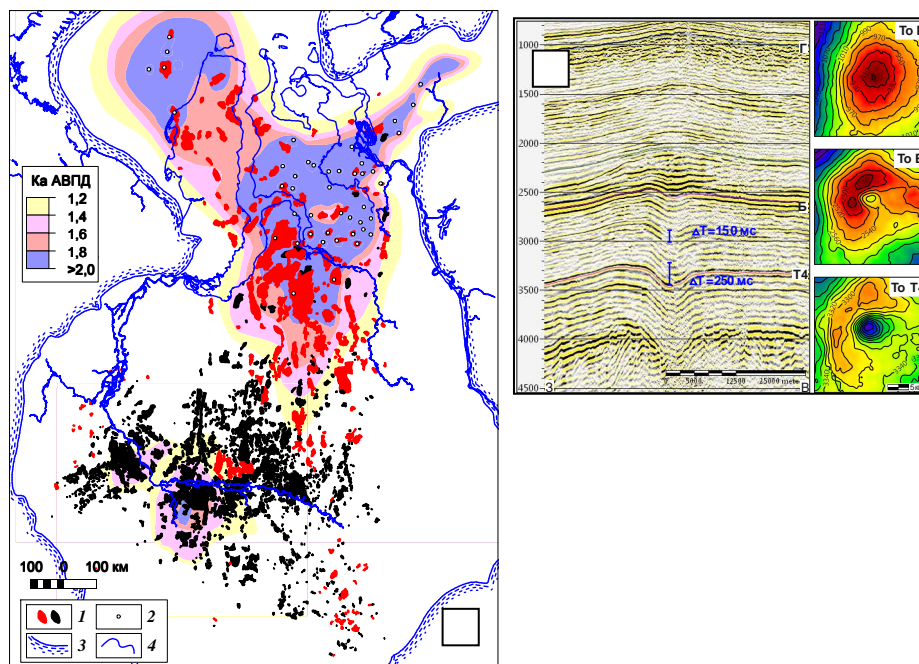


Рисунок 1.

Карта нефтегазоносности Западной Сибири (цветокодированная подложка - Ka АВПД в юрских отложениях, цифрами на карте обозначены: 1-преимущественно газосодержащие (красные) и нефтесодержащие (черные) месторождения УВ; 2-крупные аномалии сейсмической записи в нижне- и среднеюрских отложениях, связанные с трубами глубинной дегазации; 3-граница Западно-Сибирского осадочного бассейна; 4-элементы гидрографии) - а; б – отражение трубы глубинной дегазации на Ямбургском месторождении на материалах сейсморазведки

МЕТОДИКА ПРОВЕДЕНИЯ ЭКСПЕРТИЗЫ ГИДРОДИНАМИЧЕСКОЙ МОДЕЛИ НА ПРИМЕРЕ НЕОКОМСКОЙ ЗАЛЕЖИ ЗНГКМ

Степанов М.М.

ООО «Газпром добыча Ямбург»

Современные регламентные требования к проектированию разработки месторождений нефти и газа предполагают создание и ведение трехмерных постоянно действующих геолого-технических моделей. Основным инструментом для обоснованного принятия тактических и стратегических решений при разработке месторождений углеводородов является моделирование процессов извлечения нефти и газа с применением адаптированных на историю разработки фильтрационных моделей.

В соответствии с протоколом заседания Комиссии газовой промышленности № 30-К-р от 7 июня 2015 года недропользователям необходимо усилить контроль качества геолого-гидродинамических моделей. С этой целью в ООО «Газпром добыча Ямбург» внедряются новые методики и критерии оценки геолого-гидродинамических моделей, передаваемых проектными институтами в рамках выполнения проектных работ. В настоящем докладе описана методика проведения экспертизы фильтрационных моделей, которая позволяет наиболее полно сопоставить:

- детальную геологическую и укрупненную гидродинамическую сетки (рисунок 1);
- кровлю коллекторов основных опорных горизонтов (рисунок 2);
- литолого-фациальную, петрофизическую модели и модель насыщения.

Также данная методика позволяет: оценить корректность задания флюида и свойств горной породы в модели, водонапорного бассейна; оценить качество адаптации по энергетической характеристике и добыче УВ на текущую дату. Последний аспект наиболее важный, так как воспроизведение истории разработки на гидродинамической модели месторождения играет главную роль в обеспечении достоверности прогноза технологических показателей разработки. Подсчетные параметры и запасы УВ в целом должны соответствовать подсчету запасов (расхождение не более 5%).

Адаптированная фильтрационная модель позволяет успешно решать следующие задачи:

- прогноз технологических показателей разработки;
- прогноз технологических режимов работы скважин;
- рекомендации на проведение геолого-технических мероприятий;
- воспроизведение различных сценариев разработки залежей и т.д.

От качества построения фильтрационной модели зависит корректность принимаемых решений в области разработки месторождений.

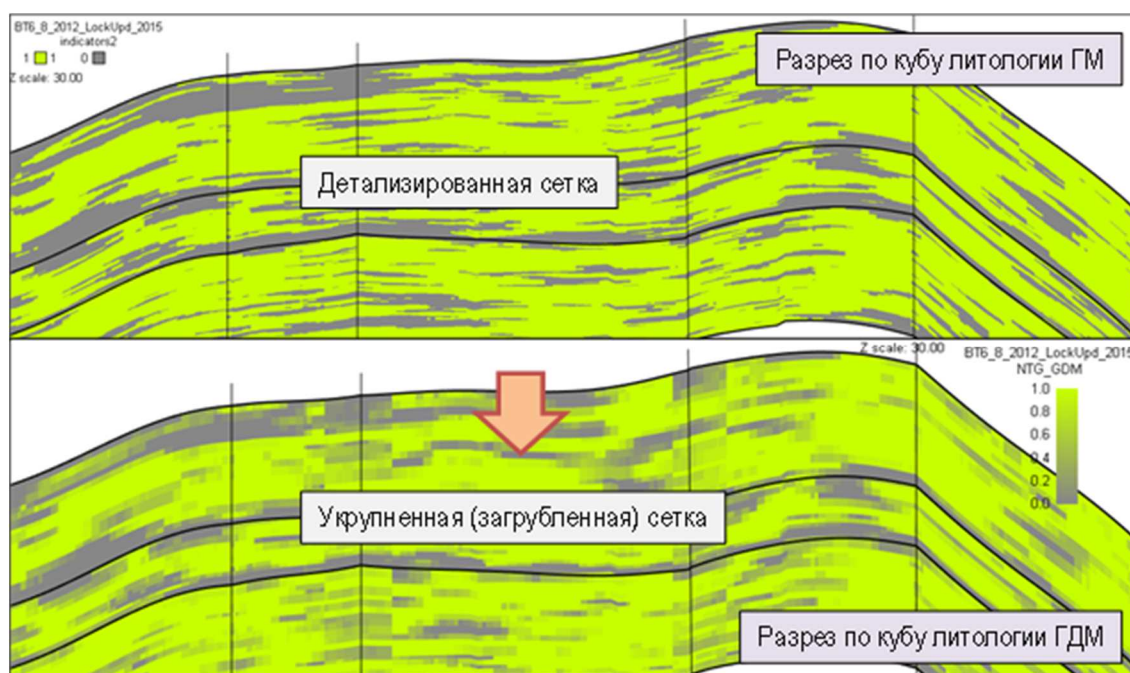


Рисунок 1

Переход от детальной геологической к укрупненной гидродинамической сетке

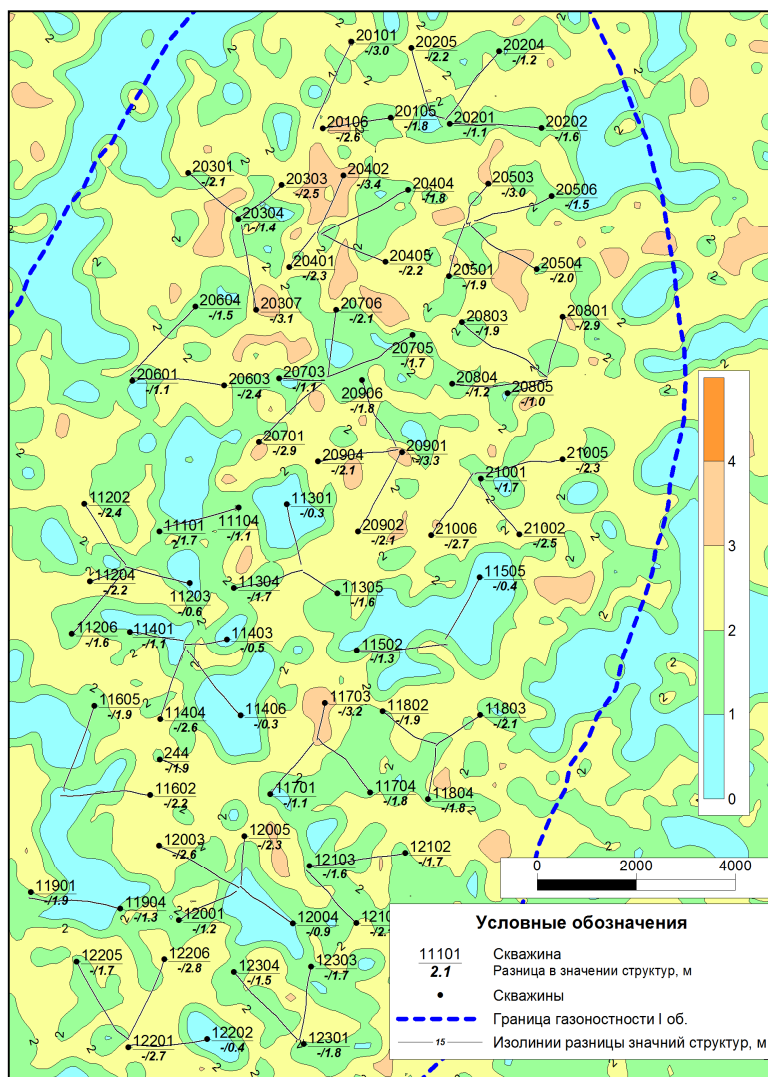


Рисунок 2

Карта разницы кровли коллектора для геологической и гидродинамической моделей

ВОЗМОЖНОСТИ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ПОМОЩЬЮ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ БУРЕНИЯ СКВАЖИН

Ожередов И.С., Егорова Е.В.

ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»

Бурение боковых стволов (БС), боковых горизонтальных стволов (БГС), многозабойных скважин (МЗС) и их эксплуатация не возможна без применения комплекса специального оборудования для вырезания части эксплуатационной колонны, зарезки и бурения каждого ствола, доставки технологического оборудования к забою отдельного ствола при их ремонте.

Одним из видов этого оборудования является клин-отклонитель. Он предназначен для изменения траектории движения фрез при вырезании «окна» в обсадной колонне, долот при бурении, хвостовиков и фильтров при их спуске и креплении БС.

Современные клинья-отклонители изготавливаются только с желобообразной отклоняющей поверхностью [1].

Способ соединения клина с якорем имеет большое значение в процессе их применения.

Клинья, жестко соединенные с якорем, просты в изготовлении и дешевле клиньев с подвижным соединением, однако обладают рядом существенных недостатков [2]:

- жесткая конструкция не позволяет клину отклоняться к стенке обсадной колонны после его установки, а в интервалах с резким искривлением ствола или в кавернозных участках «голова» клина может доходить до осевой линии скважины, препятствуя прохождению фрез и долота;

- жесткая конструкция не позволяет клину проходить в резко искривленных участках скважины и может приводить к потере клина и даже основного ствола скважины.

В настоящее время предпочтение отдается клиньям-отклонителям с подвижным соединением клина с якорем, называемым шарнирным соединением, так как они не имеют вышеперечисленных недостатков.

Стационарные клинья-отклонители устанавливаются в расчетном интервале скважины для резки и бурения БС в заданном направлении. Они остаются в основном стволе скважины на весь период бурения, крепления и эксплуатации БС. В связи с этими требованиями они должны прочно и надежно закрепляться в любом интервале скважины, иметь износостойкий направляющий желоб, сохранять свои конструктивные свойства в течение всего процесса бурения БС и быть относительно дешёвыми. По способу закрепления в скважине к ним относятся плашечные и цементируемые (заливные).

Цементируемые просты в изготовлении и надежны по закреплению в скважине. Их невозможно извлечь из скважины, так как хвостовик находится в застывшем цементе [3].

Плашечные, как и цементируемые, были разработаны и применены еще в 19 веке. Первые конструкции содержали одну плашку, которая выдвигалась по наклонной плоскости толкателем под действием осевой нагрузки, создаваемой весом колонны бурильных труб на клин-отклонитель, внедрялась в стенку скважины и удерживала клин от смещения и проворота. В процессе повышения технологических требований и совершенствования техники количество плашек увеличивалось, изменялась их конструкция, месторасположение на клине, способы выдвижения в рабочее положение, форма и размеры насечек (зубьев).

Клинья-отклонители по первой технологии спускаются, ориентируются и устанавливаются в скважине совместно с полноразмерной компоновкой фрез. Они позволяют после отделения компоновки фрез от клина сразу произвести вырезание «окна» в стенке обсадной колонны и резку БС необходимого диаметра. После этого компоновка фрез извлекается из скважины. В скважину спускают долото необходимого диаметра и бурят БС. Затем в скважину спускается специальный инструмент для захвата клина-отклонителя, его снятия и извлечения из скважины. Для осуществления этой операции применяют колокола с удлиненной юбкой или специальные крючки. Успешность операции захвата и извлечения клина-отклонителя составляет 98 %.

По второй технологии клинья-отклонители спускаются, ориентируются и устанавливаются в скважине совместно с фрезой или долотом меньшего диаметра, чем долото, которым будет буриться БС. В обсаженной скважине для ориентирования и установки таких клиньев в компоновку обсадной колонны включают специальные кольцевые упоры в расчетных интервалах еще на стадии её сборки и спуска в скважину. В скважине клинья-отклонители устанавливают с упором на искусственный забой. Установив клин-отклонитель, производят вырезание «окна» в стенке обсадной колонны и резку БС.

При извлечении фрезы или долота из скважины одновременно происходит снятие и извлечение клина. Затем в скважину спускается и устанавливается другой клин облегченной конструкции (дефлектор), с которого производится расширение и калибровка «окна» колонными фрезами и бурение БС долотом необходимого диаметра. Крепление БС производят хвостовиком по существующей технологии без соединения его с обсадной колонной основного ствола. Дефлектор остаётся в скважине на весь период её эксплуатации для направления инструмента в БС при проведении в нем ремонтных работ. Изготовлением и применением такого оборудования занимается предприятие «Sperry San» компании «Halliburton».

Классификация позволяет легко ориентироваться в многообразии конструкций клиньев-отклонителей и определять пути создания новой техники с необходимыми свойствами.

Список литературы:

1. Иванова Л.В., Буров Е.А., Кошелев В.Н. Асфальтосмолопарафиновые отложения в процессах добычи, транспорта и хранения // Электронный научный журнал «Нефтегазовое дело», 2011, №1 - 268-284 с. http://www.ogbus.ru/authors/IvanovaLV/IvanovaLV_1.pdf
2. Глущенко В.М., Шипигузов Л.М., Юрпалов И.А. Оценка эффективности ингибиторов асфальтеносмолопарафиновых отложений // Нефтяное хозяйство, 2007, №5 – 84-87 с.
3. Jennings D.W., Weispfennig K. Effects of Shear and Temperature in Wax Deposition: Coldfinger Investigation with a Gulf of Mexico Crude Oil // Energy & Fuels, 2005, №19 – 1376-1378 P.

ОЦЕНКА ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОПРОМЫСЛОВЫХ СООРУЖЕНИЙ ПРИ ОСВОЕНИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОБСКОЙ ГУБЫ

Караев И.П.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»

Российская Федерация обладает крупнейшим в мире континентальным шельфом с огромными запасами углеводородов, большая часть которых приходится на арктические моря. Одним из наиболее изученных на нефть и газ регионов арктического шельфа является акватория Обской губы, характеризующаяся тяжелыми ледовыми условиями, экологической чувствительностью и слабо развитой инфраструктурой. В мировой практике отсутствует опыт освоения месторождений континентального шельфа в настолько сложных природно-климатических условиях.

Для обустройства нефтегазовых месторождений Обской губы наиболее важным вопросом является выбор типов нефтегазопромысловых сооружений для круглогодичного функционирования в тяжелых природно-климатических условиях.

Основными объектами обустройства и эксплуатации морских нефтегазовых месторождений являются морские нефтегазопромысловые гидротехнические сооружения (МНГС). Для оценки степени изученности задач по созданию этих сооружений разработаны классификации по их назначению и другим критериям.

Одной из первых работ по классификации платформ является работа В.М. Буслова и Н.У. Крэля (фирма «Браун энд Руд») «Проекты разработок и эксплуатации арктических месторождений» 1983 года. В своей работе они рассматривают только типы МНГС для освоения углеводородных ресурсов арктического шельфа – ледостойкие сооружения островного типа, которые авторы классифицируют по способу сопротивления силовому воздействию ледовых образований: стационарные сооружения с фундаментом, устанавливаемые на морское дно и плавучие основания.

В 1984 году В.М. Буслов совместно с Д.П. Карзаном из фирмы «Браун энд Руд» дополнили вышеуказанную работу. В ней авторы классифицируют сооружения по характеру реакции на воздействие волновой и динамической нагрузок, т.е. разделяют их на «жесткие» и «упругие».

Также работе в данной области посвящены труды таких отечественных и зарубежных ученых, как П.П. Адамянц, Ч.С. Гусейнов, П.П. Бородавкин, Б.Д. Носков, Ю.П. Правдивец, Симаков Г.В., О.Т. Гудместат, Д. Паршал и др.

В вышеприведенных работах по классификации не учтено функциональное назначение сооружений, что исключает возможность определения срока их службы (временный или постоянный), от которого зависит оценка усталостной прочности и введение соответствующих нормативных коэффициентов при их расчетах. Кроме того, функциональное назначение сооружения определяет необходимую конструкцию их фундаментов (гравитационный или свайный).

Наиболее полная на сегодняшний день классификационная схема МНГС представлена в работе Д.А. Мирзоева «Нефтегазопромысловые ледостойкие сооружения мелководного шельфа» 1992 года. Особенностью данной работы является то, что в ней, помимо разделения сооружений по их непосредственному функциональному назначению (поисково-разведочное и эксплуатационное бурение), учитываются также гидрометеорологические условия морей (замерзающие и незамерзающие), а также глубины, на которых они работают. Сами сооружения представляют собой продукцию как судостроительной промышленности, так и гидротехнического строительства. При этом стоит особо подчеркнуть, что среди них есть и сооружения подводного промысла, не рассмотренные другими авторами столь детально как другие виды и классы инженерных сооружений. Такой подход позволяет учесть практически все концептуальные требования, предъявляемые к сооружениям при проектировании.

Вместе с тем следует иметь в виду, что при всей своей проработанности схема Д.А. Мирзоева вовсе не претендует на роль руководства при принятии проектных и организационных решений. Она, как и любая другая рекомендация, содержит некоторые условности и исходит из общепринятых в данной области науки положений и непосредственных задач, поставленных перед проектировщиками этих сооружений. В ней не затрагиваются такие важнейшие для нефтегазовой отрасли вопросы, как экономическая целесообразность применения тех или иных МНГС, наличие строительных материалов, продолжительность межледового периода, влияющая на технологию строительства

ледостойких платформ, а также инженерно-геологические условия дна, определяющие конструкции фундаментов МНГС.

В связи с вышесказанным целью автора является определение целесообразности использования различных типов надводных и подводных гидротехнических сооружений в условиях предельного мелководья и критически короткого межледового периода. Данная цель достигается путем решения следующих задач:

- определение рентабельного расстояния от точки строительства искусственного островного сооружения до грунтового карьера;
- выбора конструкции фундамента ледостойкой стационарной платформы при наличии значительного слоя слабых грунтов на дне водоема;
- оценка воздействия ледовых образований на подводные объекты обустройства (подводные добычные комплексы, трубопроводы и т.д.) для определения глубины пропахивания дна ледовыми образованиями (торосы, стамухи и др.).

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ОГРАНИЧЕНИЮ ВЫНОСА ПЛАСТОВОГО ПЕСКА ИЗ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН

*Кукулинская Е.Ю., Супрунов В.А.
ОАО «СевКавНИПИгаз»*

Эксплуатация скважин на месторождениях с рыхлыми слабосцементированными коллекторами осложнена процессом пескопроявления, в результате которого выходит из строя промысловое оборудование, падает производительность скважин и требуется их дорогостоящий ремонт. Количество скважин, требующих крепления призабойной зоны пласта (ПЗП), увеличивается, а успешность проведения работ с применением известных методов остается низкой и составляет 50-60%.

В связи с этим возникает необходимость разработки эффективного комплекса мероприятий, направленных на предупреждение выноса пластового песка из ствола скважин на различных периодах ее эксплуатации – начальной стадии пескопроявления скважин – ПЗП которых еще не нарушена длительным процессом пескопроявления, а также совершенствование материалов для восстановления напряженного состояния ПЗП, структура которой изменена в результате многолетнего выноса механических примесей из скважин и характеризуется образованием каверн.

С целью реализации поставленной задачи специалистами ОАО «СевКавНИПИгаз» были проведены научные и лабораторные исследования по поиску эффективных реагентов и усовершенствованию рецептур применяемых технологических жидкостей для укрепления ПЗП скважин, находящихся на различных этапах пескопроявления, на основании которых получены следующие результаты:

Для укрепления скважин на начальной стадии пескопроявления усовершенствована рецептура состава на силикатной основе. Установлено, что введение в состав реагента белковой природы способствует улучшению его реологических параметров, в первую очередь вязкостных, что обуславливает его проникновение в поровое пространство, включая микротрещины и микроканалы, тем самым способствуя улучшению качества крепления песчаника. Помимо этого, усовершенствованный компонентный состав раствора обеспечивает повышение его адгезионных свойств к песчаной породе продуктивного пласта. Это способствует плотному склеиванию песчинок между собой и, как следствие, приводит к улучшению прочностных характеристик сцементированного керна.

Усовершенствован газоцементный тампонажный состав для укрепления продуктивных пластов, структура призабойной зоны которых нарушена продолжительным процессом пескопроявления в результате многолетнего выноса мехпримесей и характеризуется образованием каверн, путем применения фосфоновых комплексонов. Применение последних обеспечивает замедление процесса газовыделения и позволяет сохранить необходимые реологические характеристики при закачке состава в продуктивный пласт, способствуя формированию искусственного коллектора из цементного камня с повышенной проницаемостью.

ОПТИМИЗАЦИЯ ЭКСПЛУАТАЦИИ СКВАЖИН ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПУТЕМ ПОВЫШЕНИЯ ИНФОРМАТИВНОСТИ ГАЗОДИНАМИЧЕСКИХ ИССЛЕДОВАНИЙ

Еламская К.С., Калягин С.М., Егорова Е.В.

ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»

Эксплуатация газоконденсатных месторождений в режиме истощения пластовой энергии сопровождается процессами изменения теплового режима продуктивных пластов, снижением пластового давления, изменением фильтрационно-емкостных свойств пород-коллекторов, что влияет на условия разработки эксплуатационного объекта.

При этом особую актуальность приобретает вопрос о систематическом проведении комплексных исследований по контролю за энергетической характеристикой залежи, которые являются важнейшим источником информации для проведения мероприятий по регулированию процесса выработки пластов и обоснования их корректировки.

Одним из важнейших источников информации являются газодинамические исследования (ГДИ) пластов и скважин, которые позволяют определить характер изменения параметров и получить данные о состоянии продуктивности пластов для выбора оптимальной системы разработки залежи. Поэтому получение возможно полной и точной информации является основной задачей при проведении гидродинамических исследований. В данных условиях особое значение приобретают вопросы, связанные с технологией и техникой проведения глубинных измерений в скважинах.

С учетом существующих технологий проведения газогидродинамических исследований выделяют две группы исследований: исследования при установившемся (стационарном) режиме фильтрации газа (метод установившихся отборов) и при неустойчивом (нестационарном) режиме фильтрации газа.

Применяемые на Астраханском газоконденсатном месторождении (АГКМ) техника и технологии снятия КВД предусматривают замеры (единовременные и поинтервальные) и регистрацию изменений забойных давлений, которые определяют параметры зависимости забойного давления во времени ($P_c = P_c(t)$). При процессе проведения исследований фиксируются два участка КВД – начальный и конечный.

С учетом аномально низкого темпа восстановления пластового давления и давления в скважинах АГКМ интерпретация проводится с помощью моделирования участков КВД, не охваченных замерами [4].

В процессе проведения газодинамических исследований на АГКМ расчетные параметры определялись на каждом режиме в двух вариантах: по устьевому давлению, зафиксированному на устьевом расходомере, и по показаниям глубинного манометра.

При анализе материалов исследований и результатов обработки выявлено, что интерпретацию КВД на скважинах Астраханского ГКМ осложняет, а в отдельных случаях исключает, технология проведения исследований, когда длительные интервалы времени между начальными и конечными участками регистрации забойных параметров и спуско-подъемные операции геофизических приборов проявляются в несоответствии участков записи КВД экспоненциальному тренду.

Кроме того, было замечено, что значения забойного давления во времени не только колеблются в определенном диапазоне, но и имеют тенденцию к снижению или возрастанию. Большой разрыв между этапами регистрации забойных параметров вносит погрешность в расчет пластового давления и параметров пласта, поскольку они рассчитываются по смоделированному участку вне данных замеров.

К числу факторов, влияющих на результаты проведения и обработки ГДИ на неустойчивых режимах, следует отнести:

- ограничение количества (два) участков записи забойных параметров;
- большой интервал времени, не охваченный замерами между начальным и конечным участками записи КВД;
- сбой в показаниях прибора в интервале до 500 м от устья при проведении поинтервальных замеров давлений глубинным манометром.

При этом проявляются проблемные вопросы:

- частое несоответствие конечного и начального участков записи, неподчинение их общему экспоненциальному тренду;

- технология проведения КВД формирует необходимость моделирования большого количества участков, не охваченных записью забойных параметров.

Изменение технологии проведения исследований путем сокращения разрыва между этапами непрерывной записи, изменение длительности замеров позволит получить более достоверные данные, подлежащие интерпретации.

В таких условиях наряду с единовременными и периодическими измерениями в настоящее время все большее значение приобретают технологии и технические средства непрерывного мониторинга за технологическими параметрами.

В случае успешных испытаний оснащение скважин АГКМ стационарными глубинными датчиками позволит обеспечить необходимую представительность газогидродинамических исследований. Внедрение стационарных систем телеметрии представляется особо перспективным в планируемых к строительству горизонтальных скважинах для регистрации параметров при КВД, КСД, гидропрослушивании.

Выводы и рекомендации:

1. Достоверность результатов интерпретации КВД (пластового давления и характеристик пласта) в значительной степени определяется качеством исходных данных и технологией проведения исследований. Для повышения достоверности результатов интерпретации КВД необходимо практиковать либо одну продолжительную непрерывную запись забойных параметров, либо увеличение количества участков непрерывной регистрации более двух.

2. Для совершенствования технологии проведения исследований на неустановившихся режимах в рамках контроля разработки целесообразно опробовать установку и эксплуатацию стационарных систем телеметрии перед полномасштабным внедрением данной технологии на АГКМ.

3. Совершенствование технологии проведения исследований на неустановившихся режимах позволит обеспечить большую частоту замеров при достаточной точности, что открывает дополнительные возможности анализа динамических процессов работы скважины.

Список литературы:

1. Горбачев Ю.И., Ипатов А.И. Геофизические методы контроля за разработкой нефтегазовых месторождений. - М.: ГАНГ, 1996. - 130с.

2. Потапов В.Т. Волоконно-оптические технологии в контрольно-измерительной технике // «Фотон-Экспресс» №37. - 2004.

3. Соколов А.Н., Яцев В.А. Волоконно-оптические датчики и системы: принципы построения, возможности и перспективы // Измерительная техника. LightWave. 2006. — № 4.

4. Гриценко, З.С. Алиев, О.М. Ермилов, В.В. Ремизов, Г.А. Зотов Руководство по исследованию скважин– М.: Наука, 1995. – 523 с.

5. Шагиев Р.Г. Исследование скважин по КВД. - М.: Наука, 1998. – 304с.

АДАМАНТАНОВЫЕ УГЛЕВОДОРОДЫ В КОНДЕНСАТЕ АСТРАХАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

*Охлобыстина А.В., Красильникова О.В., Антонова Н.А., Михальская Л.В.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Поиск новых путей рационального использования сырья Астраханского газоконденсатного месторождения является актуальным направлением в рамках реализации политики ООО «Газпром добыча Астрахань».

В работе было изучено содержание, состав и характер распределения адамантановых углеводородов в конденсате Астраханского месторождения. Проведена работа по постановке методики пробоподготовки и выделения тяжелых адамантановых фракций из конденсата.

Адамантановые углеводороды имеют широкий спектр применения. Адамантан и его соединения применяются для получения медицинских препаратов, высокомолекулярных (полимерных) материалов, синтетических смазочных масел, резин, устойчивых к растворителям. Адамантан может быть использован в качестве основы для получения душистых веществ, адамантилгексанол и 1-(фенилэтокси) адамантан – в качестве душистых веществ; перфторированный адамантан предложен в качестве компонента искусственной крови, различные производные адамантана – возможные антистатики, поверхностно-активные вещества, пластификаторы, инсектициды, бактерициды, замасливатели для волокон и т.д. На основе адамантана получают

алмазоподобные пленки, по своей твердости лишь в 3 раза уступающие алмазу. Такие пленки, нанесенные на кварцевую или молибденовую поверхность, увеличивают твердость поверхности. Пероксидные производные адамантана, в частности 1-адамантил-трет-бутилмонопероксикарбонат, используются в качестве инициаторов блочной полимеризации метилметакрилата. Адамантан служит в качестве матрицы при исследовании методом ЭПР радикалов, образующихся при рентгеновском облучении алифатических кетонов, и в ряде других исследований для получения и консервирования радикалов.

Кроме того, адамантаны обладают высокой термической стабильностью и стойкостью к биодegradации, что позволяет использовать их как генетические коэффициенты, позволяющие исследовать процессы изменения состава конденсата и путей миграции углеводородов.

В результате хромато-масс-спектрометрических исследований во всех изученных флюидах обнаружены адамантан и его гомологи. Количественное содержание адамантанов преимущественно определяется химическим типом конденсата и источником их генерации. Установлен неравновесный характер распределения алкилзамещенных адамантанов во всех исследованных флюидах, в целом характерный для нефтей, указывающий на важную роль кинетического фактора в процессах образования адамантановых углеводородов. Это может свидетельствовать в пользу того, что образование адамантановых структур протекало преимущественно в ходе миграции нефтяных углеводородов в потоке глубинных флюидов. Вследствие этого содержание и соотношение изомеров адамантановых УВ должны зависеть не только от состава нефти и материнского органического вещества, но и от путей миграции углеводородов, времени миграции и состава пород.

Таким образом, в астраханском конденсате найдены адамантановые соединения с высокой практической значимостью, что может стать фундаментальной основой для разработки технологии выделения данных углеводородов с целью их реализации.

СОВРЕМЕННЫЕ ВАРИАНТЫ ЗАКАНЧИВАНИЯ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН, НАПРАВЛЕННЫЕ НА ЭФФЕКТИВНЫЙ КОНТРОЛЬ ПРИТОКА К СТВОЛУ СКВАЖИНЫ

Спивак К.С., Телков В.П.

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

Современная горизонтальная скважина (ГС) является эффективным инструментом в руках инженеров-разработчиков, обладающим целым рядом преимуществ по сравнению с обычными вертикальными скважинами. Но, как известно, в процессе эксплуатации ГС был обнаружен интересный факт и одновременно существенный недостаток – увеличение длины ГС не всегда приводит к увеличению дебита. Это обусловлено, во-первых, неравномерностью притока вдоль ствола скважины по причине вскрытия скважиной сильно различающихся по фильтрационно-емкостным свойствам интервалов, во-вторых, большой протяженностью ствола, способствующей большим потерям на трение при движении флюида, в условиях, когда депрессия и потери на трение при движении флюида из удаленных участков ствола сопоставимы, отмечается дренирование преимущественно пяточной области.

Данный недостаток был выявлен при традиционном заканчивании – как при размещении воронки хвостовика в начале горизонтального участка (рисунок 1, слева), так и при использовании проперфорированного хвостовика (рисунок 1, справа). Необходимо найти такую компоновку заканчивания, которая либо устранил данный недостаток, либо снизит его негативное влияние на эффективность эксплуатации.

Конечно, решение не может быть универсальным, так как в нефтяной отрасли, как и в любой другой, важна экономическая эффективность, поэтому в данной статье будет проведен обзор современных вариантов заканчивания горизонтальных скважин, которые выравнивают профиль притока, если речь идет о неоднородном пласте, или выравнивают профиль депрессии, если речь идет о более или менее однородном пласте.



Рисунок 1

Традиционные варианты заканчивания горизонтальных скважин

Самым простым способом решения проблемы пяточной области (с точки зрения экономики, сложности применяемого оборудования), а именно преждевременного прорыва попутнодобываемого флюида (воды/газа) в данном интервале, является смещение точки дренирования (воронки хвостовика/воронки НКТ) от пятки в сторону носка скважины, приблизительно до середины ствола (оценивается с помощью моделирования), посредством удлиненного хвостовика (рисунок 2, слева) [1]. При невозможности с помощью этого способа выравнивания притока проблема частично решается за счет более интенсивного вовлечения в процесс дренирования удаленных участков ствола.

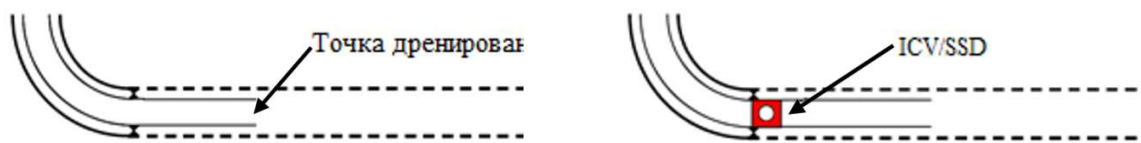


Рисунок 2

Слева – вариант с удлиненным хвостовиком, справа – вариант, оснащенный удлиненным хвостовиком с промежуточной точкой отбора флюида

В статье [1] также предлагается добавить еще одну точку отбора флюида – промежуточную в пяточный интервал удлиненного хвостовика для сглаживания профиля депрессии. Для сдерживания или предотвращения образования конусов нежелательного флюида (воды/газа) – в этой точке предлагается установить скользящую втулку (SSD) или гидравлически управляемый клапан (ICV).

Другим простым вариантом, снижающим остроту проблемы неравномерного профиля притока, является двухлифтовая компоновка заканчивания, при которой одна воронка/прием, т.н. короткой НКТ, располагается в пяточной области, а другая воронка/прием, т.н. длинной НКТ, располагается в области носка (рисунок 3, слева). Эта компоновка широко применяется при разработке методом SAGD в паронагнетающих скважинах, но данная компоновка подходит и для обычных добывающих скважин. Единственный недостаток этого варианта – это штангообразный профиль нагнетания.

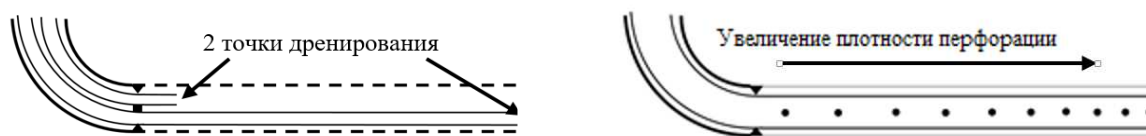


Рисунок 3

Слева – вариант двухлифтового заканчивания горизонтальной скважины, справа – вариант с неравномерно проперфорированным хвостовиком

В работах [2-3] приведен вариант заканчивания, обеспечивающий, к сожалению, ненадолго более ровный профиль притока, – это заканчивание в виде неравномерно проперфорированного хвостовика (рисунок 3, справа), при этом проперфорированного с минимальной плотностью перфорационных отверстий в точке максимальной депрессии (воронка НКТ, прием УЭЦН) и ростом этой плотности по мере удаления от этой точки. Основными недостатками этого варианта являются, во-первых, краткосрочность действия данного заканчивания из-за изменения состояния и свойств прискважинной зоны со временем, а во-вторых, возможность применения преимущественно в однородном пласте, где исключено влияние интервалов с различной проницаемостью.

Большое число ГС, боковых стволов, стволов многозабойных скважин по всему миру эксплуатируется с помощью заканчивания с устройствами контроля притока (УКП) (рисунок 4) различного типа – пассивных (ICD), автономных (AICV и AICD), гибридных. Такое заканчивание показывает свою эффективность уже много лет (с 1990-х), но получить должный эффект в виде дополнительных процентов накопленной добычи можно лишь после проведения трудоемкого цикла работ, в особенности это относится к таким этапам, как получение достоверной информации о прискважинной зоне, разбиение ствола скважины на изолированные интервалы (compartmentalization), правильный подбор сопротивления на каждом отдельном УКП.



Рисунок 4

Заканчивание горизонтального ствола хвостовиком, с пакерами, осуществляющими разбиение ствола на секции, и УКП, встроенными в фильтры

Одним из недостатков некоторых УКП является невозможность предотвращения прорыва нежелательного флюида, поэтому в компоновку с УКП часто включают скользящие муфты (sliding sleeve), благодаря которым можно перекрыть этот интервал, а потом, при необходимости, открыть его с применением специального гидравлического инструмента на гибких НКТ, либо рассматривают возможность применения заканчивания с управляемыми с поверхностями клапанами (интеллектуальное заканчивание), которое все чаще применяется на различных месторождениях.

Список литературы:

1. J.D. Jansen, A.M. Wagenvoort, C.A. Glandt. Smart Well Solutions for Thin Oil Rims: Inflow Switching and the Smart Stinger Completion. 2002. SPE 77942.
2. <http://www.findpatent.ru/patent/237/2378500.html>
3. Faisal Turki Manee Al-Khelaiwi. A Comprehensive Approach to the Design of Advanced Well. March, 2013.

ГЕОТЕХНИЧЕСКИЙ МОНИТОРИНГ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ В РАЗЛИЧНЫХ ТИПАХ МНОГОЛЕТНЕМЕРЗЛЫХ ПОРОД

Реутских Н.В.

Саратовский филиал ООО «Газпром проектирование»

Строительство и эксплуатация магистральных трубопроводов в условиях криолитозоны сопровождается ее трансформацией в зоне непосредственного расположения трубопровода и на прилегающей к нему территории. Необходимость выполнения анализа и оценки риска в составе проектных работ обусловлена требованиями ряда законодательных и нормативных документов. Одно из решений этой задачи состоит в эффективном устройстве сетей геотехнического мониторинга.

Для выполнения требований нормативных документов, регламентирующих необходимость оценки геотехнических рисков в процессе проектирования, проводится идентификация рисков развития опасных криогенных процессов для реализации проектной и рабочей документации разделов термостабилизации грунтов и геотехнического мониторинга.

Потенциальные геотехнические риски идентифицируются исходя из оценки опасности динамики инженерно-геологических и инженерно-геокриологических условий и характеристик под воздействием техногенной, технологической нагрузки или при колебаниях климата [1]. Согласно данным доклада Росгидромет к 2015 году скорость роста средней по региону Восточная Сибирь температуры осенью $+0,73^{\circ}\text{C}/10$ лет и весной $+0,71^{\circ}\text{C}/10$ лет – максимальные региональные величины потепления. Значительно превысила норму максимальная высота снежного покрова на большей части Западной Сибири, в центральных районах Красноярского края, на востоке Чукотского АО и юге Дальнего Востока [2]. В настоящей статье основные результаты анализа факторов геокриологических рисков рассмотрены на примере магистрального нефтепровода подземной прокладки «Чаяна-ВСТО». В соответствии с принципами классификации В.А.Кудрявцева [3] северный участок трассы занят сплошным типом распространения ММП, центральный находится в переходной полосе, и лишь самый юг трассы можно отнести к прерывистому типу распространения мерзлоты.

В рамках анализа факторов геотехнического риска в пределах трассы нефтепровода формируются типичные грунтовые профили для постановки прогнозных задач, рассчитываются ореолы оттаивания для различных типов грунтовых условий и температурных режимов. Для решения задач прогноза температурного режима ММП в 2011 году сотрудниками ПАО «ВНИПИГаздобыча» была разработана программная среда «Freezer», реализующая численный алгоритм расчета нестационарного уравнения теплопроводности для среды, вмещающей подвижную границу раздела

фаз. На рисунке 1 показаны модели температурных полей для участков трассы нефтепровода «Чаянда-ВСТО» на тридцатый год эксплуатации по сформированным шести типовым разрезам грунтового массива. Полученные модели грунтовых массивов определяют дальнейшие принципы компоновки сети геотехнического мониторинга. На основании полученных количественных результатов о развитии опасных криогенных процессов вдоль трассы нефтепровода можно определить удельный риск деформаций, вызванных активизацией этих процессов. Для оценки удельного риска деформаций, обусловленных развитием опасных криогенных процессов по оси трассы нефтепровода, в настоящей работе использована формула [4]:

$$U = l / L,$$

где U – развитие соответствующего геокриологического процесса, уд. ед., l – протяженность участков, на которых развивается опасный геокриологический процесс, км, L – протяженность оцениваемой трассы, км.

Суммированная протяженность выделенных участков вдоль трассы нефтепровода представлена в таблице 1.

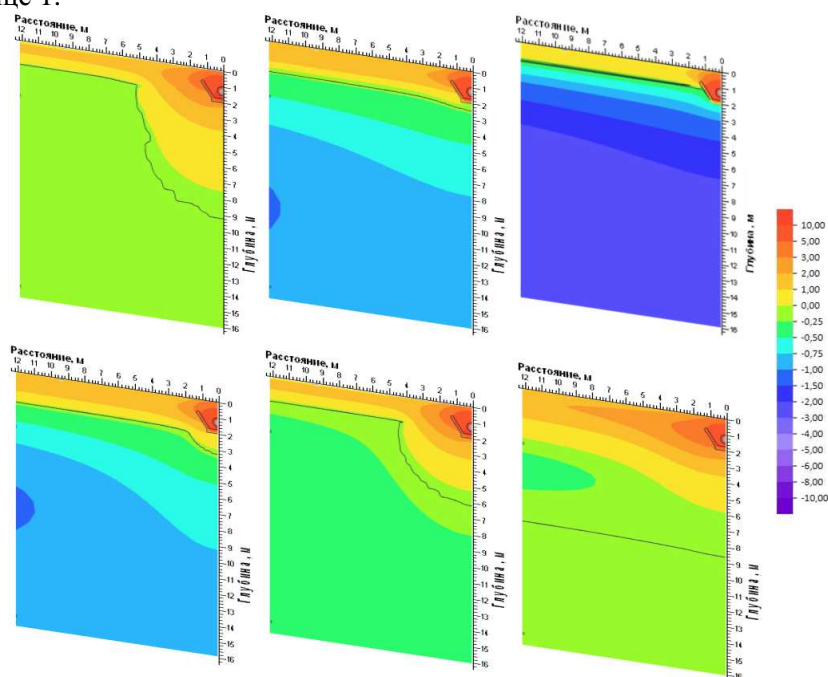


Рисунок 1

Модели температурных полей для участков трассы нефтепровода

Т а б л и ц а 1 - Таблица развития опасных геокриологических процессов

Потенциально опасные или активные процессы	Протяженность зоны активности процесса, км / Удельный риск развития процесса, %			
	Тип местности			Для трассы «Чаянда-ВСТО» (135 км)
	Долинный	Склоновый	Плакорный	
Морозобойное растрескивание	0,216 / 0,2	-	-	0,216 / 0,2
Наледеобразование	6,948 / 5,1	-	-	6,948 / 5,1
Термоэрозия и термоабразия	9,816 / 7,1	1,684 / 1,2	0,658 / 0,5	12,057 / 8,8
Солифлюкция, оползни	-	2,541 / 1,8	-	2,541 / 1,8
Карбонатный карст	0,200 / 0,1	0,100 / 0,1	3,750 / 2,7	4,050 / 2,9
Пучение	6,832 / 4,9	-	0,147 / 0,1	6,978 / 5,1
Суммарная протяженность	10,232 / 7,4	6,125 / 4,5	4,556 / 3,3	20,911 / 1,5

Представленный анализ инженерно-геологических, инженерно-геокриологических и мерзлотно-климатических рисков позволяет ПАО «ВНИПИГаздобыча» систематизировать имеющийся фонд фактических данных для дальнейшей обработки с использованием новейших технологий, разработки и реализации методик оценки. Структурированные материалы используются для осуществления оптимального прогнозного моделирования грунтовых массивов, отображающего

ореолы протаивания, температуры грунтов и контуры ослабленных областей для наиболее типичных или имеющих повышенную значимость участков.

Список литературы:

1. Бережной М.А., Реутских Н.В, Самсонова В.В. Геотехнические риски строительства и эксплуатации газопромысловых объектов и магистральных трубопроводов в криолитозоне Сибири: Сборник материалов / – Харбин КНР. 2014. – с. 147-155.
2. Доклад об особенностях климата территории Российской Федерации за 2015 год / Росгидромет // – М. 2016 – 68 с.
3. Кудрявцев В.А. Методика мерзлотной съемки // – М.: МГУ. 1979. – 358 с.
4. Рузов Ю.В., Самсонова В.В. Криогенные процессы как фактор риска при эксплуатации трубопроводов в районах распространения многолетнемерзлых грунтов: Сборник материалов // – Тюмень. 2011. – с.361-364

ЛОКАЛИЗАЦИЯ РАПООПАСНЫХ ПЛАСТОВ ДЛЯ БЕЗАВАРИЙНОГО БУРЕНИЯ СКВАЖИН АСТРАХАНСКОГО ГКМ

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

Проводка скважин Астраханского ГКМ в солях зачастую сопровождается проявлением высоконапорных, высококонцентрированных рассолов (рапы), которые могут привести к осложнениям различной тяжести в процессе бурения (30% всех пробуренных скважин). В результате такие осложнения приводили к необходимости забуривания второго, третьего стволов (25 скважин) и ликвидации скважины (13 скважин).

Проведенный анализ причин осложнений в процессе бурения скважин позволяет сделать вывод, что в большинстве случаев проблемы были обусловлены отсутствием данных о локализации рапоопасных пластов по площади и разрезу.

Авторы существующих на сегодняшний день моделей рапоносных пластов (С.Б. Свенцицкий, В.Н. Пашковский, С.А. Алехин, И.В. Кушников, А.М. Новокщенов) уже с 1970-1980 гг. предлагают использовать данные сейсморазведочных работ для предупреждения осложнений, но практического применения эти предложения не получили. Возможно, это обусловлено несоответствием предлагаемых концептуальных моделей действительности или отсутствием методик дистанционных исследований.

Проведен анализ предлагаемых моделей, изучены буровые сводки за весь период разбуривания Астраханского ГКМ. В результате составлена новая концептуальная модель рапоопасных пластов, описывающая геометрические характеристики, закономерности расположения и происходящие физико-химические процессы. В основу предлагаемой модели заложены данные о размерах пластов и интенсивности их проявления при бурении. Предложен новый механизм формирования поропластов с аномально высокими и низкими пластовыми давлениями с точки зрения происходящих с породой седиментационных преобразований. Выявлены закономерности размещения рапоопасных по латерали и разрезу.

Проведена оценка возможности и предложено решение проблемы локализации рапоопасных пластов по имеющимся результатам геолого-разведочных работ. Выделены перспективные участки, создан дизайн исследовательских сейсморазведочных работ и оценена экономическая целесообразность их проведения.

Использование предложенной концептуальной модели позволит минимизировать количество геологических осложнений в процессе проводки скважин Астраханского ГКМ через галогеновую толщу.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РАЗРАБОТКЕ ГИДРОФОБНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ С ПОМОЩЬЮ ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН С МГРП НА ПРИМЕРЕ МЕСТОРОЖДЕНИЯ X

*Перминов Д.Е., Евдокимова А.С.
ООО «Газпромнефть-НТЦ»*

На сегодняшний день одной из главных задач нефтегазовой индустрии является максимальная выработка имеющихся запасов с минимальными технологическими и экономическими затратами. При этом для достижения высоких проектных показателей важным фактором служит сохранение первоначальных фильтрационно-емкостных свойств пласта и энергетического состояния объектов месторождения.

Таким образом, для того чтобы поддерживать необходимые условия для рациональной разработки месторождений, используются различные методы интенсификации и ГТМ (ОПЗ, ГРП, ЗБС). Основным способом для поддержания пластового давления является заводнение. Его основная задача заключается в создании фронта вытеснения путем нагнетания воды в пласт.

Выполнение проектных показателей нефтяных месторождений при заводнении в значительной степени зависит от эффективной работы нагнетательных скважин при стабильной приемистости. Однако в процессе закачки в результате неизвестных причин может происходить снижение, иногда и полная потеря приемистости. В таких случаях особо важно наиболее точно выявить причины такого поведения приемистости, на фоне которых необходимо разработать эффективные методы ее регулирования, позволяющие качественно и количественно восстановить надлежащее состояние работы нагнетательных скважин, а также увеличить охват пластов заводнением.

В работе предлагается рассмотреть комплексный анализ причин, повлиявших на падение приемистости нагнетательных скважин, на примере основной залежи месторождения X. Актуальность работы заключается в разработке матрицы для различных типов коллекторов, с помощью которой возможно установить основные причины отсутствия приемистости, произвести их проверку и определиться с решением данной проблемы. Основываясь на этом, гидродинамических и других расчетах, был выбран участок ОПР для дальнейшей разработки данной залежи горизонтальными скважинами с МГРП.

Юрские пласты месторождения X характеризуются сложным геологическим строением, значительно усложняющим выработку запасов нефти. В частности, аномально высокое пластовое давление, высокий газовый фактор и давление насыщения нефти газом, высокая пластовая температура, низкая проницаемость коллектора, высокая гидрофобность породы. Максимальные начальные нефтенасыщенные толщины сосредоточены в южной (район скважин Y1, Y2) и северной (район скважин Z1, Z2) частях залежи. В этих же зонах отмечаются максимальные проницаемости, расчлененность, анизотропия.

Необходимо отметить, что, несмотря на расположение в ЧНЗ, большинство скважин вводилось с высокой начальной обводненностью, которая в среднем составляла 44 % и быстро росла при дальнейшей эксплуатации.

По результатам проведенного анализа было рассмотрено несколько взаимовлияющих друг на друга причин снижения приемистости. Во-первых, по имеющимся данным с керновых исследований по скважинам N1 и N2 залежи А было выявлено, что гидрофобный тип коллектора является преобладающим. Данное утверждение позволяет утверждать, что смачиваемость влияет на фильтрацию жидкости в пласте и также может быть связана с падением приемистости.

Во-вторых, был проанализирован шестикомпонентный состав закачиваемой воды, ее минерализация, жесткость, содержание нефтепродуктов в зависимости от динамики изменения приемистости. Из полученных данных четкой зависимости получено не было. Однако видно, что по сравнению с 2015 г. в 2016 г. приемистость значительно выросла, при этом минерализация закачиваемой воды в 2016 г. была выше при сравнительно низком содержании в ней нефтепродуктов.

Данный вывод о прямой зависимости между минерализацией воды и приемистостью подтверждают данные из исследований по керну, через который проводилась закачка воды различной концентрации при изменении давления (рис.1).

В третьих, при закачке пресных вод, сточных вод нефтепромыслов может наблюдаться как частичное, так и полное загрязнение фильтрационных каналов вносимыми с водами взвешенными веществами, нефтепродуктами. Данный факт оказывает влияние на призабойную зону

нагнетательных скважин, вводимых под закачку из бурения или переводимых из эксплуатационного фонда. При этом современные широко применяемые методы воздействия на ПЗП с целью улучшения сообщаемости удаленной зоны со стволом скважины не всегда обеспечивают необходимые темпы закачки.

Помимо этого, были рассмотрены проблемы, которые связаны с особенностями геологического строения залежей, неоднородностей, коллекторских свойств пород, анизотропия проницаемости.

С учетом всего вышеперечисленного целью настоящей работы являлся подбор рецептуры агента заводнения для повышения коэффициента нефтеотдачи на месторождении X. В рамках настоящего этапа проведен анализ возможных технологий заводнения на месторождении, соответствующих по критериям применимости геолого-физическим особенностям разрабатываемого объекта.

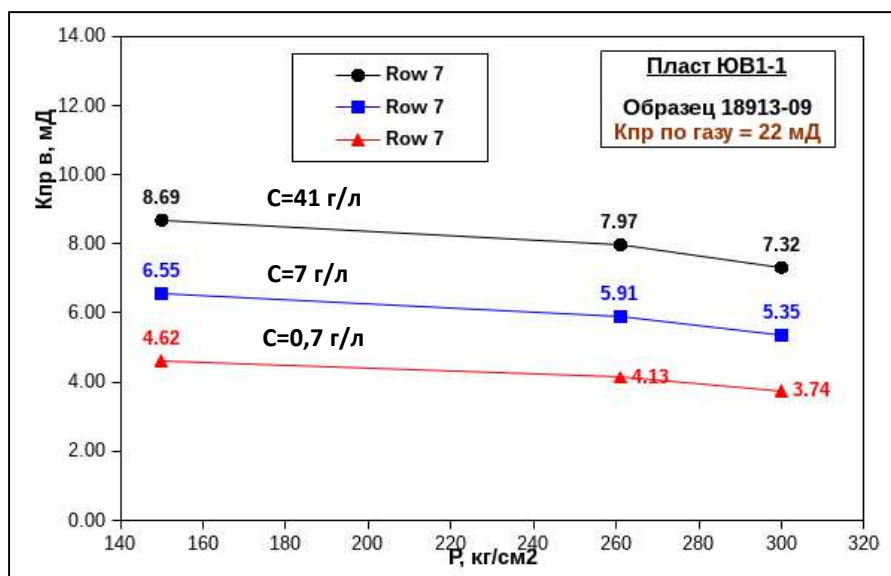


Рисунок 1

Проницаемость по воде в зависимости от минерализации и давления

ОПЫТ ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ГЕОФИЗИЧЕСКИХ МЕТОДОВ ПО КОНТРОЛЮ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СКВАЖИН НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ГАЗПРОМ»

Первушина В.Н.

ООО «Газпром георесурс» ПФ «Мосгазгеофизика»

Производственный филиал «Мосгазгеофизика» ООО «Газпром георесурс» ведет постоянный мониторинг эксплуатации подземных хранилищ газа (далее – ПХГ) с момента их строительства. Объектами геолого-геофизического мониторинга на данный момент являются 11 уникальных ПХГ, имеющих различные горно-геологические характеристики объектов хранения газа, а также большой диапазон объемов закачиваемого газа, расположенных на обширной территории Российской Федерации. Особенностью эксплуатации ПХГ является цикличность, выражающаяся в изменении направления движения газа в скважине и в пласте, более чем в двукратном изменении значений пластового давления, что оказывает сильное воздействие на объект хранения – пласт, его покрышку, а также на элементы конструкции скважины. Применяемые комплексы геофизических исследований скважин (далее - ГИС) направлены на постоянный контроль за эксплуатацией ПХГ, выявление изменений характеристик пласта-коллектора, герметизирующих свойств «покрышки», а также на оценку технического состояния фонда скважин и экологического воздействия процесса эксплуатации ПХГ на окружающую среду. При контроле технического состояния скважин ПФ «Мосгазгеофизика» применяются помимо стандартных методов ГИС также и современные методы, которыми являются многорычажный (24 и 48 рычагов) профилемер MIT Sondex, 12 - ти секторный магнитный толщиномер MTT Sondex и скважинная телеинспекционная система СТС-4000.

Многорычажный профиломер МПТ Sondex применяется для получения информации о состоянии внутренней поверхности исследуемой колонны и позволяет определять: конструкцию скважины, её повреждение, деформацию, степень износа, место и характер перфорации.

Технические характеристики 24-х рычажного профиломера МПТ [1] представлены в таблице 1.

Т а б л и ц а 1 - Технические характеристики 24-х рычажного профиломера МПТ

Параметр	Значение
Радиальная точность измерения	0.76 мм
Радиальное разрешение	0.127 мм
Диаметр прибора	43 мм
Диапазон измерения диаметра	45 – 178 мм
Расстояние между рычагами по окружности	5.84 – 14.99 мм
Максимальное давление	103 МПа
Максимальная температура	150°C
Длина прибора (без центраторов)	1640 мм
Вес прибора (без центраторов)	9.38 кг

В комплексе с 24 – х рычажным профиломером используется 12 – ти секторный магнитный толщиномер МТТ Sondex, который предназначен для оценки износа толщины металла обсадной колонны и позволяет определять: внутренние и внешние потери металла обсадной колонны, абсолютную толщину стенки колонны и точечную коррозию, конструкцию колонны. Магнитный толщиномер МТТ оснащен 12 миниатюрными магнитными датчиками, расположенными по окружности в горизонтальной плоскости.

Технические характеристики 12 – ти секторного магнитного толщиномера МТТ [2] представлены в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 - Технические характеристики 12 – ти секторного магнитного толщиномера

Параметр	Значение
Точность определения толщины	Зависит от размера дефекта. В неповрежденной трубе точность составляет более 15% от толщины стенки колонны
Диаметр прибора	43 мм
Диапазон измерения внутреннего диаметра	50.8 – 177.8 мм
Охват	100% - 12 датчиков, при внутреннем диаметре обсадной колонны 127 мм.
Максимальное давление	103.4 МПа
Максимальная температура	150°C
Длина прибора	2126 мм
Вес прибора	13.6 кг

Кроме комплекса Sondex, при контроле технического состояния обсаженных скважин используется скважинная телеинспекционная система СТС - 4000, которая позволяет проводить визуальную оценку внутрискважинного пространства видекамерами фронтального и бокового обзора.

Комплекс СТС - 4000 позволяет решать задачи визуального исследования внутренних стенок обсадной колонны, труб НКТ и внутрискважинного оборудования (диаметром 50 – 245 мм) при избыточном давлении 35 МПа и температуре окружающей среды от -10 до +100°C. Основным требованием для проведения исследований комплексом СТС – 4000 является заполнение скважин чистой водой или газом.

Комплекс, в который входит многорычажный профиломер, 12-ти секторный магнитный толщиномер и скважинная телеинспекционная система СТС – 4000, применялся в скважине на одном из ПХГ.

Скважина после ввода в эксплуатацию не выходила на проектные показатели по производительности.

При проведении стандартного комплекса ГИС в газовой среде, в который входил: гамма – каротаж, локатор муфт, термометрия и барометрия, были уточнены: конструкция скважины (положение фильтровой компоновки) и термобарические условия в скважине (рисунок 1).

С целью более детального исследования фильтровой сборки было принято решение исследовать скважину при помощи методов MIT и MTT Sondex.

В результате проведенных исследований установлено:

- по данным 12-ти секторного магнитного толщиномера MTT Sondex толщина стенки фильтровой компоновки соответствует паспортным данным, трещин, разрывов и других дефектов фильтровой компоновки не обнаружено;

- по данным 24-х рычажного профилемера MIT Sondex отмечено уменьшение внутреннего диаметра нижнего интервала фильтра до 79.49 мм при номинале 97.0 мм (рисунок 2).

С целью определения возможной причины уменьшения диаметра проведены исследования при помощи скважинной телеинспекционной системы СТС – 4000. В результате телеинспекции скважины было установлено, что:

- внутренние стенки верхнего интервала фильтра чистые (рисунок 3);

- внутренние стенки нижнего интервала фильтра загрязнены, что также отмечается по данным MIT Sondex уменьшением внутреннего диаметра (рисунок 4).

В результате проведенных исследований установлена причина низкой производительности скважины (загрязнение нижнего интервала фильтра), которая заключается в некачественном освоении скважины при вводе в эксплуатацию.

После проведения всех необходимых мероприятий в данной скважине Заказчиком причины низкой производительности были устранены.

Проведенный в данной скважине комплекс ГИС, в который входил многорычажный профилемер, 12 - ти секторный магнитный толщиномер Sondex и скважинная телеинспекционная система, позволил с высокой степенью детализации и точностью определить техническое состояние скважины.

До 2006 года на объектах подземного хранения газа не производились замеры внутреннего диаметра и толщин стенок колонны скважин. Характеристики спущенных колонн, указанные в актах, как правило, не совпадают с фактическими данными о толщине стенки и внутреннего диаметра колонны. Поэтому включение данных методов в обязательный комплекс исследований вновь пробуренных скважин на подземных хранилищах газа, позволит в дальнейшем более точно проводить диагностику скважин.

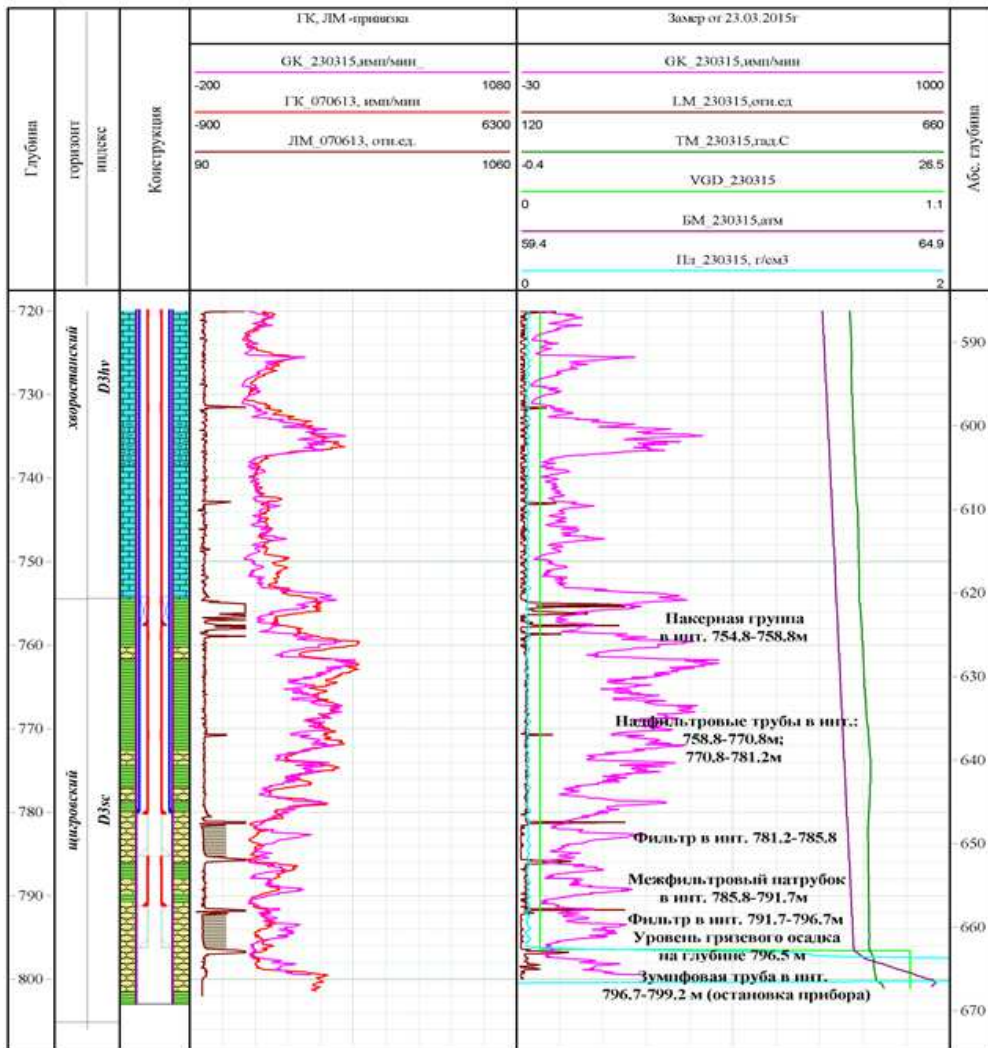


Рисунок № 1. Результат интерпретации стандартного комплекса ГИС.

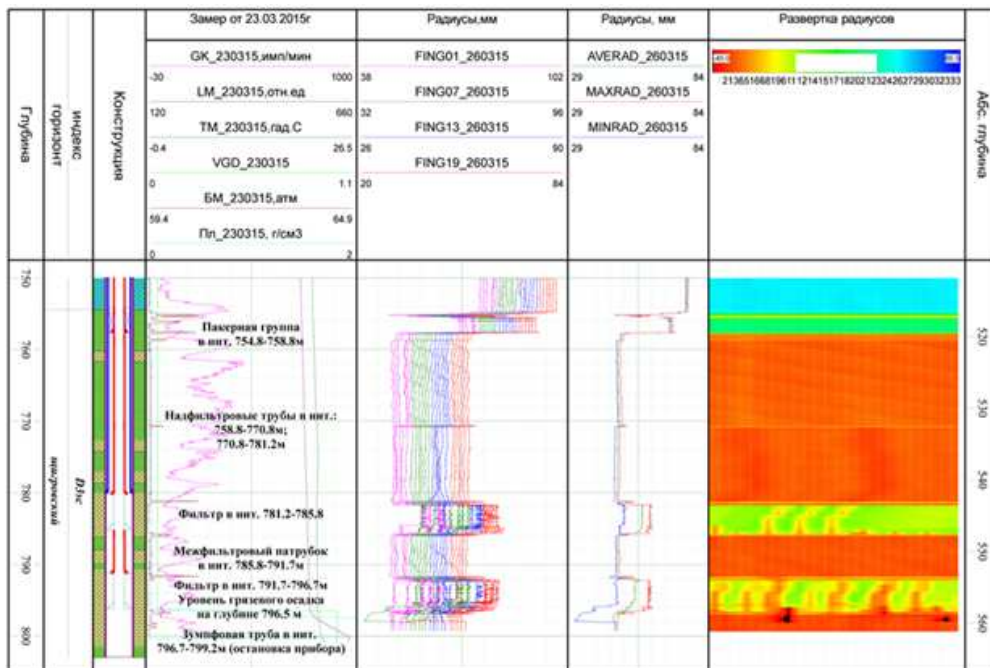


Рисунок № 2. Результат интерпретации MTT Sondex (уменьшение внутреннего диаметра нижнего интервала фильтра).



Рисунок № 3. Результат интерпретации СТС – 4000 (верхний интервал фильтра).



Рисунок № 4. Результат визуального просмотра при помощи СТС – 4000 (нижний интервал фильтра загрязнен).

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ ЖИДКОСТЬ ДЛЯ ГЛУШЕНИЯ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ПОВЫШЕННЫМИ ПЛАСТОВЫМИ ТЕМПЕРАТУРАМИ

*Костюков С.В., Пушкарёва С.В.
ОАО «СевКавНИПИгаз»*

Проведение работ по глушению скважин с повышенными пластовыми температурами зачастую является достаточно сложной технологической задачей. Это обусловлено тем, что при повышении температуры более 70 – 80 °С многие химические реагенты (полимеры, поверхностно-активные вещества), входящие в состав технологических жидкостей, особенно в присутствии солей,

неустойчивы в растворе. В результате этого происходит ухудшение свойств жидкостей глушения и, как следствие, снижение эффективности их применения. Во многих случаях это может иметь значительные негативные последствия: аварийные ситуации на скважине, существенное снижение производительности скважины в послеремонтный период вследствие загрязнения призабойной зоны пласта технологическими жидкостями и их компонентами и другое.

Для глушения газовых скважин с повышенными пластовыми температурами является перспективным применение жидкостей глушения с кислоторастворимой конденсируемой твердой фазой. К достоинствам таких технологических жидкостей следует отнести следующее:

- жидкости глушения с конденсируемой твердой фазой обладают высокой стабильностью в широком интервале температур, которая обеспечивается за счет побочных продуктов протекающих в растворе химических реакций, а также дополнительно вводимых солевых добавок;

- количество твердой фазы может изменяться в широких пределах в зависимости от поставленной задачи (оно пропорционально содержанию образующих ее солей);

- твердая фаза образуется в жидкости глушения в результате химического взаимодействия компонентов, что обеспечивает повышение технологичности процесса приготовления и высокую однородность распределения твердой фазы в объеме раствора (в отличие от наполнителей, вводимых дополнительно);

- конденсируемая твердая фаза жидкости глушения имеет конкретный заданный химический состав с минимальным содержанием неконтролируемых примесей, что обеспечивает ее полное растворение в процессе кислотной обработки;

- такие жидкости глушения взрывопожаробезопасны, экологичны в применении.

В ОАО «СевКавНИПИгаз» была разработана жидкость глушения с конденсируемой твердой фазой, выбранной из числа кислоторастворимых химических соединений. Она обладает низкой фильтрацией (составляет порядка 5 – 6 мл за 30 минут), высокой стабильностью при температурах до 150 °С, имеет плотность до 1070 кг/м³, условную вязкость в пределах 35 – 70 секунд, нейтральное рН, обеспечивает ингибирование набухания глинистого материала пласта.

В состав разработанной жидкости глушения входят соли щелочных и щелочно-земельных металлов, полимерный реагент и вода. Конденсируемая твердая фаза представляет собой по химическому составу кислоторастворимую соль кальция и его гидроксид. В качестве стабилизирующих добавок использованы неорганическая соль и полимерный реагент. Седиментационная устойчивость жидкости глушения в широком диапазоне температур обусловлена ионно-адсорбционным механизмом стабилизации дисперсной системы, а также физико-химическими свойствами используемого полимера.

МЕТОДИКА КАРТИРОВАНИЯ ЗОН ПОВЫШЕННОЙ ПРОДУКТИВНОСТИ СЕНОНСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ВРЕМЕННЫХ ТОЛЩИН

Пережогин А.С.

ООО «Газпром геологоразведка»

Долгие годы перспективы промышленной нефтегазоносности надсеноманского комплекса в Западной Сибири связывали лишь с гранулярными терригенными коллекторами газалинского резервуара турон-сенонского возраста на востоке бассейна. Именно здесь были получены первые промышленные притоки газа еще в 70-х годах прошлого века, на Южно-Русском месторождении. Аспекты нефтегазоносности гранулярных коллекторов газалинского резервуара достаточно хорошо изучены, и не стоит ожидать открытия новых промышленно значимых залежей в этих отложениях. Но в последнее десятилетие научный и практический интерес стали вызывать проблемы газоносности порово-трещинных и трещинно-поровых глинисто-кремнистых коллекторов нижней подсвиты березовской свиты, развитой на обширных территориях Западно-Сибирского нефтегазоносного бассейна.

Прямые признаки газоносности глинистых опок сенона были установлены на многих месторождениях ЯНАО. Однако до недавнего времени не удавалось получить промышленных притоков газа из этих отложений, что объясняется не столько низкими коллекторскими свойствами пород, сколько отсутствием качественных испытаний и современного технологического подхода.

Для картирования наиболее продуктивных участков сенонской залежи на одном из месторождений ПАО «Газпром» в Западной Сибири с целью постановки поисково-оценочного

бурения по высокоплотным сейсморазведочным данным МОГТ 3D был проведен детальный анализ временных толщин в интервале нижней подсвиты березовской свиты и выполнен прогноз зон наибольшего газонасыщения на качественном уровне на основе эффекта падения скорости сейсмических волн в газонасыщенных резервуарах, который математически был описан Ф. Гассманом еще в 1951 году. На первом этапе была выполнена корреляция основных и вспомогательных отражающих горизонтов (ОГ) в целевом интервале разреза: ОГ С₃ (кровля нижней подсвиты березовской свиты), С₄ (средняя часть нижней подсвиты березовской свиты), С₄₋₁ (подошвенная часть сенонского интервала), С₅ (интервал кузнецовской свиты) и Г (кровля сеномана).

После увязки между собой прокоррелированных по разным кубам горизонтов нами были рассчитаны и построены карты временных толщин между этими горизонтами. Для устранения влияния седиментационного фактора, проявляющегося в сокращении общих толщин сенонских отложений от крыльев к своду структуры, каждая карта временных толщин была нормирована на среднюю общую толщину интервала. Далее было нивелировано влияние компрессионного фактора, вызванного уплотнением пород с глубиной и проявляющегося в росте скоростей сейсмических волн. Для этого нормированные карты временных толщин были умножены на отношение постоянных скоростей до верхней точки кровли исследуемого интервала к значениям карты средних скоростей до этого интервала.

В результате были получены карты модельных временных толщин (рис. 1), которые отражают распределение наиболее перспективных зон сенонских отложений, что подтверждается результатами испытания скважин: скважины, попадающие в зоны максимального увеличения временных толщин, характеризуются наибольшими дебитами. Так, в скважине №3 (номера скважин условные) был получен промышленный приток газа из верхней части интервала между ОГ С₄ и С₄₋₁ (рис. 2), который характеризуется максимальным увеличением временных толщин. Интервал притока определен по данным термометрии и влагометрии.

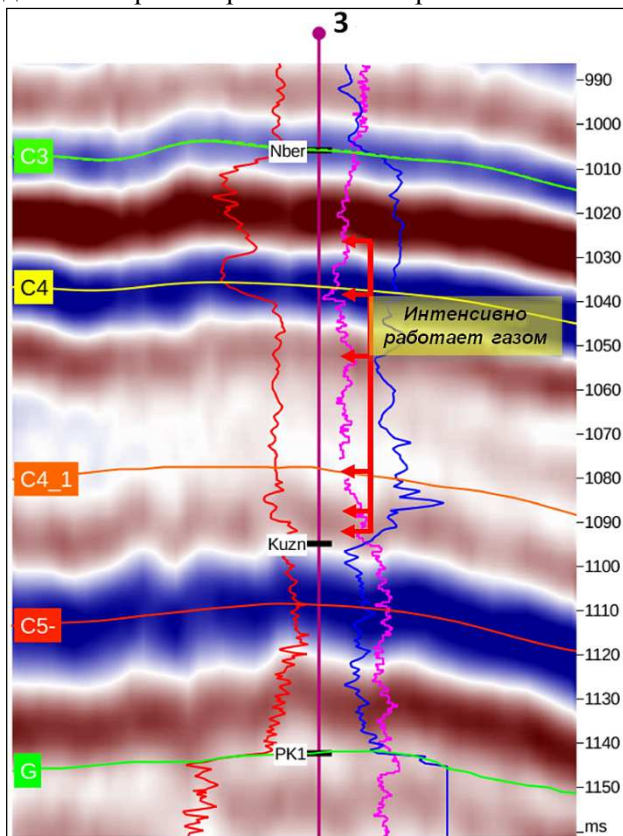


Рисунок 1 - Карты модельных изохор между исследуемыми отражающими горизонтами в интервале турон-сенонских отложений: а) С₃-С₄, б) С₄-С₄₋₁, в) С₄₋₁-С₅, г) С₅-Г. 1 – контур динамической аномалии ОБ С₃; 2 – условный номер скважины/дебит газа, тыс. м³/сут

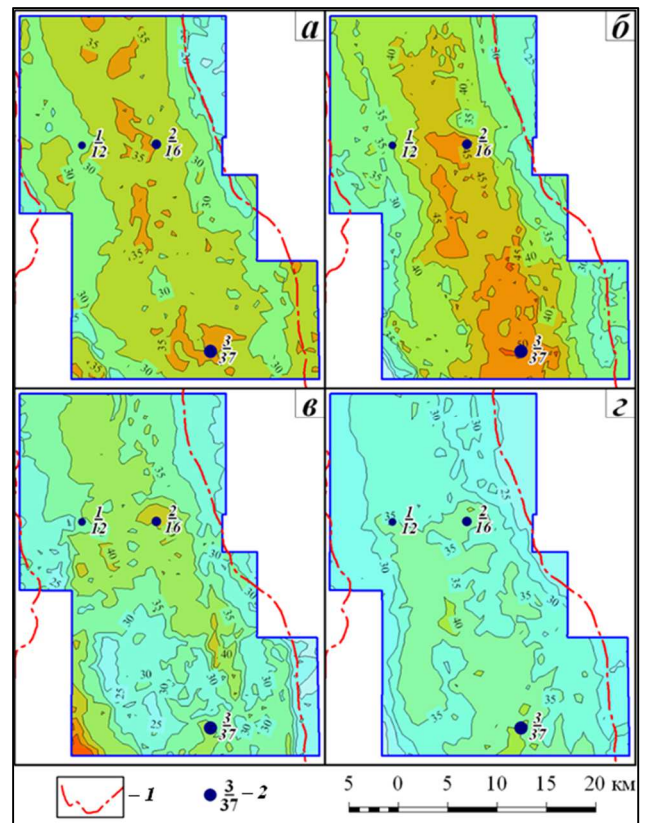


Рисунок 2 - Сопоставление работающих интервалов в скв. №3, выделенных по данным ГИС, с данными сейсмического волнового поля

ВЫБОР УСТОЙЧИВОЙ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ – ПУТЬ ПОВЫШЕНИЯ ЦЕННОСТИ АКТИВА

Климов В.Ю.
ООО «Газпромнефть НТЦ»

Введение. Формирование ценности актива на ранних стадиях. Поиск устойчивых решений к входным данным.

На ранних стадиях реализации проектов существует максимальная возможность повышения ценности проекта при условии минимальных затрат на реализацию программы геолого-разведочных (ГРП) и опытно-промышленных работ (ОПР) за счет проведения расширенного концептуального проектирования - Front-end loading (FEL), который позволяет корректно оценивать риски и неопределенности, а также формировать стратегию развития проекта.

Учет рисков и неопределенностей требует развития нового инструментария, в том числе для выявления ключевых неопределенностей при вероятностной оценке добычи и степени влияния ОПР на ее прогноз. Разработанный алгоритм позволяет обосновать одновременно оптимальную и устойчивую к любым геологическим сценариям систему разработки и выполнить качественную вероятностную оценку профиля добычи нефти с учетом полного перебора неопределенностей.

Алгоритм подбора системы разработки и оценки профиля добычи нефти

Алгоритм минимизации CAPEX проекта и повышения эффективности сценария разработки состоит из пяти этапов (рис. 1), каждый из которых характеризуется своими параметрами и уровнем детализации по геологии и разработке.

На вход подается полный набор накопленной информации и опыта по активу, результаты оценки неопределенности по показателям геологии и разработки, формируется масштабируемая модель стоимости бурения и обустройства и матрицы по геологическим сценариям и системам разработки.

На выходе с каждого этапа применяется фильтр по «критерию устойчивости», который позволяет выявлять область поиска для следующего этапа, сужая диапазон поиска решения по системе разработки. Таким образом, неопределенности, находящиеся на входе в алгоритм, формируют устойчивые технологические решения.

Преимуществом данного подхода является не только определение оптимального и устойчивого варианта, а также выявляются альтернативные сценарии, которые могут быть использованы при изменении концептуальных представлений о месторождении.

Ввод понятия «Критерий устойчивости». Учет эффективности и риска

Критерий устойчивости определяется по результатам пяти последовательных действий:

Формирование матрицы «технологий» на основе рассматриваемых параметров системы разработки.

Формирование матрицы «геологии», которая основана на фактических промысловых данных.

Результатами перемножения матриц «технологии» и «геологии» являются рассчитанные профиля добычи нефти для каждого сценария из п.1 и п.2 и оценка распределения NPV и индекса доходности PI с учетом финансово-экономической модели и универсальной модели оценки капитальных затрат наземной инфраструктуры и бурения (CostEngineering).

Пересчет экономических показателей по следующей формуле комплексного параметра позволяет привести системы разработки к единым координатам и оценить не только эффективность от реализации технологического сценария в виде NPV, но и доходность начальных капиталовложений относительно прибыльности актива:

$$f = \sqrt{\frac{NPV - NPV_{\min}}{NPV_{\max} - NPV_{\min}} - \frac{PI - PI_{\min}}{PI_{\max} - PI_{\min}}}$$

Относительная вариация по параметру f (NPV, PI) является показателем «разброса» P10 и P90 от P50 и отражает устойчивость системы к возможным геологическим сценариям:

$$Риск = \frac{(P10 - P90)}{2 * P50}$$

P50 по комплексному параметру f (NPV, PI) является показателем эффективности

Перенос результатов расчета на «палетку принятия решений», которая выражена показателями: эффективности и риска и выбор оптимального варианта по системе разработки

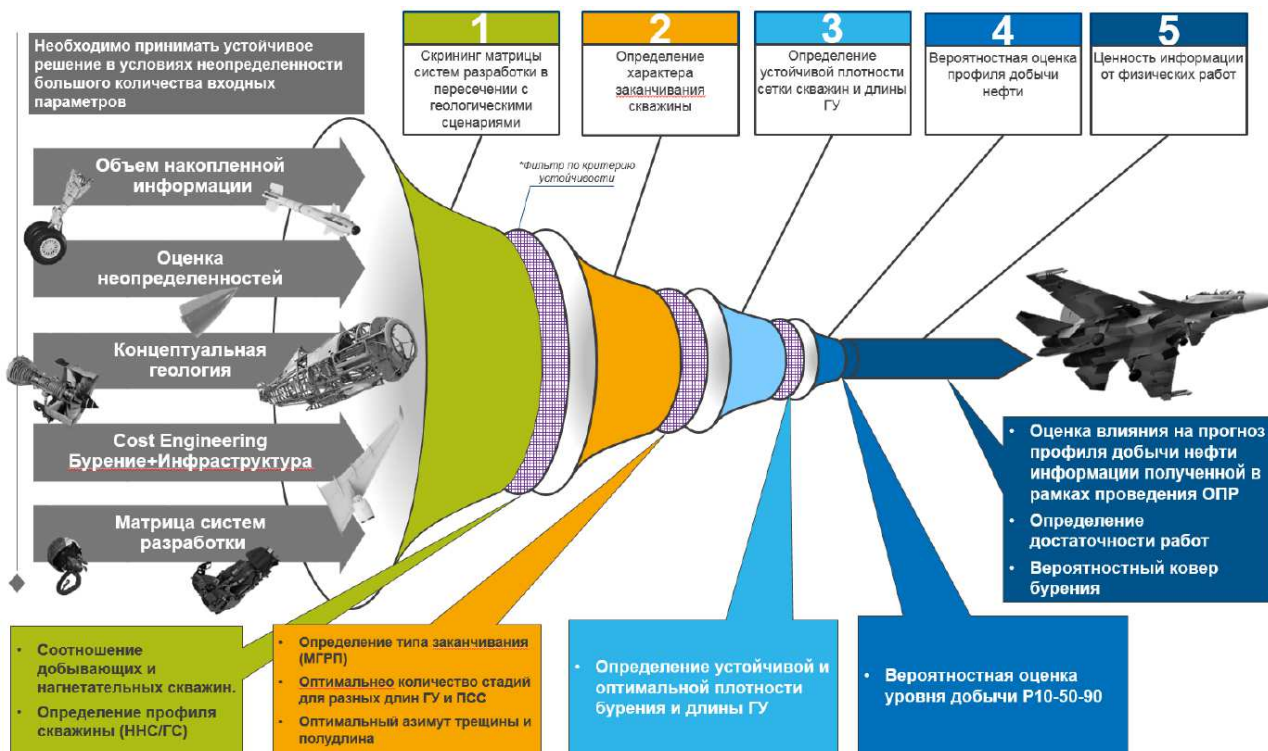


Рисунок 1

Схема алгоритма подбора системы разработки и оценки профиля добычи нефти

Результаты работы:

Создан алгоритм обоснования оптимальной и устойчивой системы разработки к любым геологическим условиям.

Созданы универсальные модели бурения и инфраструктуры.

Подобрана оптимальная и устойчивая система разработки.

Определены альтернативные варианты по системам разработки.

Выработана стратегия повышения ценности актива при успешных ОПР.

Определена степень влияния результатов ОПР на прогноз добычи нефти на основе многовариантных расчетов ГДМ.

Выводы:

С увеличением значения плотности системы разработки увеличивается оптимальная длина скважины.

При разуплотнении системы разработки увеличивается оптимальный угол разворота системы разработки относительно максимального стресса.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ВОССТАНОВЛЕНИЯ И ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ СКВАЖИН НА ПОЗДНЕЙ СТАДИИ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Супрунов В.А., Пушкарёва С.В.
ОАО «СевКавНИПИгаз»

К настоящему времени в России сформировалась большая группа газовых месторождений, пластовая энергия которых предельно истощена вследствие предшествующей разработки на режиме использования естественной энергии пласта. Потери жидких углеводородов в пластах таких месторождений достигают 60-70% от начальных запасов. Этим обуславливается актуальность проблемы повышения отдачи углеводородов в условиях аномально низких пластовых давлений и создания методов эксплуатации скважин на конечном этапе завершающей стадии разработки месторождений газоконденсатного типа.

На поздней стадии разработки газовые месторождения характеризуются падением пластового давления, поднятием газовой контакта, увеличением горного давления на скелет породы и изменением ее напряженного состояния в пристволенной зоне пласта, старением и изнашиванием конструктивных элементов скважин. Многолетний опыт эксплуатации газовых месторождений показывает, что одним из основных способов поддержания объемов добываемого углеводородного сырья является капитальный и текущий ремонт скважин.

Проведение ремонтных работ в скважинах газовых месторождений на поздней стадии разработки с наличием аномально низких пластовых давлений (АНПД) отличается повышенной сложностью, обусловленной необходимостью управления гидродинамическими процессами в системе скважина-пласт и сохранением фильтрационно-емкостных свойств (ФЕС) пласта коллектора.

Анализ горно-геологических условий эксплуатации скважин показывает, что применяемые в начальный период разработки газового месторождения традиционные жидкости глушения на поздней стадии эксплуатации, особенно при АНПД, малоэффективны. Высокая инфильтрация таких жидкостей в условиях высокой репрессии на пласт (при низких пластовых давлениях) способствует образованию значительной зоны их проникновения в пласт, что резко ухудшает фильтрационные характеристики продуктивного пласта, способствует разрушению ПЗП и создает ряд трудноразрешимых проблем при освоении скважин после ремонтно-восстановительных работ. В частности, для восстановления притока газа из пласта требуются дополнительные мероприятия по воздействию на призабойную зону пласта (ПЗП), связанные с большими затратами средств и времени. В некоторых случаях глушение скважин вышеперечисленными жидкостями становится невозможным, поскольку происходит их поглощение в сильно дренированном интервале зоны перфорации с последующим газопроявлением из менее дренированных интервалов.

Наиболее актуальным методом при глушении скважин в условиях АНПД, при восстановлении и повышении производительности газовых скважин, является использование специальных составов технологических жидкостей, обладающих регулируемой инфильтрацией в пласт, обеспечивающих сохранение коллекторских свойств продуктивного пласта, технологичных при применении в условиях Крайнего Севера.

Разработка составов технологических жидкостей для глушения скважин требует также совершенствования технологий восстановления и повышения производительности скважин на поздней стадии разработки газовых месторождений.

ОЦЕНКА РЕСУРСНОГО ПОТЕНЦИАЛА И ПЕРСПЕКТИВ ОСВОЕНИЯ ГАЗА НИЗКОПРОНИЦАЕМЫХ ПЛОТНЫХ КОЛЛЕКТОРОВ ОСНОВНЫХ НЕФТЕГАЗОНОСНЫХ ПРОВИНЦИЙ РОССИИ

*Семёнова К.М., Ивченко О.В.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»*

Значительные по величине прогнозные геологические ресурсы углеводородов (УВ), заключенные в низкопроницаемых плотных коллекторах (НПК), широко распространены практически во всех нефтегазоносных провинциях (НГП) России и мира. Наряду с другими нетрадиционными источниками УВ, они являются одним из реальных резервов восполнения минерально-сырьевой базы (МСБ) многих стран (США, Австралия, Китай, Иран, Венесуэла, Нигерия и другие). В России, в условиях достаточности запасов и ресурсов «традиционного» газа, освоение нетрадиционных ресурсов, в том числе газа НПК, долгое время не было актуальным.

В газовой геологии низкопроницаемыми считаются поровые, порово-трещинные и трещинные (часто с определенной долей приближения) пласты с матричной проницаемостью ниже $0,001-0,0001 \text{ мкм}^2$ (1-0,1 мД). НПК – это, как правило (но не всегда), низкопористые разности (коэффициент пористости ниже граничного для конкретных геологических условий), однако внутреннее их строение существенно различно, неоднородно и сложно по строению.

Газонасыщенные НПК развиты в отложениях от рифея до неогена практически во всех НГП России (рис. 1): Тимано-Печорской (силурийско-девонского возраста); Западно-Сибирской (породы осадочного триаса, юры, низов неокома); Лено-Гунгусской (рифей, венд, кембрий); Лено-Вилуйской (пермь-карбон); Волго-Уральской и Прикаспийской (отложения девона-карбона); Северо-Кавказской (в диапазоне триас-мел); Охотоморской (низы неогена) [1, 2]. Наибольшим ресурсным потенциалом

газа (также как и нефти) в НПК по объему, сопоставимым с суммарными ресурсами Европейской части России, Восточной Сибири и Дальнего Востока, характеризуется Западно-Сибирская мегапровинция.

Опыта целенаправленной разработки НПК в российской газовой промышленности пока не существует, если не считать опытно-экспериментальную разработку участков ачимовской толщи Уренгойского месторождения (Западная Сибирь) [3].

В целом, возможность реального вовлечения в рыночный оборот ресурсов газа НПК определяется комплексом технологических и экономических факторов, одновременно действующих в каждой локальной области, такими как ресурсный потенциал участка, геолого-геофизическая изученность интервалов НПК (в рамках открытых залежей «традиционных коллекторов»), развитие инфраструктуры региона, необходимость освоения ресурсов газа НПК с точки зрения остаточных запасов газа «традиционных» коллекторов и другими.

НПК условно можно разделить на два класса: НПК открытых разведываемых или разрабатываемых месторождений и НПК глубокозалегающих нефтегазоматеринских толщ.

Даже высокие ресурсы газа (более 60 млрд м³ в пределах одного месторождения) не позволяют разрабатывать залежи последних с приемлемой экономической эффективностью вследствие малых дебитов скважин на известных примерах и значительных капитальных и эксплуатационных затрат на обустройство и функционирование газодобывающего комплекса.

В рамках открытых месторождений по результатам выполненной геолого-экономической оценки в качестве первоочередных объектов для проведения опытно-промышленных работ с возможностью дальнейшей разработки залежей в НПК рекомендованы сенонские, туронские, ачимовские и юрские отложения месторождений Надым-Пур-Тазовского региона Западной Сибири (Ямбургская, Северо-Уренгойская, Падинская, Песцовая и другие площади) (рис. 1).



Распространение низкопроницаемых коллекторов в нефтегазоносных провинциях России (по [3] с дополнениями)

В качестве первоочередных объектов изучения могут быть рекомендованы НПК месторождений Европейской части России с объемом перспективных ресурсов газа более 25 млрд м³, мощностью коллекторов более 20 м, порово-трещинным и трещинным типами коллектора, в т.ч. плотные коллекторы Оренбургского, Астраханского, Центрально-Астраханского и Вуктыльского месторождений. По совокупности вышеприведенных факторов для реализации опытной добычи газа НПК первоочередным перспективным объектом за пределами Западно-Сибирской НГП является район Оренбургского НГКМ, ресурсы газа в НПК в пределах которого приурочены преимущественно к основной газоконденсатной артинско-среднекаменноугольной залежи. Участок характеризуется

хорошим ресурсным потенциалом газа в НПК и возможностью реального вовлечения его в разработку при истощении «традиционных» запасов (рис. 1).

При этом по результатам экспертной оценки выявлена крайне низкая перспективность освоения терригенных образований в рамках Лено-Тунгусской, Лено-Вилуйской, Охотоморской НПП в связи с их малыми мощностями, рассеянным содержанием газа и высоким ресурсным потенциалом «традиционных» скоплений.

Несмотря на ряд технико-экономических трудностей, в заключение следует отметить, что освоение ресурсного потенциала газа НПК является одним из наиболее эффективных решений восполнения МСБ в районах с падающей добычей и дефицитом ресурсного потенциала при развитой производственной инфраструктуре.

Список литературы:

1. Гулев В.Л., Гафаров Н.А., Высоцкий В.И. и др. Нетрадиционные ресурсы газа и нефти. – М.: ООО «Издательский дом Недра», 2014. – 284 с.

2. Скоробогатов В.А., Кузьминов В.А., Салина Л.С. Ресурсы газа в низкопроницаемых коллекторах осадочных бассейнов России и перспективы их промышленного освоения // Газовая промышленность. Спецвыпуск: Нетрадиционные ресурсы нефти и газа. – М.: 2012. – С. 43-47

3. Якушев В.С., Перлова Е.В., Истомина В.А. и др. Ресурсы и перспективы освоения нетрадиционных источников газа в России. – М.: ООО «ИРЦ Газпром», 2007. – 152 с.

ИЗМЕНЕНИЕ ФАЗОВОЙ ПРОНИЦАЕМОСТИ ПЗП КАК СПОСОБ БОРЬБЫ С ВОДОПРИТОКАМИ

*Пушкарёва С.В., Супрунов В.А.
ОАО «СевКавНИПИгаз»*

Наличие ряда проблем, связанных с высокой обводненностью добываемой продукции и недостаточной эффективностью водоизоляционных работ, указывает на актуальность **задачи** совершенствования технологий ограничения поступления воды в скважину. Эффективность ВИР может быть существенно увеличена при определении оптимальных геолого-технических условий для применения известных технологий, а также за счет разработки новых изоляционных составов, обладающих более высокими технологическими характеристиками и повышенной изолирующей способностью.

В последнее время при выборе способа изоляции и подборе водоизолирующих материалов предпочтение стали отдавать изолирующим системам селективного воздействия, когда процесс физико-химического взаимодействия изолирующего продукта активно протекает в водонасыщенных проницаемых породах и практически не проявляется в газонасыщенных пластах.

Одним из решений, направленных на совершенствование технологий ведения ремонтных работ, является разработка эффективной и рентабельной технологии проведения работ по селективной изоляции водопритока с использованием модификаторов, способных изменить фазовую проницаемость коллектора. Сущность технологии заключается в изменении характера смачиваемости породы призабойной зоны пласта в процессе закачки в скважину гидрофобизирующей композиции. В результате такой обработки происходит взаимодействие с рыхлосвязанной и капиллярно-удерживаемой водой и ее вытеснение из ПЗП, которое способствует снижению водонасыщенности коллектора и ведет к увеличению фазовой проницаемости по газу.

Кроме того, при закачке состава на поверхности гидрофильной породы образуется гидрофобная пленка, хорошо удерживаемая на породе химическими и адсорбтивными связями. Такая гидрофобная пленка приводит, во-первых, к снижению набухания тонкодисперсного глинистого компонента слагающих пласт пород и тем самым к сохранению устойчивого состояния скелета продуктивного пласта, а, во – вторых, предотвращает повторное образование зоны повышенной водонасыщенности вблизи скважины.

Специалистами ОАО «СевКавНИПИгаз» была разработана композиция на основе гидрофобно модифицированного гидрофильного полимера неорганического происхождения. В ходе экспериментов была выявлена селективная способность разработанного состава тампонировать водонасыщенные интервалы пласта и тем самым ограничить приток пластовой воды в скважину.

Эффективность данной технологической жидкости обусловлена следующим. Благодаря низкому межфазному натяжению за счет низкой динамической вязкости состав глубоко проникает в поры и трещины обводненной части пласта, гидрофобизирует поверхность частиц терригенного коллектора и оттесняет связанную воду. При невысоком факторе сопротивления и достаточно

высоких величинах коэффициента водоизоляции состав будет легко прокачиваться, а впоследствии увеличивать фильтрационное сопротивление по воде.

На основании проведенных исследований можно утверждать, что разработанная композиция является эффективной для выполнения работ по ограничению притока пластовых вод к забою газовых скважин.

РАЗРАБОТКА ПРОМЫСЛОВОГО ДЕПАРАФИНИЗАТОРА НЕФТИ

Мамитов Д. С., Марышева М. А., Шишкин Н.Д.

ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»

Проблема образования асфальто – смоло – парафиновых отложений (АСПО) приобретает все более серьезные масштабы. При добыче парафинистых нефтей эта проблема вызывает осложнения в работе скважин, нефтепромыслового оборудования и трубопроводных коммуникаций, что приводит к снижению производительности системы, эффективности работы оборудования и увеличивает вероятность аварий. Возникают дополнительные затраты, связанные с очисткой труб от парафиновых отложений. Таким образом, ухудшаются экономические показатели работы промысла [1, 2].

Актуальность работы заключается в том, что необходима разработка новых технических средств и методов, направленных на предотвращение парафиновых отложений в промышленных коммуникационных трубопроводах систем нефтесбора.

Цель данной работы является разработка промышленного депарафинизатора нефти на нефтяных месторождениях на суше и на море. Основными задачами для достижения поставленной цели являются: разработка конструкции депарафинизатора термоциклонного типа, оценка конструкции и технологических параметров депарафинизатора,

АСПО это - собственно парафины, представляющие собой углеводороды метанового ряда от С16 до С64, а также асфальтосмолистые соединения, силикагелевые смолы, масла, вода, механические примеси. В пластовых условиях находятся в нефти в растворенном состоянии. При изменении скорости движения газожидкостной смеси, снижение температуры и др. факторы вызывают кристаллизацию парафина.

После анализа комплекса мер по подготовке парафинистой нефти на месторождении делаем вывод, что для поддержания пропускной способности магистрального нефтепровода требуется проводить мероприятия по профилактике в целях предотвращения отложений парафинообразований на стенках трубопровода. Накопление большого числа парафиновых отложений может привести к практически полной закупорки нефтепровода.

Поэтому предлагается конструкция комбинированного промышленного депарафинизатора нефти на основе сочетания термогидроциклона и центрифуги, показанная на рис. 1.

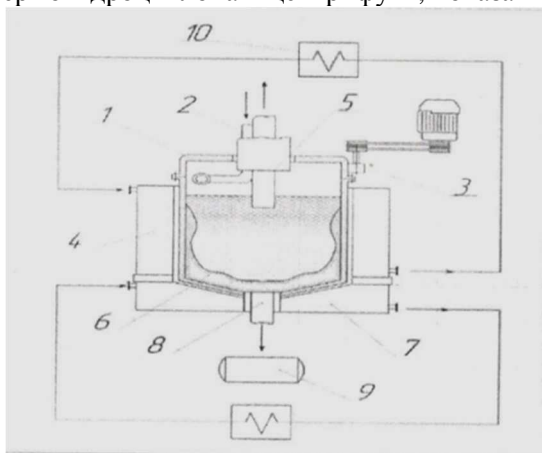


Рисунок 1.

Комбинированный промышленный депарафинизатор нефти:

1-корпус, 2 - входной тангенсальный патрубок, 3-роллер с клинноременной передачей, 4 – охлаждающий модуль, 5-трубопровод для обезпарафиненной нефти, 6- АСПО, 7- нагревающий модуль, 8 - патрубок для слива АСПВ, 9 коллектор, 10- теплообменники.

На первой стадии нефть поступает в корпус 1 аппарата через тангенсальный ввод 2 по касательной к стенкам и движется по спирали. Сам же корпус приходит в движения за счет роллера 3 с клиноременной передачи и электродвигателя. Далее поток приобретает высокую скорость в сужающейся концентрической секции, что приводит к возникновению больших центробежных сил. Далее задействуется охлаждающий модуль 4, который способствует к отложению парафина на стенках аппарата.

На второй стадии очищенная нефть удаляется через трубопровод 5, а парафин кристаллизуется внутри аппарата. Затем задействуется нагревающий модуль 7 и разогретый парафин самотеком стекает на дно емкости, затем удаляется в сливной коллектор 9, где в дальнейшем может быть транспортирован на дальнейшую переработку. Бесперебойный нагрев и охлаждения аппарата осуществляется с помощью пластинчатых теплообменников 10, а основным теплоносителем является водяной пар.

В качестве дополнительной степени очистки нефти от парафина, содержание которого доходит до 9 %, предлагается создание в конечной стадии подготовки экспериментальной (опытно-промышленной) установки депарафинизации нефти. Процесс непрерывный, идущий с изменением по отношению нагрева и охлаждения между отдельными депарафинизаторами. Расчеты, выполненные по методике, приведенной в работе [3] показали, что время оседания парафина около 6 часов, время плавления парафина 1 час. За один цикл, равный 8 ч на стенках аппарата отложится около 45 мм парафина. Производительность составит 270 м³/сут.

Процесс непрерывный, идущий с изменением по отношению нагрева и охлаждения между отдельными депарафинизаторами позволяет аппарату с осевшим слоем парафина, равному примерно 4 до 5 см, перейти в стадию нагрева и смыва потоком его специальную емкость системы утилизации парафина. Смена со стадии охлаждения на стадию промывки (нагрева) будет осуществляться по показанию давления (его возрастания) и уменьшении производительности установки. Также предусмотрена дренажная емкость для нефти, участвующей в процессе смыва отложений, из которой периодически струйным насосом она будет подсасываться в транспортный нефтепровод.

Предлагаемый промысловый депарафинизатор позволит удалить из нефти большую часть парафина и полностью исключить использование дорогостоящих ингибиторов парафиноотложений, а также значительно увеличить период между запусками скребка для удаления остатков АСПО.

Список литературы:

1. Баймухаметов М.К. Совершенствование технологий борьбы с АСПО в нефтепромысловых системах на месторождениях Башкортостана. Автореферат диссертации на соискание учёной степени к.т.н. Уфа, 2005.
2. Исламов М. К. Разработка и внедрение удалителей асфальто – смолистых и парафиновых отложений на нефтяном оборудовании. Дис.кан. техн. наук. 05.17.07, Уфа. - 2005. – 125 с.
3. Шишкин Н.Д., Цымбалюк Ю.В. Фазовопереходные тепловые аккумуляторы с высокотеплопроводными инклюзивами. Астрахань: Саратовский научный центр РАН. Отдел энергетических проблем.Лаборатория нетрадиционной энергетики, 2006. 120 с. Монография.

ПРЕДУПРЕЖДЕНИЕ ОБРАЗОВАНИЯ АСФАЛЬТО-СМОЛО-ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АППАРАТА ВИХРЕВОГО СЛОЯ

*Верхов Д. А.; Зинченко А. В.; Белых А. С., Арабов М. Ш.
ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»*

Актуальность. В настоящее время, некоторые месторождения нефти в своем составе имеют большой процент содержания асфальто-смоло-парафиновых веществ (АСПВ). К примеру, на месторождении им. Ю. Корчагина, в нефти содержится до 5% АСПВ, а на месторождении им. В. Филановского до 9%. Зачастую на всех месторождениях с высоким содержанием парафинов сталкиваются с одной и той же проблемой – отложение АСПВ на стенках трубопроводов. Если на суше эту проблему можно решить более близким расположением нефтеперерабатывающих заводов и добывающих скважин, подогревом трубопроводов, то для морских месторождений необходимо более деликатное решение, учитывающее неминуемо низкие температуры по длине магистрального трубопровода от платформы до суши. В своей статье, на основе анализа существующего решения, мы

хотим предложить технологию предупреждения образования асфальто-смоло-парафиновых отложений (АСПО), при помощи аппарата вихревого слоя (АВС).

Задачи исследования:

- 1) Создание технологии переработки парафино-содержащей нефти с применением АВС, позволяющей уменьшить объем отложений АСПВ.
- 2) Подтверждение работоспособности технологии, при помощи лабораторного образца АВС, на примере лабораторных испытаний.

Анализ нынешнего положения по ситуации отложений АСПВ на месторождении им. Ю. Корчагина.

В настоящий момент для решения проблемы образования АСПО в готовую нефть, поступающую в магистральный трубопровод, добавляется эмульгатор, позволяющий добиться более стойкой эмульсии типа «парафин в нефти». При этом АСПВ рассматриваются не как одна из фракций в нефти, а как отдельный компонент. Также весьма эффективным является решение производить регулярную очистку магистрального трубопровода с помощью скребка.

Применение эмульгаторов является затратным решением проблемы, к тому же не решает проблему полностью. Протяжка скребка, хоть и решает проблему, но не является надежным технологическим решением, т.к. скребок не предназначен для регулярной очистки магистрального трубопровода.

Конструкция аппарата вихревого слоя. Для того, чтоб понять принцип борьбы с АСПО с помощью аппарата вихревого слоя, необходимо ознакомиться с устройством и принципом действия данной технологии (схема 1).

Основным компонентом АВС являются медные обмотки 4, индуцирующие переменное электромагнитное поле. Для создания лабораторного образца был взят статор асинхронного электродвигателя на 380/220 вольт, имеющий три обмотки, смещенные относительно друг друга на 120 градусов. В промышленных образцах обмоток может быть больше, они могут иметь другой класс изоляции и расположение, однако принцип действия тот же. Обмотки выполнены в форме кольца, внутрь которого помещается рабочая камера 1. На представленном лабораторном образце рабочая камера выполнена из отрезка резинового напорного шланга, расположена горизонтально и прикреплена к кожуху статора при помощи текстолитовых фланцев. Статор состоит из станины 2 и обмотки 3. Внутри рабочей камеры помещаются ферромагнитные частицы 4, которые приводятся в движение воздействием переменного электромагнитного поля.

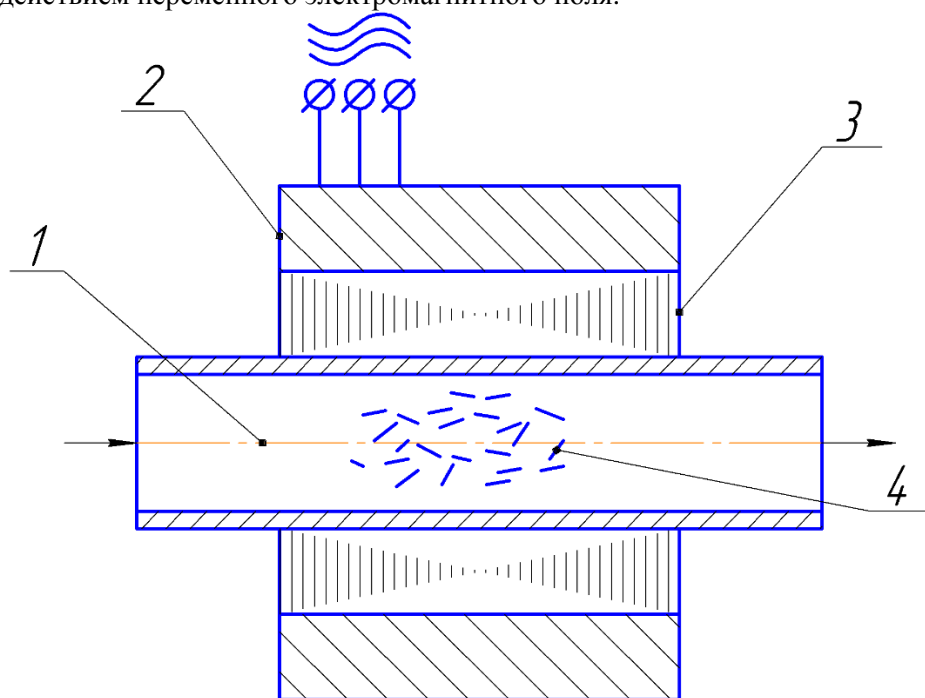


Схема 1.

1 – рабочая камера; 2 – станина; 3 – обмотка; 4 – ферромагнитные частицы.

Применение аппарата вихревого слоя, для создания стойкой эмульсии. Все идеи по решению проблемы парафино-отложений на месторождении им. Ю. Корчагина. можно условно разделить на две категории:

1) Отделение от нефти парафинов, непосредственно перед подачей её на магистральный трубопровод.

2) Создание стойкой смеси парафина с нефтью, которую возможно транспортировать от платформы до объектов на суше, предотвратив или максимально снизив отложение АСПВ на стенках трубопровода.

В своем исследовании мы решили пойти по второму пути. Попадая в рабочую камеру АВС парафино-содержащая нефть активно перемешивается ферромагнитными частицами, которые, в свою очередь, взаимодействуя с магнитным полем, создают вихревые токи. Наряду с механическим и тепловым воздействием ферромагнитных частиц также наблюдается возникновение акустических явлений. Прохождение акустических волн высокой частоты через несжимаемую жидкую среду служит источником кавитации. На выходе из аппарата получается эмульсия «парафин в нефти» стойкая к распаду даже при понижении температуры.

Таким образом, применение АВС дает возможность значительно снизить скорость образования АСПО, что позволит улучшить процессы транспортировки нефти, содержащей АСПВ, по промышленным и магистральным трубопроводам до нефтеперерабатывающих заводов, на которых будет проведено окончательное их удаление с получением товарного продукта

Список литературы:

1. Вершинин И. Н. Аппараты с вращающимся электромагнитным полем // Сальск-Москва: Передовые технологии XXI века. – 2007. - 368 с.

2. Мищенко М.В., Боков М.М., Гришаев М.Е. Активация технологических процессов обработки материалов в аппаратах с вращающимся электромагнитным полем // Фундаментальные исследования. – 2015. – № 2-16. – С. 3508-3512.

ЭФФЕКТИВНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПЛАСТОВОЙ ЭНЕРГИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ГИДРАВЛИЧЕСКИХ МАШИН НОВОГО ТИПА

Мохов М.А., Ибрагимов З.Л.

ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»

В условиях снижения мировых цен на углеводородные ресурсы и увеличивающейся стоимости разработки месторождений нефти и газа, особо актуальной задачей становится снижение себестоимости добычи, в частности, путем эффективного использования пластовой энергии.

При применении традиционных технологий добычи нефти и газа значительная часть пластовой энергии теряется. Одним из способов полезного использования этой энергии является применение специальных турбин, работающих за счет энергии движения в трубах многофазных потоков. Однако на текущий момент не решен вопрос использования подобных устройств в условиях изменяющихся режимов работы скважин, которые могут привести в том числе к полному разрушению оборудования, что препятствует их широкому внедрению.

Цель данной исследовательской работы – разработка новой гидравлической машины для эффективного использования пластовой энергии многофазных потоков при добыче нефти и газа.

Уникальность рассматриваемой экспериментальной гидравлической машины заключается в возможности движения многофазного потока через частично проницаемую лопатку турбины, выполненной в виде специальной сетки. Применяемые аналитические и экспериментальные методы исследований направлены на изучение движения жидкости и газа с учетом наличия частично проницаемых элементов турбины, что может послужить основой создания эффективных машин нового типа.

В рамках проводимого исследовательского проекта спроектирован и создан экспериментальный образец и стендовая установка для испытания новой гидравлической машины, предназначенной для эффективного и рационального использования пластовой энергии. Стендовая установка состоит из силового блока, на валу ротора которого установлена турбина специальной сетчатой структуры, работающая за счет кинетической энергии нескольких потоков, подведенных к силовому блоку. Специальная турбина преобразует кинетическую энергию многофазных потоков в механическую энергию на валу силового блока, которая впоследствии может быть использована для

решения различных задач, например, для перекачки и(или) сепарации жидкости и газа, преобразования в электрическую энергию или сразу несколько задач в зависимости от необходимых целей.

В результате испытаний выявлено, что при учете вращательного движения проницаемой лопатки возможно создание нового типа гидравлических машин с уникальными свойствами. Использование подобного устройства позволит значительно уменьшить металлоемкость, массу и габариты ротора, вследствие чего появляется возможность создания компактных насосов, компрессоров, динамических сепараторов и другого оборудования. Простота конструкции, низкая стоимость и высокая эффективность в условиях изменяющихся режимов работы скважин с многофазными потоками делают привлекательной использование подобных устройств для решения производственных задач при добыче нефти и газа.

СПОСОБЫ ДОИЗВЛЕЧЕНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ C₃₊ ИЗ НИЗКОНАПОРНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА ПРИ ПОМОЩИ ЭЖЕКТОРОВ НА ГКП-5 УНГКМ

*Бикбаев А. В., Ракипов М.Ф.
ООО «Газпром добыча Уренгой»*

На сегодняшний день попутный нефтяной газ (ПНГ) от центрального пункта сбора (ЦПС-1) с давлением до 2 МПа и объемом 56 тыс.м³/час, содержащий в своем составе более 10% объемной доли C₃₊ компонентов, поступает на ГП-6 для абсорбционной осушки, это позволяет его осушить, но при этом углеводороды C₃₊ остаются не извлеченными и поступают в газопровод Уренгой – Помары - Ужгород. Для возможности максимального доизвлечения углеводородов данного типа требуется подготовка газа методом низкотемпературной сепарации (НТС).

В данной работе предлагается вариант подачи ПНГ с различными параметрами с ЦПС-1 на ГКП-5 и дальнейшим поступлением на установки НТС для доизвлечения C₃₊ компонентов. Рассмотрены несколько вариантов решения:

- применение эжектора;
- применение турбокомпрессора;
- применение турбодетандера;

Предлагаемые варианты решения помогут максимально доизвлечь C₃₊, а следовательно получить экономическую выгоду и получить природный газ в соответствии с действующими требованиями.

СЕКЦИЯ 2

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ С ФОНДОМ СКВАЖИН

ПРОМЫСЛОВОЕ ВНЕДРЕНИЕ ВЯЗКО – УПРУГОГО СОСТАВА (ВУС) НА ДЕЙСТВУЮЩИХ ШЛЕЙФАХ СКВАЖИН МЕСТОРОЖДЕНИЙ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА КРАСНОДАР» С ИЗГОТОВЛЕНИЕМ И РАЗРАБОТКОЙ ТЕХНОЛОГИИ ВВОДА ВУС БЕЗ ОСТАНОВКИ ГАЗОПРОВОДА

Кривда Я.А.
ООО «Газпром добыча Краснодар»

В процессе эксплуатации газовых и газоконденсатных скважин в шлейфах происходит накопление продуктов коррозии, механических примесей, а также скопление пластовой жидкости в низинах, что увеличивает сопротивление движению продукции скважин и снижает эффективность их работы. Для очистки шлейфов скважин от пластовой воды и механических примесей в ООО «Газпром добыча Краснодар» применялись технологические продувки с выпуском газа в атмосферу, приводящие к потерям добываемого флюида и загрязнению окружающей среды.

В службе мониторинга технологических процессов добычи, сбора и подготовки газа, газового конденсата и нефти филиала ООО «Газпром добыча Краснодар» - ИТЦ приступили к практической реализации решения этой проблемы – была создана лабораторная установка, проведены опыты по подбору состава и разработан гелевый поршень - вязко-упругий состав (далее - ВУС).

ВУС формируют в специальных камерах или непосредственно в трубопроводах. Затем состав проталкивают вдоль очищаемого трубопровода за счет перепада давлений. Проходя по трубопроводу, ВУС вытесняет находящуюся в шлейфе пластовую жидкость и механические примеси.

Анализ технической литературы показал, что вязко-упругие составы разрабатывались и применяются для очистки, как правило, нефтяных шлейфов. Найдена рецептура ВУС, обеспечивающая очистку, в том числе и шлейфов газовых скважин.

В работе шлейфов газовых и нефтяных скважин имеются принципиальные различия. По нефтяным шлейфам прокачивается гидрофобная продукция, а все описанные в литературе системы готовятся на водной основе, т. е. они гидрофильны. В нефтяных шлейфах вязко-упругая система не смешивается с выталкиваемой нефтяной продукцией и не смачивает гидрофобизированную внутреннюю поверхность шлейфа. В газовых шлейфах внутренняя поверхность трубы и выталкиваемая продукция (водная суспензия) гидрофильны, что создает опасность прилипания или размазывания вязко-упругих систем по внутренней поверхности шлейфа по мере его продвижения или смешивания поршня с выталкиваемой средой.

Образование гелевого поршня основано на химической реакции «сшивания» цепей полимера в водном растворе с образованием пространственной (трехмерной) сетчатой структуры, что приводит к появлению у водного раствора полимера упругости и прочности.

Разработанный нами вязко-упругий состав изготавливается на основе полимера полиакриламида марки Praestol 2540. Содержание его в геле 5 %. Полимер сшивается раствором формальдегида (10 %) в кислой среде. Для подкисления используется слабая органическая кислота – лимонная. Применение лимонной кислоты позволяет достаточно легко регулировать кислотность среды – так как она слабая кислота и плавно меняет рН раствора по мере изменения ее концентрации. Лимонная кислота не вызывает коррозию металла, и ее использование не требует применения ингибиторов коррозии.

Проведено лабораторное изучение влияния концентрации лимонной кислоты на время приготовления геля. Результат показан на рисунке 1.

Для реализации технологии определены технологические требования к ВУС, которые сводятся к следующему:

Время приготовления геля – время, в течение которого гель набирает такую максимальную вязкость, при которой еще возможна его закачка в шлейф - 10 – 12 минут. Такая консистенция геля необходима для того, чтобы жидкость в момент закачки не растекалась по нижней части шлейфа, а заполняла его по всему сечению.

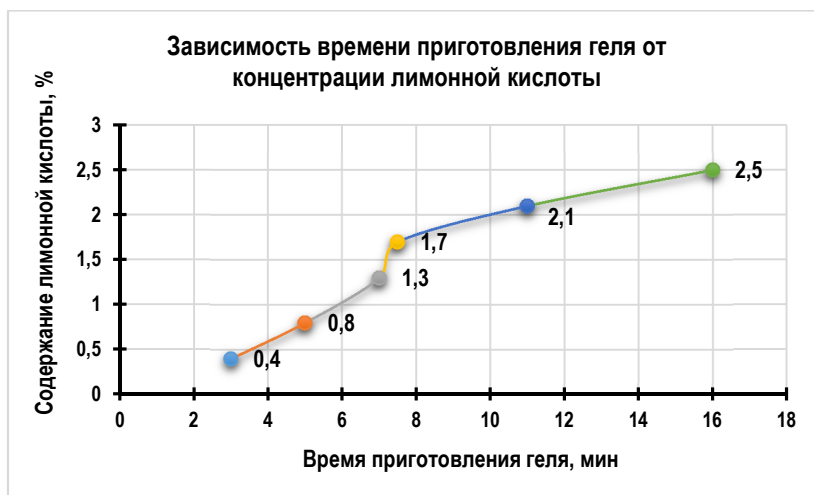


Рисунок 1

Время формирования вязко – упругого состава в шлейфе (сшивка геля) должно составлять не более 4 часов.

Система должна быть прочной и эластичной, не разрушаться при прохождении поворотов и изгибов, не адгезировать к поверхности трубопровода, не смешиваться с выталкиваемой средой.

Из представленных шести рецептур вязко-упругого состава наиболее технологичной оказалась рецептура опыта № 5 с содержанием лимонной кислоты 2,1 %. Далее работу проводили с этим составом.

Проведено тестирование ВУС на стендовой установке. Получен положительный результат. Состав вышел целым и удалил всю воду из колонны.

Пилотные опытно-промысловые испытания вязко-упругого состава проведены на выведенном из эксплуатации шлейфе скважины № 5 Лебединского газового месторождения диаметром 89 мм и длиной 2000 м. В шлейф закачали 1000 литров технической воды. В условиях промысла приготовили 40 л вязко-упругого состава. Состав залили в шлейф. После прохода ВУС жидкость из шлейфа вытеснена в полном объеме за 15 минут.

На данном слайде представлена первоначальная технология с потерей добываемого пластового флюида при заливке ВУС:

- перед подключением устройства необходимо остановить скважину, растравить шлейф скважины до атмосферного давления через свечу рассеивания, демонтировать задвижку, затем залить ВУС и восстановить обвязку скважины.

Технология ВУС апробирована на действующем межпромысловом коллекторе ГУ-9 – ГУ-8 на Каневско-Лебяжье ГМ, диаметр которого составляет 168 мм, протяженность - 6417 м с двумя подводными переходами. В условиях промысла приготовили 250 л ВУС. Состав залили в шлейф. Процесс выдавливания воды продолжался двадцать пять минут, после чего пошел газ. По проведенным замерам поршень вытеснил 8000 литров жидкости и 400 литров грязи.

В 2016 году мной проведены промысловые испытания ВУС без потери добываемого пластового флюида на шлейфах скважин № 109, 119 Каневско-Лебяжьего ГМ диаметром 114 мм и длиной 1372 и 2090 м соответственно. Была применена новая безостановочная технология формирования и продавливания вязко-упругой системы:

- формирование ВУС осуществлялось в факельной линии без опорожнения шлейфов скважин с дальнейшей его подачей в рабочие шлейфы;

- сформированный ВУС продавливался водой, рассчитанным в соответствии с диаметром факельной линии, с помощью цементировочного агрегата ЦА-320;

- продвижение ВУС по шлейфу скважин осуществлялось рабочей средой скважин в замкнутой системе с приемом в сепаратор без потери добываемого пластового флюида.

В результате проведенных испытаний вязко-упругий состав показал свою эффективность. Поршень вытеснил из шлейфа скважины № 109 300 литров пластовой воды и грязи, а из шлейфа скважины № 119 - 250 литров.

Также проведены промысловые испытания вязко-упругого состава на шлейфе скважины № 4 Гречаного ГМ диаметром 89 мм и длиной 14340 м. Процесс выдавливания воды продолжался 265 минут, после чего пошел газ. По проведенным замерам поршень вытеснил около 14200 литров пластовой воды и 1000 литров грязи.

В результате проделанной лабораторной работы получена рабочая рецептура вязко-упругого состава для очистки шлейфов газовых скважин, состоящая из полиакриламида марки Praestol 2540 5%, формалина 10%, лимонной кислоты 2,1%.

В результате проведенных испытаний вязко-упругий состав показал свою высокую эффективность. Удалось минимизировать технологические продувки шлейфов скважин и межпромысловых коллекторов, а также продлить межремонтный период шлейфов скважин и межпромысловых коллекторов.

Рекомендуется к дальнейшему использованию для очистки шлейфов скважин от воды и механических примесей на месторождениях ООО «Газпром добыча Краснодар».

16 января 2017 года получен патент на изобретение № 2608164 «Композиционный состав для очистки шлейфов газовых скважин от воды и механических примесей и способ его формирования».

МАРГАНЕЦ – НОВЫЙ ИНДИКАТОР КОРРОЗИОННЫХ ПРОЦЕССОВ ПРОМЫСЛОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ АГКМ

*Белозерова Н. В., Красильникова О.В., Охлобыстина А.В., Коротенкова Е.В.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Внедрение новых методов, направленных на совершенствование системы коррозионного мониторинга, является актуальным направлением области контроля за эксплуатацией газоконденсатных месторождений.

Анализ коррозионных процессов может проводиться не только по содержанию остаточного количества ингибитора коррозии, но и по содержанию ионов железа и марганца в потоке выносимой газожидкостной смеси. Введение дополнительных критериев контроля степени агрессивности среды (металлов – индикаторов) позволяет контролировать такие риски, как обводнение эксплуатационных объектов, ухудшение качества добываемого сырья, снижения объемов добываемого сырья, образования отложений, остановка работы скважин, влияния на процесс переработки.

Использование масс-спектрометра с индуктивно связанной плазмой ICP-MS Agilent в научно-исследовательской химико-аналитической лаборатории ЦНИПР Газопромыслового управления позволяет определять металлы – индикаторы в водных флюидах Астраханского газоконденсатного месторождения.

Одним из таких индикаторов является марганец. Гальваническое покрытие марганца применяется для защиты металлических изделий от коррозии. Так как повышение коррозионной стойкости сталей и латуни достигается введением в их состав легирующих добавок, в том числе марганца, то проявления данного металла в технологической среде может быть сигналом разрушения конструкций.

Анализ содержания ионов марганца лучше отражает коррозионные процессы, чем содержание железа, так как соединения марганца лучше растворимы в воде и более устойчивы во времени, а железо- элемент чрезвычайно неустойчивый в растворе и «высаждается» практически сразу после подъема проб на поверхность земли. Кроме того, основные продукты коррозии – сульфиды железа обладают очень низкой растворимостью, и их значительные количества сохраняются на поверхности металла оборудования в застойных зонах.

Таким образом, выявление содержания марганца в составе пластовой воды может служить более представительной основой «предупреждающего» контроля и позволит вовремя принимать различные решения, направленные на устранение коррозионных проявлений на ранних стадиях.

РАЗРАБОТКА РЕАГЕНТА-ДЕЭМУЛЬГАТОРА ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ ОБРАЗОВАНИЯ НЕФТЕКИСЛОТНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Набиев М. С., Мингазов Р.Р.

ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет»

При кислотной обработке призабойной зоны карбонатных пластов возникают проблемы, связанные с образованием эмульсий и осадков при контакте соляной кислоты с пластовыми флюидами [1, 2]. Это приводит к закупорке призабойной зоны и уменьшению эффективности процесса.

Решением данной проблемы является применение в составе кислотного раствора эффективных реагентов-деэмульгаторов [3, 4]. В связи с этим разработка эффективных и универсальных деэмульгаторов и исследование процесса предотвращения образования устойчивых кислотно-нефтяных эмульсий является научно-значимой и практически важной задачей.

В настоящей работе были проведены исследования деэмульгирующей способности разных классов ПАВ при взаимодействии соляной кислоты с различными нефтями.

Исследования проводились согласно общепринятой методике, которая заключается в сравнительном анализе эффективности деэмульгаторов предотвращать образования устойчивых нефтекислотных эмульсий при перемешивании соляной кислоты и нефти.

Для анализа были использованы несколько образцов нефтей с различными физико-химическими свойствами. Применение различных по физико-химическим свойствам нефтей связано с тем, что способность образовывать эмульсии с солянокислотным раствором у разных нефтей различна. Эффективность деэмульгатора оценивается также по универсальности предотвращения образования эмульсий по отношению к различным нефтям.

Согласно методике нефть и раствор соляной кислоты в присутствии деэмульгатора не должны образовывать устойчивые эмульсии или должны создавать нестабильные эмульсии, которые полностью разрушаются в течение 30 мин.

Целью настоящей работы является сравнительный анализ способности различных ПАВ предотвращать образование эмульсий при контакте соляной кислоты и нефти.

В качестве объектов исследований были выбраны нефти различных месторождений с разными физико-химическими свойствами. Исследовались нефти с месторождений ОАО «Лукойл-Пермь», ОАО «Лукойл-Коми», ТПП «ТатРИТЭКнефть», ОАО «Самаранефтегаз».

В ходе исследовательской работы были проведены испытания на способность образовать устойчивые нефтекислотные эмульсии при контакте соляной кислоты с нефтями с различных месторождений. Нефти, склонные к образованию устойчивых эмульсий, использовались далее при сравнительном анализе эффективности различных ПАВ к предотвращению эмульсий.

В результате проведенных испытаний на нескольких нефтях установлено, что наиболее эффективными реагентами-деэмульгаторами для предотвращения образования нефтекислотных эмульсий являются оксиэтилированные жирные спирты Синтанол АЛМ-3 и Синтанол АЛМ-7.

С целью увеличения деэмульгирующей эффективности оксиэтилированных жирных спиртов были приготовлены композиции с применением различных добавок. В результате анализа деэмульгирующей эффективности разработанных композиций было обнаружено увеличение эффективности в составе на основе оксиэтилированного жирного спирта Синтанола АЛМ-7 и линейной алкилбензолсульфокислоты (СК).

Также установлено, что наиболее эффективным массовым соотношением для композиции на основе Синтанола АЛМ-7 и СК, при котором наблюдается максимальный синергетический эффект увеличения деэмульгирующей эффективности, является 60:40 (рис.1).

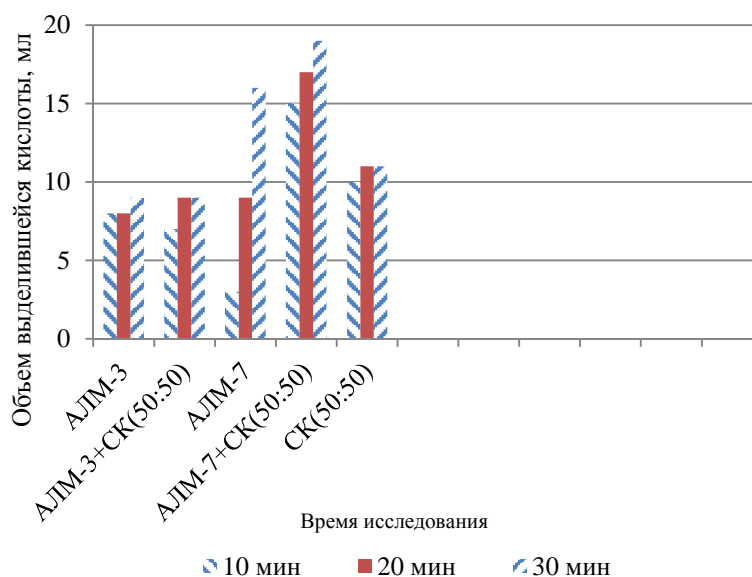


Рисунок 1

Сравнительный анализ деэмульгирующей эффективности Синтанола АЛМ-7 в смеси с СК при различных соотношениях

Установлено, что наиболее оптимальной дозировкой для композиционного деэмульгатора на основе АЛМ-7 и СК является 1 л реагента на 1 м³ соляной кислоты. Снижение дозировки деэмульгатора ожидаемо приводит к снижению его эффективности, а увеличение дозировки выше 1 л/м³ приводит к снижению эффективности реагента, что свидетельствует о передозировке реагента.

Таким образом, проведенные исследования показали высокую эффективность разработанного композиционного деэмульгатора на основе Синтанола АЛМ-7 и алкилбензолсульфокислоты, эффективность которого в ряде случаев выше эффективности промышленных аналогов.

Список литературы:

1. Хисамов Р.С., Орлов Г.А., Мусабилов М.Х., Нефтяное хозяйство, 4, 43-46, (2003).
2. Федоренко В.Ю., Нигъматуллин М.М., Петухов А.С., Гаврилов В.В., Крупин С.В., Вестник Казанского технологического университета, 13, 136-140, (2011).
3. Магадов Р.С, Силин М.А., Гаевой Е.Г., Магадова Л.А., Пахомов М.Д., Давлетшина Л.Ф., Мишкин А.Г. , Нефть, газ и бизнес, 1, 93-97, (2007).
4. Федоренко В.Ю., Нигъматуллин М.М., Гаврилов В.В., Петухов А.С., Крупин С.В., Вестник Казанского технологического университета , 19, 143-145, (2012).
5. Ахмадиева А.Ш., Мингазов Р.Р., Рахматуллин Р.Р., Сладовская О.Ю., Башкирцева Н.Ю. , Вестник Казанского технологического университета, 11, 242-244, (2013).

ОПТИМАЛЬНЫЕ РЕШЕНИЯ, ПРОДЛЕВАЮЩИЕ СРОК СЛУЖБЫ СКВАЖИН АГКМ

*Рылов Я.Е., Иноземцев Д.С.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Одним из факторов, определяющих безопасную работу Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ), является поддержание исправного технического состояния эксплуатационного фонда скважин. Поддержание исправного технического состояния фонда скважин обеспечивается за счет:

- мониторинга за состоянием межколонных и затрубных пространств (ЗТП) скважин, а также за состоянием уплотнительных элементов фонтанной арматуры (ФА) и колонных головок (КГ);
- выявления дефектов и определения категории для каждой скважины;
- принятия решений, обеспечивающих безопасную эксплуатацию скважин;
- проведения работ, направленных на поддержание исправного технического состояния фонда скважин.

В процессе эксплуатации скважин в результате разгерметизации затрубного пространства в него проникает газ. Создается ситуация, угрожающая состоянию подземного оборудования скважины. Кислые компоненты отрицательно воздействуют на металл эксплуатационной колонны и насосно-компрессорных труб, вызывая коррозию, а высокое давление на устье нагружает уплотнительные элементы устьевого оборудования, негативно сказываясь на их ресурсе, вследствие чего могут возникать перетоки пластового флюида в межколонное пространство. Эти осложнения становятся причиной досрочного выхода скважины в капитальный ремонт (КРС), а иногда и причиной ее ликвидации.

В связи с этим возникает необходимость негерметичную часть затрубного пространства локализовать.

Методов существует несколько, и выбираются они в зависимости от того, какая часть подземного оборудования разгерметизировалась. Это может быть негерметичность подземного оборудования, насосно-компрессорных труб, линии управления клапаном-отсекателем, негерметичность устьевого оборудования.

Одной из действенных работ, направленной на улучшение технического состояния фонда скважин, является технология восстановления герметичности затрубного пространства скважины с помощью закачки состава на основе технологической жидкости WARP в ЗТП. Данная технология применяется на скважинах с установленным местом негерметичности в нижней части подземного оборудования и при наличии экономической целесообразности проведения работ (высокий дебит скважины, срок эксплуатации скважины значительно меньше запланированного).

Особенность применения WARP заключается в том, что, обладая высокой плотностью, он гарантированно займет самое нижнее положение, скопившись над пакером, тем самым препятствуя миграции флюида через себя. Обладая необходимыми реологическими свойствами, агрегативной и седиментационной устойчивостью при термобарическом и сероводородном воздействии, низкой коррозионной активностью, WARP легок в обращении при приготовлении состава и закачке его через задавочную линию. Находясь в затрубном пространстве, не выпадает в осадок, сохраняя равномерность состава по всему объему. А кольматанты (аэросилы и асбест), входящие в состав, герметизируют затрубное пространство.

Снизившееся давление на устье разгрузит уплотнительные элементы, благоприятно сказавшись на их ресурсе и безопасности эксплуатации.

Данный вид работ применяется на фонде скважин АГКМ с 2009 года. Технология закачки по мере накопления опыта применения претерпевала неоднократные изменения, направленные как на облегчение процесса проведения работ, так и усовершенствования технологии герметизации затрубного пространства скважин:

- применение новых кольматирующих агентов, таких как пластик дробленый, карбоколл различных фракций, резиновая крошка;
- применение механизированных способов приготовления кольматирующей пачки;
- создание искусственной приемистости;
- закачка методом гравитационного замещения.

На 01.01.2017 шестнадцать скважин, на которых были произведены работы по установке надпакерной пачки WARP, переведены в герметичный фонд по состоянию затрубного пространства. За счет этого произошло улучшение соответствующих показателей технического состояния фонда скважин.

На основе опыта применения технологической жидкости на АГКМ были разработаны и утверждены технические требования для поставки утяжеленного реагента на углеводородной основе для использования на объектах ООО «Газпром добыча Астрахань».

В рамках выполнения программы по импортозамещению и для снижения затрат на проведение работ по ограничению и снижению межколонных и затрубных давлений был испытан отечественный аналог технологической жидкости WARP - компонент бурового раствора HW-FLUID по ТУ 2458-013-81840845-2014. По результатам испытаний компонент бурового раствора HW-FLUID рекомендован к применению на скважинах АГКМ.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ УТИЛИЗАЦИИ ПЛАСТОВЫХ СТОЧНЫХ ВОД НА АГПЗ

Селиверстов А.В., Грибанов Д.С., Зиненко В.С.
ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»

Одной из актуальных проблем на Астраханском ГКМ является утилизация пластовых сточных вод, а именно: несвоевременный выход из строя поглощающих скважин на полигоне захоронения промстоков.

На установку У-171/271 поступает пластовый продукт по трубопроводам в турбулентном режиме, где происходит интенсивное перемешивание, способствующее образованию стойких углеводородных эмульсий.

Следствием этого является то, что с установки обработки производственных сточных вод У-122/222 (рис. 3) пластовые сточные воды направляются на полигон закачки в поглощающие горизонты (подземное захоронение) с очень большим содержанием углеводородов.

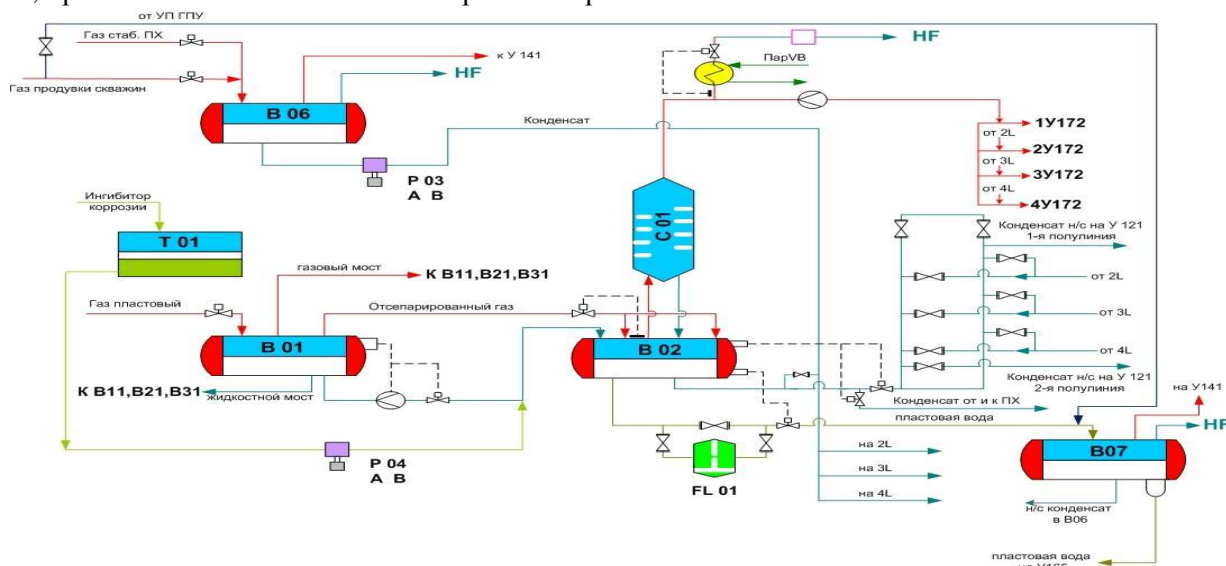
На У-122/222 не предусмотрены варианты разрушения эмульсий, и все усилия направлены на удаление из пластовых сточных вод кислых газов и их соединений.

Это периодически приводит к аварийному падению приемистости скважин, кольматации призабойной зоны поглощающих горизонтов, проведению внеплановых КРС скважин с их остановом.

Монтаж дополнительных емкостей объемом $V=100\text{ м}^3$ на самом полигоне закачки пластовых сточных вод не решил проблему разрушения эмульсий, а лишь усложнил решение. Теперь с полигона откачки пластовых сточных вод в поглощающие горизонты мы постоянно везем на АГПЗ автотранспортом большое количество отстоявшихся в отстойниках водонефтяных эмульсий.

Следовательно, одним из недостатков существующей схемы по утилизации пластовых сточных вод является:

Аварийное падение приемистости скважин, следствием чего являются внеплановые работы по КРС, простой скважин и кислотные обработки призабойной зоны скважин.



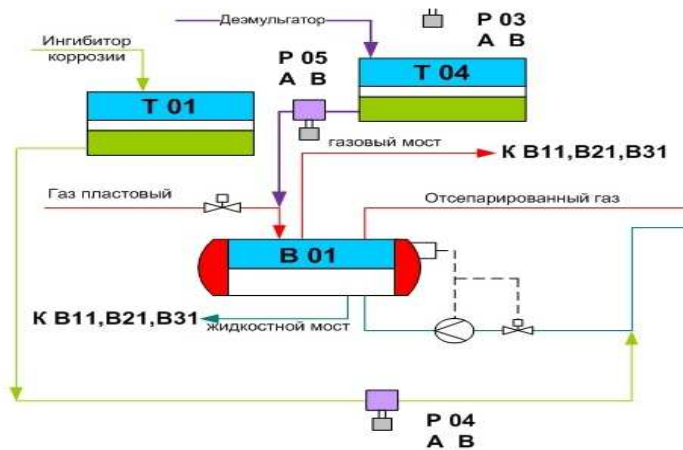


Рисунок 2

Установка сепарации пластового газа высокого давления У-171 с путевой деэмульсацией перед емкостью В01

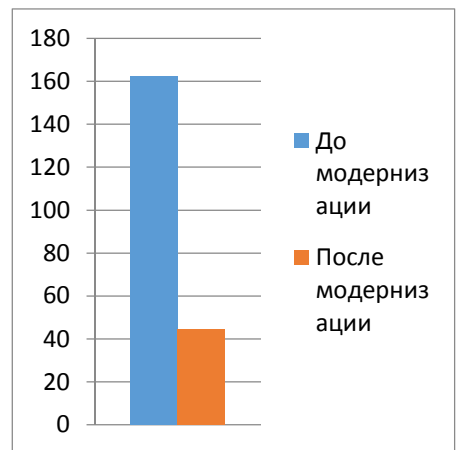


Диаграмма 1

Содержание углеводорода до и после применения Деэмульгатора

В результате ввода деэмульгатора исключаются внеплановые работы по КРС, простой скважин и кислотные обработки призабойной зоны скважин, что сократит финансовые потери Астраханского ГКМ более чем на ~2 765 673 руб.

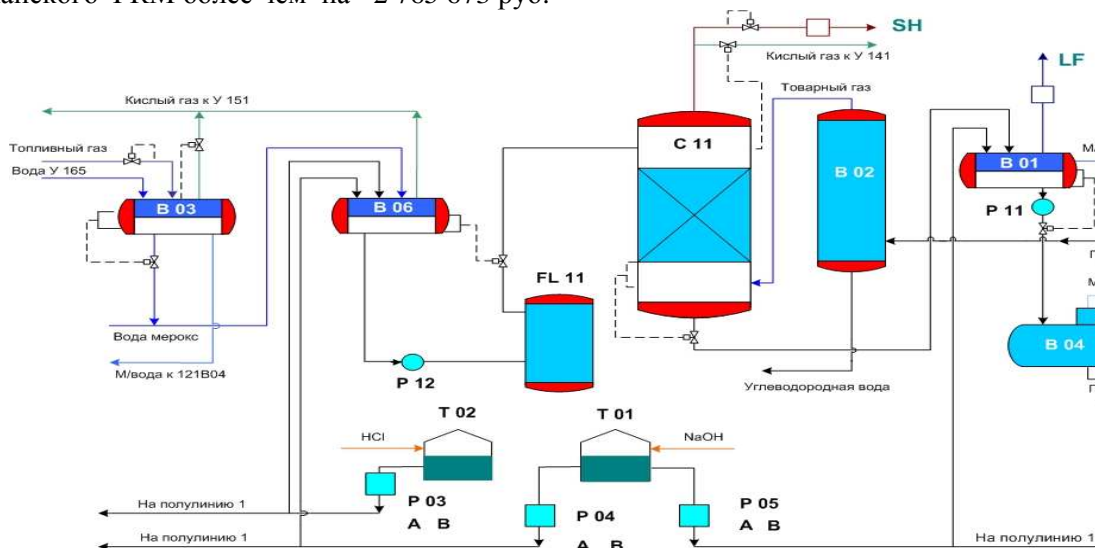


Рисунок 3

Установка обработки производственных сточных вод У-122/222

ПРИМЕНЕНИЕ ЦВИТТЕР-ИОННЫХ ПАВ В ТЕХНОЛОГИЯХ ПОВЫШЕНИЯ НЕФТЕОТДАЧИ ВЫСОКОТЕМПЕРАТУРНЫХ ПЛАСТОВ

Шаринов Р.Р., Мингазов Р.Р.

ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет»

Большинство нефтяных месторождений России находятся на поздних стадиях выработки, нефтеотдача в которых не превышает 40 % [1-2]. Также с каждым годом уменьшается количество открываемых месторождений. В немалой степени это связано с уменьшением объема поисковых и геологоразведочных работ, а также с объективно ухудшающейся структурой ресурсов, при которой по мере увеличения степени изученности территории выявляются менее перспективные объекты. Таким образом, рост добычи нефти в долгосрочной перспективе будет связан не только и не столько с введением в разработку новых месторождений, сколько с увеличением темпов отбора из

разрабатываемых месторождений, увеличением нефтеотдачи на старых месторождениях. Роль таких запасов в общей структуре будет ежегодно возрастать.

На сегодняшний день применение ПАВ в различных технологиях повышения нефтеотдачи пластов является наиболее предпочтительным с точки зрения сохранения коллекторских свойств продуктивных пластов, влияния на процесс подготовки и транспортирования нефти [3-4].

Для проведения лабораторных исследований процессов вытеснения нефти была разработана фильтрационная установка с возможностью поддержания избыточного давления 7 атм и температуры до 130° С, которая позволяет проводить эксперименты на насыпных моделях пласта.

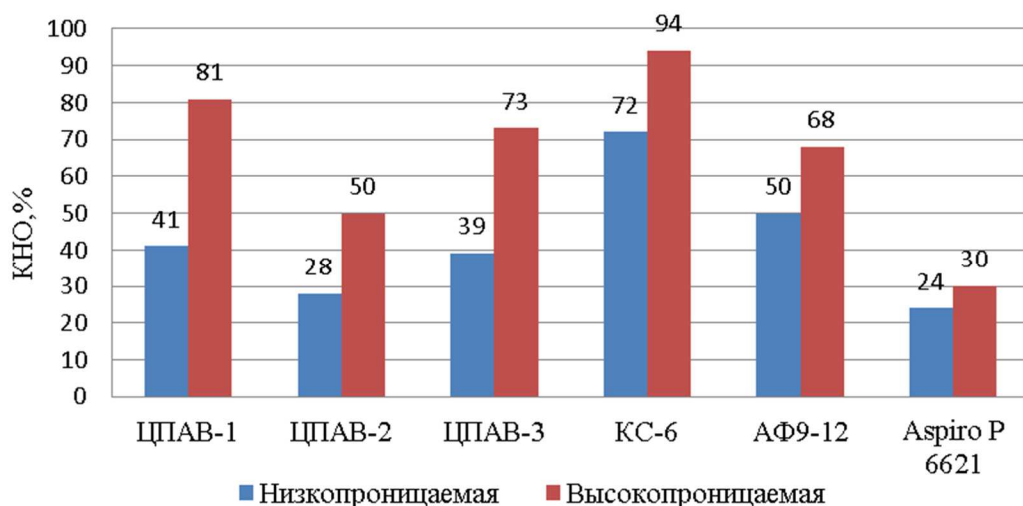
Были проведены исследования с целью выяснения возможности применения водных растворов цвиттер-ионных ПАВ в качестве реагентов для вытеснения нефти. Были выбраны цвиттер-ионные ПАВ с различными углеводородными радикалами от C12 до C22 с условными названиями: ЦПАВ-1, ЦПАВ-2 и ЦПАВ-3. В качестве реагентов сравнения были выбраны наиболее распространенные реагенты, применяемые на нефтепромыслах в технологиях увеличения нефтеотдачи: Реагент КС-6 (ООО «СурфаХим»), Неонол АФ₉-12 (ПАО «Нижнекамскнефтехим»), а также полимер на основе полиакриламида Aspigo P 6621 (BASF), который несколько лет успешно применяется на нефтепромыслах в технологиях полимерного заводнения (рис. 1).

Водный раствор на основе КС-6 обладает хорошими нефтевытесняющими свойствами, причем суммарный коэффициент нефтеотдачи (КНО) составляет 72% и 94% при 25°С через низко- и высокопроницаемые пласты соответственно. Однако эффективность реагента существенно снижается при высоких температурных режимах за счет снижения вязкости раствора.

Снижение КНО с увеличением температуры для оксиэтилированного алкилфенола АФ₉-12 не столь существенно, потому как водные растворы на основе данного ПАВ изначально не обладают высокой вязкостью. Широкое применение Неонола АФ₉-12 связано с его хорошими нефтеотмывающими свойствами, однако технологии с его применением не влияют на увеличение охвата пласта.

Результаты исследования нефтевытесняющей способности водного раствора полимера Aspigo P 6621 показали его низкую эффективность при вытеснении нефти. Что можно связать с отсутствием нефтеотмывающих свойств и чувствительностью вязкости системы к высокой температуре.

Несмотря на низкие нефтеотмывающие свойства растворов полимеров, полимерное загущение нагнетаемой воды в промышленной практике является достаточно распространенным эффективным методом, воздействующим на остаточную нефть. Повышение нефтеотдачи происходит за счет увеличения коэффициента охвата пласта вследствие изменения скорости фильтрации пластовых флюидов. Вязкость должна обеспечивать равномерное продвижение фронта вытеснения закачиваемого агента.



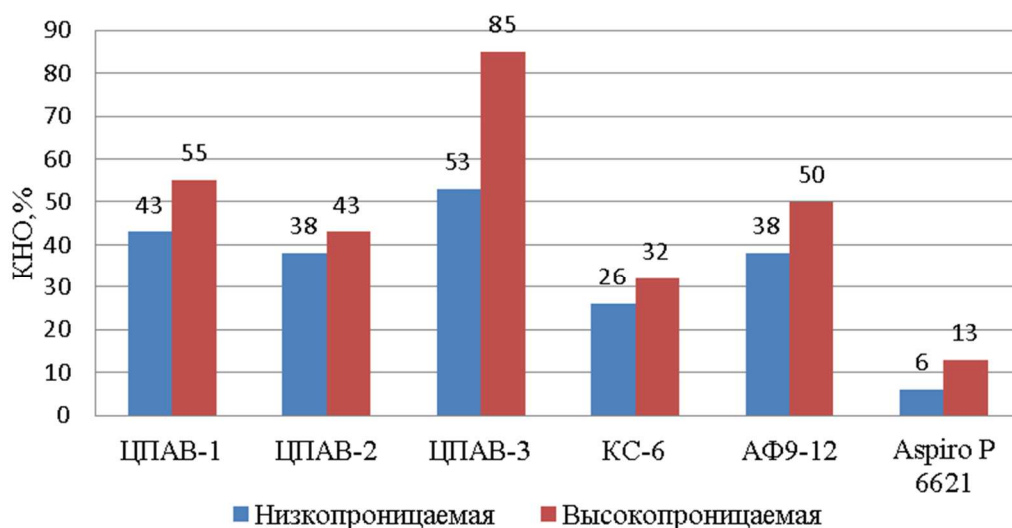


Рисунок 1
Общий KHO через низко- и высокопроницаемые модели пласта :
а) при 25°C; б) при 90°C

В результате проведенных исследований установлено, что изучаемые цвитер-ионные ПАВ устойчивы к минерализованным пластовым водам, обладают загущающими способностями, снижают поверхностное натяжение водного раствора и обладают способностью увеличения KHO до 70-80%. Однако наиболее универсальным и эффективным как для пластов с низкими значениями температур, так и с высокими является ЦПАВ-3.

Список литературы:

1. Александров С.С. О проблемах и опыте разработки трудноизвлекаемых запасов // Нефть Газ Промышленность. – 2012. – №3. – с. 26–27.
2. Джафаров И.С., Боксерман А.А., Рожков Г.В. Ресурсная база и развитие нефтедобычи в России. — СПб.,Недра, 2006. - 155 с.
3. Бородина М.П., Кисловец П.М., Тульбович Б.И. Получение мицеллярных растворов на основе сульфоната аммония и определение их эффективности в повышении нефтеотдачи// Нефтепромысловое дело. -1976. №4. с. 7-10.
4. Муслимов Р.Х. Современные методы управления разработкой нефтяных месторождений с применением заводнения: Учебное пособие. – Казань, Изд-во Казанского ун-та, 2005. – 681 с.

ПРИДАНИЕ МАГНИТНЫХ СВОЙСТВ ИНГИБИТОРУ КОРРОЗИИ ПУТЕМ СМЕШИВАНИЯ С МЕЛКОДИСПЕРСНЫМ МАГНЕТИТОМ

*Нурматов Н.З., Анцупов К.С.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Коррозия оборудования при добыче газа и газового конденсата является актуальной проблемой в современной газодобывающей промышленности. На сегодняшний день для предотвращения коррозии металлического оборудования устья газовых скважин используют противокоррозионные жидкости – ингибиторы коррозии.

Ингибиторы коррозии – вещества, которые, находясь в коррозионной среде в достаточной концентрации, сильно замедляют либо вообще прекращают коррозионное разрушение металла. Ингибитором коррозии может быть как одно соединение, так и смесь нескольких веществ [1].

Ингибитор коррозии закачивается насосом в призабойную зону скважины, откуда под высоким давлением распространяется по шлейфу (газоконденсатопроводу), образуя тонкую пленку. Однако со временем часть ингибиторной пленки уносится потоком газа под высоким давлением, а оставшаяся часть стекает с поверхности трубопровода, следовательно, требуется повторное закачивание этой жидкости.

В данной работе рассматривается метод придания магнитных свойств противокоррозионной жидкости путем добавления мелкодисперсного магнетита для повышения ее эффективности.

Как известно, при дроблении в порошок магнетит не теряет своих ферромагнитных свойств. Также известно, что мелкодисперсный магнетит хорошо растворим в эфирах, углеводородах и других химических веществах [2].

На фотографии представлен магнитный нанопорошок. В каждой крупнице такого порошка собраны десятки и сотни миллиардов магнитных наночастиц – частиц магнетита.



Рисунок 1
Магнитный нанопорошок

Смешивание магнитного нанопорошка с ингибитором коррозии придаст последнему магнитные свойства, что позволит лучше обволакивать стенку трубопровода и повысит эффективность ингибирования. Данный процесс изображен на рисунке 2. Как видим, магнетит в составе ингибитора образует тонкую пленку на поверхности металла.

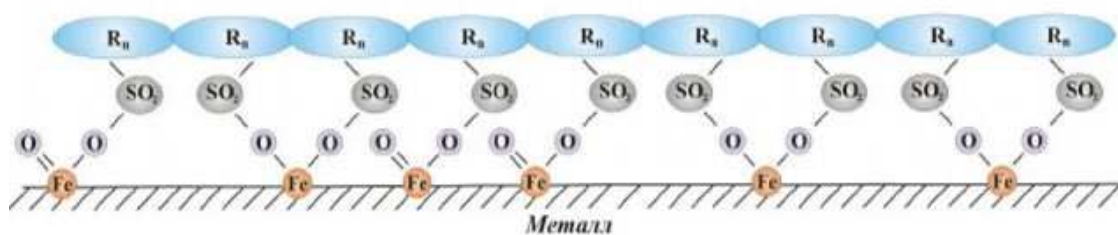


Рисунок 2
Пленка смеси ингибитора и магнетита на поверхности металла

Список литературы:

1. Кравцов В.В., Черкасов Н.М., Гладких И.Ф., Шингаркина О.В. Неметаллические материалы и покрытия в противокоррозионной технике. М.: Недра, 2008. 456с.
2. Черкасов Н.М., Гладких И.Ф., Загретдинова Н.М., Гумеров К.М. Инновационный подход к повышению надежности изоляционного покрытия трубопроводов//Коррозия «Территории Нефтегаз». 2007. №3. С.24-29.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОЧИСТКИ БУРОВОГО РАСТВОРА ОТ ШЛАМА В УСЛОВИЯХ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Дурин В.В.

ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»

Цель данной работы заключается в совершенствовании оборудования для очистки бурового раствора от шлама в условиях Астраханского ГКМ.

Задачи:

- 1) анализ существующих аналогов,
- 2) оценка конструкции и технологических параметров оборудования для очистки бурового раствора от шлама в условиях Астраханского ГКМ

Поступающие в буровой раствор частицы выбуренной породы оказывают вредное влияние на его основные технологические свойства, а следовательно и на технико-экономические показатели бурения, поэтому очистке буровых растворов от вредных примесей уделяют особое внимание

Для очистки бурового раствора от шлама используется комплекс различных механических устройств: вибрационные сита, гидроциклонные шламоотделители (песко- и илоотделители), сепараторы, центрифуги, показанный на рис. 1.

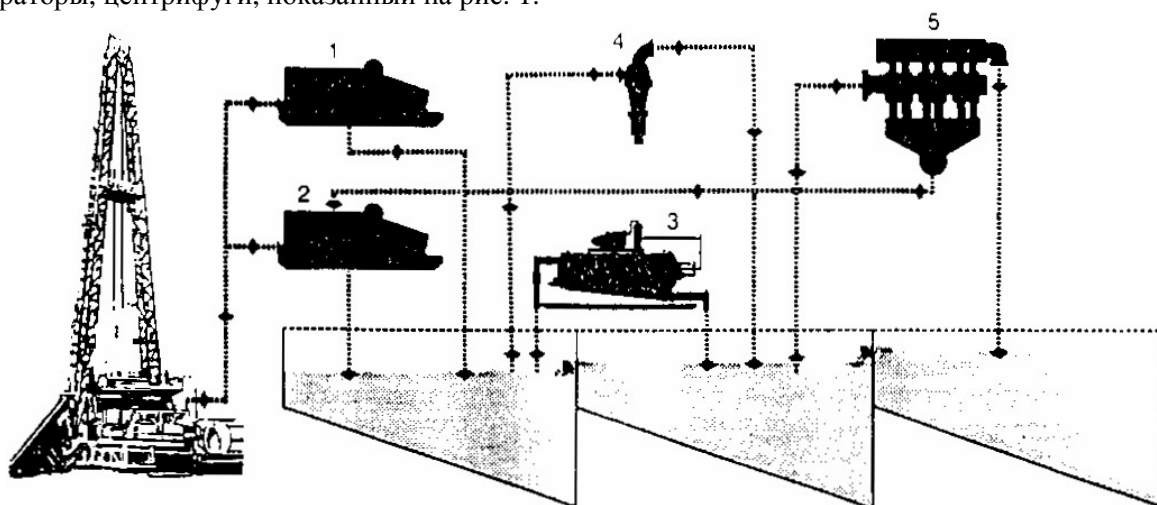


Рисунок 1.

Комплекс для очистки бурового раствора:

- вибросито СВАКО Супер Скрин; 2 - вибросито СВАКО Супер Скрин; 3 - дегазатор СВАКО;
- 4 - пескоотделитель СВАКО; 5 - илоотделитель СВАКО.

Каждый аппарат, используемый для очистки раствора от шлама, должен пропускать количество раствора, превышающее максимальную производительность промывки скважины. Расчеты показали, что понижение диаметра частиц в буровом растворе с 50 мкм до 25 мкм увеличивает межремонтный пробег поршней бурового насоса на 7%, а цилиндров буровых насосов на 3 %.

Список литературы:

1. Нифонтов Ю.А., Клещенко И.И. Ремонт нефтяных и газовых скважин.- В 2-х частях.- Ч.1.- СПб.: Профессионал, 2011
2. Вадецкий Ю.В. Бурение нефтяных и газовых скважин М. Недра 2014 – 255с.
3. Элишевский И.В., Орсуляк Я.М., Староиский М.Н. Типовые задачи и расчеты в бурении. М.: Недра 1974 – 504 с.
4. Булатов А.И., Макаренко П.П., Проселков Ю.М. Буровые промывочные и тампонажные растворы: Учеб. пособие для вузов. - М.: ОАО "Издательство "Недра" 2012.

РАЗРАБОТКА МЕТОДА ПРОГНОЗА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ВОДОИЗОЛЯЦИОННЫХ РАБОТ НА ПРИМЕРЕ ЯМБУРГСКОГО НЕФТЕГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

Легкоконец В.А., Мардашов Д.В.
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

Одной из актуальных проблем при добыче газа на месторождениях, находящихся в поздней стадии разработки, является обводнение скважин, сопровождающееся их «самозадавливанием» из-за скапливаемой на забое жидкости. Данная проблема в основном решается путем проведения водоизоляционных работ (ВИР).

При планировании ВИР важным этапом является выбор скважин-кандидатов для конкретной водоизоляционной технологии. Практика показывает, что в ряде случаев из-за низкой эффективности ВИР не обеспечивается выполнение поставленной перед ними задачи, что влечет за собой уменьшение прибыли добывающего предприятия по причине возникновения некупленных затрат. Поэтому важно не только иметь эффективную водоизоляционную технологию, но и правильно осуществлять выбор скважин кандидатов.

В работе представлена методика по выбору скважин-кандидатов для проведения ВИР на примере сеноманской залежи Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения (ЯНГКМ).

Целью работы является разработка методики выбора скважин-кандидатов на основе геолого-физических параметров пласта и технологических факторов проведения ВИР на примере ЯНГКМ.

Задачи работы:

- выбор критерия успешности проведения ВИР и создание его экономико-математической модели;
- обоснование на модели факторов успешности проведения ВИР;
- формирование выборки скважин для анализа успешности проведения ВИР;
- анализ эффективности проведения ВИР на ЯНГКМ;
- применение модели для прогнозирования успешности ВИР и сравнение результатов прогнозирования с фактическими данными.

В исследовании использованы современные методы анализа массивов качественной и количественной информации применительно к прикладным отраслям наук (корреляционный анализ, регрессионный многофакторный анализ) [1, 2].

Выполнен анализ основных мероприятий по изоляции водопритока в газовых скважинах ЯНГКМ за рассматриваемый период, в результате которого выбраны факторы, потенциально влияющие на эффективность проведения работ, и построена корреляционная матрица их влияния на анализируемую величину (рисунок 1).

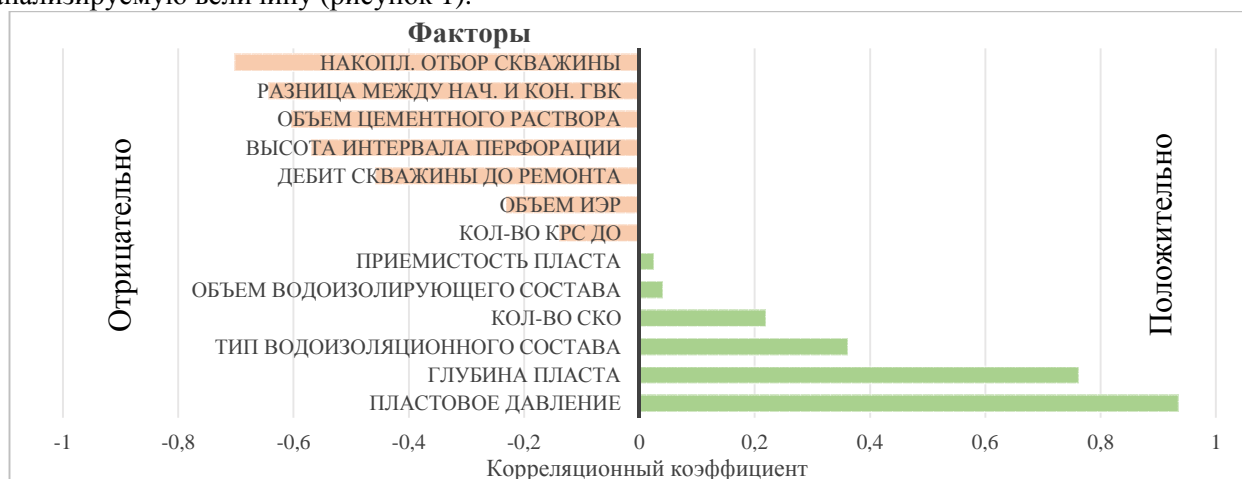


Рисунок 1
Степень влияния факторов на эффективность ВИР.

Подготовлены выборочные данные по скважинам ЯНГКМ. Построена математическая модель оценки эффективности водоизоляционных работ, в основу которой заложен критерий рентабельности от дополнительной добычи газа за счет проведения ВИР. Прогнозирование величины дополнительной добычи газа выполнено путем построения линейной модели методом

регрессионного анализа, содержащей в качестве объясняющих переменных геолого-физические характеристики залежи и технологические факторы проведения ремонтных работ.

В таблице 1 представлена статистика построенной модели. Близкие к единице значения величин множественного R, R-квадрат и нормированного R-квадрат подтверждают статистическую значимость модели, т.е. ее пригодность для использования при прогнозировании результата ВИР [1].

Таблица 1 – Статистика регрессионной модели.

Регрессионная статистика	
Множественный R	0,98
R-квадрат	0,97
Нормированный R-квадрат	0,95
Стандартная ошибка	29,029
Наблюдения	15

Полученная математическая модель может использоваться при прогнозировании дебита газовой скважины после ремонта с точностью в 95 % (учитывая доверительный интервал и коэффициент детерминации модели) и позволяет избежать издержек порядка 157 млн.руб. в год (с расчетом для 33 обводненных скважин сеноманской залежи ЯНГКМ, требующих ВИР в 2014 г.) за счет более грамотного выбора скважин-кандидатов для ВИР, имея в качестве исходных данных 5 факторов из 13 факторов-кандидатов, отобранных на этапе корреляционного анализа.

Разработанный подход к прогнозированию эффективности геолого-технических мероприятий соответствует «Перечню приоритетных научно-технических проблем ПАО «Газпром» на 2011-2020 годы» [3].

Список литературы

1. Магнус Я.Р., Катышев П.К., Пересецкий А.А. Эконометрика. Начальный курс: Учеб. 6-е изд-е, перераб. и доп. – М.: Дело, 2004. – 576 с.
2. Гмурман В.Е. Теория вероятностей и математическая статистика. Изд-е 9-е стер. – М.: Высшая школа, 2003. – 479 с.
3. Перечень приоритетных научно-технических проблем ОАО «Газпром» на 2011-2020 годы// Официальный сайт ОАО «Газпром»./ОАО «Газпром», 2011. 2 с. http://www.gazprom.ru/f/posts/97/653302/perechen_problemy_2011-2020.pdf. (дата обращения 15.12.2011).

СЕКЦИЯ 3

ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

ТЕХНОЛОГИЧЕСКИЙ ПРОЦЕСС ТИОЛИРОВАНИЯ НАФТЕНОВ В УСЛОВИЯХ МИКРОВОЛНОВОЙ АКТИВАЦИИ СЕРОВОДОРОДА АСТРАХАНСКОГО ГКМ

Анисимова Е.Э., Захаров А.Д.
 ООО «Газпром добыча Астрахань»

Нефтегазовые бассейны РФ содержат в значительном количестве мононафтены C₅, C₆ и их алкилпроизводные, причем по суммарному содержанию они преобладают над остальными классами углеводородов.

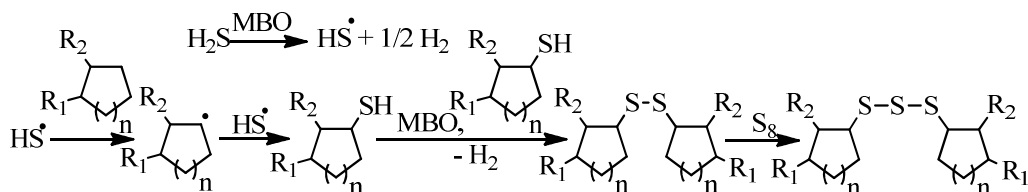
Огромный ресурс H₂S (25-27%) и достаточно высокое содержание нафтенов (циклоалканов) (12-18%) в сырье Астраханского ГКМ является полноценной базой для создания новых синтетических методов и технологических процессов. Основным источником нафтенов – бензиновые и керосиновые фракции. Максимальное содержание во фракции нк-300°С – 18,2%, включая (метил-)циклопентаны и (метил-)циклогексаны [1]. В связи с этим достаточно целесообразно в Астраханском регионе применять важный тиолирующий агент – H₂S для SH-функционализации циклоалканов, что позволит решить проблему его утилизации, а также откроет новые возможности использования нафтенов.

В настоящий момент в РФ стоит задача – рациональное использование природных топливно-энергетических ресурсов, то есть совершенствование процессов углубленной переработки углеводородного сырья с целью получения ценных продуктов нефтехимического синтеза [2]. Доля использования нефтяного сырья для нефтехимии в России составляет менее 3%, поэтому достаточно целесообразно вовлечение доступных компонентов нефти и природного газа в синтез органических производных серы.

Современные технологии в нефтяной и газовой отраслях достаточно успешно используют микроволновое облучение (МВО) на различных стадиях технологического процесса. Направления применения МВО в нефтегазовой промышленности весьма разнообразны: от разведки месторождений до нефте- и газохимических технологий и процессов переработки углеводородсодержащих отходов [3].

Для развития технологии очень важен тот факт, что МВО отличается гибкостью в регулировании. В связи с этим возможно мгновенно дозировать подачу количества теплоты, технологический процесс легко автоматизировать и оптимизировать условия его проведения в промышленных масштабах. Эффективность применения МВО заключается в значительном сокращении продолжительности реакции, проводимой без растворителя.

В работе предложен новый способ тиолирования нафтенов (I-VIII) с участием H₂S в условиях МВО:



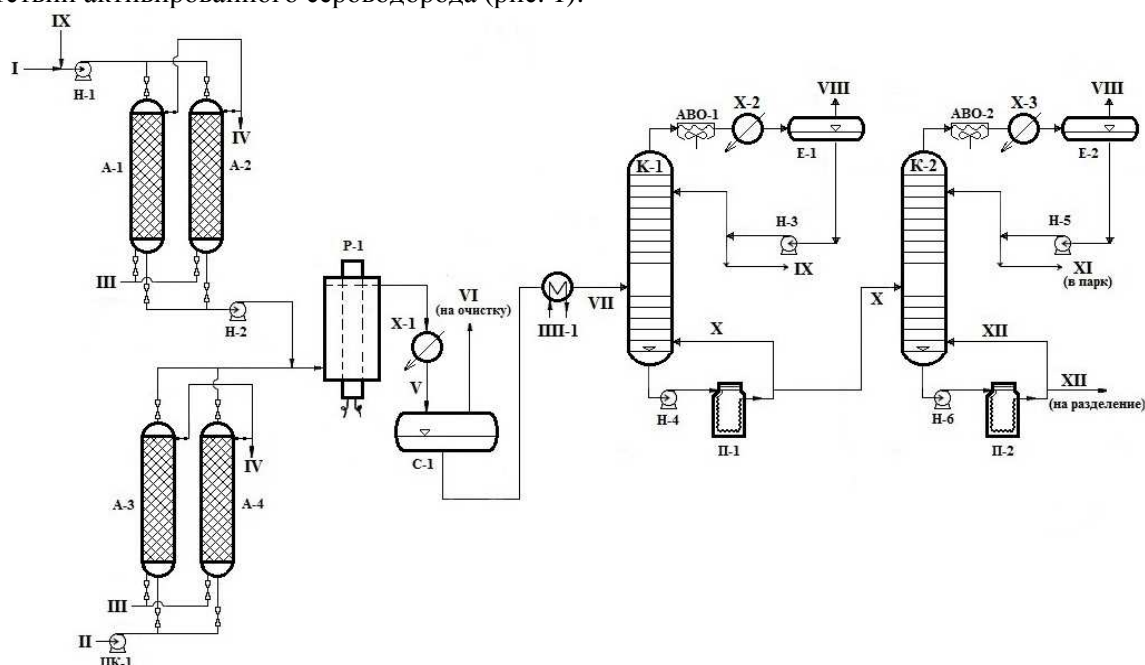
n=1, R₁=H, R₂=H (I); n=2, R₁=H, R₂=H (II); n=3, R₁=H, R₂=H (III); n=4, R₁=H, R₂=H (IV); n=1, R₁=CH₃, R₂=H (V); n=2, R₁=CH₃, R₂=H (VI); n=2, R₁=C₂H₅, R₂=H (VII); n=2, R₁=CH₃, R₂=CH₃ (VIII).

Данный способ приводит к созданию новых технологических приёмов, в которых МВО играет роль непосредственно инициатора реакции либо позволяет увеличивать эффективность катализатора низкой стоимости.

Целью данной работы явилась разработка технологии процесса получения циклоалкантиола, основанной на одностадийности реакции тиолирования нафтена, входящего в состав углеводородного сырья нефте- и газохимических производств, сероводородом в условиях микроволнового облучения.

Ключевой стадией реакции является гомолиз реагента под действием МВО. Циклоалкантиол также подвергается гомолизу, что приводит далее к дисульфиду и трисульфиду. Они используются в качестве присадок к моторным маслам, пестицидов, красителей, антикоррозионных добавок, агентов для вулканизации каучуков при производстве резины и в синтезе полимерных материалов. Особенно значима их роль как составляющих лекарственных препаратов широкого спектра действия и лечебных косметологических средств. Состав смеси продуктов реакции, их выход и соотношение зависят от мощности МВО (420, 560, 700 Вт) и времени реакции (3-18 мин). С увеличением размера цикла и степени замещенности способность соединений (I-VIII) к образованию C-S связи незначительно снижается.

На основании результатов проведенных экспериментальных исследований разработана технологическая схема установки микроволнового синтеза циклоалкантиола на основе циклоалкана в присутствии активированного сероводорода (рис. 1):



Технологические аппараты:

P-1 – микроволновой реактор; **E-1 – E-2** – сборные емкости; **A-1 – A-4** – адсорберы - десорберы; **K-1 – K-2** – ректификационные колонны; **H-1-H-6** – насосы; **ЦК-1** – компрессор; **C-1** – газосепаратор; **X-1 – X-3** – холодильники; **АВО-1 – АВО-2** – аппараты воздушного охлаждения; **П-1 – П-2** – цилиндрические печи; **ПП-1** – пароподогреватель.

Технологические потоки:

I – нафтен, **II** – сероводород; **III** – топливный газ, **IV** – увлажненный топливный газ, **V** – газо-продуктовая смесь, **VI** – непрореагировавший сероводород+водород; **VII** – жидкие продукты реакции и непрореагировавший нафтен; **VIII** – газы; **IX** – рециркулят; **X** – продукты реакции; **XI** – циклоалкантиол; **XII** – дисульфиды и полисульфиды.

Рисунок 1

Технологическая схема процесса получения циклоалкантиола

Стадия тиолирования в реакторе P-1 осуществляется при температуре 45°C, атмосферном давлении, мощности микроволнового облучения 700 Вт в течение 5 мин. Выход целевого продукта реакции варьируется в диапазоне от 16,8% до 31,4%.

Список литературы:

1. Парфенова Н.М., Косякова Л.С., Шафиев И.М. и др. // «Вести газовой науки», 2014, №2 (18), С. 27-35.
2. Р.Г. Галиев. Прикладная наука в развитии нефтеперерабатывающего комплекса России//Мир нефтепродуктов, 2006. – №1. – С.28-30.
3. Рахманкулов Д.Л., Бикбулатов И.Х., Шулаев Н.С., Шавшукова С.Ю. Микроволновое излучение и интенсификация химических процессов. – М.:Химия, 2003.– 220 с.

ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ ЗПКТ. РАЗВИТИЕ ПРОИЗВОДСТВА ВЫПУСКА МОТОРНЫХ ТОПЛИВ

*Ухваров А.В.
ООО «Газпром переработка»*

В связи с переходом европейских стран на новые нормативы, ужесточающие требования к качеству дизельного топлива, одной из главных задач нефтеперерабатывающих заводов России является переход на производство экологически чистого дизельного топлива класса ЕВРО. Суть данного перехода заключается в модернизации существующих производственных мощностей. С 2008 года на территории Российской Федерации введён технологический регламент «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту». Согласно регламенту производство транспортных топлив осуществляется в отношении класса 2 – до 31 декабря 2012 г.; класса 3 – до 31 декабря 2014 г.; класса 4 – до 31 декабря 2015 г.; класса 5 – срок не ограничен. (Изменённая редакция от 7 сентября 2011 г.)

В настоящее время на существующих мощностях установки получения дизельного топлива (УПДТ) Завода по подготовке конденсата к транспорту (ЗПКТ) налажено производство дизельного топлива 3 класса «Арктика», топлива для реактивных двигателей марки ТС-1.

Дизельное топливо выпускается на ЗПКТ по ТУ 0251 – 088 – 00151638 – 2012 класса 3 с содержанием серы не более 350 (ppm), что соответствует 3 классу технического регламента. Фактическое содержание серы и её соединений в выпускаемом заводом дизельном топливе 60-75 (ppm). В связи с вышесказанным произошло сокращение выпуска данного топлива на мощностях УПДТ, и производится исключительно для собственных нужд ПАО «Газпром». Проблему выхода на внутренний рынок РФ возможно решить, используя современные разработки по обессериванию топлив, доведя выпускаемое на Уренгойском ЗПКТ ДТ до 5 класса.

В виду малого потребления (что не позволяет в полном объёме загрузить существующие мощности ЗПКТ по выпуску тяжёлых моторных топлив) мощности УПДТ возможно использовать для наращивания производства топлива для реактивных двигателей марки ТС-1 в соответствии с ГОСТ 10227-86 (изм. 1) путём сокращения выпуска дизельного топлива на собственные нужды ПАО «Газпром». Но существующая система отгрузки и хранения не позволяет в полном объёме достигнуть максимального выпуска данного вида продукции. Решение этой проблемы включит в себя реконструкцию Газонаполнительной станции с развитием комплекса по приёму, хранению, паспортизации и отгрузке ТС-1 железнодорожным транспортом.

ПРОЦЕСС ИЗОМЕРИЗАЦИИ ЛЕГКОЙ БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТА

*Азарова К.В., Морозов А.Ю., Каратун О.Н.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Прямогонные автомобильные бензиновые фракции, вырабатываемые в России, не соответствуют мировым стандартам качества и направляются на дальнейшую переработку и доведение до уровня действующих стандартов. Существующая структура нефтепереработки страны предполагает в ближайшее время массовое внедрение на российских предприятиях технологий мирового уровня, таких как изомеризация, гидроочистка, каталитический риформинг, гидродеароматизация; технологии получения алкилата на твердых катализаторах, современных процессов гидрокрекинга и целого ряда новых процессов на цеолитсодержащих катализаторах нового поколения (процессы «цеоформинг», «циклар» и другие). Таким образом, на перспективу до 2030 г. основными направлениями развития нефтеперерабатывающей промышленности будет дальнейшее улучшение качества моторных топлив с постепенным приближением их к качеству топлив в Западной Европе класса Евро-5. Следует особо указать на значительное отставание России в области производства эффективных катализаторов для современных процессов нефтепереработки и нефтехимии. Россия занимает 60-е место среди 125 стран по использованию каталитических технологий в нефтепереработке. Таким образом, в настоящее время большая часть не только технологий процессов, но и катализаторов наиболее значимых процессов импортируется. Сильная зависимость нефтеперерабатывающих и нефтехимических предприятий России от поставок современных эффективных катализаторов зарубежными компаниями представляет серьезную угрозу

для экономической безопасности России. В связи с этим наиболее актуальной задачей на данный момент является разработка высокоэффективных российских катализаторов. Использование различных катализаторов на основе цеолитов является неотъемлемой частью современной нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. В настоящее время установлено, что цеолиты могут служить катализаторами для многих процессов превращения углеводородов, протекающих по кислотно-основному механизму. Из-за особенности структуры цеолиты обладают свойством молекулярно-ситовой селективности, т.е. цеолиты способны сорбировать только вещества с определенным размером молекул. Также цеолиты типа пентасил относятся к классу суперкислот благодаря своим необычным кислотным свойствам. Все это делает цеолиты незаменимыми для использования во многих нефтехимических процессах, в которых они проявляют большую каталитическую активность, чем применяемые в настоящий момент традиционные каталитические системы.

Один из путей улучшения показателей автомобильных бензинов состоит в снижении содержания в них ароматических углеводородов, в том числе и бензола (самый легкокипящий среди ароматических углеводородов), который является особенно токсичным.

В компонентном составе суммарного фонда бензинов РФ содержание риформата достигает 54%, в котором концентрация ароматических углеводородов составляет 56-65%, в том числе бензола около 5%. Отсюда вытекает задача разработки и внедрения дополнительных процессов переработки риформата с целью снижения содержания в нём бензола. Таким процессом является изомеризация лёгких бензиновых фракций, которая в последние годы становится по существу стратегическим "бензиновым" процессом, обеспечивающим октановые характеристики суммарного бензинового фонда.

В качестве одного из продуктов на АГПЗ получается фракция 75-100 °С, содержащая в своем составе углеводороды C₆. Данная фракция обладает низким октановым числом. Поэтому задача облагораживания данной фракции с целью повышения октанового числа за счет процессов изомеризации является важной и актуальной задачей.

Для изготовления катализаторов были использованы цеолиты семейства пентасил марки ЦВН. В качестве связующего компонента использовался активный оксид алюминия.

Методика приготовления катализатора заключается в следующем. Исходный оксид алюминия подвергался пептизации азотной кислотой, затем смешивался с цеолитом. Полученную смесь вымешивали до получения однородной массы, затем гранулировали. Полученные экструдаты просушивали при температуре окружающей среды в течение суток, затем сушили при температуре 120 °С в течение 2 часов. Полученные образцы катализаторов размалывали с образованием фракции 1,0-2,5 мм.

Для исследования процесса изомеризации фракции 75-100 °С была собрана лабораторная установка проточного типа с кварцевым реактором. В реактор загружался катализатор в объеме 10 см³. Активацию (прокалку) катализатора проводили при температуре 550 °С на протяжении 5 часов.

В таблице 1 приведены результаты изменения свойств прямогонной фракции в зависимости от температуры на катализаторах, содержащих 20 % и 30 % цеолита ЦВН (ЦВН-1 и ЦВН-2 соответственно).

Т а б л и ц а 1 – Изменения свойств прямогонной фракции

Температура, °С	Показатель преломления при 20 °С
Исходная фракция	
	1,4200
ЦВН-1	
250	1,4196
300	1,4206
ЦВН-2	
250	1,4428
300	1,4482

Для примера показатель преломления н-гексана составляет 1,37486, 2-метилпентана - 1.371, циклогексана - 1.42623, бензола - 1.50110.

Как видно, при использовании катализатора ЦВН-2 показатель преломления увеличился, что говорит о возможном образовании циклопарафинов. В тоже время при использовании катализатора ЦВН-1 при температуре 250 °С показатель преломления исходной фракции 75-100 °С уменьшился, что говорит о возможно прошедших реакциях изомеризации.

В виду малого количества получаемого продукта определить октановое число не представилось возможным.

В соответствии со справочными данными октановое число н-гексана оставляет 24,8 пункта, в то время как октановое число циклогексана 83 пункта, а 2-метилпентана – 73,4 пункта.

Исходя из полученных данных можно предположить, что использование катализатора марки ЦВН-2 при переработке прямогонной бензиновой фракции 75-100 °С позволит увеличить ее октановое число. В тоже время данный продукт будет иметь более высокое октановое число, чем у продукта, полученного при использовании в качестве катализатора марки ЦВН-1.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ОЗОННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ ДИЗЕЛЬНЫХ ФРАКЦИЙ

Ионов Н.Г., Джувалыкова Н.С., Тараканов Г.В.

ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»

Ужесточение требований к содержанию серы в моторных топливах стимулирует поиск новых путей очистки углеводородного сырья от сернистых соединений и совершенствование существующих технологий процессов обессеривания. Недостатки гидрогенизационных процессов приводят к поиску альтернативных методов повышения качества дизельных фракций. Окислительные и адсорбционные методы их обессеривания, как правило, эффективны и экономичны только для малосернистых дизельных фракций или для доочистки сырья, в котором содержание серы и полициклоаренов уже предварительно снижено путём гидроочистки или экстракции.

Поэтому необходимы такие альтернативные пути облагораживания этого вида сырья, которые в значительной степени позволили бы снизить расходы на его облагораживание путём перевода сернистых соединений, олефинов, полициклических ароматических углеводородов в соединения других классов, которые могут являться ценными продуктами для дальнейшей переработки.

Среди методов окислительного воздействия на различные виды углеводородного сырья следует отметить обессеривание фракций нефти озонированием [1-4]. Этот метод позволяет не только разрушить конденсированные сернистые соединения и полиареновые структуры, но и получать на их основе высокоэффективные эмульгаторы. Проведённые ранее исследования процесса гидроочистки озонированной и неозонированной прямогонной дизельной фракции показывают эффективность предварительной обработки сырья озоном. Так, общее содержание серы в топливе после гидроочистки озонированной дизельной фракции в три раза меньше – 0,032% масс., чем при гидроочистке неозонированной фракции – 0,099% масс. Аналогичный результат был получен и для полициклических ароматических углеводородов, содержание которых в топливе после озонолиза и гидроочистки составляло 1,5 против 2,2% масс. для прямогонной фракции.

Перспективность указанного процесса обусловлена наличием промышленных озонаторов отечественного производства мощностью, сопоставимой с объёмами переработки нефтяных фракций на нефтегазоперерабатывающих заводах.

С целью дальнейших исследований разработанной технологии облагораживания для выделения окисленных продуктов из озонированной дизельной фракции нами осуществлён процесс жидкостной экстракции различными растворителями (N-метил-пирролидоном, ацетоном, пиридином) с последующей регенерацией растворителя из рафинатного и экстрактного растворов. Оптимальные условия экстракции определялись с помощью предварительного построения бинодальной кривой.

В дизельной фракции, полученной при вышеуказанных условиях, рентгено-флуоресцентным методом определялось содержание общей серы. При предварительном озонолизе дизельной фракции АГПЗ (Астраханского газоперерабатывающего завода) фиксировалось снижение сернистых соединений по сравнению с исходными данными сырья (1,31% мас. общей серы). Результаты проведённых экспериментов представлены на графиках 1 и 2.

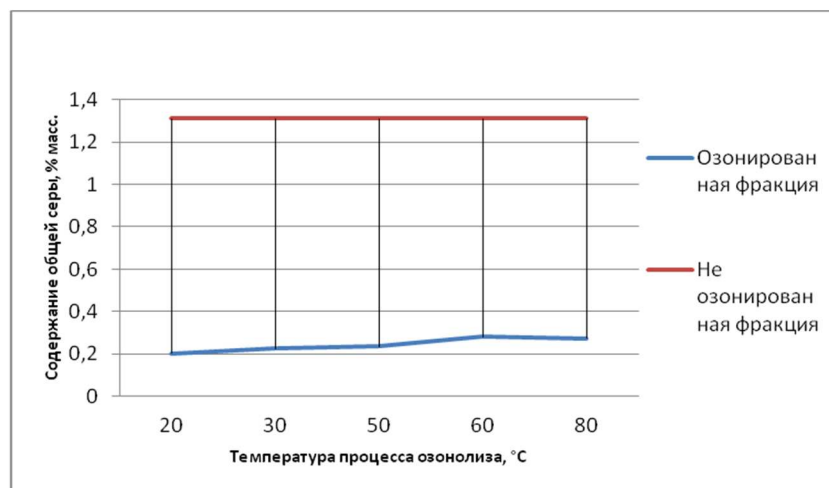


График 1

Зависимость содержания общей серы в озонированной дизельной фракции Астраханского ГПЗ от температуры процесса озонирования

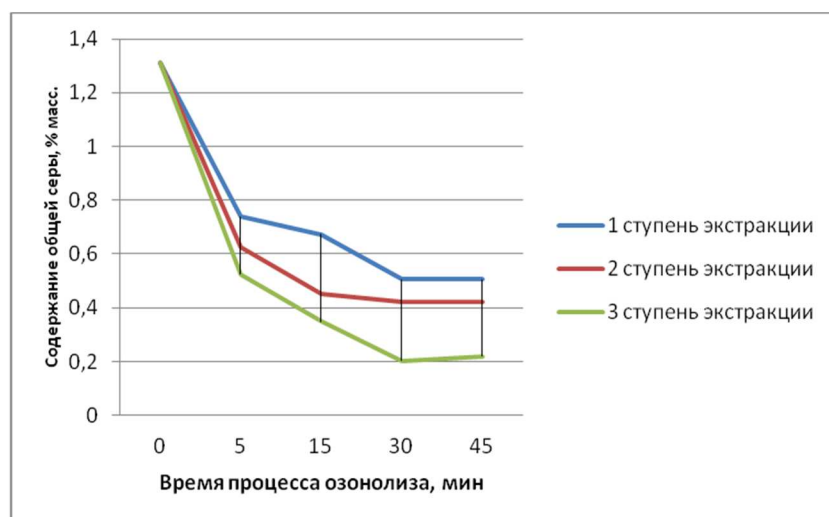


График 2

Зависимость содержания общей серы в озонированной дизельной фракции АГПЗ от продолжительности процесса озонирования и количества ступеней экстракции

Максимальное снижение концентрации общей серы на 85% (0,2023% масс.) наблюдалось при температуре озонирования 20°C, времени проведения озонирования 30 мин., скорости подачи озон-воздушной смеси 14 л/ч и последующей трёхступенчатой экстракции сернистых соединений из озоната N-метилпирролидоном в соотношении озонат:растворитель 1:1 и температуре и времени экстракции 63°C и 15 минут соответственно.

Список литературы:

1. Митусова Т.Н., Полина Е.В., Калинина М.В. Современные дизельные топлива и присадки к ним. М.: Изд-во «Техника», 2002. – 63 с.
2. Лихтерова Н.М., Лунин В.В., Торховский В.Н., Французов В.К., Кириллова О.И. Химическая активация дизельных фракций озонем для процесса гидроочистки // Нефтехимия. – 2006. – Т. 45, № 1. – С. 3-14.
3. Ионов Н.Г., Тараканов Г.В. Озонные технологии облагораживания дизельных фракций // Новейшие технологии освоения месторождений углеводородного сырья и обеспечение безопасности экосистем Каспийского шельфа: материалы VII Международной научно-практ. конф., 16. 09. 2016. – Астрахань: Изд-во АГТУ, 2016.
4. Казаков А.А., Тараканов Г.В., Ионов Н.Г. Обессеривание прямогонных мазутов озонированным воздухом / Технологии нефти и газа. – 2013. – № 2. – С. 23-26.

ПРИНЦИПИАЛЬНАЯ ВОЗМОЖНОСТЬ ЭКСТРАКЦИОННОЙ ОЧИСТКИ УГЛЕВОДОРОДНЫХ ФРАКЦИЙ ОТ СЕРНИСТЫХ СОЕДИНЕНИЙ И АРОМАТИЧЕСКИХ УГЛЕВОДОРОДОВ С ПОМОЩЬЮ ИОННЫХ ЖИДКОСТЕЙ

Тагирова В.Ф., Охлобыстина А.В.
ООО «Газпром добыча Астрахань»

В настоящее время во всем мире четко прослеживается определенная тенденция к снижению содержания ароматических углеводородов как в высокооктановых бензинах, так и в дизельных топливах (наиболее строго контролируется содержание бензола, менее 1%). Это вызвано требованиями экологических стандартов к качеству моторных топлив, которые помимо этого ограничивают содержание серы в бензинах и дизельных топливах. Для выполнения этих требований чаще всего прибегают к усложнению технологических процессов и применению дорогостоящих катализаторов, что неблагоприятно отражается на экономических показателях товарной продукции.

Проблема производства высококачественных бензинов, соответствующих современным техническим требованиям, обусловлена возникновением противоречия между необходимостью повышения октанового числа бензина путем риформинга, с одной стороны, и ограничениями относительно содержания такого высокооктанового компонента, как бензол, образующегося при риформинге, с другой стороны. Известно, что одним из перспективных способов является извлечение ароматических углеводородов из продуктов нефтяного происхождения путем экстракции при помощи избирательных растворителей. Более того, экстракция ароматических соединений из смешанных ароматических / алифатических потоков ионными жидкостями (ИЖ) требует меньшего количества технологических операций и меньшего потребления энергии по сравнению с обычными селективными растворителями, так как ионные жидкости оказывают пренебрежимо малое давление паров [1].

Ранее нами была изучена возможность обессеривания углеводородных топлив с помощью ионных жидкостей. Исследованные пиридиниевые и имидазолиевые соли показали себя как эффективные экстрагенты сернистых примесей. Также определены температурные, концентрационные и временные параметры эффективного обессеривания модельных топлив. Определены условия, при которых достигается максимальная степень извлечения соединений серы. Изучены процессы экстракции из реальных сред – бензина, мазута и других углеводородных фракций [2].

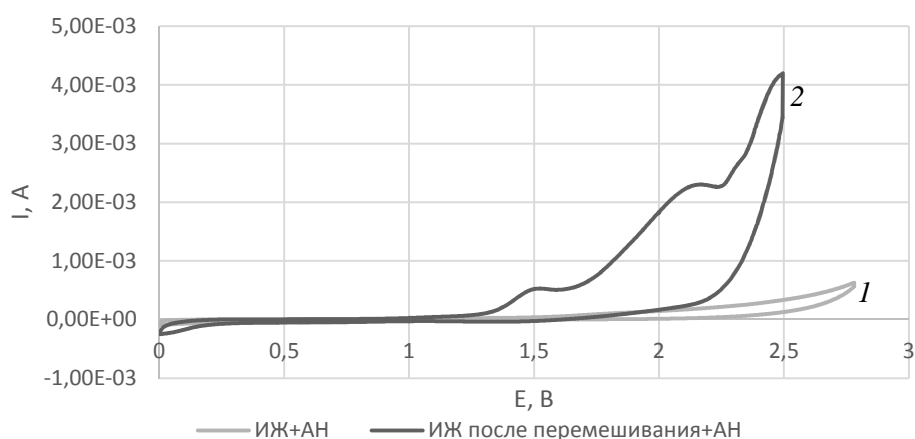


Рисунок 1

Циклическая вольтамперограмма окисления ИЖ до (1) и после (2) экстракции $[\text{BuPy}]\text{BF}_4$: CH_3CN (1:1) ($\nu=200$ мВ/с, Ag/AgCl , $\text{C}=5 \cdot 10^{-3}$ моль/л, Pt-электрод)

Для оценки возможности извлечения ароматических углеводородов нами был проведен эксперимент на модельной смеси. К 1 мл (1,2 г) ионной жидкости 1-бутил-4-метилпиридиния тетрафторборат ($[\text{BuPy}]\text{BF}_4$) добавили смесь, состоящую из 0,6 г н-гептана и 0,6 г бензола. Трехкомпонентную систему перемешивали в течение 15 мин при комнатной температуре. После окончания перемешивания производили отстаивание в течение 30 мин. Далее углеводородная фаза была отделена от ионной жидкости. Затем к последней добавили 1 мл ацетонитрила (АН) и сняли циклическую вольтамперограмму в диапазоне развертки потенциала от 0В до 2,5В (рис. 1). Как видно

из рисунка, после контакта ИЖ с углеводородной смесью наблюдается образование нового пика при потенциале $E_{па} = 2,22В$, который соответствует пику окисления бензола.

Соединив экстракционные свойства ионных жидкостей, позволяющие извлекать как соединения серы, так и арены, с их отличительной способностью проводить электрический ток в широком диапазоне потенциалов, можно проводить синтез ценных ароматических соединений серы, в том числе меркаптопроизводных толуола.

В результате процесса экстракции C_4H_9SH из его смеси с н-гептаном была получена ионная жидкость $[ВМРy]BF_4$, загрязненная меркаптаном. Далее в загрязненную жидкость добавляли субстрат – толуол ($E_{па} = 2,68 В$). В результате электролиза смеси C_4H_9SH с толуолом в ионной жидкости при постоянном потенциале окисления C_4H_9SH (1,9 В) через 17 мин наблюдалось образование нового пика меркаптопроизводного толуола ($E_{па} = 2,37 В$) (рис. 2), выход по току которого составил 38%.

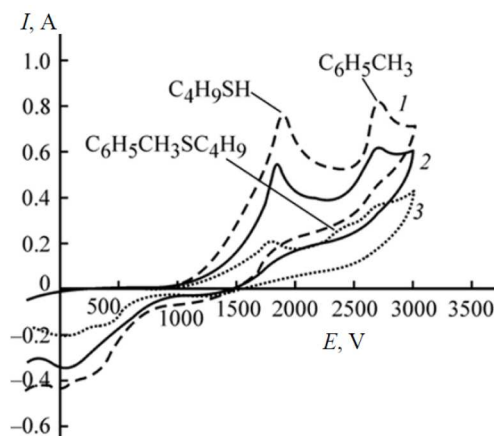


Рисунок 2

Циклические вольтамперограммы процесса электролиза C_4H_9SH с толуолом в среде $[BuPy]BF_4 : CH_3CN$ (1:1) ($v=200$ мВ/с, $Ag/AgCl$, $C=5 \cdot 10^{-3}$ моль/л, Pt-электрод). (1) до электролиза, (2) после электролиза 7 мин, (3) после электролиза 17 мин

Таким образом, ионные жидкости способны эффективно извлекать соединения серы и ароматические углеводороды. После экстракции ионные жидкости могут быть регенированы путем электрохимических превращений без добавления других растворителей и фонового электролита. При этом могут быть получены меркаптопроизводные ароматические соединения, обладающие антиоксидантными свойствами и являющиеся прекурсорами в синтезе ценных металлорганических соединений.

Список литературы:

1. G. Wytze Meindersma,* Antje R. Hansmeier, and Andre B. de Haan «Ionic Liquids for Aromatics Extraction. Present Status and Future Outlook» // Ind. Eng. Chem. Res. 2010, 49, 7530–7540.
2. A.V. Okhlobystina, A.O. Okhlobystin, N.N. Letichevskaya, V.F. Abdulaeva, N.O. Movchan, N.T. Berberova «Alternative method for the desulfurization of hydrocarbon fuels // Mendeleev Communications», 2017, 27, 104-105.

ИССЛЕДОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ СУЛЬФОКИСЛОТ НА ВОДОНЕФТЯНУЮ ЭМУЛЬСИЮ

Едигарьев Р.С., Очередко Ю.А.

ФГБОУ ВО «Астраханский государственный университет»

Добываемая из нефтяных скважин нефть является нефтью частично, поскольку вместе с ней из скважины выносятся: углеводородный газ, механические примеси и пластовая вода. Начальный период разработки нефтяных месторождений характеризуется добычей безводной нефти, но в процессе эксплуатации скважины содержание воды в нефти увеличивается. Вода, растворенные в ней соли и механические примеси вызывают коррозию и износ оборудования, что приводит к удорожанию транспортировки и переработки нефти. Содержащиеся в нефти природные эмульгаторы – поверхностно-активные вещества (ПАВ), такие как смолы, асфальтены, парафины, создают

достаточно прочные водонефтяные эмульсии. В процессе подготовки нефти к переработке на установках ЭЛОУ удаляются соли путем промывки водой в присутствии электрического поля. Разрушение эмульсий производят с использованием синтетических ПАВ (деэмульгаторов) путем добавления их в нефтяную эмульсию. [1]

В качестве деэмульгаторов используют анионные ПАВ на основе сульфокислот. [2] Так как структуры сульфокислот многообразны, то и влияние их на водонефтяные эмульсии будет различно. Целью работы явилось исследование влияния структуры сульфокислоты на деэмульгирующую способность. Для этого было экспериментально исследовано влияние на устойчивость водонефтяной эмульсии трех сульфокислот: сульфаминовой (рис.1 - а)), сульфаниловой (рис.1 - б)), сульфосалициловой (рис.1 - в)) [3]. Сульфаминовая кислота представляет собой амид сульфокислоты, сульфаниловая кислота содержит одновременно аминогруппу и бензольное кольцо, а сульфосалициловая, помимо бензольного кольца, – карбоксильную и гидроксогруппу.

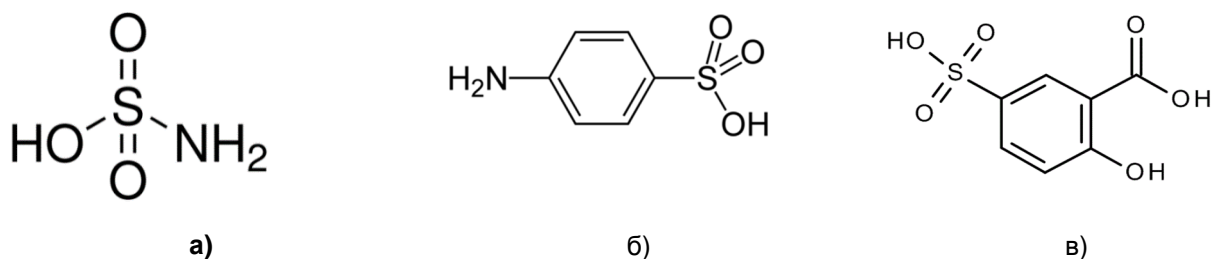


Рисунок 1

Структурные формулы сульфокислот: а) сульфаминовая; б) сульфаниловая;
в) сульфосалициловая

Первым этапом исследования было приготовление водонефтяных эмульсий. Для приготовления стабильной эмульсии в делительную воронку наливали 100 см³ нефти и 30 см³ дистиллированной воды, нагретой до 80°С. Затем смесь перемешивали в течение пяти минут. Было приготовлено 4 образца нефтяной эмульсии. Первую делительную воронку с эмульсией оставляли как контрольную. В три другие добавляли по 5 см³ 0.1 М раствора кислоты: во вторую – сульфаминовую, в третью – сульфаниловую, в четвертую – сульфосалициловую. Перемешивали смесь 5 мин и оставляли на три часа. После измеряли объем отделившейся воды.

В первой делительной воронке наблюдали устойчивую эмульсию, во второй – объем отстоявшейся воды составил 30 см³, в третьей – устойчивая эмульсия, а в четвертой – отделилось 6 см³ воды.

Можно сделать вывод, что наибольшей деэмульгирующей способностью обладает сульфаминовая кислота. Это, возможно, обусловлено тем, что молекула одновременно содержит сульфогруппу, которая является активным центром в анионных ПАВ, и аминогруппу – активный центр катионных ПАВ. Сульфаниловая кислота, отличающаяся от сульфаминовой только на одно бензольное кольцо, вовсе не проявляет деэмульгирующих свойств. Несмотря на то, что сульфосалициловая кислота имеет бензольное кольцо, она проявляет незначительные деэмульгирующие свойства, что, возможно, обусловлено наличием карбоксильной группы, также являющейся активным центром анионных ПАВ.

Список литературы:

- 1.Ахметов С.А и др. Технология и оборудование процессов переработки нефти и газа/ С.А. Ахметов СПб.: Недра, 2006. - 868 с.
- 2.Плетнев М.Ю. (ред.) Поверхностно-активные вещества и композиции. Справочник. – М. ИД «Косметика и медицина», 2002. – 752 с.
- 3.Химическая энциклопедия. Ред.кол.: Кнуняц И.Л. и др. – М.: Советская энциклопедия, 1995. – Т.4. (Пол – Три). – 639 с.

ВВЕДЕНИЕ УСТАНОВКИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ БЕНЗОЛА РАСТВОРИТЕЛЕМ ИЗ ФРАКЦИИ Н.К. - 90°С С УСТАНОВКИ ТИТУЛ 207 В ТЕХНОЛОГИЧЕСКУЮ СХЕМУ ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА АСТРАХАНСКОГО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

Перепеченова Е.Э.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

На сегодняшний день самым широко используемым природным энергоносителем является нефть. Основная цель ее переработки – получение топлив, причем больший акцент делается на максимальное выделение светлых нефтепродуктов – моторных топлив для поршневых двигателей внутреннего сгорания.

Астраханское месторождение – газоконденсатное. Газоконденсатное сырье используется для производства моторных топлив, а также в химической промышленности.

На Астраханском газоперерабатывающем заводе одним из направлений использования газового конденсата является получение моторных топлив, бензина в частности. Для повышения октанового числа бензиновой фракции её отправляют на установку каталитического риформинга. Катализат (риформат) идёт на установку Титул 207, где происходит ректификация на фракции:

- н.к. – 90°С – отправляется к потребителю;
- н.к. – 35°С – сырьё для установки изомеризации пентан-гексановых фракций;
- 35 – 75°С – один из компонентов получения товарного бензина.

Нас интересует фракция н.к. – 90°С, содержащая большое количество бензола.

Бензол – простейший из ряда ароматических углеводородов; является важнейшим сырьем для химической промышленности, поскольку он используется и как исходный реагент для синтеза самых разнообразных соединений, и как растворитель для других реакций (бензол растворяет практически все органические соединения, это своего рода "органическая вода").

Бензол используется для фармацевтической промышленности, синтеза пластмасс, синтетической резины и красителей.

В настоящее время бензол применяется в основном в производстве этилбензола, кумола и циклогексана. На основе бензола по-прежнему получают различные полупродукты (сульфо-, нитро-, галоген-, алкил-, арил-, ацетилбензолы и др.), используемые в дальнейшем для получения синтетических каучуков, пластмасс, синтетических волокон, красителей, поверхностно-активных веществ (ПАВ), инсектицидов, лекарственных веществ.

Бензол широко применяется также в качестве растворителя и экстрагента в производстве лаков и красок.

ГОСТ Р 51105-97 ограничивает содержание бензола и ароматических углеводородов в товарных бензинах, поэтому данная фракция не может входить в состав товарного бензина. Положительным моментом является то, что после выделения бензола фракцию н.к. – 90°С можно отправлять на установку получения товарного бензина для смешения. Фракция н.к. – 90°С содержит значительное количество низших изопарафинов, имеющих высокое октановое число. Этим можно добиться снижения затрат на дополнительные средства повышения октанового числа товарных бензинов, а также приращение объема выпускаемого товарного бензина.

Из вышесказанного можно выделить основные положения для выделения бензола:

- снижение затрат на повышение октанового числа бензина;
- бензол востребованный продукт;
- увеличение технико-экономического эффекта;
- повышение разнообразия выбора продукции;
- увеличение рынка сбыта;
- возможность развития нефтехимического синтеза до получения стирола, а также получение полимеров.

К ВОПРОСУ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ СПОСОБОВ ПЕРЕРАБОТКИ КУБОВЫХ ОСТАТКОВ АТМОСФЕРНОЙ ПЕРЕГОНКИ НА АСТРАХАНСКОМ ГПЗ

Низметов Р.И.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Переработка стабильного газового конденсата на Астраханском газоперерабатывающем заводе (АГПЗ) ООО «Газпром добыча Астрахань» включает в себя процесс атмосферной перегонки, одним из продуктов которого является кубовый остаток – мазут, реализуемый в качестве котельного топлива марки 100 ГКТ по ТУ-0252-060-05780913-98. Его характерной особенностью является высокое содержание серы 2,8 - 3,4 % масс. Дальнейшее производство и реализация такого мазута является сдерживающим фактором в процессе развития предприятия, что объясняется как государственной политикой, так и стратегическими целями ПАО «Газпром», направленными на увеличение глубины переработки углеводородного сырья и улучшение качества продукции. При сжигании высокосернистого мазута выделяется сернистый ангидрид и другие вредные соединения серы, негативно воздействующие на окружающую среду.

На основании вышеизложенного актуальным является поиск альтернативных направлений использования кубового остатка атмосферной перегонки, например, в качестве сырья при получении судовых топлив. На сегодняшний день к качеству судовых топлив предъявляются жесткие требования, регулируемые международными и отечественными стандартами (табл. 1), что в свою очередь накладывает определенные ограничения на показатели необходимых для его приготовления компонентов, в частности на мазут.

Т а б л и ц а 1 - Основные требования к судовым топливам по ГОСТ Р 54299-2010 (ИСО 8217:2010) и характеристики Астраханского мазута

<i>Наименование показателя</i>	<i>Норма для марки судового топлива</i>			<i>Астраханский мазут</i>
	<i>RMB30</i>	<i>RME180</i>	<i>RMG380</i>	
Кинематическая вязкость при 50 °С, мм²/с, не более	30,00	180,0	380	30,5
Плотность при 15 °С, кг/м, не более	960,0	991,0	991,0	928,4
Массовая доля серы,%, не более	1,5 (0,1)			2,87
Содержание сероводорода, мг/кг, не более	2,00	2,00	2,00	10
Коксовый остаток (микрометод), % масс., не более	10,00	15,00	18,00	1,5
Зольность, %, не более	0,070	0,070	0,100	0,027
Температура текучести, °С, не выше:				
зимой	0	30	30	—
летом	6	30	30	—
Температура застывания, °С	—	—	—	28

Одним из способов достижения наилучших показателей качества Астраханского мазута, годовой объем выработки которого составляет 300-350 тыс. т/г, является процесс каталитической гидропереработки.

Использование данного способа облагораживания мазута подразумевает внедрение в схему производства нефтепродуктов на АГПЗ установки гидрокаталитической переработки остатка атмосферной перегонки и приготовление в блоке компаундирования необходимой марки судового топлива из продуктов процесса (рис.1).

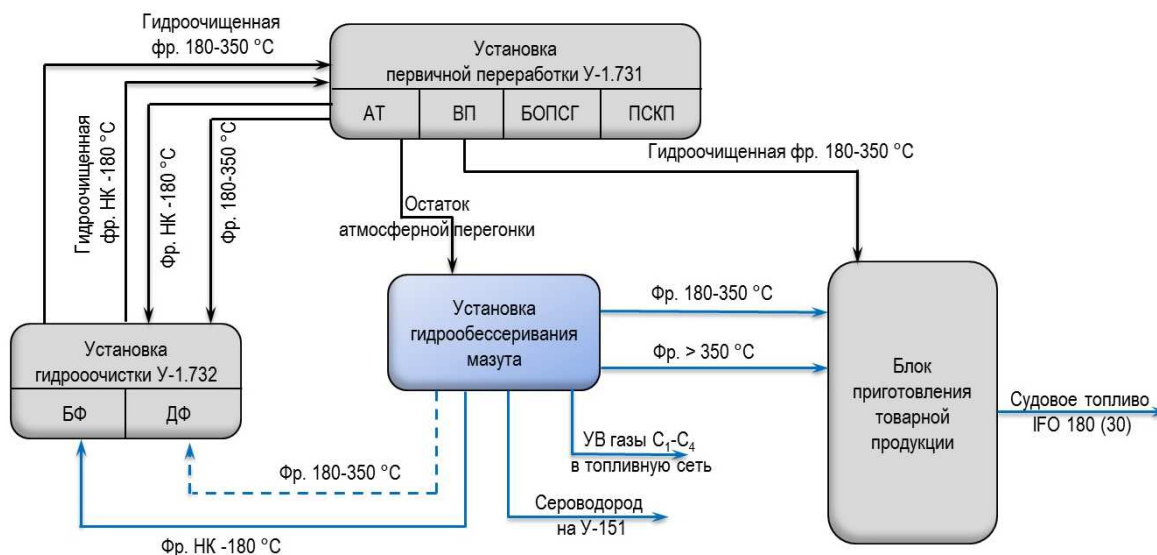


Рисунок 1

Предлагаемая схема производства № 3 с установкой гидрообессеривания мазута на АГПЗ

После реализации ряда проектов на предприятии планируемые объемы выработки мазута Астраханским ГПЗ могут достичь уровня 500 тыс. т/г, что в перспективе позволит перерабатывать его на установках предлагаемого типа с оптимальными экономическими показателями и приемлемыми качественными характеристиками продукта процесса. Кроме того, облагораживание мазута позволит избежать затрат на используемую в настоящее время присадку «Дарсан-Н», предназначенную для связывания сероводорода и летучих меркаптанов. При расходе присадки в количестве 0,1 % масс. от массы получаемого мазута ориентировочные затраты на «Дарсан-Н» составят около 100 млн руб в год.

В мировой практике нефтеперерабатывающей промышленности процесс гидроочистки углеводородных остатков характеризуется степенью обессеривания в диапазоне 70-90 %. При таком варианте процесса содержание серы в Астраханском мазуте будет находиться в диапазоне 0,29-0,83 % масс.

Средние оптовые цены спотового рынка РФ на мазут М-100 на 15 июля 2016 г. составляют 7,998 тыс. руб. за тонну, а для судового топлива марки IFO 180 диапазон цен на внутреннем рынке составляет 14-15 тыс. руб. за тонну. По предварительной экономической оценке проекта ориентировочный размер капиталовложений в установку мощностью 500 тыс. т/год мазута составляет 3,15 млрд руб. Установлено, что при эксплуатации данной установки в течение 20 лет и реализации судового топлива указанной марки чистый денежный поток предприятия составит 1,7 млрд руб в год. Срок окупаемости проекта составит 3,8 года, а накопленный дисконтированный чистый денежный поток за весь период эксплуатации 13,56 млрд руб.

Таким образом, внедрение технологии каталитической гидропереработки высокосернистого мазута на Астраханском ГПЗ позволит увеличить глубину переработки сырья, получить экологичный высоколиквидный продукт (судовое топливо) с содержанием серы менее 1% масс, а также дополнительно увеличить прибыль от реализации новой продукции.

ПОДГОТОВКА СЫРЬЯ ДЛЯ КАТАЛИТИЧЕСКОГО ПИРОЛИЗА БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ВЫХОДА НИЗШИХ ОЛЕФИНОВ

*Суслова А.С., Морозов А.Ю., Каратун О.Н.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Самым перспективным направлением совершенствования процесса является применение каталитических систем. Катализаторы позволяют перерабатывать легкое и тяжелое сырье с повышенным выходом ценных газообразных непредельных углеводородов при одновременном снижении выходов кокса. Кроме того, катализаторы оказывают влияние и на состав жидких продуктов пиролиза, позволяя увеличивать выход ценных ароматических углеводородов.

Ароматические углеводороды в условиях проведения процесса пиролиза на современных установках из-за высокой термической стабильности и малого времени контакта почти не подвергаются превращениям.

Пиролиз деароматизированных фракций дает более высокий выход этилена, выход жидких продуктов снижается, выход этана не изменяется, выход пропилена снижается для фракций, выкипающих до 150 °С, и повышается для вышекипящих фракций.

В качестве базового сырья для процесса каталитического пиролиза использовалась фракция 62-180 °С Астраханского газоконденсатного месторождения, дающая высокие выходы низших олефинов при пиролизе [1-3]. В качестве основы катализатора был использован цеолит типа ЦВН. Исходный цеолит подвергался формовке с оксидом алюминия. Для приготовления катализаторов также использовался фторид стронция.

Методика приготовления катализатора заключается в следующем. Исходный оксид алюминия подвергался пептизации азотной кислотой, затем смешивался с цеолитом и фторидом стронция. Полученную смесь вымешивали до получения однородной массы, затем гранулировали. Полученные экструдаты просушивали при температуре окружающей среды в течение суток, затем сушили при температуре 120 °С в течение 2 часов. Полученные образцы катализаторов размалывали с образованием фракции 1,0 2,5 мм.

Исследования проводились на лабораторной установке проточного типа атмосферного давления в интервале температур 700-800 °С, кратность разбавления водяным паром 1:0,6. В таблице 1 приведена характеристика катализатора.

Т а б л и ц а 1 - Характеристика катализатора

Содержание цеолита марки ЦВН, % масс.	Пропитка, % SrF ₂
40	2,5

Характеристика образцов сырья приведена в таблице 2.

Т а б л и ц а 2 - Характеристика образцов сырья

№ образца	Температура отбора, °С	Плотность ρ_4^{20}	Содержание серы, ppm	Содержание групп углеводородов, %		
				Ароматических	Нафтеновых	Парафиновых
1	Фракция 62-180 °С	0,745	50	23	20	57
2	Рафинат после экстракции фракции 62-180 °С	0,738	-	3,1	-	-

Результаты каталитического пиролиза данных бензиновых фракций представлены в таблице 3.

Т а б л и ц а 3 - Результаты каталитического пиролиза бензиновых фракций

Выход продуктов, %(масс.)	Образец сырья			
	температура 700 °С		температура 800 °С	
	1	2	1	2
1 Газообразные углеводороды, в т.ч.	69,60	73,32	82,29	85,00
H ₂	0,62	0,69	0,92	0,91
CH ₄	8,03	8,93	15,07	14,53
CO+CO ₂	2,04	1,51	0,98	1,01
C ₂ H ₄	20,03	22,34	32,31	41,13
C ₂ H ₆	3,7	3,1	3,54	2,99
C ₃ H ₆	26,02	27,21	20,51	17,3
C ₃ H ₈	0,48	0,38	0,45	0,38
Σ C ₄ H ₆ и C ₄ H ₈	7,97	8,59	8,12	6,47
ΣC ₄ H ₁₀	0,71	0,57	0,39	0,28
2 Кокс	1,65	1,21	5,42	3,71
3 Смола	28,75	25,47	12,29	11,29
итого	100,00	100,00	100,00	100,00
Выход олефинов C₂-C₄	54,02	58,14	60,94	64,90

Как видно из таблицы, при предварительной подготовке сырья, в частности удаление ароматических углеводородов, удалось достичь более высоких выходов олефинов при пониженном образовании кокса.

Список литературы:

1. Морозов, А.Ю. Получение непредельных углеводородов в процессе каталитического пиролиза / А.Ю. Морозов, О.Н. Каратун // Вестник АГТУ – 2010. – №1 (49) – С. 43-46
2. Морозов, А.Ю. Получение непредельных углеводородов из бензиновой фракции, вырабатываемой на ГПЗ ООО «Газпром добыча Астрахань» / А.Ю. Морозов, О.Н. Каратун // Защита окружающей среды в нефтегазовом комплексе – 2012. – №8 – С. 49-50
3. Морозов, А.Ю. Получение низкомолекулярных олефинов в процессе каталитического пиролиза бензиновых фракций / А.Ю. Морозов, О.Н. Каратун, А.С. Ельцова // Нефтепереработка и нефтехимия. – 2014. – № 1 – С. 15-18

СХЕМА ПРИЕМА ОТРАБОТАННЫХ РАСТВОРОВ NaOH С ПРОИЗВОДСТВА №3 АСТРАХАНСКОГО ГПЗ

*Гужвин А.А., Кусалиев Ф.К.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

В рамках реализации проекта «Расширение производств № 3,6 по переработке газового конденсата на Астраханском ГПЗ» была смонтирована установка изомеризации пентан-гексановой фракции (УИПГФ). Вывод на эксплуатационный режим УИПГФ открыл для нашего предприятия новые перспективы:

- повышение качества товарного бензина;
- возможность производства всего ассортимента автомобильных бензинов, отвечающих требованиям класса Евро5;
- уменьшение потребности в добавлении МТБЭ (метилтретбутиловый эфир).

Проект подключения установки ИПГФ к сетям АПЗ разработан ОАО «НИПИГазпереработка».

Для обработки газовой фазы, содержащей HCl, в щелочном скруббере D-603 установки ИПГФ применяется 10%-й раствор едкого натра. По мере того, как NaOH реагирует с HCl с образованием солей, концентрация в общем объеме щелочного раствора изменяется с 10% масс. до 2% масс. При снижении концентрации рабочего раствора до 2% масс. необходима его полная замена, что происходит с периодичностью 1 раз в 8-10 дней.

В соответствии с проектом отработанный 2% раствор NaOH направляется в емкость хранения щелочи 22Т01 установок обработки сточных вод завода У122/222 Производства №5. Согласно нормам технологического режима установок У122/222 концентрация NaOH находится в интервале 12-46% масс. При приеме 2%-го раствора щелочи в емкость 22Т01 происходит резкое снижение концентрации рабочего раствора. В связи с этим для поддержания норм технологического режима в емкости-нейтрализаторе 22В01/В11 (рН6,5-9,0) необходимо увеличивать производительность насосов 22Р05А/В. При этом работа насоса даже на максимальных значениях производительности при данной концентрации раствора не обеспечивает соблюдение норм технологического режима. Низкая концентрация раствора NaOH не способствует протеканию реакции нейтрализации агрессивных соединений, что в свою очередь приводит к увеличению содержания H₂S в обработанной воде.

Оптимизация процесса нейтрализации воды на установках обработки сточных вод завода при периодическом приеме 2%-го раствора NaOH с установки ИПГФ Производства №3 позволит решить следующие задачи:

- обеспечить своевременный прием отработанного 2%-го раствора NaOH с установки ИПГФ;
- обеспечить регламентные показатели содержания H₂S в обработанной воде;
- уменьшить подаваемый насосом 22Р05А/В объем рабочего раствора NaOH установок У122/222 при приеме 2%-го раствора NaOH с блока щелочной промывки установки ИПГФ.

В качестве альтернативы проектной схеме предлагается схема (рис. 1) приема отработанного раствора щелочи с Производства №3 на установки У122/222 в трубопровод пластовой воды с показателем рН 3,0-3,5 из колонны 22С01/11 после клапана 22LV022, т.е. непосредственно перед емкостью-нейтрализатором 22В01/11, в которую и подается рабочий раствор NaOH с концентрацией

12-15%, для нейтрализации агрессивных компонентов и стабилизации рН нейтрализованной воды до величины 6,5-9,0.

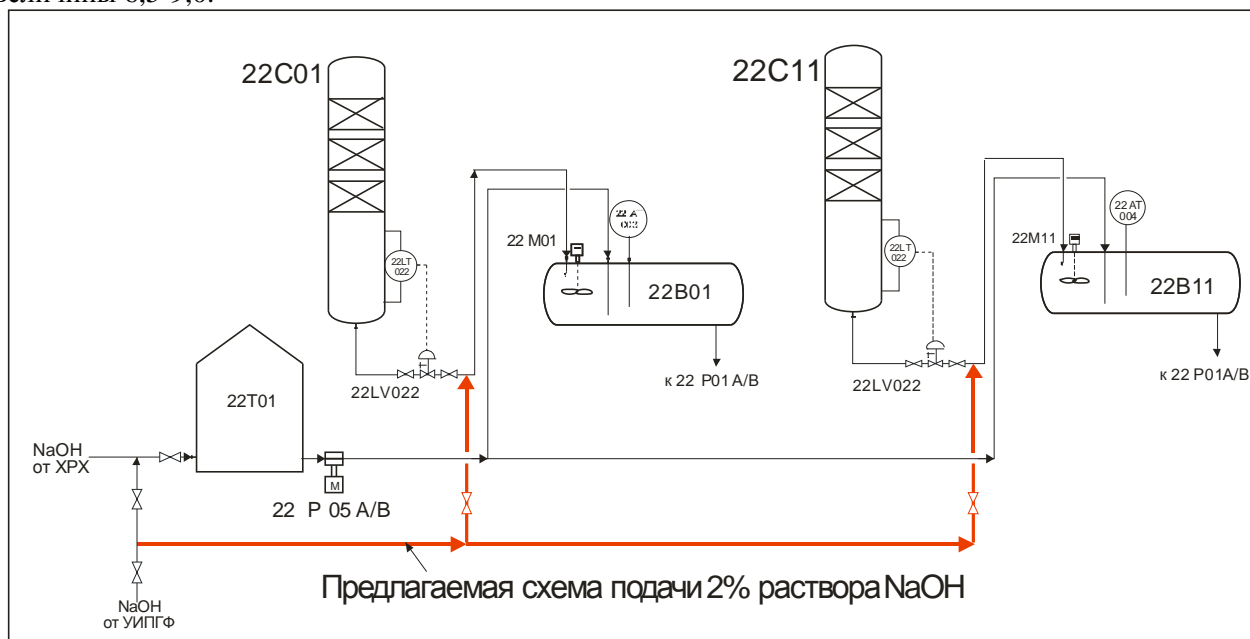


Рисунок 1
Схема приема NaOH на установки У122/222

В процессе приема 2%-го р-ра NaOH по предлагаемой схеме реакция нейтрализации начнет протекать в трубопроводе подачи воды в аппарат 22B01/11, т.е. будет проходить предварительное защелачивание с изменением показателя рН среды до 4,0-4,5, в свою очередь подача рабочего раствора NaOH из емкости 22Т01 будет способствовать доведению реакции нейтрализации до регламентных показателей рН среды 6,5-9,0. Таким образом, данная схема позволит не только обеспечить прием 2% раствора щелочи с установки ИПГФ в полном объеме с поддержанием норм по содержанию сероводорода в нейтрализованной воде, но и обеспечит экономию рабочего раствора щелочи, подаваемого из резервуара 22Т01 установок У122/222.

Список литературы:

1. Технологический регламент установок стабилизации конденсата и обработки сточных вод У120/220 С.35-43.
2. Технологический регламент блока 600 установки изомеризации пентан-гексановой фракции 3114-201-ТРв1 стр.99-105.
3. Справочник химика-аналитика 1976 г.
4. Проект MAVEG 1.04962 «Установка изомеризации пентан-гексановой фракции».

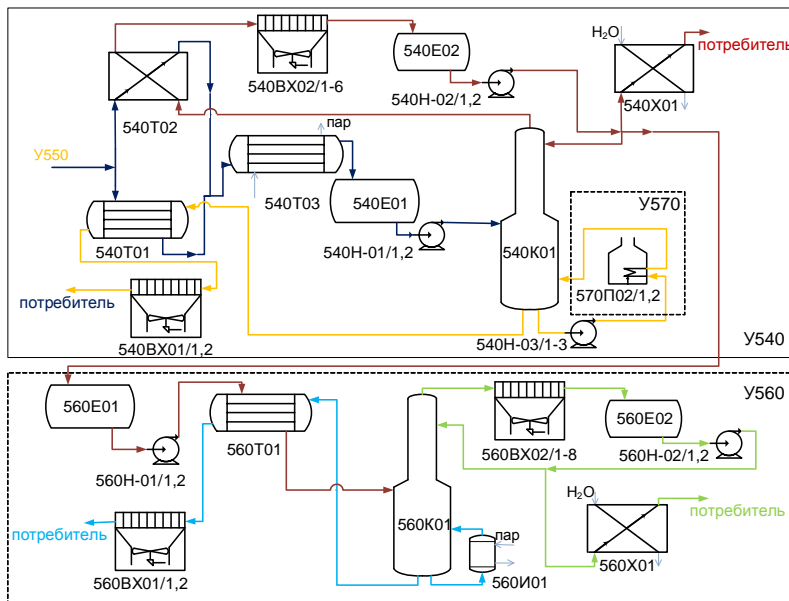
**МОДЕРНИЗАЦИЯ УСТАНОВКИ №26 ГЕЛИЕВОГО ЗАВОДА
ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА ОРЕНБУРГ» С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ ПРОДУКЦИИ
ВЫСОКОЙ ЧИСТОТЫ И ПОВЫШЕНИЯ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОЦЕССА С
МАКСИМАЛЬНЫМ ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ИМЕЮЩЕГОСЯ ОБОРУДОВАНИЯ**

*Гребенникова Г.Р.
ООО «Газпром добыча Оренбург»*

Объектом исследования является технологический процесс, протекающий на установке № 26 очистки широкой фракции легких углеводородов от сернистых соединений и получения сжиженных газов II очереди гелиевого завода ООО «Газпром добыча Оренбург» (У26). Установка состоит из 4 отделений, более подробно будет рассмотрена работа 540 и 560 отделений.

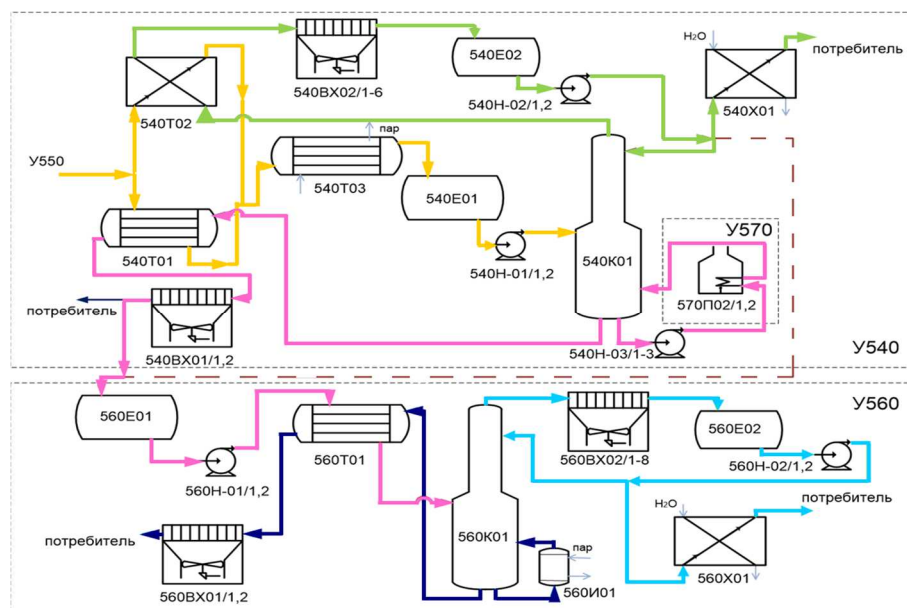
С 2006 года в адрес ООО «Газпром добыча Оренбург» поступали указания Департамента маркетинга, переработки газа и жидких углеводородов ПАО «Газпром» (Департамент) на проведение опытных пробегов с целью определения возможности производства на У26 ФБ повышенной чистоты и ПГФ с минимальным содержанием углеводородов C₂-C₄ с сохранением качества других продуктов.

По существующей схеме У26 (рис. 1) ШФЛУ поступает в 540 отделение, где в колонне разделяется на СПБТ (верхний продукт) и ПГФ или ФУ (нижний продукт). Сырьем 560 отделения является СПБТ, которая в колонне разделяется на ПТ или пропан марки «А» (верхний продукт) и ФБ или БТ (кубовый продукт). Определено, что по существующей схеме обеспечить стабильную выработку продукции значительно большей чистоты невозможно.



— ШФЛУ, — СПБТ, — ПТ, — ФБ, — ПГФ (ФУ)
Рисунок 1 – Существующая схема работы отделений 540, 560

Для повышения чистоты вырабатываемой продукции предлагается организовать работу 540 и 560 отделений по следующей схеме (рис. 2). В колонне 540 отделения разделять ШФЛУ с выводом с верха колонны фракции, обогащенной пропаном (возможно получение с верха колонны ПТ, СПБТ, пропана автомобильного (ПА) и др. путем подбора параметров технологического режима), часть которого будет возвращаться в колонну в качестве орошения, часть будет отправляться потребителю. Кубовый продукт (условно БПГФ) с минимальным содержанием углеводородов C_2-C_3 предлагается подать в качестве сырья в 560 отделение (потребуется смонтировать новый участок трубопровода длиной 20 метров с арматурой). В колонне 560K01 при этом следует организовать получение ФБ с максимальным содержанием C_4 с верха колонны и ПГФ с минимальным содержанием C_2-C_4 - с низа.



— ШФЛУ, — СПБТ (ПТ), — ФБ, — ПГФ (ФУ), — БПГФ
Рисунок 2 – Предлагаемая схема работы отделений 540, 560

В результате моделирования в программе Aspen HYSYS подтверждена возможность работы установки по предлагаемой схеме с получением ФБ с содержанием C_4 99,5%, ПГФ с содержанием C_2-C_4 0,6% с изменением режима работы отделений без замены имеющегося оборудования (по существующей схеме возможно получение ПГФ с содержанием C_2-C_4 3,5% и ФБ с содержанием C_4 97,2%).

Внедрение предлагаемого решения имеет ряд преимуществ:

- возможность получения продукции повышенной чистоты, отвечающей запросам Департамента;
- снижение потребления топливного газа на собственные нужды за счет уменьшения температуры куба колонны 540 отделения;
- снижение потребления электроэнергии за счет оптимизации работы аппаратов воздушного охлаждения;
- повышение безопасности эксплуатации оборудования за счет снижения перепада давления между трубным и межтрубным пространством испарителя колонны 560 отделения, смягчения режима работы огневых подогревателей;
- снижение количества выбросов загрязняющих веществ в атмосферу за счет снижения потребления топливного газа;
- возможность организовать производство изо- и нормального бутанов марок «высшая» из ФБ, получаемой по предлагаемой схеме, в одной ректификационной колонне (из ФБ, получаемой по существующей схеме – в трёх);
- возможность работы установки по существующей и предлагаемой схемам.

Таким образом, произведенное расчетное моделирование подтвердило возможность работы У26 по модернизированной схеме с получением продукции высокой чистоты (ФБ, ПГФ) с повышением энергоэффективности процесса (экономия 13420 тыс. руб./год) с максимальным использованием имеющегося оборудования (затраты на новое оборудование 207 тыс. руб.).

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ СНИЖЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ СЕРОВОДОРОДА В МАЗУТЕ АГПЗ

Алейникова М.В., Дядюнов Н.А., Дубасов Ф.А., Расмамбетова Д.Р.

ООО «Газпром добыча Астрахань»,

ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»

Один из наиболее опасных для здоровья компонентов товарных мазутов – сероводород, при высоких концентрациях представляющий серьезную угрозу, вплоть до смертельного исхода. Действующий Технический регламент ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту» устанавливает содержание сероводорода в топочном мазуте не более 10 ppm (0,001% мас.). Для мазута, предназначенного для экспорта в европейские страны, это требование ещё строже: содержание сероводорода не более 2 ppm [1].

Таким образом, поиск и разработка новых эффективных технологических решений по производству конкурентоспособного на международном рынке товарного мазута с низкой концентрацией сероводорода, т.е. с улучшенными экологическими свойствами – это важная и актуальная задача, имеющая не только научное, но и практическое значение.

Цель исследования – совершенствование технологии снижения содержания сероводорода в мазуте АГПЗ с применением совместного воздействия на мазут реагентов-поглотителей сероводорода и волновых методов обработки (ультразвук и магнитное поле).

Исследование включало в себя два больших этапа лабораторных экспериментов:

I этап – испытания воздействия различных видов реагентов-поглотителей сероводорода на мазут, выработанный на Астраханском газоперерабатывающем заводе, с целью изучения влияния реагентов на содержание сероводорода. Были использованы реагенты-поглотители сероводорода марок «Дарсан-Н», «АддиТОП ПФ», «Колтек», «ПСМ-1», «MARC», «CHIMES». Реагенты подбирались с различными концентрациями и временем воздействия на мазут.

II этап – испытания воздействия постоянного магнитного поля и ультразвука на мазут Астраханского газоперерабатывающего завода с целью изучения влияния данных видов обработки на степень снижения содержания сероводорода. Воздействие оказывали как на исходный мазут, так и на

мазут с добавлением реагентов-поглотителей сероводорода, которые наиболее эффективно проявили себя при лабораторных испытаниях на I этапе.

Относительное содержание сероводорода в мазуте АГПЗ составляет в среднем 20 ppm.

В качестве методов исследования (методов определения содержания сероводорода) были использованы:

- 1) экспресс-метод с использованием свинцовой индикаторной бумаги;
- 2) газохроматографический метод, используемый в ЦЗЛ-ОТК АГПЗ.

Условия проведения исследований на I этапе:

- температура термостатирования процесса $\approx 60^{\circ}\text{C}$;
- концентрация реагента-поглотителя сероводорода, вводимая в исходный мазут – от 0,01 до 0,1% об.;
- время выдерживания проб (время воздействия реагента на исследуемый мазут): 0,5 ч, 1 ч, 2ч, 3 ч.

По результатам I этапа можно сделать следующие выводы:

1. Во всех опытах при добавлении в мазут поглотителей всех исследуемых марок наблюдалась тенденция к снижению содержания сероводорода в системе, однако эффективность действия поглотителей оказалась различной.

2. Результаты по определению содержания сероводорода в газовой фазе, полученные экспресс-методом, коррелировали с результатами хроматографического анализа для жидкой фазы.

3. Для достижения требуемого значения показателя по содержанию сероводорода в мазуте в 10 ppm (уменьшение содержания в два раза от исходного) для исследованных поглотителей требуются следующие условия (концентрация добавки и время воздействия при температуре термостатирования 60°C): Дарсан-Н: $\geq 0,05\%$ и 2 ч; Колтек ПС 1666: $\geq 0,1\%$ и 1 ч; Адди ТОП ПФ: $\geq 0,05\%$ и 1 ч; ПСМ-1: $\geq 0,05\%$ и 2 ч; СИМЕС: $\geq 0,06\%$ и 2 ч; MARC: $\geq 0,1\%$ и 2 ч.

4. Наименьшие концентрации и время воздействия получены при использовании поглотителя Адди ТОП ПФ, который выбран для проведения второго этапа исследований. Для сравнения был взят также Дарсан-Н, который применяется на АГПЗ в настоящее время.

Условия проведения испытаний на 2 этапе:

- температура термостатирования процесса $\approx 60^{\circ}\text{C}$;
- концентрация реагента-поглотителя сероводорода, вводимая в исходный мазут:
Дарсан-Н – 0,02 и 0,05% об.;
- АддитОП ПФ – 0,05 и 0,1% об.
- время выдерживания проб (время воздействия реагента на исследуемый мазут): 0,5 ч, 1 ч;
- скорость потока 0,01 м/с;
- магнитная индукция: 0,08; 0,15; 0,225; 0,30 Тл;
- частота ультразвука 40 кГц.

Выводы по II этапу исследований:

1. Волновые воздействия на исходный мазут не приводят к заметному снижению сероводорода в газовой фазе. Более того, после магнитной обработки потемнение индикаторной бумаги даже усилилось. Действие ультразвука привело к некоторому снижению содержания сероводорода в газовой фазе. При комбинированной обработке действие УЗ и МП компенсируются – содержание сероводорода остается практически на уровне исходного.

2. В присутствии добавки Дарсан-Н наблюдалось увеличение эффективности её действия (активации) при воздействии МП во всем интервале значений магнитной индукции. В меньшей степени эффект активации наблюдали для УЗ и комбинированного воздействия.

3. Волновые воздействия на мазут с добавками поглотителя АддиТОП ПФ привели к большей эффективности действия этого поглотителя, чем в случае с поглотителем Дарсан-Н. Наложение УЗ улучшило степень очистки от сероводорода, особенно при высоких концентрациях (0,1%). Комбинированное воздействие позволило повысить эффективность обработки при высоких значениях индукции, но в меньшей степени по сравнению с обработкой магнитным полем.

4. Наиболее действенным способом повышения эффективности поглотителей сероводорода в мазуте является магнитная обработка при линейной скорости потока 0,01 м/с и с индукцией 0,15 Тл. При этом при концентрации поглотителя АддиТОП ПФ 0,05% об. достигается гарантированное полное удаление сероводорода из мазута, что даёт основания предполагать, что при меньших концентрациях поглотителя показатель по сероводороду можно довести до требований нормативных документов, используя магнитную обработку.

ПРОЦЕСС АРОМАТИЗАЦИИ ЛЕГКОЙ БЕНЗИНОВОЙ ФРАКЦИИ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТА

*Золенко П.С., Морозов А.Ю., Каратун О.Н.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Ароматические углеводороды являются основным видом сырья для нефтехимической промышленности и основных процессов органического синтеза. Бензол, толуол и ксилолы (БТК) – низшие ароматические углеводороды, получили наибольшее применение. Рост производства и потребления по абсолютным масштабам и среднегодовым темпам в промышленно развитых странах среди полупродуктов органического синтеза бензол уступает лишь этилену.

Наблюдается увеличение спроса на бензол в последние годы как на мировом рынке, так и на отечественном рынке нефтехимии. Это связано с тем, что на производствах, потребляющих этот продукт, идет рост объема выпускаемой продукции. Для обеспечения развивающегося рынка необходимым объемом бензола намечается тенденция роста мощностей по его производству с вовлечением в переработку новых источников сырья.

Процесс каталитического риформинга для большинства нефтеперерабатывающих заводов (НПЗ) России – базовый процесс производства высокооктановых компонентов автомобильных бензинов и ароматических углеводородов. На некоторых НПЗ мощности по риформированию достигают 17-24 % от мощности первичной переработки. В среднем по России это значение составляет около 11 %.

Для производства индивидуальных ароматических углеводородов применяется реформирование узких бензиновых фракций: 62-85 °С для получения бензола; 85-120 °С – толуола; 120-140 °С – ксилолов; 140-170 °С – псевдокумола, дуrolа, изодуrolа. При этом выход бензола не превышает 15%, толуола – 40%, ксилолов – 60% мас. на взятое сырье.

Катализаторы процесса получения ароматических углеводородов – это металлонанесенные бифункционального типа (кислотная основа с нанесенным на нее металлом, например платиной).

Использование различных катализаторов на основе цеолитов является неотъемлемой частью современной нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности. Системы на основе модифицированных высококремнеземных ($\text{SiO}_2:\text{Al}_2\text{O}_3 > 10$) цеолитов и элементосиликатов обладают уникальными свойствами – вовлекать в процесс ароматизации низшие парафины ($< \text{C}_6$).

На сегодняшний день на АГПЗ ООО «Газпром добыча Астрахань» получается в качестве побочного продукта фракция 75-100 °С, содержащая в своем составе углеводороды C_6 - C_7 . Данная фракция после облагораживания на катализаторах может дать продукт с высоким содержанием бензола и толуола.

Поэтому задача облагораживания данной фракции с целью повышения в ней концентрации ароматических углеводородов за счет процессов ароматизации является важной и актуальной задачей.

Для изготовления катализаторов были использованы цеолиты семейства пентасил марки ЦВН. В качестве связующего компонента использовался активный оксид алюминия.

Методика приготовления катализатора заключается в следующем. Исходный оксид алюминия подвергался пептизации азотной кислотой, затем смешивался с цеолитом. Полученную смесь вымешивали до получения однородной массы, затем гранулировали. Полученные экструдаты просушивали при температуре окружающей среды в течение суток, затем сушили при температуре 120 °С в течение 2 часов. Полученные образцы катализаторов размалывали с образованием фракции 1,0-2,5 мм.

Для исследования процесса изомеризации фракции 75-100 °С была собрана лабораторная установка проточного типа с кварцевым реактором. В реактор загружался катализатор в объеме 10 см³. Активацию (прокалку) катализатора проводили при температуре 550 °С на протяжении 5 часов.

В таблице 1 приведены результаты изменения свойств прямогонной фракции в зависимости от температуры на катализаторах, содержащих 20 % и 30 % цеолита ЦВН (ЦВН-1 и ЦВН-2 соответственно).

Т а б л и ц а 1 – Изменения свойств прямогонной фракции

Температура, °С	Показатель преломления при 20 °С
Исходная фракция	
	1,4200
<i>ЦВН-1</i>	
350	1,4306
400	1,4328
450	1,4392
500	1,4356
<i>ЦВН-2</i>	
350	1,4432
400	1,4516
450	1,4532
500	1,4530

Для примера показатель преломления н-гексана составляет 1,37486, 2-метилпентана - 1,37100, циклогексана - 1,42623, бензола - 1,50110; н-гептана – 1,38760, 2-метилгексана - 1,38485, метилциклогексана -1,42312, толуола - 1,49690.

При использовании катализатора ЦВН-1 показатель преломления исходной фракции 75-100 °С изменяется незначительно в зависимости от температуры, при этом значения показателя преломления близки к значениям показателей преломления циклопарафинов. Можно предположить, что протекают реакции циклизации парафиновых углеводородов практически без дальнейшего протекания реакций ароматизации.

В тоже время при использовании катализатора ЦВН-2 показатель преломления увеличился достаточно сильно по сравнению с прямогонной фракцией 75-100 °С, что говорит о возможном образовании ароматических углеводородов.

Таким образом, использование процесса облагораживания прямогонной бензиновой фракции 75-100 °С на катализаторе, содержащем в своей основе 30 % цеолита марки ЦВН, при температурах 400-500 °С позволяет получать более ароматизированный продукт, чем при использовании катализатора, содержащего в своей основе 20 % цеолита марки ЦВН.

ЭКСТРАКЦИОННОЕ ОБЛАГОРАЖИВАНИЕ ТЯЖЕЛЫХ ОСТАТКОВ НА ПРИМЕРЕ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МАЗУТА

*Корчагина Е.О., Федоровцева И.А.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Современные нефтегазоперерабатывающие предприятия сталкиваются с рядом проблем не только увеличения глубины переработки тяжелого сырья, но и уменьшения себестоимости получаемой продукции.

Для облагораживания тяжелых углеводородных фракций и остатков применяют различные методы: гидроочистку (каталитическое обессеривание), термические процессы (висбрекинг, гидровисбрекинг, висбрекинг с применением доноров водорода), экстракционное облагораживание с помощью селективных растворителей.

В связи с ужесточением требований к судовым топливам (ГОСТ 32510-2013) возникла задача в снижении сернистых, асфальто-смолистых и металлоорганических соединений в данной продукции.

Перспективным направлением является разработка экономически выгодных способов переработки, которые не требуют тяжелых капитальных затрат. Одним из перспективных путей решения данной задачи является более широкое внедрение в производство процесса селективного разделения нефтяных и газоконденсатных остатков на деасфальтизат и асфальт с помощью селективного углеводородного растворителя. При этом необходимо получить достаточно высокий выход деасфальтизата и найти направление выгодного применения асфальта, обеспечивающие высокую рентабельность технологии в целом.[1]

В качестве сырья выбран Астраханский газоконденсатный мазут, который подвергался вакуумной разгонке с целью удаления фракции до 350 °С (ГОСТ 11011-85).

С целью понижения содержания общей серы осуществлен процесс окисления тяжелого остатка селективными окислителями с добавлением катализатора. Процесс окисления проводится в четырехгорловом реакторе, снабженным механической мешалкой, обратным холодильником, термометром и капельной воронкой. В качестве окислителя используется перекись водорода (36,5мас.% ГОСТ 177-88), а в качестве катализатора – муравьиная кислота (80мас.% квалификация «ч»). Процесс проводится при постоянной температуре (80°С) и при постоянном помешивании (2100об/мин) в течение 60 минут с момента контакта окислителя и сырья, соотношение сырье:окислитель варьируется. Через 60 минут перемешивания углеводородный слой - оксидант отделяют от водной фазы в делительной воронке[2]. Содержание общей серы измеряют по ГОСТ Р 51947-2002.

Извлечение нежелательных компонентов проводили с помощью селективного растворителя. В качестве растворителя был выбран изобутиловый спирт в смеси с водой (концентрация воды 5% и 8%).

Процесс окисления и дальнейшая экстракция позволят не только улучшить показатели качества мазута АГПЗ и увеличить ресурсы производства тяжелых моторных и судовых топлив из тяжелого углеводородного сырья, а также сократить энергетические и капитальные ресурсы.

Список литературы:

1.Хайрудинов И.Р., Султанов Ф.М., Теляшев Э.Г. Современные процессы сольвентной деасфальтизации нефтяных остатков. Уфа: изд-во ГУП ИНХП РБ, 2011. С.208.

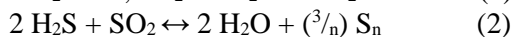
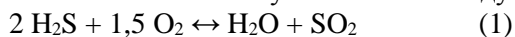
2.Хатеев О.Г. Анализ возможности применения газового конденсата в качестве топлива на судах Обь-Иртышского бассейна. Автореф. дис. ... канд. техн. наук. – Новосибирск: НГавт, 1996. – 24 с.

К ВОПРОСУ АНАЛИЗА ОЦЕНКИ РАБОТЫ КАТАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМ УСТАНОВКИ ПОЛУЧЕНИЯ ЭЛЕМЕНТАРНОЙ СЕРЫ

Питикова О.В.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Технологическая схема Астраханского ГПЗ предусматривает 8 установок получения элементарной серы методом Клауса (У151/251). Переработка этим методом кислого газа начинается со сжигания его в печах Клауса в смеси с воздухом в соответствии со стехиометрией реакции:



При этом может быть выделено до 70 % серы от исходного содержания сероводорода в кислом газе. Процесс сжигания регулируют таким образом, чтобы газ, выходящий из реактора, содержал сероводород и диоксид серы в соотношении 2:1 (2). Печи Клауса оснащены котлами-утилизаторами, в которых происходит утилизация тепла, охлаждение продуктов сгорания и конденсация образовавшейся серы. Далее газ нагревается при помощи топки-подогревателя до температуры около 250 °С и поступает в первый каталитический реактор узла Клауса. За счет протекания реакций (более 20 реакций) температура технологического газа повышается на 70–100 °С. Далее газ поступает в теплообменник, где происходит охлаждение и конденсация паров серы. После прохождения первой каталитической ступени газ переходит на вторую, которая конструктивно выполнена аналогично первой. Температура на входе во второй реактор узла Клауса поддерживается чуть ниже, чем в первом реакторе, (в пределах 204–217 °С) для протекания основной реакции Клауса (2). За счет протекания реакций на катализаторе перепад температур технологического газа по второму реактору составляет 20–30 °С. Далее газ поступает в экномайзер, где происходит охлаждение и конденсация паров серы. После переработки на установке Клауса газ направляется на установку доочистки Сульфрин, которая представлена тремя реакторами, работающими в режиме адсорбция–регенерация, где дополнительно извлекается сера при температуре ниже точки росы по сере (130–140 °С). Очищенный технологический газ после узла Сульфрин направляется в печь дожига, где дополнительно сжигаются микроколичества более токсичных сернистых соединений (H₂S, COS, CS₂) до менее токсичного диоксида серы, который сбрасывается в атмосферу через дымовую трубу.

При максимальной нагрузке комплекса на каждой установке получают около 2000 тонн серы в сутки, то есть около 16000 тонн в сутки на восьми установках У151/251. Установки У151/251 являются основным источником выбросов диоксида серы в атмосферу (около 80 % всех выбросов

SO₂ по всему газодобывающему комплексу). Для минимизации выбросов необходима более полная конверсия сероводорода в элементарную серу на термической и каталитической стадиях процесса.

В качестве катализаторов используют отечественные алюмооксидные катализаторы на основе γ -Al₂O₃ с добавками Na₂O, Fe₂O₃, SiO₂. Данные катализаторы имеют невысокую стоимость, обусловленную технологией их производства, но так как реакторы установки получения серы имеют внушительные размеры (объем каждого реактора около 770 м³), а количество загруженного катализатора суммарно по восьми установкам оценивается на уровне 8900 тонн, материальные затраты на замену и загрузку катализаторов весьма значительны.

Алюмооксидные катализаторы процесса получения серы имеют гарантированный срок службы 4 года, однако по опыту эксплуатации срок службы этих катализаторов в отдельные годы достигал шести лет. Для анализа эффективности каталитических систем У151/251 ежегодно проводится обследование, заключающееся в анализе результатов данных хроматографического исследования составов газов после каждой стадии технологического процесса. Отбор и анализ проб производится ЦЗЛ ОТК АГПЗ. Проведение расчетов показателей процесса, анализа работы установок и выдача рекомендаций осуществляется ИТЦ. Расчеты проводятся в соответствии с утвержденной Методикой оценки основных технологических показателей процесса получения серы методом Клауса. Особенностью данной методики расчета является то, что учитывается большое количество показателей процесса получения серы (выход серы, выход компонентов H₂S, SO₂, COS и CS₂, конверсия этих соединений и т.д.), при этом выведенные формулы получены конкретно для условий работы установок получения серы АГПЗ.

Целью данного обследования является оценка эффективности работы каталитической системы процесса, на основании которой даются рекомендации о целесообразности дальнейшего использования данных катализаторов и корректировке технологического режима. Расчетные показатели по выходу серы, конверсии сернистых соединений и потерь серы с дымовыми газами после узла Сульфрин и узла дегазации зависят от состава газов и температурного режима в аппаратах и, следовательно, во многом зависят от условий подготовки пробоотборного оборудования, проведения отбора проб и лабораторных испытаний. По выходу серы и перепаду температур в реакторах можно судить об эффективности работы каталитической системы.

По опыту работы установок получения серы можно сказать, что выход серы после первого реактора Клауса в пределах 89–92 % мол. от исходного содержания H₂S, после второго реактора Клауса в пределах 95–97,5 % мол., после реакторов Сульфрин – 99,4–99,7 % мол. свидетельствует об удовлетворительной работе реакторов. Снижение выхода серы по стадиям процесса от данных значений говорит о дезактивации катализатора одного или катализаторов нескольких реакторов, которая может произойти по ряду причин. Однако в связи с высокой конверсией сероводорода в серу на термической стадии процесса в печах Клауса катализаторы в реакторах Клауса и Сульфрин недогружены и нередко по истечении гарантированного срока службы проявляют достаточно высокую активность в отношении основной реакции, поэтому существует возможность рассмотрения вопроса по использованию катализаторов длительнее гарантированного срока службы, варьируя температурным режимом реакторов.

ПОЛУЧЕНИЕ ДИМЕТИЛОВОГО ЭФИРА (ДМЭ) ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА. ВОЗМОЖНОСТИ ЕГО ПРИМЕНЕНИЯ В КАЧЕСТВЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОГО СИНТЕТИЧЕСКОГО МОТОРНОГО ТОПЛИВА И ПРИСАДКИ К ДИЗЕЛЬНОМУ ТОПЛИВУ

Михайлова Ю.Ю.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Важнейшей проблемой в настоящее время является поиск альтернативных энергоносителей. Это связано не только с наступающим дефицитом нефтяного сырья, но и с проблемой экологии. Использование углеводородного топлива в двигателях внутреннего сгорания (ДВС) сопровождается выбросами в атмосферу огромного количества вредных веществ. Совсем недавно перед учёными была поставлена новая задача использования природного газа - перерабатывать его в альтернативные моторные топлива. В настоящее время одним из наиболее перспективных источников энергии с экологической точки зрения является диметиловый эфир. ДМЭ может быть экологически чистым дизельным топливом, бытовым газом, эффективной присадкой к моторным топливам и конкурентом сжиженного газа в газотурбинных установках.

ДМЭ – потенциально крупнотоннажный продукт, масштабы потребления которого могут оказаться сопоставимыми с бензином и дизельным топливом.

ДМЭ в нормальных условиях – газ (температура кипения $-24,9\text{ }^{\circ}\text{C}$), который легко сжижается под давлением (5 атм при $20\text{ }^{\circ}\text{C}$, 8 атм при $38\text{ }^{\circ}\text{C}$). Он нетоксичен, поэтому его используют как наполнитель в аэрозольных упаковках. Быстро деградирует в атмосфере и может применяться как хладагент, заменитель фреонов. По физическим свойствам ДМЭ близок к традиционным пропан-бутановым смесям, а значит, для его хранения, перевозки и применения можно использовать имеющуюся инфраструктуру.

Хотя по теплотворной способности ДМЭ в 1,5 раза уступает традиционному дизельному топливу, по остальным показателям его превосходство несомненно: наиболее важная характеристика дизельного топлива – цетановое число, у ДМЭ оно составляет 55-60 против 40-55 для ДТ, температура воспламенения – $235\text{ }^{\circ}\text{C}$ против $250\text{ }^{\circ}\text{C}$ для ДТ. Такие свойства позволяют легко запускать холодный двигатель, а присутствие в составе ДМЭ атома кислорода обеспечивает бездымное горение топлива. К тому же двигатель, работающий на ДМЭ, практически не шумит. Главное же преимущество ДМЭ как дизельного топлива – экологически чистый выхлоп. В выхлопе нет оксидов серы и сажи, и после сгорания ДМЭ получается только такое небольшое количество оксидов азота, что выхлоп без всякой очистки соответствует самым жестким в мире экологическим требованиям.

На сегодняшний день распространена технология производства ДМЭ прямым синтезом, минуя стадию получения метанола. Данная технология является высокоэффективной и экономически более выгодна, так как характеризуется меньшими эксплуатационными и капитальными затратами даже в сравнении с производством метанола. Производство ДМЭ осуществляется в две стадии: окисление метана в синтез-газ и каталитический синтез ДМЭ из синтез-газа. Из теоретических данных известно, что конверсия метана в синтез-газ составляет 0,83, а выход ДМЭ из синтез-газа природного газа составляет 65%. Таким образом, из 1000 м^3 природного газа получится около 540 м^3 ДМЭ. Ниже приведена технологическая схема процесса одностадийного синтеза диметилового эфира из природного газа в случае, если бы мы получали его на Астраханском газоперерабатывающем заводе.

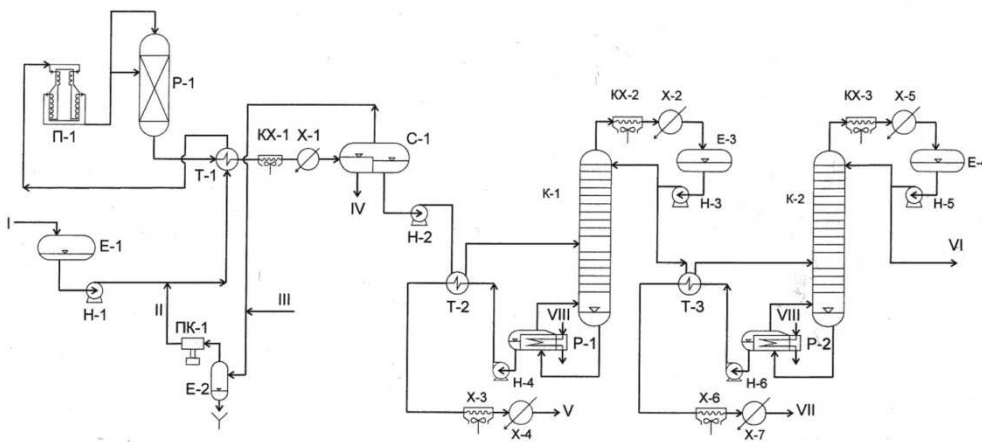


Рисунок 1

Технологическая схема установки процесса одностадийного получения диметилового эфира из синтез-газа природного газа

- P-1 – реактор, П-1 – печь, С-1 – сепаратор, К-1, -2 – ректификационные колонны, E-1-4 – ёмкости, Pб-1-4 – рибойлеры, КХ-1-3 – конденсаторы-холодильники, Т-1-3 – теплообменники, X-1-7 – холодильники, Н-1-6 – насосы, ПК-1 – компрессор
 I – сырьё, II – водородсодержащий газ, III – углеводородный газ, V – вода, VI – спирты C_3 , VII – диметиловый эфир, VIII – водяной пар

Кроме использования ДМЭ как альтернативного источника топливной энергии не менее актуальным является его применение в качестве присадки к дизельному топливу (ДТ). При этом получение смесового топлива «ДМЭ-ДТ» в необходимой концентрации может проводиться как на автомобиле с помощью клапанов импульсивной подпитки, так и непосредственно на АЗС в режиме заправки двухкомпонентным смесевым топливом.

Было проведено исследование влияния ДМЭ на основные качественные характеристики ДТ (температуру застывания, температуру вспышки в закрытом тигле, определение плотности ареометром и цетановое число). За образец была взята дизельная фракция 180-350 °С марки «Л» АГКМ, отобранной с колонны К-101 У-1.731 в присутствии работников методико-аналитической лаборатории. Регулируя содержание ДМЭ в смеси с ДТ (от 5 до 35% масс.), наблюдали за изменениями качественных характеристик топлива. При этом стоит отметить, что качественные показатели с течением времени не менялись, смесь оставалась гомогенной и стабильной.

Исследования показали, что с увеличением содержания ДМЭ в дизельной фракции увеличилось цетановое число с 50 до 57. Компаундирование с эфиром, возможно, несколько ухудшает смазочные свойства топлива (снижение плотности с 0,8264 до 0,8195), но увеличивает температуру вспышки с 66 до 82 °С, что говорит об улучшении пожароопасных свойств. Также наблюдается понижение температуры застывания смеси с -28 до -39 °С, что позволяет использовать летние марки дизельных топлив в зимний период в более холодных климатических поясах. Добавка ДМЭ также позволяет снизить дымность отработавших газов во всём диапазоне нагрузочных и скоростных режимов на 62% от уровня дизельного топлива. Кроме того, снижается концентрация выбросов азота на 29% и содержание углеводородов в выхлопных газах.

Выводы:

1. Учитывая большие запасы природного газа на АГКМ, производство ДМЭ одностадийным методом из природного газа могло бы стать и одним из перспективных и крупнотоннажных производств в России.
2. Диметиловый эфир как альтернативное топливо может быть рекомендован для широкого использования и внедрения в эксплуатацию судовых энергетических установок и для заправки транспорта, работающего на ДВС, также как средство улучшения их технико-экономических и экологических показателей.
3. Применение ДМЭ как присадки к дизельной фракции практически не требует модернизации двигателя и его элементов.
4. Без дополнительного перерегулирования параметров топливоподачи переход с режима работы на чистом дизельном топливе на режим – на смесевое топливо «ДТ+ДМЭ», наилучшие результаты по всем выходным технико-экономическим и экологическим параметрам достигаются добавкой массы ДМЭ к дизельной фракции на уровне 5...30%.
5. Использованное ДМЭ в качестве присадки к ДТ значительно снижает содержание в отработанных газах сажи и вредных оксидов.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВЛИЯНИЯ МАГНИТНОГО ПОЛЯ НА КАЧЕСТВО ПРОДУКТОВ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ СТАБИЛЬНОГО ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА

Рычагова Е. С.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Горение углеводородного топлива является цепной химической реакцией окислительного процесса. Полнота и скорость цепной реакции горения жидких углеводородов определяется кинетикой расщепления системы первоначально на отдельные молекулы, а затем – расщепление на отдельные атомы. Подготовительный этап расщепления жидких углеводородных систем может заключаться либо в подогреве этой системы, либо в воздействии на нее различных физических полей, направленных на получение дополнительной энергии каждым из связанных атомов углеводородной системы для повышения их энергии и обеспечения условий отрыва от общей углеводородной цепи. Одним из перспективных физических методов решения этой задачи является магнитное поле [1].

Цель работы: изучение влияния постоянного магнитного поля на выходы и показатели продуктов перегонки газового конденсата.

Объекты исследования: стабильный газовый конденсат Астраханского газоперерабатывающего завода

Методы исследования: для определения среднего размера частиц дисперсной фазы – фотоэлектроколориметрический метод, плотности – ГОСТ 3900-85 (пикнометрический метод), фракционного состава – ГОСТ 2177-99, коксуемости – ГОСТ 19932-99, октанового числа – октанометр АО «ЭКРОТ».

Параметры исследования: линейная скорость магнитного поля в потоке – 0,032 м/с (V), магнитная индукция – 0,08 Тл, 0,15 Тл, 0,30 Тл (I).

Под действием магнитного поля средний размер частиц дисперсной фазы газового конденсата уменьшается в 1,05 раза, а затем возвращается к исходному значению (релаксирует) в течение 30 минут при I=0,08 Тл, 45 минут при I=0,15 Тл, 60 минут при I=0,30 Тл.

Увеличение величины магнитной индукции приводит к:

Возрастанию выхода лёгких фракций. При I=0,08 Тл выход увеличивается на 2% об., при I=0,15 Тл – на 6% об., при I=0,30 Тл – на 10% об.

Снижению плотности бензиновых фракций.

Снижению коксуемости остатка, полученного после перегонки газового конденсата.

Повышению октанового числа бензиновых фракций.

Воздействие магнитным полем на внутреннюю структуру дисперсных систем приводит к изменению их дисперсности и высвобождению легкокипящих компонентов из связанного состояния в дисперсионную среду [2].

Это приводит к увеличению выхода бензиновых фракций, уменьшению их плотности и повышению октанового числа.

Уменьшение размеров дисперсной фазы (самых тяжелых компонентов нефтяных дисперсных систем) способствует более полному их сгоранию в процессе проведения анализа и снижению коксуемости.

Список литературы:

1. Александров А.Б., Риформинг бензинов электромагнитным полем / А.Б. Александров, В.А. Харитонов // Научный журнал КубГАУ, №35(1), 2008.

2. Пивоварова Н.А. Магнитные технологии добычи и переработки углеводородного сырья: Обз. информ. – М.: ООО «Газпром экспо», 2009. – 120 с.

УЛУЧШЕНИЕ КАЧЕСТВА ПРОДУКТОВ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕГОНКИ СТАБИЛЬНОГО ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА С ПОМОЩЬЮ ВОЛНОВЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ

*Гражданцева А.С., Колосов В.М., Власова Г.В.
ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»*

Традиционные методы увеличения глубины переработки углеводородного сырья требуют больших капиталовложений, поскольку связаны с разработкой новых типов конструкционных материалов, катализаторов и даже вводом в производственные линии новых установок. Основными же инновационными направлениями для сохранения конкурентоспособности нефтегазоперерабатывающих предприятий, улучшения качества выпускаемой продукции, увеличения её ассортимента, а также перехода на ресурсо- и энергосберегающие процессы при сохранении и даже увеличении производительности служат внедрение новых разработок, увеличивающих качество продукции при минимальных затратах, и применение нетрадиционных способов интенсификации процессов переработки углеводородного сырья. Такие методы отличаются простотой реализации, экологической безопасностью, и, что немаловажно, быстрой окупаемостью [1].

Цель данной работы заключается в интенсификации процесса переработки стабильного газового конденсата посредством волновых воздействий на углеводородное сырьё и последующей его фильтрации с целью увеличения выхода светлых нефтепродуктов и улучшения качества получаемых продуктов первичной перегонки.

Объектом исследования являлся стабильный газовый конденсат Астраханского газоконденсатного месторождения (АГК).

Было изучено влияние волновых воздействий в динамическом режиме на выход светлых фракций и свойства продуктов, полученных в процессе первичной перегонки АГК. Величина магнитной индукции варьировалась в пределах 0,08 – 0,31 Тл, величина ультразвуковых колебаний составляла 45 кГц, линейная скорость потока через активный зазор магнитного туннеля составляла 0,2 м/с. В качестве фильтрующего материала использовали фильтр на основе титановых волокон, изготовленный в Научном центре порошкового материаловедения г. Перми [2].

Проведенные исследования доказали, что использование предварительной магнитной обработки углеводородного сырья в процессе первичной переработки позволяет увеличить выход

светлых нефтепродуктов в среднем на 7-10 %. Ультразвуковое воздействие также способствует увеличению выхода светлых нефтепродуктов.

В качестве основных характеристик получаемых нефтепродуктов для анализа влияния волновой обработки были выбраны октановое число, плотность и коксуемость остатка.

Октановое число бензиновых фракций существенно увеличилось при магнитной обработке исходного сырья. С повышением величины магнитной индукции октановое число, как по моторному, так и по исследовательскому методу, возрастает в среднем на 3-4 пункта. Ультразвук почти не изменяет октанового числа бензиновой фракции, а комбинированная обработка позволяет увеличить значения октанового числа на 3 пункта.

За счёт более полного отбора бензиновых фракций плотность дизельной фракции возрастает при воздействии постоянного магнитного поля и ультразвука по отдельности или их комбинации.

Исследование коксуемости остатка разгонки газоконденсата в зависимости от величины магнитной индукции показало, что коксуемость остатка уменьшилась на 37 % при использовании магнитной индукции равной 0,31 Тл и на 5 % при обработке ультразвуком. Комбинированная обработка позволяет снизить коксуемость остатка разгонки АГК на 32 %.

На втором этапе работы использовалась комбинация волновых воздействий на АГК и процесса фильтрования.

Как известно, стабильное функционирование нефтегазодобывающих и перерабатывающих комплексов определяется многими факторами, одним из которых является отсутствие сбоев, связанных с наличием механических примесей в углеводородном сырье. Для интенсификации процесса очистки стабильного газового конденсата от механических примесей предлагается проводить наряду с предварительной волновой обработкой фильтрацию с использованием фильтра на основе титана с волокнистой структурой, который устойчив к воздействию высокой температуры и коррозии и обладает высоким пределом прочности, что позволяет использовать его при значительных перепадах давления [3].

Вследствие комбинации воздействия магнитного поля на газовый конденсат и дальнейшего процесса его фильтрования выход светлых фракций в процессе первичной перегонки АГК увеличился в среднем на 10 %.

Происходит аналогичное увеличение плотности дизельной фракции с возрастанием величины магнитной индукции за счёт более полного отбора бензиновых фракций.

С повышением величины магнитной индукции октановое число получаемых бензиновых фракций возрастает на 6 пунктов по исследовательскому методу и на 7 пунктов по моторному методу. Это значение чувствительности топлива соответствует требованиям Технического регламента таможенного союза ТР ТС 013/2011 «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и мазуту».

Коксуемость газового конденсата в результате комбинированного воздействия на исходное углеводородное сырье снижается в еще большей степени при увеличении магнитной индукции.

Таким образом, можно заключить, что в результате воздействия магнитного поля на исходное углеводородное сырье увеличивается дисперсность системы и, как следствие, её гомогенность. Происходит высвобождение иммобилизованного внешнего слоя ССЕ в дисперсионную среду, в результате чего увеличивается выход светлых фракций. Магнитная и ультразвуковая обработки положительно влияют и на качество продуктов в процессе первичной перегонки газового конденсата.

Процесс очистки от механических примесей с помощью фильтра на основе титановых волокон в комбинации с магнитной и ультразвуковой обработками исходного газоконденсатного сырья способствует увеличению отбора светлых фракций и получению качественных продуктов даже при небольших величинах магнитной индукции.

Список литературы:

1. Пивоварова Н.А. Интенсификация процессов переработки углеводородного сырья воздействием постоянного магнитного поля: диссертация ... доктора технических наук: 05.17.07. – Москва, 2005. – 362 с.

2. Анциферов В.Н. Разработка технологии получения функциональных проницаемых материалов, организация наукоемкого производства. Номер гос. регистрации: 01200305204. Дата материала: 30.03.2005.

3. Власова Г.В. Интенсификация процесса очистки углеводородного сырья от механических примесей посредством волновой обработки: диссертация ... кандидата технических наук: 05.17.07. – Астрахань, 2012. – 112 с.

ВЛИЯНИЕ КОМПОНЕНТНОГО СОСТАВА СЫРЬЯ НА МАТЕРИАЛЬНЫЙ БАЛАНС ПРОЦЕССА КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА ПРИ РАБОТЕ НА РАЗЛИЧНЫХ КАТАЛИТИЧЕСКИХ СИСТЕМАХ

*Лутченко А.С.
АО «Газпромнефть-ОНПЗ»*

В случае использования установкой крекинга FCC (флюидизированный каталитический крекинг) сырья различного состава возникает проблема планирования и прогнозирования изменения материального баланса установки при изменении качества перерабатываемого смесового сырья. Примером подобной установки является установка каталитического крекинга 43-103 АО «Газпромнефть-ОНПЗ». Пример компонентов формирования сырья данной установки приведен на слайде № 1.

Прогноз изменения материального баланса особенно усложняется при переходе на новый тип катализатора, тем самым затрудняет выполнение мониторинга замены катализаторной системы установки. Решить данную задачу можно за счет использования зависимостей материального баланса установки от компонентного состава перерабатываемого сырья. Поэтому целью данной работы является разработка методики «Оценки влияния компонентного состава сырья на результаты процесса каталитического крекинга».

Для создания набора зависимостей необходимо выполнить четыре этапа:

- выполнение анализа формирования сырья установки и его качества;
- проведение испытаний МАТ (микроактивности катализаторов) на каждом из типов сырья;
- проведение испытаний МАТ для различных сырьевых смесей, соответствующих реальному смесовому составу установки;
- проведение испытаний различных типов сырья на пилотной установке FCC.

Использование методики с целью разработки набора зависимостей материального баланса установки крекинга от компонентного составов сырья имеет актуальность как для деятельности АО «Газпромнефть-ОНПЗ», так и для работы установок крекинга других НПЗ, являющихся потребителями катализатора производства ОНПЗ, а именно:

- повышение точности планирования результатов работы установки крекинга, использующей смесовое сырье;
- повышение отборов целевых продуктов крекинга за счет оптимизации компонентного состава сырья с учетом использования разных типов катализаторов;
- прогнозирование гарантийных показателей эксплуатации катализатора крекинга при поставке катализатора производства АО «Газпромнефть-ОНПЗ» для других НПЗ;
- прогнозирование результатов работы установки крекинга при вовлечении перспективных типов сырья.

В качестве примера возможности реализации данной работы на НПЗ на слайде № 2 приведен расчет экономического эффекта установки крекинга 43-103 АО «Газпромнефть-ОНПЗ» при изменении компонентного состава сырья, подобранного в результате выполнения описанной методики.

Список литературы:

1. Understanding the potential for FCC feed to generate valuable products and how this knowledge can benefit refinery operation. Uriel Navarro and etc., Grace Catalyst Technologies / March 2015 // [www.digitalrefining.com / article / 1001054](http://www.digitalrefining.com/article/1001054)
2. Reza Sadeghbeigi. Fluid Catalytic Cracking Handbook. Third Edition / ISBN : 978-0-12-386965-4/ 2012

АНАЛИЗ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ РАБОТЫ УЗЛОВ ДЕГАЗАЦИИ СЕРЫ НА УСТАНОВКАХ КЛАУСА АСТРАХАНСКОГО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

*Коваль А.А.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

С каждым годом увеличивается доля переработки сернистых и высокосернистых газов и нефти, а нормативные требования все больше ужесточаются в отношении содержания серы в

товарных продуктах. В связи с этим проблема очистки серосодержащих газов и утилизация выделяемых кислых газов становится все более острой.

Процесс утилизации кислых газов - это больше решение экологических проблем, чем бизнес-проект, но для Астраханского ГПЗ получаемая сера – источник получения прибыли, так как перерабатываемые на заводе газы содержат 25% сероводорода [1]. Кислые газы, полученные в результате хемосорбционной очистки природных газов, направляются на установку Клауса для получения элементарной серы. На сегодняшний день этот процесс является основным промышленным методом очистки природных газов от сероводорода.

Несмотря на это, остаются нерешёнными некоторые проблемы: повышение глубины извлечения серы из газа и качества товарной серы, снижение вредных выбросов в окружающую среду. Поэтому совершенствование процесса Клауса в этих направлениях является актуальным направлением в газоперерабатывающей промышленности.

Сера, полученная на установках Клауса Астраханского ГПЗ, содержит 300 – 500 ppm сероводорода, который выделяется при хранении и транспортировке жидкой серы и становится причиной большого количества взрывов, возгораний, отравления людей, загрязнения окружающей среды, он увеличивает коррозионное воздействие на аппаратуру, трубопроводы, транспортные средства, а также ухудшает качество товарной серы. Вызванные этими инцидентами исследования показали, что необходимо проведение процесса дегазации серы с целью снижения содержания сероводорода в товарной сере.

Принцип процессов дегазации заключается в разложении полисульфидов, в качестве катализатора используется аммиак, который позволяет существенно сократить продолжительность этой стадии. Однако при этом образуются аммонийные соли $[\text{NH}_4\text{HSO}_3, (\text{NH}_4)_2\text{SO}_3, (\text{NH}_4)_2\text{SO}_4]$, которые растворяются в жидкой сере. В процессе дегазации образуется также твердый четырехсернистый азот - устойчивая соль, которая остается в сере после дегазации и ухудшает качество серы, является причиной коррозии аппаратуры и оборудования при дальнейшем ее использовании [2]. При применении аммиачной каталитической дегазации образуются также отложения в трубопроводах, насосах, распылительных форсунках и оборудовании установки грануляции серы.

Поэтому главными задачами при разработке новых технологий дегазации серы сегодня являются: полный отказ от применения аммиачного катализатора, поиск путей сокращения времени дегазации при одновременном повышении качества серы и минимальных затратах на реконструкцию узла дегазации.

Предложены различные варианты процесса дегазации серы катализатора (SNEAP, Texas Gulf, Exxon, Procor Sulfur Service, Shell, Aquisulf, Amoco, D'GAASS) [3,4,5] на установках непрерывного или периодического действия, предусматривающие снижение расхода аммиака как катализатора или исключают его подачу, с различными видами и методами подачи продувочных газов, требующие серьезной реконструкции действующих установок или основанные на имеющемся оборудовании.

Выбор вариантов базировался на следующих факторах:
интеграция с существующим процессом дегазации;
минимизация капитальных вложений на реконструкцию;
уровень промышленной апробации, применительно к объемам производства Астраханского ГПЗ;
ограниченность площади, которая может быть задействована под узел дегазации жидкой серы (площадь, занятая под узел процесса дегазации серы, составляет 800-900 м²).

Оптимальным из известных процессов безаммиачной дегазации жидкой серы (по критериям минимальных капитальных вложений, возможности интеграции с существующим на площадке АГПЗ процессом, уровнем промышленной апробации) является технология дегазации Shell, в которой дегазация проводится воздухом и применяется интенсивное перемешивание серы с целью эффективной дегазации сероводорода.

Для реализации реконструкции с использованием процесса Shell требуется реализация следующих мероприятий:

- разработать экономическое обоснование инвестиций на реконструкцию установок дегазации жидкой серы;
- разработать технологический регламент на проектирование установок дегазации жидкой серы;
- разработать проект реконструкции установок дегазации жидкой серы с максимальным учетом существующей инфраструктуры и оборудования.

Список литературы:

1. Инструкция по эксплуатации завода ИЭ-1-ПО-2013

2. Лapidус А.Л., Голубева И.А., Жагфаров Ф.Г. "Газохимия". Издательский Центр РГУ нефти и газа имени И.М. Губкина. М.: - 2013.- 402 с.
3. SNE(a)P, Solinhas, J.: "Процесс дегазации жидкой серы в распыливающих аппаратах", французский патент № 1435788, 27 июля 1964 г., Франция.
4. SHELL, Groenendaal, W., F.C. Taubert, J.M. Valstar: "Процесс удаления сероводорода из расплава серы", патент № 1433822, 22 мая 1973 г., Англия.
5. Texasgulf, Estep J.W., Plum E.W.: "Аппарат для понижения концентрации сероводорода и полисульфидов водорода в жидкой сере", патент № 3807141, 1974г., США.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ЕМКОСТИ СБОРА, ХРАНЕНИЯ РАСТВОРА ДЭА ДЛЯ УМЕНЬШЕНИЯ (ИСКЛЮЧЕНИЯ) ВСПЕНИВАНИЯ РАСТВОРОВ НА АМИНОВЫХ УСТАНОВКАХ

Хабиров М.А., Запорожин С.В.

ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»

Вспенивание растворов аминов на технологических установках АГПЗ все еще является одной из серьезных проблем нарушающих нормальное ведение технологического процесса на установках 172 (272); 141 (241).

Вспенивание растворов диэтанолминов на технологических установках, - всегда связано с ухудшением качества очищенного газа, снижение производительности установок по газу до 50%. При вспенивании растворов диэтанолминов существенно увеличиваются потери дорогостоящего раствора ДЭА с газом (капельный унос с очищенным газом). Причинами вспенивания раствора ДЭА на технологических установках могут быть как различные примеси, поступающие на установку вместе с очищаемым газом (тяжелые углеводороды, пластовая вода, продукты коррозии, механические примеси, ингибиторы коррозии, различные ПАВ, продукты деградации ДЭА и др.), так и выбор и оформление конструкции технологического оборудования.

По мере накопления вышеописанных продуктов до «критической концентрации» в циркуляционном растворе ДЭА начинается вспенивание раствора ДЭА на установках. Для уменьшения эффекта вспенивания, используют различные активаторы (пеногасители)..

Для предотвращения вспенивания растворов ДЭА разработаны достаточно большое количество мероприятий, которые внедрены на производстве. Тем не менее проблемы вспенивания растворов ДЭА на технологических установках все еще актуальна. Опыт эксплуатации аминовых установок показывает, что в 5 лет раз на технологических установках 141/241 происходит чистка и промывка емкости сбора и хранения раствора ДЭА Т01. На установках 172/272 раз в год.

При чистке емкости сбора и хранения раствора ДЭА Т01 на технологических установках 141/241 раз в пять лет из сбора и хранения раствора ДЭА Т01 выводим до (160-180) тонн мелкодисперсной фазы в виде пирофорных соединений, продуктов тяжелых углеводородов и др. На технологических установках предусмотрен - вывод «всех примесей» из системы путем непрерывной фильтрации раствора ДЭА. На фильтрацию направляют небольшую часть циркулирующего раствора (от 5 до 20 %). И тем не менее на резервуаре сбора и хранения раствора ДЭА Т01 в год набирается до 30 тонн механических примесей, продуктов термохимической деградации ДЭА и др. примесей.

Получается, что все наши разработанные методы и мероприятия не столь эффективны, если мы в резервуаре сбора и хранения раствора ДЭА Т01 имеем такое огромное количество веществ способствующих вспениванию раствора ДЭА?

Поэтому считаем актуальным своевременный вывод из резервуара сбора и хранения раствора ДЭА Т01 механических примесей и продуктов способствующих вспениванию раствора ДЭА.

Чтобы решить проблему, постараемся ответить на ряд вопросов, а именно:

Конструкция резервуара сбора и хранения раствора ДЭА Т01 должна играть роль отстойника в течении определенного периода для «продуктов способствующих вспениванию»?

Можно использовать резервуар сбора и хранения раствора ДЭА Т01 для того, чтобы образующиеся «продукты способствующие вспениванию» не попадали на технологическую установку?

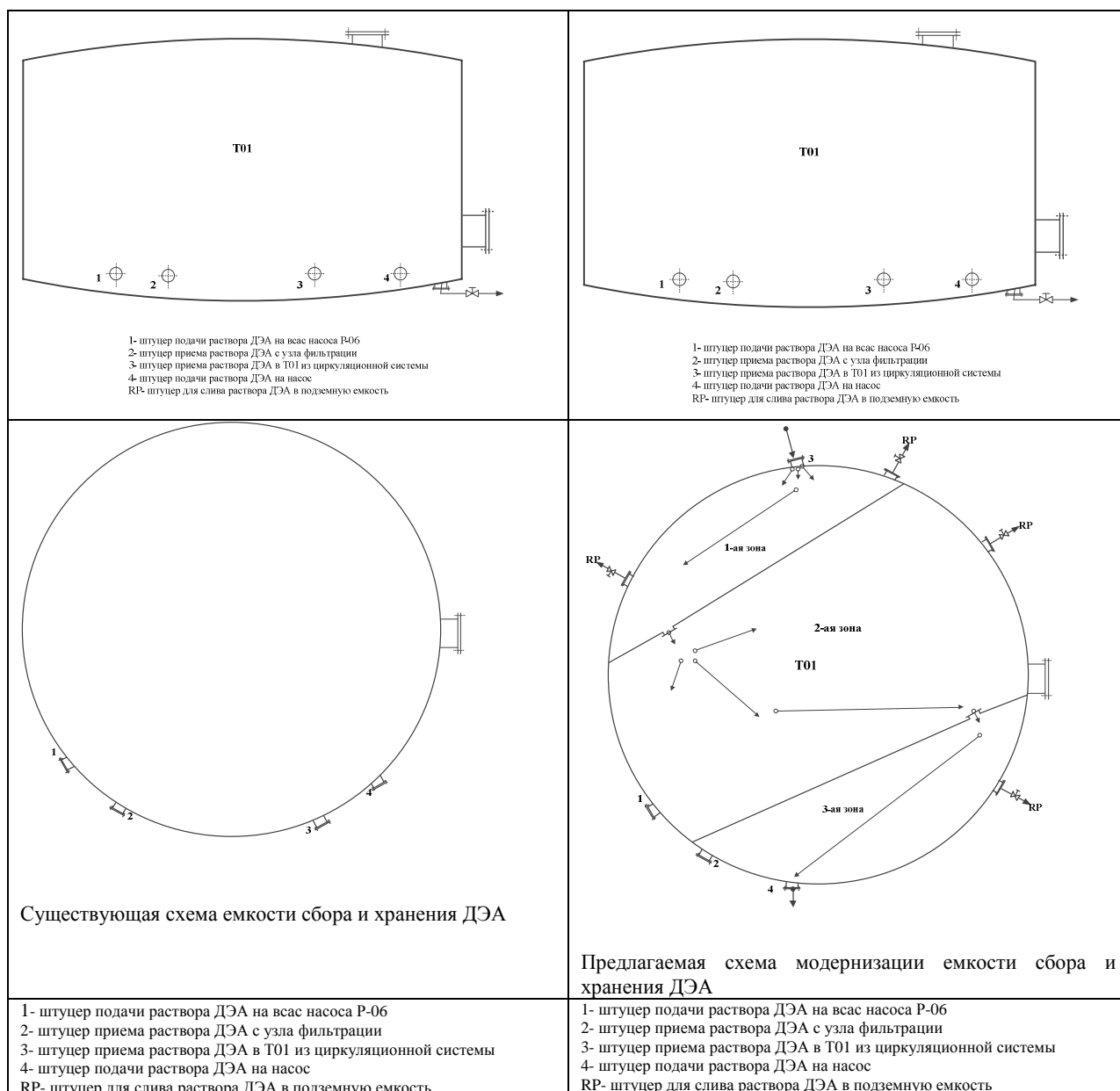
Обычно, отстойник непрерывного действия,- это цилиндрическая емкость с коническим дном. Раствор подается в центральную часть аппарата, а осветленная жидкость отводится по периферии. Отстойники бывают с мешалками и без и состоят из компонентов:

- Трубопровод подачи раствора
- Трубопровод вывода раствора
- Трубопровод подводящий тангенциальный.
- Камера хлопьеобразования.
- Горизонтальные перегородки
- Вертикальные перегородки
- Зона осветления и лотки вывода осветленной жидкости
- Зона накопления осадка.
- Трубопровод для осадка

Ничего подобного не имеем на резервуарах сбора и хранения раствора ДЭА Т01. Резервуары сбора и хранения раствора ДЭА Т01 на технологических установках 172/272 и 141/241 спроектированы более для хранения дизельного топлива или бензина, нежели для сбора и хранения раствора ДЭА Т01 с характерными для раствора ДЭА вышеперечисленными проблемами.

Понимаем, что переделать Т01 под отстойник достаточно проблематично, поэтому предлагаем модернизировать резервуар сбора и хранения раствора ДЭА Т01 под потребности и организовать в резервуарах установок 172/272 и 141/24 горизонтальные перегородки, зоны осветления и лотки вывода осветленной жидкости на всас насосов.

Предлагаем также предусмотреть возможность слива углеводородов как с зоны 1, так и на зоне 2 емкости сбора и хранения раствора ДЭА, рис. 3.



Преимущества предложения:

Продукты способствующие вспениванию раствора ДЭА остаются в зоне 1 и осветленный раствор ДЭА без мелкодисперсной фазы, углеводородов подается на адсорбцию.

Конструкция резервуара сбора и хранения раствора ДЭА Т01 будет играть роль отстойника в течении определенного периода для «*продуктов способствующих вспениванию*» и соответственно технологические установки будут работать более стабильно.

СЕКЦИЯ 4

ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

ПРЕДАТТЕСТАЦИОННОЕ ОБУЧЕНИЕ СВАРЩИКОВ И СПЕЦИАЛИСТОВ СВАРОЧНОГО ПРОИЗВОДСТВА НА ПРЕДПРИЯТИИ КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ НАДЕЖНОСТИ И БЕЗОПАСНОСТИ ЭКСПЛУАТИРУЕМОГО ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ

Халявкин А.А.¹, Гаджиева О.Л.¹, Пышненко А.О.²

¹ ООО «Газпром добыча Астрахань», ² ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»

Современное производство предъявляет высокие требования к рабочим кадрам и системе подготовки, переподготовки и повышения квалификации в условиях рыночной экономики нашей страны. Уплотняется трудовой ритм, меняются технические средства, совершенствуются и обновляются технологии и оборудование. Все это порождает необходимость в новых формах обучения рабочих кадров.

Многие обучающие центры в настоящее время не в состоянии решать ряд задач для успешного обучения работников. К таким задачам можно отнести: гарантированность степени соответствия получаемой квалификации содержанию и характеру труда на производстве, гарантированность получения полного объема теоретических и практических знаний при обучении, возможность повышения квалификации и переквалификации работника. Поэтому многие предприятия стараются проводить дополнительное обучение или переподготовку работников непосредственно на рабочем месте.

Обеспечение важнейшими ресурсами, т.е. нефтью, газом, водой, электричеством, и их транспортировка в современном обществе в определенной степени зависят от надлежащего качества сварки. Сварщик является наиболее значительной фигурой процесса сварки и может рассматриваться в качестве инженера по выполнению сварных соединений. Принимая во внимание возможные серьезные последствия некачественной сварки, следует сделать вывод о том, что сварщик – это специалист, который несет большую ответственность за надлежащее проведение работ. Последствия некачественной сварки могут быть очень серьезными. В любой ситуации неправильное выполнение сварочных работ, независимо от вида сварки, полностью сведет на нет прочие технологические преимущества и приведет к большим экономическим затратам. В результате конечный продукт окажется непригоден к эксплуатации.

Поэтому любому предприятию, независимо от вида деятельности, необходимо дополнительно проводить переподготовку своих работников, что позволяет обеспечить предприятия достаточным количеством работников, чьи профессиональные качества в полной мере соответствуют производственно-коммерческим целям организации. Такой вид обучения обладает рядом преимуществ:

- обучение, приближенное к практике на конкретных реальных задачах;
- проходя обучение, ученики знакомятся со всеми подразделениями предприятия;
- учебный процесс построен таким образом, что пройденный теоретический материал отрабатывается в непосредственной практике на предприятии;
- повышение имиджа предприятия;
- продуктивная работа обучающегося работника.

В зарубежных фирмах обучению работников придается огромное значение. Оно является составным элементом общей системы работы с кадрами, которая предусматривает не только их подготовку и повышение квалификации, но отбор, аттестацию, продвижение по службе и стимулирование.

Целью данной работы является проведение дополнительного предаттестационного обучения сварщиков и специалистов сварочного производства АГПЗ в специализированном учебном классе.

Идея разработать проект, обосновывающий научно-технический подход к корпоративной подготовке квалифицированных рабочих сварочного производства, возникла как результат взаимодействия с работниками в рамках проводимой деятельности по аттестации сварщиков, по итогам смотра-конкурса на лучшего специалиста «Лучший сварщик», а также по результатам сварных соединений, выполненных самими сварщиками.

Новизна идеи состоит в том, что на основе обобщения имеющегося опыта аттестации и контроля за деятельностью сотрудников сварочного производства и на основе анализа и оценки ситуации с подготовкой рабочих и предложен принципиально новый подход, базирующийся на подготовке специалистов рабочих профессий по дуальной системе.

Для проведения обучения сварщиков и специалистов сварочного производства разрабатывается учебный класс. Учебный класс, расположенный на площадке № 2 ремонтно-механического цеха, предназначен для теоретического и практического обучения сварщиков, машинистов НКО и слесарей по ремонту технологических установок и оборудования завода.

Для проведения обучения работников завода планируется создание обучающихся видеороликов, которые демонстрируют ремонт, обслуживание и эксплуатацию оборудования.

Планируется также разработка учебных пособий по обучению сварщиков и специалистов сварочного производства.

Для обучения сварщиков в учебном классе были разработаны ряд приспособлений и компьютерная программа. На многие приспособления были получены свидетельства на рационализаторское предложение и акты о внедрении.

Образование и профессиональная подготовка имеют огромное значение для повышения эффективности производства. Быстрые технологические изменения требуют поддержки и расширения профессиональной подготовки без отрыва от производства. Многие программы обучения и профессиональной подготовки осуществляются самими фирмами. Но большая их часть основана на сотрудничестве производства с учебными заведениями или профессиональными училищами.

Дополнительное обучение работников сварочного производства позволит повысить их теоретические и практические знания. Производить подготовку сварщика под конкретное рабочее место согласно характеристикам его удостоверения (группа технических устройств опасных производственных объектов, виду деталей и сварки, группа свариваемого материала и т.д.) с использованием конкретного аттестованного сварочного оборудования под руководством опытного наставника.

ИЗМЕНЕНИЕ КОНСТРУКЦИИ ШТОКА УГЛОВЫХ ДРОССЕЛЬНЫХ КЛАПАНОВ С АВТОМАТИЧЕСКИМ РЕГУЛИРОВАНИЕМ РАСХОДА ГЖС НА ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ СКВАЖИНАХ АГКМ

*Ахметов А.М., Дудкин Д.В., Мирошников А.А.,
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

В настоящее время в Газопромысловом управлении эксплуатируются угловые дроссельные клапаны различных производителей, которые предназначены для регулирования потока ГЖС со скважины на УППГ. В ЦДГиГК №1 одним из них является Cameron Willis модель СС20 (Ирландия).

При эксплуатации указанного клапана возникают ряд проблем:

1. При поступлении газожидкостной поток из призабойной зоны выносит с собой частицы механических примесей, которые застревают в застойной зоне между седлом и сепаратором углового дроссельного клапана FV-001 model cc20, а в результате процесса закрытия и регулирования расхода ГЖС происходит выкрашивание твердосплавной головки поршня, его заклинивание и не полноценное закрытие.

Для того чтобы исключить заклинивание штока при попадании твердых частиц, вынесенных с забоя скважины, предлагаем уменьшить диаметр головки штока, чтобы он перемещался по внутреннему диаметру перфорированного сепаратора.

2. В процессе работы клапана расхода газа происходит налипание трудноудаляемых загрязнений на поверхности штока в районе расположения уплотнений.

Опыт эксплуатации показывает, что на твердосплавных поверхностях не происходит налипание трудноудаляемых загрязнений.

Для решения данной проблемы предлагаем производить твердосплавное напыление этих поверхностей, с последующей доводкой и полировкой.

Разработаны рекомендации и предложения для Российских производителей угловых дроссельных клапанов в целях импортозамещения продукции (в настоящее время часть клапанов поставляется фирмы Cameron Willis).

На сегодняшний день проводится анализ возможностей отечественных производителей, обладающих необходимыми технологиями и опытом работы.

Потенциальный эффект заключается в более точной регулировке расхода, даже при наличии механических примесей и снижении числа ремонтов клапана расхода газа на скважинах с заменой уплотнений и запасных частей, что приведёт к увеличению межремонтных интервалов и срока службы оборудования.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ РЕЖИМА НОМИНАЛЬНОЙ МОЩНОСТИ ГАЗОТУРБИННОГО ДВИГАТЕЛЯ НК-14СТ ПРИ ВЫСОКИХ ТЕМПЕРАТУРАХ НАРУЖНОГО ВОЗДУХА

Корпан А.А.

Филиал ООО «Газпром ПХГ» Кушёвского УПХГ

При эксплуатации турбовальных газотурбинных двигателей мощностные характеристики достаточно сильно зависят от температуры атмосферного воздуха. Плотность воздуха, потребляемого двигателем при увеличении температуры снижается. Расход воздуха, используемого на сжатие в осевом компрессоре для поддержания мощностных характеристик увеличивается. При этом увеличивается удельный расход топливного газа, потребляемого двигателем, при сохранении заданного режима.

На дожимной компрессорной станции (ДКС) Кушёвского УПХГ для привода нагнетателей используются турбовальные газотурбинные двигатели НК-14СТ с мощностью, на номинальном режиме, при температуре наружного воздуха $+15^{\circ}\text{C}$ не менее 8540 кВт.

Технологический процесс «Закачки» газа в Кушёвское УПХГ проходит преимущественно в тёплое время года при температурах атмосферного воздуха более $+35^{\circ}\text{C}$. Номинальная мощность двигателя обеспечивается до температуры наружного воздуха $+25^{\circ}\text{C}$ и ограничивается отладкой частоты вращения ротора газогенератора. При росте температуры наружного воздуха на входе в осевой компрессор частота вращения двигателя снижается, предельное значение мощности ограничивается только максимально допустимой температурой продуктов сгорания перед свободной турбиной газогенератора. Снижение оборотов и эффективной мощности двигателя способствует критическому ухудшению характеристик нагнетателя. Для поддержания режима работы нагнетателя необходимо приоткрывать цеховой антипомпажный клапан, что приводит к снижению производительности нагнетателя при тех же затратах топливного газа.

Для поддержания заданного режима работы газоперекачивающих агрегатов (ГПА) и снижения расхода топливного газа при росте температуры наружного воздуха, необходимо охладить воздух на входе в осевой компрессор двигателя. Охлаждение воздуха на входе в турбину позволит компенсировать эти негативные факторы. В настоящее время существуют различные способы охлаждения воздуха, такие как: применение испарительных охладителей, мелкодисперсное распыление воды за фильтром (воздухоочистительного устройства) ВОУ и применение холодильных машин. Последний способ наиболее эффективный и позволяет получить максимальную глубину охлаждения, в том числе ниже точки росы. Оптимальным вариантом считаю применение установки охлаждения воздуха с использованием абсорбционных бромисто-литиевых холодильных машин (АБХМ), в качестве источника холода.

АБХМ представляет собой холодильную установку, работающую за счёт тепла исключая затраты на электроэнергию. Так как энергетическим ресурсом для их работы служит тепловая энергия, то её источником могут служить уходящие газы двигателя, которые просто выбрасываются в атмосферу. Поэтому применение установок охлаждения с АБХМ, использующих бросовое тепло в виде выхлопных газов газотурбинных двигателей НК-14СТ, позволит с минимальными затратами осуществлять охлаждение воздуха на входе в двигатель.

Кроме того, благодаря используемым в АБХМ современным технологиям, утилизация тепла от нескольких двигателей может производиться за счет единой машины, имеющей отдельные генераторы для каждого отдельного двигателя. Таким образом, можно избежать смешения выхлопных газов и возникновения противодействия. Так же АБХМ позволяют реализовать систему тригенерации, то есть одновременной выработки электрической, тепловой и энергии холода, что является более чем актуальным при протекании процесса «Закачки» газа в Кушевское УПХГ в зимнее время.

И ещё хотелось бы отметить, что в качестве хладагента в АБХМ используется вода, а в качестве абсорбента — концентрированный раствор бромида лития LiBr. Эти жидкости не токсичны, что делает АБХМ безопасной в применении.

МОДУЛЬНАЯ ЭСТАКАДА НАЛИВА НЕФТЕПРОДУКТОВ

*Волков Г.В., Симибратов А.С., Шейн А.А., Валеев О.И.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Непрерывная, круглосуточная эксплуатация такого объекта, как наливная эстакада нефтепродуктов в вагоны-цистерны, сопряжена с определенными рисками и сложностями, которые возникают у обслуживающего персонала, как в процессе отгрузки, так и при проведении таких необходимых процедур, как, например – ремонт и техническое обслуживание, проведение экспертизы промышленной безопасности и т.п.

По опыту эксплуатации наливных эстакад У-501,511,512 возможно сделать вывод – проведение таких необходимых процедур влечет за собой остановку технологического оборудования на срок от 8 часов. Также проведение ремонта технологического оборудования и металлоконструкций сооружения наливной эстакады подразумевает собой проведение огнеопасных работ непосредственно во взрывопожароопасной зоне.

Коллектив авторов наливных эстакад предлагает вашему вниманию проект модульной эстакады. В нашем проекте учтены все действующие требования правил промышленной, экологической и пожарной безопасности, а также созданы условия к неукоснительному выполнению правил охраны труда при проведении работ повышенной опасности (налив нефтепродуктов в вагоны-цистерны). В условиях нестабильной экономической ситуации, связанной с санкционной политикой в отношении к Российской Федерации, импортозамещение технологического оборудования нефтегазовой отрасли является одним из приоритетных направлений в развитии нашего государства и в частности нашего Общества.

Модульная эстакада представляет собой блочную конструкцию, монтируемую на стационарные фундаменты. Фиксация блоков к фундаментам и между собой осуществляется посредством болтовых соединений. Данное решение позволит, при необходимости ремонта отдельного участка площадок обслуживания, произвести замену блока (определенной протяженностью) на резервный – не снижая при этом объем отгрузки продукции за сутки – и проводить огневые работы в любом месте вне взрывопожароопасной зоны. Модульная эстакада будет оснащена наливными устройствами, обеспечивающих герметичный налив, что позволит исключить потери углеводородных продуктов от эффекта «малых дыханий», также данное решение позволяет минимизировать оказание вредного воздействия на экологическую обстановку.

Проект предусматривает оснащение модульной эстакады всеми современными, необходимыми системами ПАЗ и АПС, дистанционное управление наливом.

Основой нашего проекта послужила круглосуточная непрерывная эксплуатация наливных эстакад производства №6, работа с подрядными и специализированными организациями в процессе выполнения ремонтных работ, работ по техническому перевооружению и проведению подготовительных работ для диагностики и экспертизы промышленной безопасности технологического оборудования и сооружений наливных эстакад.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ МОРСКОЙ ТРАНСПОРТИРОВКИ КОМПРИМИРОВАННОГО ГАЗА ПО ЧЕРНОМУ МОРЮ ИЗ РОССИИ В ЮЖНУЮ ЕВРОПУ

Соколов Ц.В. Волков А.В.

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»

В проекте обоснована целесообразность и возможность транспортировки сжатого природного газа (КПГ) от уже построенной компрессорной станции (КС) «Русская» (вблизи г. Анапа) в Турцию и до болгарского морского порта Варна.

Разработанная технология позволяет обеспечить поставки природного газа в Южную Европу, при этом требования 3 энергопакета Европейского союза (ЕС) выполняются.

Предлагается уже сжатый до 276,3 атмосфер (28.45 МПа) на КС «Русская» природный газ загружать в специализированные баллоны из композитных материалов [1] (или в баллоны, изготовленные по разработанной нами технологии из морских труб), затем в морские контейнеры и транспортировать сжатый газ контейнеровозами на расстояние 810 км. до болгарского порта Варна и на расстояние 910 км. до Западной Турции. Далее компримированный газ из порта Варна перевозится большегрузными контейнеровозами в страны Южной Европы, а из Турции по трубопроводу в Италию через Грецию.

Рассмотрена также транспортировка компримированного газа специализированными судами и баржами по технологиям «Coselle» [2], «VOTRANS» [3] специализированными судами-газовозами.

Горный университет (кафедра ТХНГ) последние 5 лет под руководством профессора Е.И. Крапивского с участием авторов разрабатывает маршрут и новую технологию морской транспортировки компримированного газа (рисунок 1).



Рисунок 1

Варианты организации поставок газа

В технологию включено строительство контейнерного терминала на 300 000 - 500 000 20-футовых морских контейнеров (TEU) в районе Анапы (по аналогии с контейнерным терминалом, проектируемым в Новороссийске), специализированная многоточечная заправка морских контейнеров с трубами, причал для заправки компримированным газом специализированных судов-газовозов, доставка газа морем в Турцию специализированными судами-газовозами и Болгарию газовозами-контейнеровозами, строительство морских транспортируемых хранилищ компримированного газа, создание специальных емкостей для компримированного газа высокого давления для их использования в газовозах-контейнеровозах.[4]

Производительность первой очереди (Турция) – 15,75 млрд. м. куб. газа в год, второй (Болгария) – 15,75 млрд. м. куб.

Доказана высокая экономическая эффективность проекта. Расчетная стоимость морской транспортировки компримированного газа составила около 30 долларов США за 1000 м. куб., что в два-три раза ниже стоимости транзита газа через территорию Украины (2016), при этом снижены до минимума политические риски по транзиту газа в Южную Европу.

Список литературы:

1. Моделирование композитных элементов конструкций и анализ их разрушения в САЕ-системах MSC.Patran-Nastran и ANSYS: электрон. учеб. пособие / Ю. В. Скворцов, С. В. Глушков, А. И. Хромов; Минобрнауки. - Самара, 2012. - 1 эл. опт. диск (CD-ROM).
2. <http://coselle.com> Сайт канадской фирмы Sea Ng Corporation. Технология Coselle
3. <http://enersea.com> Сайт американской фирмы Enersea Transport LLG. Технология VOTRANS
4. Обоснование целесообразности и возможности транспортировки сжиженного природного газа судами-газовозами по Черному морю из России в Южную Европу / Е.И. Крапивский, Ц.В. Соколов, А.В. Волкова, Е.В. Рыжкова // Горный информационно-аналитический бюллетень, №1, 2017. – с 57-69. В печати (февраль 2017)

МОДЕРНИЗАЦИЯ СМЕСИТЕЛЯ В СИСТЕМЕ РОЗЖИГА ФАКЕЛА

Брунилин Д.А.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

В настоящее время смесительная камера факела имеет движущиеся части, а именно обратный клапан. Пружина, используемая в нём, со временем или теряет упругость или разъедается ржавчиной. В результате этого клапан постоянно закрыт, и воздух не может проникнуть в систему. Соответственно не создаётся горючая смесь, и, даже если свеча даёт искру, не происходит воспламенения. Ни для кого не секрет что чем больше движущихся частей в устройстве, тем менее оно надёжно. Я предлагаю использование клапанов с самозапирающимся потоком (клапан Тесла). Этот клапан не имеет движущихся частей. Поток легко проходит в одну сторону, но противодействует сам себе в обратном направлении. Использование таких клапанов не требует обслуживания, тем самым экономится определённое количество человеко-часов.

ОПЫТ ВЫПОЛНЕННЫХ ИСПЫТАНИЙ УСТЬЕВОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ В УСЛОВИЯХ АСТРАХАНСКОГО ГКМ

Иванов Я.Д., Шапошников П.А.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Опытный полигон цеха научно-исследовательских и производственных работ обеспечивает уникальную возможность проведения испытаний газопромыслового оборудования, труб, трубных изделий и материалов в среде пластового газа АГКМ.

В период с 2000г. по 2016г. на опытном полигоне проведено 265 испытание новых материалов, газопромыслового оборудования и трубных изделий. Из них:

отечественного производства – 197 испытаний, с положительным результатом 85 единиц или 43%;

зарубежного производства – 64 испытания, с положительным результатом 53 единицы или 83%

За 2013÷2015 годы было выполнено 27 циклов испытаний (рисунок 1) газопромыслового оборудования и комплектующих. Более 60% процентов испытаний отечественного оборудования завершились с положительным результатом.

В 2015 году полный цикл испытаний на опытном полигоне прошла обвязка колонная, кран шаровой фланцевый на опорах с боковым разъемом и дроссель регулируемый. Кран шаровой имел замечания о месте нанесения маркировки и окраске не соответствующей заявленному климатическому исполнению, что можно характеризовать как незначительные, ввиду отсутствия влияния на эксплуатационные характеристики.

В 2016 году были выполнены 7 циклов по испытаниям отечественного устьевого оборудования и запорно-регулирующей арматуры. Испытания обвязки трубной, крана шарового, клапана регулирующего и задвижки шиберной завершились с положительным результатом, а другие 3 изделия должны быть доработаны с учетом замечаний.

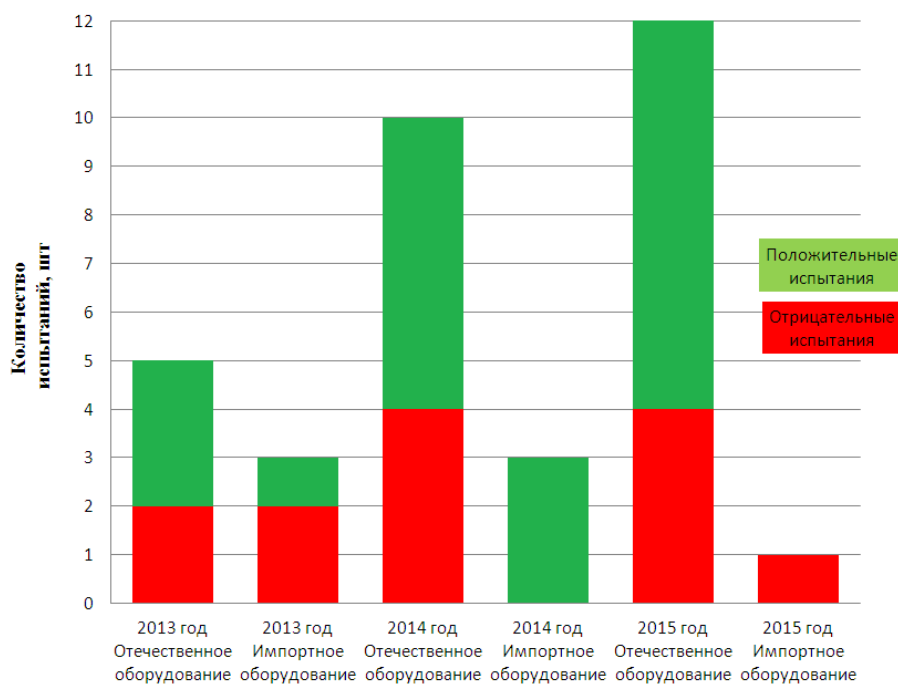


Рисунок 1.

Анализ результатов испытаний 2013-2015гг.

Из рассмотренного опыта испытаний можно сделать вывод, что на рынке есть российские компании, которые в состоянии заменить иностранного производителя. Помимо недостатков в виде невысокого качества (в некоторых случаях оно обусловлено отсутствием опыта в сравнении с иностранными производственными гигантами, которые изготавливают оборудование на протяжении десятков лет), отечественные компании имеют и преимущества.

Все, без исключения, опытные образцы газопромыслового оборудования, как зарубежного, так и отечественного поступают на испытания, имея акты и протоколы, свидетельствующие о положительных результатах заводских испытаний, но в ходе стендовых испытаний, которые максимально приближены к реальным условиям эксплуатации, абсолютно все сталкиваются с конструкционными или другими недостатками, которые требуют доработок различной степени сложности. Оперативность взаимодействия с отечественными производителями является существенным преимуществом в сравнении с зарубежными компаниями, которые в виду удаленности расположения и необходимости взаимодействия через посредников, осложняет процесс доработки изделия. Примером оперативного взаимодействия с отечественным производителем оборудования могут быть испытания обвязки трубной в мае 2016 года на опытном полигоне ЦНИПР. В ходе выполнения испытаний специалистами газопромыслового управления были вынесены замечания, которые влияют на стабильность функционирования изделия в условиях эксплуатации Астраханского ГКМ. Таким образом, те замечания, которые не были выявлены в ходе заводских испытаний, выявлены в ходе стендовых испытаний. В частности была изменена конструкция первичного и вторичных уплотнений, что способствовало повышению свойств герметизации, в сравнении с первоначальным вариантом, предоставленным заводом изготовителем. В сентябре 2016 года испытания завершились с положительным результатом, а продукция завода изготовителя принята к эксплуатации на объекты промысла в кратчайшие сроки с соблюдением всех процедур. Также возможно сотрудничество на основе долгосрочных договоров, которые предусматривают организацию серийного производства импортозамещающей продукции под гарантированные объемы закупок будущих лет и расширенную гарантию со сроком, превышающим гарантию на импортные аналоги, при этом риск, связанный с политической обстановкой и возможными санкционными мероприятиями значительно снижается.

Подводя итоги, мы видим, что количество испытаний отечественного оборудования, завершенных с положительным результатом, растет и соизмеримо (а иногда и выше) с результативностью иностранных компаний, что говорит о росте конкурентоспособности российских компаний. Если применяемое оборудование имеет отечественный аналог, то его можно предлагать к импортозамещению, но лишь опытно-промышленные испытания смогут выявить ограничения и потенциал оборудования.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ СИСТЕМЫ КОНТРОЛЯ ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ПРИБОРОВ УРОВНЯ СРЕД НА ОБЪЕКТАХ ГАЗПРОМЫСЛОВОГО УПРАВЛЕНИЯ

Кустов В.В.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

В настоящее время операция измерения уровня сред является ключевой для контроля управления технологическими процессами во многих отраслях промышленности, в частности в добыче нефти и газа.

Современные системы автоматизации производства требуют статистических и информационных данных, позволяющих оценить затраты, предотвратить убытки, оптимизировать управление производственным процессом, повысить эффективность использования сырья. Этот постоянно возрастающий спрос на информацию, приводит к необходимости применения в системах контроля не простых сигнализаторов, а средств, обеспечивающих непрерывное измерение.

Цель данной работы заключается в изучении основных проблем измерительных приборов уровня среды используемых на промысле АГКМ, предложении устранения их и совершенствования путем подбора высокоэффективных измерительных приборов уровня среды по программе импортозамещения.

На сегодняшний день на объектах Газопромыслового управления имеется ряд особенностей эксплуатации импортного указателя уровня со стеклянным индикатором затрудняющих ведение технологического процесса, а именно:

1. В процессе эксплуатации происходит загрязнение стекла продуктами
2. Трудности при техническом обслуживании
3. Риск разрушения стекла при эксплуатации
4. Замерзание жидкости в системе и растрескивание стекла при низкой температуре
5. Отсутствие датчиков низкого уровня связанного с системой указателя

Данный тип уровнемеров установлен практически на всех сосудах и емкостях Газопромыслового управления, но больше всего вышеперечисленные особенности относятся к указателям уровня жидкости установленных на: метанольном баке, емкости ингибитора, устьевом подогревателе и контрольном сепараторе.

На данный момент производство оборудования по измерению уровня среды в России выросло во много раз. После анализа рынка можно убедиться, что Российские компании вышли на другой уровень производства данного оборудования и могут быть применены для решения проблем и совершенствования контроля уровня среды.

Ожидаемый эффект от совершенствования системы контроля измерительных приборов уровня сред в повышении эффективности технологического процесса, импортозамещении и упрощении технического обслуживания.

МОДЕРНИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕПАРАТОРА

Мишагин А.П.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Уже второе столетие нефть играет решающую роль в снабжении человечество энергией. Кроме того, она является ценным сырьем для производства продуктов различного назначения – от растворителей до кокса и технического углерода.

В настоящее время нефтегазовый комплекс (НГК) занимает одно из лидирующих мест в России, за счет использования нефти и газа в качестве энергоносителей, а так же как сырье, для производства различных полимеров. Он играет ключевую роль в экономике России и формирует около 20% ВВП, 50% нефтегазовых доходов в структуре федерального бюджета, 67% валютных поступлений от экспорта нефти, газа и продуктов переработки в общем объеме экспорта, 25% объема инвестиций в основной капитал.

Проблема рациональной глубокой переработки нефти, получение качественных продуктов с улучшенными экологическими свойствами весьма актуальна. Прежде чем нефть обретает товарные качества, она проходит через системы промыслового сбора и подготовки нефти и газа. Основным

видом аппаратуры в таких системах являются сепараторы. Они выполняют различные функции, но основной является отделение газа от нефти. Вопросам сепарации нефти от газа, как у нас, так и за рубежом посвящено много работ. Во всех работах рассмотрены технологические расчеты, связанный с работой сепараторов, а так же конструктивное совершенствование как отдельных частей аппарата, так и самих аппаратов в целом.

Поскольку технология добычи и переработки нефтегазового сырья постоянно совершенствуются, это требует и модернизации технологического оборудования

Целью настоящей работы является предложение модернизации конструкции нефтегазового сепаратора для более глубокой дегазации нефти.

В результате анализа существующих конструкций нефтегазовых сепараторов в качестве базовой конструкции был выбран сепаратор типа НГС по ТУ 3683-015-00220233-99. При анализе достоинств и недостатков данной конструкции был выявлен ряд узких мест, не позволяющих обеспечить достаточно глубокую очистку нефти от газа.

В результате был разработан ряд конструкторских решений, обеспечивающих устранение данных недостатков, а именно: 1) установить каскадные перфорированные полки по длине аппарата, 2) установить гидроциклонную головку перед вводом нефти в сепаратор, в которой происходит предварительное удаление газа, 3) устраним градиент давления газа, с помощью установки возвратного трубопровода.

Предлагаемая конструкция сепаратора с учетом этих конструкторских решений выглядит следующим образом (рис.1).

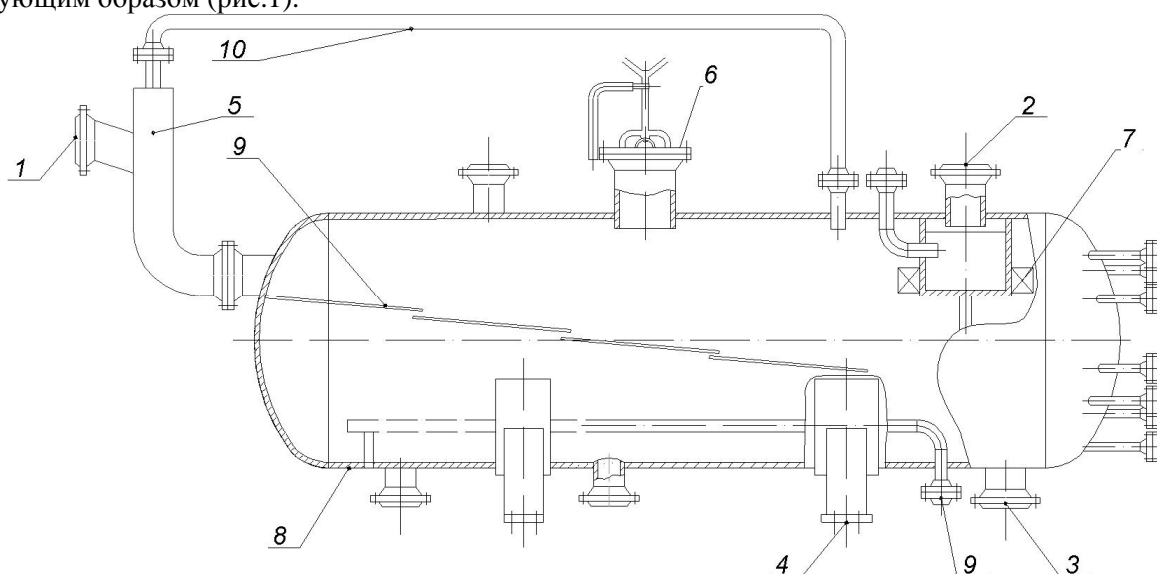


Рисунок 1

Модернизированная конструкция сепаратора:

- 1 – патрубок для ввода нефти; 2 – патрубок для вывода газа; 3 – патрубок для выхода нефти; 4 – опоры; 5 – пеногасящая насадка; 6 – люк-лаз; 7 – сетчатый каплеотбойники; 8 – корпус; 9 – подогреватель.

Нефть подается в патрубок гидроциклонной головки 1, в гидроциклонной головки под действием сил инерции выделяется основная часть газа, которая направляется в аппарат, для более тонкой очистки, а также для устранения градиента давления. Нефть поступает на наклонные перфорированные полки (рис. 2). На полках 9 часть нефти просачивается в отверстия, благодаря чему увеличивается площадь контакта фаз, на нижней стороне полок имеются поперечные перегородки, чтобы предотвратить пленочное течение. После стекания с полок нефть дополнительно дегазируется, за счет подогрева подогревателем 10. Газ, выделившийся в аппарате дополнительно сепарируется сетчатым каплеотбойником 7 и удаляется через патрубок 2. Очищенная от газа нефть удаляется через патрубок 3.

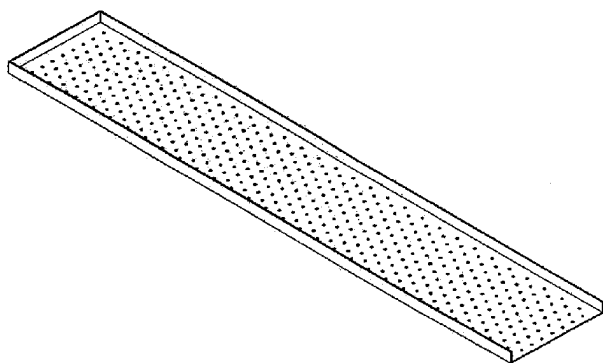


Рисунок 2
Перфорированная полка

Целесообразность реализации перечисленных конструкторских решений позволит с нашей точки зрения повысить эффективность разделения нефти от газа, что подтверждается материальным, тепловым и технико-экономическим расчетами.

Список литературы:

1. Лутошкин, Г. С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды [Текст] : учеб. для вузов / Г. С. Лутошкин. – М. : Альянс, 2006. – 319 с.
2. Тронов В.П. Сепарация газа и сокращение потерь нефти. Казань: «Фэн», 2002. 408 с.
3. Обзор патентов на сайте www.fips.ru

МОДИФИКАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ ЗАПОРНОГО ОРГАНА КЛАПАНОВ КИСЛОГО ГАЗА

*Буянов Г.Н., Афанасов В.Г., Зиятдинов Р.Ф.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

В настоящее время в Газопромысловом управлении эксплуатируются клапаны производства фирмы «Petrolvalves» 2” ANSI 2500 RTJ R26 (поз. 145а согласно технологической схеме), установленные на линии 2-4-BS УППГ-1 и УППГ-2 (проект «Mannesmann»). Данная запорно-регулирующая арматура предназначена для сброса ГЖС на факел при очистке трубопровода. Клапаны были произведены в 1983г. и введены в эксплуатацию 1986г. и 1987г. и в скором времени потребуют замены. Запорным органом данного клапана является контактная пара «затвор-седло». (рис1.)



Рисунок 1
Запорный орган клапана «Petrolvalves»

Форма посадочного места затвора выполнена в виде усеченного конуса и полусферы на малом основании конуса. Однако данное исполнение посадочного места затвора клапана имеет

некоторые недостатки. Во-первых, ввиду сложной геометрической формы профиля затвора его изготовление является сложной и трудоемкой операцией с последующей металлообработкой (большое количество токарных и шлифовальных работ). Во-вторых, материал, из которого изготовлена пара затвор-седло не обеспечивает высокую стойкость против эрозионного разрушения в условиях щелевого и ударного воздействия потока ГЖС. Кроме того, из-за сложившихся санкций со стороны западных государств многие известные мировые компании по производству нефтегазопромыслового оборудования отказались принимать участие в тендерах и конкурсах по поставке запасных частей.

Предлагается два варианта импортозамещения клапана производства фирмы «Petrolvalves»:

1. Проводится анализ возможностей отечественных заводов по выпуску корпусов прямооточных регулирующих клапанов. При этом внутренняя полость изготавливается по чертежам, предоставленным Газопромысловым управлением, таким образом, чтобы была возможность использовать конус в качестве запорного органа. В то же время специалистами ГПУ из материала ВК-6 изготавливается и испытывается пара конус-седло, которая в дальнейшем будет использоваться в корпусах клапанов отечественного производства.

2. Проводится анализ технического состояния установленных клапанов производства фирмы «Petrolvalves» 2” 2500 RTJ R26. При удовлетворительном состоянии корпусов клапанов необходимо оценить возможность замены имеющегося запорного органа на запорный орган собственного изготовления. (рис2)

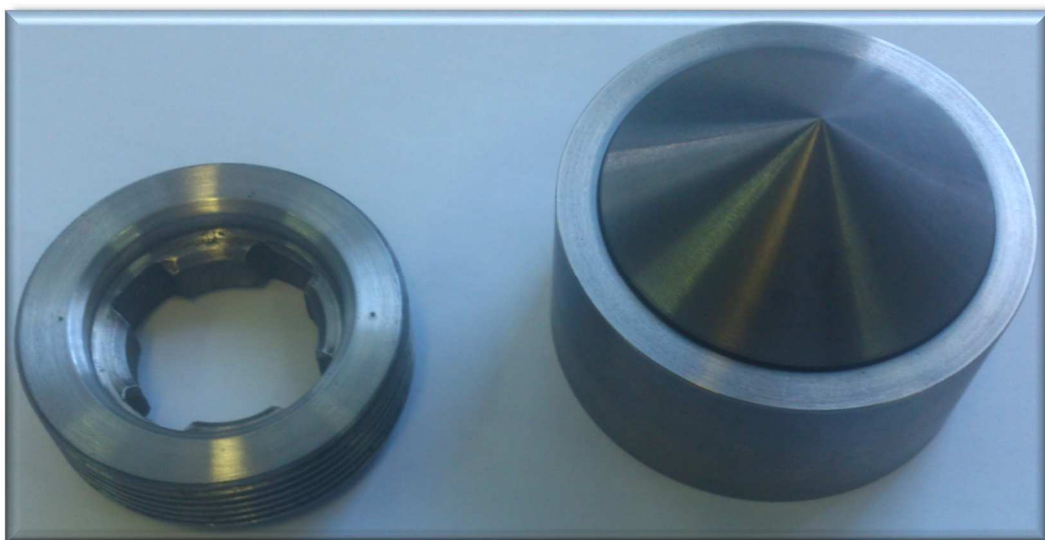


Рисунок 2
Запорный орган собственного изготовления

Предлагаемое техническое решение по замене запорного органа клапана фирмы «Petrolvalves» позволяет отказаться от трудоемкости изготовления сложных геометрических форм оригинального затвора путем упрощения формы до конуса. В качестве материала для изготовления затвора методом спекания предлагается твердый вольфрамокобальтовый сплав марки ВК-6, широко применяемый в порошковой металлургии. Также данные запасные части предлагается изготавливать на термическом участке механо-ремонтной службы Газопромыслового управления, где уже на протяжении долгого времени разработано и освоено изготовление многих запасных частей к импортному оборудованию, таких как штоков и седел к угловым дроссельным клапанам фирм «Cameron-Willis», «McEvoy-Willis», кольца, седла и клинья к клиновым задвижкам фирм «UFR», «Roforge» с малым условным проходом, плунжеров к насосам для подачи ингибитора коррозии фирм «Bran & Lubbe», «Clextral» и др.

Оба варианта позволяют отказаться от закупки импортного оборудования и, при необходимости, изготавливать запорные органы и седла собственными силами, что значительно снизит финансовые затраты Общества.

ПРИМЕНЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СВАРОЧНЫХ ПРОЦЕССОВ ПРИ РЕМОНТЕ НЕФТЕГАЗОВОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА ПРИМЕРЕ СРАВНИТЕЛЬНОГО АНАЛИЗА РУЧНОЙ ДУГОВОЙ НАПЛАВКИ И ПОЛУАВТОМАТИЧЕСКОЙ НАПЛАВКИ ПОД СЛОЕМ ФЛЮСА.

Лубенцов А. Е.¹, Лежнев А.², Халявкин А.А.²

¹ ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»; ² ООО «Газпром добыча Астрахань»

Фактически любое производство стремится использовать автоматизацию процессов и роботизированное оборудование. В сварочном производстве многие ручные операции заменены полуавтоматическими или полностью автоматическими процессами. Основные цели применения автоматизации сварочного производства: повышение производительности; улучшение качества; уменьшение стоимости производства. Для сварки в автоматическом режиме не требуется использовать рабочую силу сварщика или оператора, но в то же время нужен очень хороший специалист для настройки процесса. В процессе настройки устанавливаются основные параметры сварки: подводимое напряжение, сварочный ток, скорость подачи присадочного материала, скорость сварки, диаметр и материал электрода, вид и скорость подачи защитного газа.

Трубопроводная арматура применяется при устройстве трубопроводных систем (для воды, пара, газа и топлива, различных продуктов переработки химической, пищевой и любой другой промышленности), которая в зависимости от назначения делится на запорную трубопроводную арматуру (краны, задвижки), предохранительную трубопроводную арматуру (клапаны), регулирующую трубопроводную арматуру (вентили, регуляторы давления), отводную трубопроводную арматуру (воздухоотводчики, конденсатоотводчики).

Надежность и экономичность работы пароводяной арматуры в значительной степени зависят от ее конструктивных особенностей, возможности дальнейшего совершенствования (модернизации) существующей арматуры и главное ремонтпригодности.

Детали восстанавливаются в том случае, если ремонт обходится дешевле приобретения новой детали. Обычно принято считать, что стоимость восстановления составляет 10 - 25 % стоимости изготовления детали, а для базовых деталей сложной конфигурации 5 - 10 %.

Изношенные детали можно восстанавливать до первоначальных–номинальных размеров или до новых ремонтных размеров, в дальнейшем не оказывающих влияние на технические характеристики детали или машины в целом.

Сам износ деталей можно разделить на механические (удар, трение), химические (коррозия), тепловые. Наиболее часто встречающимися дефектами на клиньях, клапанах, уплотнительных кольцах являются: трещины, раковины, отколы, коррозионный и механический износ.

При наличии дефектов на уплотнительных поверхностях колец корпусов свыше 0,5 мм допускается их ремонт методом наплавки.

Процессы наплавки занимают одно из важных мест в современной восстановительной технологии деталей. Они применяются как для восстановления изношенных деталей машин и оборудования, так и при изготовлении новых. Последнее обусловлено необходимостью придания рабочим поверхностям деталей и изделий определенных свойств: антифрикционных, жаропрочных, кислотоупорных, коррозионно-стойких, износостойких, электро- и теплопроводных и др.

К преимуществам наплавки можно отнести:

- значительное увеличение срока эксплуатации;
- возможность подбора наплавляемого металла, имеющего наибольшую сопротивляемость к воздействиям определяющих износ деталей в процессе эксплуатации;
- возможность восстановления изношенных деталей в первоначальный вид;
- возможность многократного и быстрого восстановления деталей позволяет экономить значительные средства;
- с использованием наплавки экономия так же достигается изготовлением новых деталей из дешевых сталей и сплавов.

С помощью наплавки можно восстанавливать различные изделия и элементы запорной и предохранительной арматуры, таких как клинья и седла.

Наплавка является самым прогрессивным и широко распространенным способом ремонта и восстановления различных деталей машиностроения. Она занимает около 70% всего объема работ.

В работе рассматриваются и анализируются два метода наплавки деталей трубопроводной арматуры: ручная дуговая наплавка и полуавтоматическая наплавка под слоем флюса. Был проведен ряд экспериментальных исследований и сравнительный анализ. Полученные результаты будут использованы при ремонте трубопроводной арматуры в ремонтно-механическом цехе АГПЗ ООО «Газпром добыча Астрахань».

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ И ДОЛГОВЕЧНОСТИ ЗМЕЕВИКОВ И СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ФУТЕРОВКИ ТРУБЧАТОЙ ПЕЧИ П-51, СЛУЖАЩЕЙ ДЛЯ НАГРЕВА СЫРЬЯ КОЛОННЫ К-51 УСТАНОВКИ К-51 УСТАНОВКИ У-1.731 АГПЗ.

Богатырев С.Ю.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Трубчатая печь П-51 служит для сжигания топливного газа и использования полученного таким образом тепла для нагрева обессоленного и обезвоженного стабильного конденсата с блока ЭЛОУ установки У-1.731. Данный агрегат является ключевым оборудованием блока АТ установки У-1.731.

Эффективность работы печных агрегатов заключается в способности всех основных элементов печи (трубчатый змеевик, футеровка, горелочные устройства и т.д.) выполнять свои функции. Кроме того, для достижения высоких технико-экономических параметров работы трубчатой печи весомое значение, помимо прочего, имеет решение проблемы обеспечения эксплуатационной надежности и долговечности печи, также гарантирования ее работоспособности в экстремальных условиях для организации безопасности технического персонала.

Для решения проблем сопряженных с эксплуатации печи П-51, необходим комплексный подход. Во-первых, это повышение надежности змеевика печи, во-вторых применение более эффективных футеровочных материалов.

Змеевик печи является наиболее ответственной частью трубчатой печи. Его собирают из дорогостоящих горячекатаных бесшовных печных труб и калачей либо печных двойников (ретурбентов). Радиантный змеевик более всего подвергается негативным воздействиям и износу, поэтому важно модернизировать его для увеличения срока службы змеевика печи в целом.

В качестве материала для труб змеевика, в оригинальном проекте, используется низколегирующая сталь 15Х5М. Однако в 3-ей секции печи П-51 установлен змеевик выполненный из стали марки 12Х18Н10Т. Алитирование хромистых сталей позволит расширить область применения при отклонении температурного режима в большую сторону, а также в агрессивных средах, содержащих сероводород. Стоит учесть тот факт, что змеевик изготовленный из стали марки 12Х18Н10Т так же деформирован, на сегодняшний день.

Чтобы продлить срок службы змеевика трубчатой печи, важно обеспечить дополнительную защиту калачей, соединяющих прямолинейные участки труб, ведь калач является самым чувствительным к воздействию высоких температур и склонным к закоксовыванию элементом в змеевике. Связано это, в том числе, и с гидравлическими условиями движения продукта. Продукт, проходя повороты калача, испытывает гидравлическое сопротивление, уменьшая тем самым скорость течения. Как следствие, в худшую сторону изменяются условия теплопередачи, происходит отложение кокса на внутренней поверхности, что еще уменьшает теплоотдачу к продукту. Это, в свою очередь вызывает перегрев стенки трубы и ускоряет коррозионные процессы. Даже применение легированных, достаточно дорогих сталей, кардинально эту проблему не решает.

В этой связи предлагается способ защиты в виде нанесения графитового покрытия на калач змеевика и его стыковой сварной шов. Такое решение позволит увеличить надежность, живучесть и безопасность змеевикового экрана и 33 трубчатой печи в целом. В пользу предлагаемого решения говорит следующее.

Во-первых, графит является высокотеплопроводным материалом. В зависимости от температуры и марки, теплопроводность графита колеблется от 278,4 до 2435 Вт/(м·К) [1]. Для

сравнения, теплопроводность стали марки 15Х5М находится в диапазоне от 33 до 37 Вт/(м·К) в зависимости от температуры окружающей среды [2]. Поэтому ухудшение теплообмена между нагреваемым продуктом и стенкой трубы, при нанесении графитового покрытия не следует ожидать.

Во-вторых, графит представляет собой огнеупорный и достаточно инертный материал. В радиантной камере трубчатой печи это особенно важно, потому что змеевик в некоторых случаях может контактировать на прямую с пламенем горелки. И графитовое покрытие в данной ситуации сможет обеспечить надежную защиту и материала калача, и уязвимого сварного шва.

В-третьих, графит выступает антикоррозионным веществом, что делает его очень ценным материалом во многих производственных процессах. С ростом температуры на 100⁰С, коррозия может возрасти в несколько раз. Т. к. в печи достаточно высокие температуры, то коррозия труб, и тем более сварных швов, в таких эксплуатационных условиях более вероятна.

В-четвертых, графит является неплавким веществом. Он надежно выдерживает влияние высоких температур, становясь тверже от их воздействия, а сублимируется при обычном давлении лишь при 3845-3890⁰С [3]. Это свойство графита позволяет использовать его в трубчатой печи, где температуры факела достигают 1700-1900⁰С [4].

Пятое. Для радиантных камер печей существенное значение имеет степень черноты нагреваемого тела. И с этой точки зрения графитовый слой является выигрышным.

Очень важное свойство графита – это его инертность. Даже при высоких температурах он не вступает в реакцию с контактирующими материалами. Опыт применения графитовых защитных покрытий во многих отраслях промышленности служит тому подтверждением. Важнейшей частью проблемы является структура и способ нанесения (или монтажа) графитового слоя. Этот слой не должен иметь пористую структуру, что отрицательно скажется на теплопроводности. Слой должен формироваться без зазоров, что так же важно для условий передачи тепла от излучающей поверхности факела к продукту.

Все эти положительные свойства графита позволяют его использование в трубчатой печи в качестве защитного покрытия калачей змеевика и обеспечения надежности, живучести и безопасности эксплуатации труб змеевиков и печи в целом.

Отдельной темой для изучения требует футеровка печи, так как футеровочный материал должен обеспечивать длительную работоспособность печи в течении 6-8 лет, создавать условия высокой теплоотдачи в радиантных секциях печи с тем, чтобы уменьшить теплопотери в окружающую среду, исключать подсосы воздуха в топку, камеру конвекции и боров печи, обеспечивать значительные колебания температуры в топке, иметь минимальную массу и низкую стоимость.

Список литературы.

1. Графит [Электронный ресурс] // ru.Wikipedia.org : википедия свободная энциклопедия.
2. Теплопроводность стали и чугуна, теплофизические свойства стали // [Электронный ресурс] / сост. : С. П. Якупов ; Электрон. дан. – М., [2012-2016].
3. Графит, свойства графита, применение графита, продажа графита, терморасширенный графит // GraphiteBonumGroup : [Электронный ресурс] / сост. : А. И. Ильиных ; Электрон. дан. – Украина, [2007-2016].
4. Ентус, Н. Р. Трубчатые печи в нефтеперерабатывающей и нефтехимической промышленности / Н. Р. Ентус, В. В. Шарихин. – М.: Химия, 1987. – 304 с.

МОДЕРНИЗАЦИЯ ПРИВОДА МЕРОЧНОЙ КАМЕРЫ СЧЕТЧИКОВ ЖИДКОСТИ ALFONS HAAR МКА 2290 / МКА 3350

Игнатъев М.В.

АО "Газпромнефть-Аэро" - ЗАО "Совэкс"

Обоснование выбора темы:

- Низкий эксплуатационный ресурс оборудования;
- Не ремонтпригодность, заложенная заводом-изготовителем, следовательно «зависимость» от оригинальных запчастей;
- Высокая стоимость и длительный срок поставки - от 10 недель;
- Возможны значительные, невосполнимые потери нефтепродуктов и повреждение оборудования в результате износа привода мерочной камеры.

Цели (и задачи) проекта:

- Снизить стоимость обслуживания и ремонта счетчиков жидкости иностранного производства;
- Реализовать возможность выполнения обслуживания и ремонта на ремонтной базе предприятия.
- Сократить ремонтные интервалы и увеличить эксплуатационный ресурс оборудования;
- Предотвратить невосполнимые потери нефтепродуктов;
- Сохранить точность измерения нефтепродуктов.

Краткое описание предлагаемого решения:

Выполнить полную разборку и дефектацию внутренних комплектующих привода мерочной камеры счётчика жидкости Alfons Naag типа МКА.

Установить причины возникновения потерь нефтепродуктов.

Разработать и заказать изготовление принципиально нового типа уплотнения, способного компенсировать неравномерный износ рабочей кромки для привода мерочной камеры DA8A1-X1 Alfons Naag.

Полученные результаты и выводы:

В результате внедрения уплотнения нового типа на опыте ЗАО «Совэкс» можно отметить следующее:

- Удалось достичь значительного увеличения эксплуатационного ресурса и межремонтных интервалов счетчиков жидкости Alfons Naag МКА;
- Первый, экспериментальный, привод мерочной камеры с уплотнением нового типа был установлен в счётчик жидкости Alfons Naag МКА 3350 на ТЗА-45 гар.№2 в октябре 2014 года и активно эксплуатируется в настоящий момент, также через него было прокачено более 420 тыс. м³, в то время, когда наработка на отказ у оригинального уплотнения, с учетом интенсивности заправок в аэропорту «Пулково», составляет примерно 110-120 тыс. м³.
- Сокращено время ТО и ремонта счетчиков жидкости Alfons Naag типа МКА до 1,5 ч.
- В сравнении с 2014г. затраты на обслуживание и ремонт счетчиков жидкости Alfons Naag типа МКА были снижены на порядок. В 2017году планируется полностью отказаться от закупки оригинальных комплектующих и перейти на самостоятельный ремонт оборудования.

Примечание: данные предоставлены без учета времени и стоимости проведения внеплановой проверки средств измерения после ремонта.

- Внедрение данного решения по всей ГК ГПН-А позволит сократить затраты на ремонт счетчиков жидкости Alfons Naag типа МКА в 45 раз на 1 единицу в год.

ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМ КОРРОЗИОННОГО МОНИТОРИНГА НА ОБЪЕКТАХ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА УРЕНГОЙ»

*Юсунов А.Д., Шустов И.Н., Александров В.В.
ООО «Газпром добыча Уренгой»*

В настоящее время проблема коррозии нефтегазодобывающего оборудования стоит очень остро. Это связано с наличием высокоагрессивных компонентов в рабочих средах и другими особенностями работы оборудования. В ООО «Газпром добыча Уренгой», как и в других добывающих предприятиях, существуют проблемы повышенного износа оборудования в результате воздействия коррозии. И для обеспечения надежной эксплуатации опасных производственных объектов необходимо предпринимать различные меры борьбы с коррозией, а для отслеживания их коррозионного состояния предусматривать системы коррозионного мониторинга.

В 2014 году впервые на объектах ООО «Газпром добыча Уренгой» были обнаружены следы углекислотной коррозии. Повреждения были вызваны содержанием в добываемом продукте углекислого газа. Добыча продукта осуществлялась из ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. Разработка этих отложений начата в 2009 году, причем проектными решениями не были предусмотрены мероприятия по обеспечению защиты от коррозии, также не была предусмотрена система коррозионного мониторинга.

Пласты ачимовских отложений характеризуются аномально высокими пластовыми давлениями – на глубине 3700 метров давление составляет до 60 МПа, а температура 106 °С. Дополнительным агрессивным фактором является содержание углекислого газа в продукции (0,9 %

мольных). Его парциальное давление превышает 0,2 МПа, что в купе характеризует продукцию ачимовских отложений как газовую среду с высокой степенью агрессивностью и в соответствии с СТО Газпром 9.3-011-2011 необходимо предусматривать ингибиторную защиту и проведение коррозионного мониторинга.

В целях обеспечения надежной и безаварийной эксплуатации опасных производственных объектов и получения полной картины коррозионного состояния на объектах добычи и подготовки продукции ачимовских отложений Уренгойского НГКМ специалистами ООО «Газпром добыча Уренгой» были разработаны несколько устройств для определения скорости коррозии, которые являются частью системы коррозионного мониторинга.

Одно из устройств разрабатывалось для трубопроводов обвязки скважин с рабочим давлением до 35 МПа. Так как на рынке систем коррозионного мониторинга отсутствовали устройства, способные проводить измерения скорости коррозии при таких условиях, был разработан и изготовлен межфланцевый узел контроля скорости коррозии (МУКК). МУКК позволяет провести монтаж образцов-свидетелей коррозии в короткий срок и не требует выполнения огневых работ.

Другое устройство представляет собой гравиметрическую кассету с цилиндрическими образцами-свидетелями коррозии, устанавливаемую в имеющуюся бобышку, предназначенную для монтажа термокармана или манометра. Как правило, на одном участке трубопровода присутствует несколько дублирующих бобышек, поэтому при установке в одну из них гравиметрической кассеты не нарушаются требования безопасности. Такой способ установки позволяет исключить врезку дополнительных штуцеров или бобышек, которые необходимо согласовывать с проектной организацией. Также осуществляется экономия средств Общества за счет отказа от покупки заводских гравиметрических кассет и благодаря их собственному производству.

Проведенные исследования скорости коррозии с помощью разработанных устройств, позволили определить опасные участки, на которых скорость коррозии превышает проектное значение 0,1 мм/год. В настоящий момент ведутся работы по разработке мероприятий по обеспечению противокоррозионной защиты на этих участках. Одновременно с этим продолжаются работы по непрерывному контролю за изменением скоростей коррозии на всех участках, подверженных усиленному влиянию углекислотной коррозии.

Внедренная система коррозионного мониторинга, а именно устройства для измерения скорости коррозии, позволят поддерживать должный уровень обеспечения надежной и безаварийной эксплуатации опасных производственных объектов Общества до момента внедрения систем противокоррозионной защиты. Также внедренная система позволяет оперативно реагировать на изменение показателей коррозии с целью обеспечения должных мер, направленных на использование временных решений по защите объектов от коррозии.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НА АГПЗ ОСНОВЕ ПРИМЕНЕНИЯ АБХМ

Головчун С.Н., Арабов М.Ш.

ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»

Цель данной работы является разработка проекта по внедрению на Астраханском газоперерабатывающем заводе абсорбционных бромистолитиевых холодильных машин (АБХМ) для нормального ведения технологического процесса и поддержания проектных показателей основного оборудования и снижения себестоимости единицы продукции на АГПЗ.

Задачи:

Работа с технической литературой для изучения преимуществ и недостатков на существующих системах оборотного водоснабжения на нефте-, газоперерабатывающих заводах России;

Анализ режимов работы основного оборудования и существующей системы оборотного водоснабжения на АГПЗ;

Разработать предложения по совершенствованию технологии для охлаждения основного оборудования на АГПЗ.

В настоящее время основное технологическое оборудование АГПЗ в летний период, работает с ограничением мощности из-за недостаточной мощности существующей системы оборотного водоснабжения.

Недостатки существующей системы оборотного водоснабжения на АГПЗ:

Большие потери воды (до 40%) из системы оборотного водоснабжения на градирнях, продувках и соответственно необходимость постоянной подпитки подготовленной водой системы оборотного водоснабжения;

Невозможность охладить воду оборотного водоснабжения ниже температуры окружающей среды на градирнях, соответственно невозможно в летний период нормально вести технологический процесс на основном технологическом оборудовании;

Вода в системе оборотного водоснабжения постоянно в контакте с окружающим воздухом и соответственно насыщается как кислыми компонентами, кислородом, так и различными примесями (пыль) из воздуха.

Необходимость поддержания в системе оборотного водоснабжения различного оборудования по фильтрации, ионообменные смолы, оборудования по отстаиванию продуктов коррозии, поддержанию рН среды и т.д.;

Большая коррозионная активность оборотного водоснабжения на АГПЗ

Всех этих недостатков лишены системы абсорбционных бромистолитиевых холодильных машин.

Предлагаем АБХМ использовать в начале для за место 2-ой системы оборотного водоснабжения, охлаждающих оборудование, содержащие углеводороды не выше С₄, а позже и за место 1-ой системы оборотного водоснабжения.

Преимущества предложения:

Стабильная работа технологического оборудования вне зависимости от погодных условий;

Существенно снизятся затраты (на порядок) эксплуатационные расходы связанные с системой оборотного водоснабжения;

Будут исключены коррозионные процессы технологического оборудования из –за присутствия в оборотной воде O₂, CO₂.

В данной работе рассмотрена возможность внедрения в производственный процесс АБХМ, в качестве АБХМ рассмотрен одноступенчатый бромисто-литиевый чиллер. Он использует горячую воду в качестве греющего источника, воду в качестве хладагента, раствор бромистого лития в качестве абсорбента, и предназначен для охлаждения воды (в условиях вакуума), для использования в технологических процессах.

Чиллер состоит из двух комплектов тепловых генераторов, конденсаторов, испарителей, абсорберов, теплообменников, декристаллизационных трубок, насосов раствора, трубопроводов и клапанов, а также контрольной системы, насоса хладагента и автоматической системы очистки.

На рисунке 1, показана схема одноступенчатого чиллера, работающего на горячей воде. В качестве хладагента в абсорбционном чиллере используется вода. Давление в испарителе всего 1,07кПа (8 мм Hg), а температура насыщения при таком давлении 8 °С, что является точкой кипения воды при подобном давлении. Хладагент подается из поддона испарителя и распыляется на теплообменные трубки. Охлаждаемая вода (контур потребителя) отдает тепло хладагенту, и уходит к потребителю, а хладагент, в свою очередь испаряется и снова попадает в поддон.

В качестве абсорбента в АБХМ используется раствор бромистого лития. Его функция заключается в поглощении паров хладагента получаемых в испарителе в процессе охлаждения воды для потребителя и переносе в генераторы. Слабый раствор под влиянием тепла подаваемого горячей воды разделяется на крепкий раствор и пар-хладагент. Затем крепкий раствор возвращается в абсорбер для поглощения водяных паров из испарителя. Пары хладагента попадают в конденсатор, чтобы отдать теплоту охлаждающей воде. Когда их температура понижается, они конденсируются в жидкость и возвращаются в испаритель, поддерживая охлаждающий эффект. Тепло конденсации уносится в атмосферу охлаждаемой водой.

Слабый раствор накачивается насосом из абсорбера в генератор через теплообменник. Под воздействием тепла, отдаваемого горячей водой, слабый раствор разделяется на пар хладагента и концентрированный раствор. Крепкий раствор, проходит по трубкам теплообменника, нагревает слабый раствор, а затем попадает в абсорбер – уже остывшим. Пары хладагента, образующиеся в генераторе, конденсируются в жидкий хладагент, отдавая тепло проходящей по трубкам охлаждающей воде. По U-образной трубе жидкий хладагент проходит на поддон испарителя, откуда перекачивается насосом хладагента (иногда называемым испарительным насосом) в распылительную систему в верхней части испарителя, где он равномерно распыляется на теплообменные трубки, удаляя тепло из охлаждаемой воды. Получаемый пар попадает в абсорбер, где поглощается крепким раствором. В процессе поглощения выделяется большое количество тепла, которое уносится

охлаждающей водой. Разбавленный в процессе поглощения воды раствор перекачивается насосом в генератор, и процесс возобновляется.

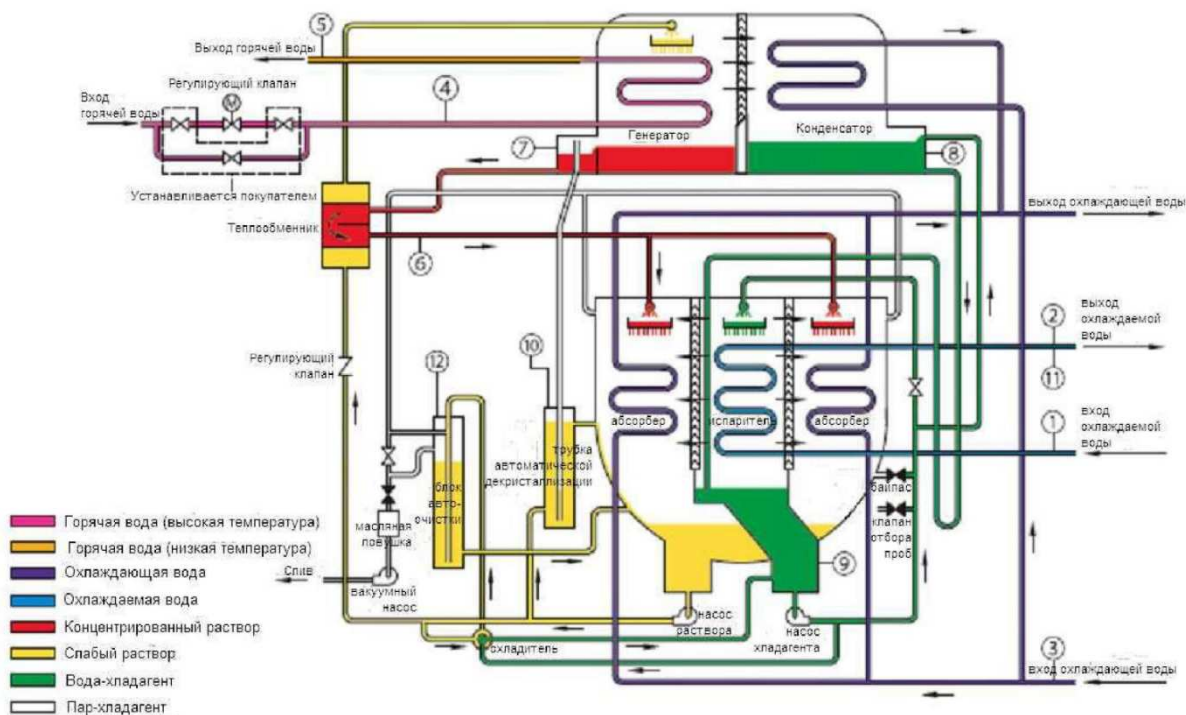


Рис. 1. Схема одноступенчатой АБХМ на горячей воде.

1-Температура охлаждаемой воды на входе; 2-Температура охлаждаемой воды на выходе; 3-Температура охлаждающей воды на входе; 4-Температура горячей воды на входе; 5-Температура горячей воды на выходе; 6-Температура распыления раствора; 7- Температура крепкого раствора на выходе; 8-Температура конденсации; 9-Температура испарения; 10-Температура декристаллизации; 11-Расхода охлаждаемой воды; 12- Уровень вакуума.

Внедрение АБХМ позволит существенно снизить летние технологические ограничения работы основного оборудования Астраханского ГКМ за счет улучшения параметров работы оборотного водоснабжения.

Список литературы:

SHUNGLIANG ECO-ENERGY SYSTEM CO. Мануал. СПб: 2011 – 66 с.

Белова Е.М. «Системы кондиционирования воздуха с чиллерами и фэнкойлами». 2003 - 400 с. www.est-rus.ru.

СЕКЦИЯ 5

ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПОСТРОЕНИЯ КАРТ В ВЕКТОРНОМ ГРАФИЧЕСКОМ РЕДАКТОРЕ CORELDRAW

*Боровский И.А., Старосек А.С.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Оформление карт в CorelDRAW сопряжено с выполнением множества однотипных операций по расстановке объектов, добавлением подписей к ним и т.п. Создание подобных документов вручную отнимает много времени. Кроме этого, возможны ошибки при редактировании карт, связанные с человеческим фактором. К примеру, при оформлении структурной карты отложений продуктивного башкирского яруса Астраханского ГКМ необходимо расставить более 300 существующих и проектных скважин, добавить к ним подписи и отметки глубин, а также нанести более 500 изолиний.

Для сокращения временных затрат и исключения ошибок, связанных с человеческим фактором, авторы предлагают программу автоматизации построения карт в векторном графическом редакторе CorelDRAW. Программа написана на Visual Basic for Application (VBA), выполняется в CorelDRAW версии 9 и выше.

В настоящее время программа используется при оформлении карт структурных поверхностей, описывающих глубинное строение месторождения углеводородов. Программа автоматически расставляет скважины и иные объекты по координатам, находящимся в указанном пользователем текстовом файле. Также создаются изолинии, добавляются подписи к объектам. Частично реализован алгоритм расстановки подписей без перекрытия находящихся рядом на карте объектов. При незначительных модернизациях программного кода возможно использование данной программы при оформлении любых документов в CorelDRAW, требующих выполнения множества однотипных операций, например географических и топографических карт, планов зданий и местности и т.п.

Для создания карты программе необходимо 2 текстовых файла, содержащих всю исходную информацию. В первом файле в отдельной строке для каждой скважины содержатся координаты устья, забоя, глубина точки вскрытия пласта и категория скважины (проектная, эксплуатационная, ликвидированная и т.п.), выражаемая числом от 1 до 10. Во втором файле хранятся координаты изолиний и подписи к ним. Координаты выгружаются из пакета программ для геологического моделирования Irap RMS компании ROXAR. В Irap RMS используются фактические координаты скважин и изолиний в метрах, а в CorelDRAW используется собственная система координат в дюймах, имеющая другую начальную точку. Поэтому для корректного отображения объектов на карте относительно друг друга необходимо предварительно перевести координаты из фактических в систему CorelDRAW. Для этого создана вспомогательная программа на VBA в Microsoft Excel, которая по разработанному авторами алгоритму осуществляет конвертацию координат и другую подготовку данных перед загрузкой в CorelDRAW.

ПЕРСПЕКТИВЫ ПРИМЕНЕНИЯ ОБОРУДОВАНИЯ FSO (FREE SPACE OPTICS) НА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СЕТИ СВЯЗИ ООО "ГАЗПРОМ ДОБЫЧА АСТРАХАНЬ"

*Рубан Е.А., Гостюнин Ю.А.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Технологическая сеть связи ООО "Газпром добыча Астрахань" представляет собой сложную совокупность, взаимоувязанных между собой различных систем и средств связи, таких как: системы передачи (волоконно-оптические, радиорелейные, спутниковые, системы передачи по медным кабелям связи), системы транкинговой и конвенциональной радиоисвязи, системы автоматической телефонной связи и др. Основой, связывающей все системы, является совокупность систем передачи, применяемых на технологической сети. Именно благодаря применению систем передачи, возможно связать удаленные технологические площадки, разбросанные по территории АГКМ, в единую сеть. В данный момент, большая часть систем передачи ООО "Газпром добыча Астрахань", построена с применением оборудования радиорелейной связи (PPC) или же с применением оборудования волоконно-оптической связи (ВОСП).

При помощи оборудования PPC и ВОСП, возможно организовать каналы передачи данных между различными производственными площадками, расположенными на территории АГКМ и г.Астрахань, с большим показателем надежности. К сожалению, построение систем передачи на базе оборудования PPC и ВОСП может быть связано со следующими проблемами:

необходимость получения разрешения на использование частотного ресурса для оборудования PPC;

необходимость учета электромагнитной совместимости оборудования PPC, с другим оборудованием радиосвязи, размещенным в выбранной области;

слишком большая стоимость прокладки кабеля, необходимого для связи оборудования ВОСП (необходимость строительства опор, рытья траншей и т.д.).

Перспективной альтернативой оборудованию PPC и ВОСП, при строительстве систем передачи на коротких дистанциях (до 7км), является применение оборудования FSO (Free Space Optics, в русскоязычной литературе - оборудование атмосферных оптических линий связи, АОЛС) [1]. Данная технология изначально, была разработана для космической отрасли (для связи спутников между собой и для безопасной передачи большого объема информации на Землю) и основана на использовании атмосферы в качестве среды распространения светового излучения. Оборудование FSO позволит избежать проблем, приведенных выше, присущих оборудованию PPC и ВОСП, и позволит организовать каналы передачи данных со скоростью до 1 Гбит/с.

В данный момент оборудование FSO представлено на рынке множеством импортных компаний: «LightPointe Communications Inc.» (США), «fSona Communications Corp.» (Канада), «PAV Data Systems Ltd.» (Великобритания), а так же отечественными производителями, такими как: «Оптические телесистемы» (Санкт-Петербург)[2], «Мостком» (Рязань)[3]; «Лазерные приборы» (Екатеринбург) [4]. Оборудование FSO отечественного производства конкурентно с импортным, и достаточно высоко востребовано на рынке телекоммуникационного оборудования.

Для монтажа системы FSO необходимо установить два комплекта оборудования (по одному на каждой стороне пролета) и обеспечить между ними прямую видимость. Условие прямой видимости между комплектами оборудования, является один из основополагающих при функционировании оборудования FSO, и именно из него вытекают основные недостатки данной технологии - оборудование FSO чувствительно к погодным условиям, ухудшающим прямую видимость (ливень, снегопад и тд.), а так же чувствительно к появлению посторонних предметов в области луча, связывающего комплекты оборудования FSO. К сожалению, из за данных недостатков оборудование FSO не может быть использовано в качестве основного оборудования систем передачи, на корпоративной сети ООО "Газпром добыча Астрахань", так как не будет обеспечивать требуемых показателей надежности и доступности. Но благодаря простоте своего применения, и низкой стоимости внедрения, данное оборудование может быть использовано для организации резервных каналов передачи данных между производственными площадками АГКМ.

Список литературы:

"Гибридное FSO-оборудование - решение операторского класса", Л.В. Корниенко, С.Н. Кузнецов, Б.И. Огнев, С.Ю. Поляков.

<http://www.optica.ru/> - официальный сайт «Оптические телесистемы»

<http://www.mostkom.ru/> - официальный сайт ЗАО «Мостком»

<http://www.laseritc.ru/> - официальный сайт ООО НПФ "Лазерные Приборы"

ВИРТУАЛЬНЫЙ СИМУЛЯТОР ОПЕРАТОРА ПО ДОБЫЧЕ НЕФТИ И ГАЗА

Ибрагимов З.Л., Цагараев Р.В.

*ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»,
ООО «СТАЗ-ВИЖН»*

Нефтегазовая отрасль по праву считается одной из самых сложных в изучении и развитии отраслей промышленности. Ограниченность месторождений, невозобновляемые ресурсы, все более сложные условия добычи требуют все более продуманных подходов, инновационных технологий, высококлассных специалистов на каждом этапе системы добычи нефти и газа, и не терпят ошибок, которые могут привести не только к финансовым потерям, но и к крупным экологическим катастрофам.

Динамично развивающиеся информационные технологии, в том числе в сфере виртуальной реальности, могут эффективно решать задачу подготовки специалистов перед их непосредственным направлением на производственные объекты.

Один из первых обучающих комплексов нефтегазовой тематики, разработанный нами, - Виртуальный симулятор оператора по добыче нефти и газа, позволяющий любому желающему почувствовать себя в роли нефтяника на кустовой площадке с различными видами нефтегазового оборудования. Специально разработанная математическая модель работы пласта и скважин моментально реагирует на всех уровнях системы добычи на любые изменения, вносимые пользователями, например, открытие или закрытие задвижек, работа с исследовательским оборудованием, изменение режима работы насоса, добавление аварийной ситуации.

Благодаря особому подходу к разработке, заключающимся в реализации максимально гибкой системы с возможностью создания нестандартных схем, процессов, видов оборудования, аварийных сценариев, и уникальных технологий моделирования процессов, кодогенерации, построения «деревьев событий-состояний» и «деревьев отказов», Виртуальный симулятор оператора по добыче нефти может применяться для решения большого количества задач в зависимости от требований заказчика.

Для образовательных организаций это подготовка студентов нефтегазового профиля, обучение теории и практики работы оборудования, проведения исследовательских и технологических операций, отработка действий для предотвращения или ликвидации аварийных ситуаций.

Для нефтегазовых компаний это повышение квалификации своих специалистов, подготовка к конкретным производственным задачам, особенно актуальным для этой организации.

Одновременный многопользовательский доступ дает возможность проводить групповые занятия на одном виртуальном месторождении или даже устраивать своеобразные соревнования между различными группами обучающихся на разных виртуальных месторождениях. И не обязательно ограничиваться отведенным на занятие временем – виртуальные месторождения работают на базе облачных технологий, а значит можно в любой момент выйти из системы, через какое-то время зайти снова через любое удобное устройство (компьютер, ноутбук, планшет, смартфон, шлем виртуальной реальности) – виртуальная кустовая площадка будет работать по изначально заданным параметрам, и даже будет изменять свое визуальное оформление в зависимости от реального времени суток заданного часового пояса. Максимально глубокое погружение в виртуальный мир добычи нефти и газа позволит обучающимся существенно быстрее адаптироваться к реальным промысловым условиям.

Виртуальная среда симулятора позволяет взглянуть на процессы добычи так, как это невозможно в реальности. Например, показать расположение труб под землей, работу оборудования в разрезе, направления потоков нефти, газа и воды. Позволяет создавать нестандартные схемы системы добычи и экспериментировать с ними, вплоть до создания аварийных ситуаций, что способствует обучению на собственных ошибках и более глубокому пониманию процессов.

Работа с симулятором не требует нестандартного оборудования, нет необходимости останавливать добычу нефти и газа, проводить ненужные операции со скважинами, организовывать транспорт, проживание и обеспечение обучающихся, что в значительной степени экономит финансовые, кадровые и временные ресурсы организаций. Быстрое и эффективное обучение, а также возможность отработки всего спектра необходимых операций и аварийных ситуаций перед непосредственным направлением специалистов на промысел делают Виртуальный симулятор оператора по добыче нефти и газа высокоэффективным и рациональным решением для обучения студентов и повышения квалификации специалистов нефтегазовой отрасли.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ДЕЯТЕЛЬНОСТЬЮ СЛУЖБЫ ИНФОРМАЦИОННО-УПРАВЛЯЮЩИХ СИСТЕМ (ПОРТАЛ СИУС)

Володина Е.В., Буйлов К.В.
ООО «Газпром добыча Астрахань»

Целью разработки является автоматизация управления деятельностью Службы информационно-управляющих систем (СИУС) по следующим направлениям:

- администрирование ЛИС (локальные информационные системы);
- сопровождение ЛИС;
- диспетчерское обеспечение;
- системно-техническая поддержка пользователей;
- эксплуатация средств и систем защиты информации.

Портал СИУС состоит из следующих блоков:

блок «Информационные системы» предназначен для учета ИС (информационных систем), автоматизации процессов учета и движения индивидуальных и групповых заявок на подключение к ЛИС, изменение полномочий, отключение от ЛИС;

блок «Техническая поддержка пользователей ИС» предназначен для автоматизации процессов обращений и обработки запросов пользователей по вопросам оказания технической поддержки;

блок «Информационные ресурсы» предназначен для учета ИР (информационные ресурсы), автоматизации процесса движения индивидуальных и групповых заявок на подключение к СОП (сетевые общие папки) и отключение от СОП, заявок на создание/удаление доменной учетной записи, заявок на создание/удаление электронного почтового ящика, заявок на доступ к ВЭНИ (внешние электронные носители информации);

блок «Управление оборудованием и расходными материалами» предназначен для учета оборудования и картриджей, установленных и эксплуатируемых в структурных подразделениях ООО «Газпром добыча Астрахань».

Для реализации Портала СИУС была выбрана среда разработки Microsoft Visual Studio Professional 2013. При разработке была использована концепция MVC и технология CodeFirst с применением методов наследования объектов и использованием паттернов Repository и Unit Of Work.

Блок «Информационные системы» реализует следующие функции:

- регистрация и хранение информации об ИС, матриц доступа к ИС;
- назначение для ИС схемы движения заявки;
- учет движения индивидуальных и групповых заявок на подключение/изменение/отключение к ИС;

- автоматическое определение исполнителей для обработки обращений и выполнения работ по заявкам;

-автоматическое создание заявки на отключение пользователя при его увольнении или переводе в другое структурное подразделение;

-мониторинг движения заявок и выполнения работ Администраторами ИС;

-оповещение автора заявки и соответствующих исполнителей по корпоративной электронной почте о текущем состоянии заявки.

Блок «Техническая поддержка пользователей» реализует следующие функции:

-регистрация и хранение информации об обращениях;

-обработка обращений в соответствии с установленными сроками;

-автоматическая диспетчеризация обращений по администраторам ИС в соответствии с проставленными приоритетами для Администраторов ИС и календарным графиком присутствия сотрудников СИУС;

-классификация обращений по категориям;

-ведение диалога автора обращения и Администратора ИС, при необходимости подключение к диалогу ключевых пользователей;

-мониторинг выполнения работ по обработке обращения Администраторами ИС;

-оповещение автора обращения и соответствующих исполнителей по корпоративной электронной почте о текущем статусе работ по обращению.

Для достижения целей была проведена интеграция Портала СИУС:

загрузка логинов учетных записей сотрудников из Active Directory с привязкой к табельным номерам SAP происходит каждые полчаса;

загрузка данных о сотрудниках (ФИО, должность, подразделение, структурное подразделение, перемещение) ИУСП Д 2 Блок «Управление персоналом. Кадровый документооборот» происходит каждые полчаса;

динамически отражаются данные о договорах конфиденциальности (номер, дата) из информационного портала отдела информационной безопасности Управления корпоративной защиты ООО «Газпром добыча Астрахань».

Результаты внедрения:

-оптимизированы процессы создания и согласования заявок на подключение/изменение/отключение к ЛИС, СОП, заявок на пользование ВЭНИ, на создание/удаление доменной учетной записи, на создание/удаление электронного почтового ящика;

-исключены ошибки ручного ввода данных для учета заявок;

-повышена эффективность контроля отключения от ЛИС, СОП, отключения доменной учетной записи, электронного почтового ящика, закрытия доступа к ВЭНИ уволенных и переведенных в другое структурное подразделение пользователей;

-оптимизированы существующие процессы технической поддержки пользователей;

-повышена эффективность контроля и планирования исполнительской деятельности администраторов ИС.

ИНФОРМАЦИОННО- УПРАВЛЯЮЩАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ОХРАНОЙ ТРУДА

Шакирова Л.Р.

ООО «Газпром трансгаз Казань»

Охрана труда и безопасность работников является важнейшей частью производственных процессов, регламентируется различными нормативными документами информационно-распорядительного характера, которые, в свою очередь, подразумевают проведение различных мероприятий, направленных на обеспечение безопасности труда. Актуальной является проблема оперативного контроля, управления и распределения специальной одежды, спецобуви (далее СО) и средств индивидуальной защиты (далее СИЗ) в целях обеспечения повышения уровня безопасности рабочих процессов, сокращения затрат на приобретение СО и СИЗ путем соблюдения сроков носки и эксплуатации. Создание системы управления охраной труда позволит использовать современные технологии и признанные стандарты с целью обеспечения эффективной работы структурных подразделений, а именно: сократить затраты на приобретение СО и СИЗ, обеспечить контроль за соблюдением сроков прохождения медицинских осмотров, обеспечить равномерность распределения СО и СИЗ.

Основной целью создания автоматизированной системы является повышение эффективности деятельности предприятия за счет автоматизации деятельности специалистов охраны труда, а также интеграции с бизнес-процессами Общества по управлению потребностью в спецодежде и средствах индивидуальной защиты, для отслеживания текущего состояния процессов в области охраны труда, мероприятий, направленных на сохранение здоровья сотрудников и предотвращения рисков связанных с нарушениями охраны труда. Результаты разработки будут использоваться как в Управлении Общества, так и в 25 структурных подразделениях.

Проблемы охраны труда затрагивают многие стороны жизни и деятельности трудовых коллективов, организации производства и труда, организации управления производством, носит разносторонний многоплановый характер. Решение должно обеспечиваться на каждом этапе производственного процесса, на каждом участке производства, на каждом рабочем месте. Создание принципиально новой, безопасной и безвредной для человека техники и технологии требует системного, комплексного подхода к решению проблем охраны труда.

Традиционные методы обеспечения безопасности труда, улучшения его условий не соответствуют современному уровню развития производства, являются малоэффективными. В основу разработки программы положены современные технологии, основанные на комплексном подходе, обеспечивающем: повышение уровня информационного обеспечения задач охраны труда; обоснованные методы контроля, анализа и комплексной оценки состояния охраны труда; усовершенствование используемых критериев и методов морального и материального стимулирования за работу в области охраны труда; повышение эффективности профилактических мероприятий, рациональное планирование и распределение средств на охрану труда.

Экономический эффект достигается за счет снижения издержек, связанных с принятием управленческих решений, организацией и администрированием технологического процесса управления охраной труда, рациональным планированием и распределением средств на охрану труда, совершенствованием организации работы по обеспечению безопасности, снижению травматизма и аварийности на основе решения комплекса задач по созданию безопасных и безвредных условий труда, лечебно-профилактическому и санитарно-бытовому обслуживанию работающих.

Эффективность разработки и внедрения проводится путем оценки затрат и доходов Общества, связанных с вопросами охраны и безопасности труда, эффективности производства, повышения производительности труда.

Система включает в себя решение следующих задач:

- контроль использования СО и СИЗ; контроль качества СО и СИЗ;
- обеспечение достоверной информации о наличии у материально ответственных лиц СО и СИЗ; контроль и продление сроков эксплуатации СО и СИЗ; вывод из эксплуатации СО и СИЗ;
- планирование и учет потребностей СО и СИЗ;
- учет размеров СО и СИЗ и размеров физических лиц;
- ведение типовых отраслевых норм (далее ТОН);
- распределение бюджета по СО и СИЗ по подразделениям;
- формирование внутреннего заказа на СО и СИЗ;
- проведение контроля качества СО и СИЗ;
- учет выданной СО и СИЗ в эксплуатации с учетом срока носки и периодичности замены; учет СО и СИЗ на складах; учет списания СО и СИЗ;
- оперативное управление бизнес-процессом; автоматизация документооборота в рамках бизнес-процесса; повышение качества управления охраной труда.

Для целей обеспечения работоспособности функций системы реализованы:

- механизм системы прав доступа. Подразумевает ведение пользователей системы с разделением их по ролям и по отдельным записям объектов системы;
- механизм взаимодействия с другими базами данных ООО «Газпром трансгаз Казань».

Система «Управление охраной труда» содержит модуль «Спецодежда и СИЗ», который включает в себя следующие разделы: раздел «Описание размеров»; раздел «Нормы и потребности»; раздел «Складской учёт»; раздел «Эксплуатация»; раздел «Формирование отчетности»; раздел «Обмен данными».

Раздел «Описание размеров» обеспечивает ведение справочника размеров СО и СИЗ, имеется возможность групповой установки размеров физическим лицам.

Раздел «Нормы и потребности» обеспечивает реализацию следующих функций системы «Управление охраной труда»:

- ведение справочника типовых отраслевых норм спецодежды и СИЗ; установка норм СО и СИЗ для рабочего места;

- расчет потребности в СО и СИЗ на рабочее место, с учетом характеристик (размеров) физлица, закрепленного за данным рабочим местом, на выбранный временной интервал с учетом оставшегося срока использования номенклатуры, находящейся в эксплуатации, с учетом остатков спецодежды и СИЗ на складах;

- распределение бюджета между подразделениями; распределение бюджета по поставщикам, позволяющий на основании ввода поставщика и цены номенклатуры, предлагаемой поставщиком, рассчитать его долю в общем бюджете закупки;

- формирование внутреннего заказа в разрезе МОЛ подразделения, с учетом рассчитанной потребности, распределенного бюджета и распределения по поставщикам в разрезе характеристик (размеров) номенклатуры.

Раздел «Складской учёт» обеспечивает реализацию следующих функций системы «Управление охраной труда»:

- учёт поступления спецодежды и СИЗ от поставщика на склад управления в разрезе характеристик (размеров);

- ввод и хранение в системе сопроводительной документации с учетом срока действия и привязкой к поступающей номенклатуре;

- учет перемещения спецодежды и СИЗ со складов подразделений на МОЛ в разрезе характеристик (размеров), между МОЛами в разрезе характеристик (размеров).

Раздел «Эксплуатация» обеспечивает учет выдачи и списания СО и СИЗ, а так же контроль сроков эксплуатации СО и СИЗ.

Раздел «Обмен данными» обеспечивает взаимодействие с базами на платформе 1С: Предприятие 8.2 посредством механизма обмена, имеется возможность настройки изменений правил обмена данными администратором системы.

АНАЛИТИЧЕСКИЙ ИНСТРУМЕНТ УЧЕТА ГАЗОПАСНЫХ РАБОТ ПОДРАЗДЕЛЕНИЯ

Иванова О.А.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Газоопасные работы (далее - ГОР) – работы, выполняемые в загазованной среде или при которых возможен выход газа, связаны с серьезным риском получить травмы различной степени тяжести. Проведение ГОР - серьезное мероприятие, которое требует от ответственных руководителей полной сосредоточенности при назначении рабочих, подготовке объекта к проведению ГОР, проверки безопасности проведения работ, а также при ведении журнала ГОР. На основе журнала ГОР, в котором фиксируются все стадии подготовки и проведения работ, формируются различные справки, необходимые для проверки подготовки и проведения ГОР, сверок с планом ГОР, начисления выплат. Схема проведения документации очень сложная и содержит большое количество этапов. К сожалению, из-за человеческого фактора, случаются ошибки в самом начале – заполнении журнала, что ведет за собой ошибки при создании справки вручную, согласовании, формировании следующих выходных документов. Это значит, что чем быстрее будет обнаружена ошибка – тем меньше будет проблем в дальнейшем при составлении отчетности, проверок безопасности и выплат. В наше время сложно представить себе современное ведение учета без информационных систем, поэтому упростить процесс формирования справок, заполнение, актуализацию данных на начальных этапах описания ГОР как раз поможет специальный инструмент – информационная система.

Информационная система (далее - ИС) учета ГОР представляет собой web-интерфейс, объединяющий в себе два звена начального этапа заполнения данных ГОР – ответственного руководителя, заполняющего журнал ГОР и техника, формирующего справки и вносящего данные в программу ИУС ПД 2 этап. До разработки ИС, при ошибке или изменении данных, заносимых в журнал ГОР, необходимо было связываться непосредственно с техником, уточнять в каком именно месте и в каком количестве была допущена ошибка. Техник, в свою очередь, вручную исправлял эти данные в справках и других документах, в программе. Таким образом, весь процесс оформления документов первого этапа растягивался на неопределенное количество времени и отнимал огромное количество времени. ИС учета ГОР, в свою очередь, ограничивает ввод и исправление данных после того, как ответственный руководитель ввел значения времени ГОР для своего участка за месяц, что позволяет технику единожды выгружать и переносить значения в программу ИУС ПД 2 этап. Даже если ошибку заметили после закрытия месяца, то достаточно просто связаться с техником и попросить открыть редактирование на ограниченное время, а после проверки самостоятельно закрыть ввод данных в ИС – технику тут же придёт уведомление об этом. Такая система позволяет максимально эффективно использовать рабочее время. К тому же, ИС учета ГОР предоставляет возможность вывода различных видов справок: по участку, по цеху, по всем рабочим и с указанием пункта ГОР. Поэтому, после закрытия месяца, любую справку можно сформировать при помощи одного-двух нажатий в ИС, что не требует ручного ввода каких-либо исправлений в дальнейшем. Выполнение ГОР должно проводиться в соответствии с планом, поэтому в ИС учета ГОР есть отдельная вкладка, где происходит ввод и корректировка данных плана ГОР, поэтому есть возможность вывода сводной аналитической справки и справки об исполнении плана по цехам и с отклонениями от плана за квартал.

Главная страница web-интерфейса ИС содержит ссылку на страницу ввода плана, форму ввода для техника, который может разблокировать редактирование данных в конце месяца, кнопки для вывода справок, поле для ответственного руководителя, нажатием на которое он закрывает редактирование данных за месяц, выпадающие списки для выбора участка, месяца и года, и главное – календарь на выбранный месяц для выбранного участка. В заголовке календаря можно отмечать праздничные дни и рабочие выходные. В левой части календаря идет перечисление рабочих участка, для каждого из которых можно отметить выходные дни, поэтому при правильно заполненных выходных и рабочих днях максимально снижается риск ошибиться и отметить работника, который был, к примеру, в отпуске. Фрагмент главной страницы ИС представлен на рисунке 1.

План		Справка с указанием пункта ГОР														Справка общая							Справка по данному цеху													
Справка по данному отделу		Справка (План/Факт)																															<input checked="" type="checkbox"/> Ввод данных закончен			
УППГ-1	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15	16	17	18	19	20	21	22	23	24	25	26	27	28	29	30	31	Итого				
январь	2017	Вс	Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс	Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс	Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс	Пн	Вт	Ср	Чт	Пт	Сб	Вс	Пн	Вт				
Вышков А.А.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Закарьев Г. С.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.52	0	0	0	0.52	0	0	0	0.52	0	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.08
Лободин В.Н.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Садыков Д.Т.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.52	0	0	0.52	0.52	0	0	0.52	0	0	0	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	0	0	2.6	
Степанов Е.П.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0.52	0.52	0	0	0	0.52	0	0	0.52	0	0	0.52	0	0.52	0	0.52	0	0	0	0	0	0	0	3.12	
Федоркин Д.Г.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
Царук Н.Н.	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	
	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0	1.04	1.04	0	0	1.04	1.04	0	0	1.56	0	0	1.04	0	1.04	0	1.04	0	0	0	0	0	0	7.80	

Рисунок 1

Главная страница ИС учет ГОР.

Подводя итоги, благодаря такому аналитическому инструменту учета газоопасных работ подразделения, как ИС учета ГОР снижаются риски ошибок при вводе данных, облегчается взаимодействие между ответственными руководителями и техником, снижается нагрузка техника, которому теперь достаточно единожды занести данные в программу ИУС ПД 2 этап для формирования последующей документации и начисления выплат. При дальнейшем внедрении информационных технологий в процесс делопроизводства и ведения учета, стандартизации документов, форм и уменьшения объема документооборота возможно значительное повышение эффективности планирования, организации и обеспечения безопасности при проведении газоопасных работ на объектах ООО «Газпром добыча Астрахань», а также сокращение количества документов, которые необходимо переделывать из-за человеческого фактора.

РАЗРАБОТКА И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНЫХ ПРОДУКТОВ В ТЕХНОЛОГИИ СВАРОЧНЫХ ПРОЦЕССОВ, В РАСЧЕТАХ ВЫБРОСОВ ЗАГРЯЗНЯЮЩИХ ВЕЩЕСТВ В АТМОСФЕРУ ОТ ПРОЦЕССОВ СВАРОЧНОГО ПРОИЗВОДСТВА, ПРИ ПОСТРОЕНИИ РАЗВЕРТОК ТРУБОПРОВОДОВ, А ТАКЖЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ ДЛЯ ОБУЧЕНИЯ И ПРОВЕРКИ ЗНАНИЙ ПЕРСОНАЛА

Татилов Р.Б., Прохоров А.Д.
ООО «Газпром добыча Астрахань»

Бурное развитие вычислительной техники, ее относительная дешевизна и доступность в сочетании с быстроразвивающимся рынком наукоемких программных приложений для разных областей знаний меняют подходы к проектированию изделий и отработке различного рода технологий. Это в равной степени относится и к технологии сварочных процессов. В данной работе предлагается использование нескольких функционально дополняющих друг друга программ, написанных в среде программирования Visual Studio 2013 с применением языков программирования Visual C++, Visual C#, Visual Basic [1]. Не менее важным компонентом предлагаемых решений является база данных по свойствам материалов, здесь важны все данные по материалам и их сплавам. Именно благодаря учету всей совокупности явлений, влияющих на результаты сварочного производства, данный программный комплекс позволит: разработать оптимальный план сварочных работ, контролировать искажения формы изделия в заданных допусках, свести к минимуму отклонения от исходной формы, минимизировать количество расходных материалов при сварочных работах, минимизировать стоимость изделия и повысить его качество.

С целью выполнения требований охраны окружающей среды предлагается программное обеспечение для расчета выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от процессов сварочного

производства. Программа выполняет расчёт на основе удельных показателей с применением определенной методики [2]. Программа содержит справочники удельных выделений на единицу массы расходуемых материалов; на единицу оборудования; на 50 кВт номинальной мощности машины точечной сварки; на 75кВт номинальной мощности машины стыковой (линейной) сварки; при резке металлов и сплавов. Отчёт формируется в формате doc с учётом требований ГОСТ 7.32-2001.

Программа разверток трубопроводов (рис.1, рис.2) предназначена для расчета построения разверток криволинейных трубопроводов различного диаметра, при разных радиусах поворота, с разной толщиной стенки и выполнения эскизов трубопроводов. Имеется возможность сохранить все рассчитанные данные в текстовом документе.



Рисунок 1

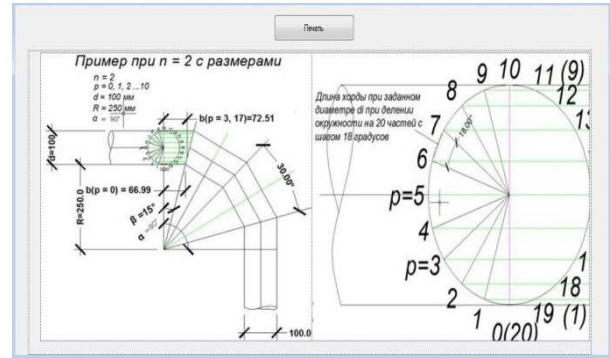


Рисунок 2

В целях повышения качества усвоения изучаемого материала работниками предлагается использование автоматизированных систем обучения и тестирования по различным направлениям. В качестве примера приводится автоматизированная система обучения и тестирования по устройству, принципу действия и сборке трубопроводной арматуры, применяемой на объектах АГПЗ (рис.3, рис.4) [3]. Достигаемым техническим результатом вследствие их применения является осуществление контроля обучающим за проведением процесса обучения и/или тестирования, в возможности подготовки тестов индивидуально для каждого подразделения по местным инструкциям, формирование индивидуальных планов обучения для каждого обучающегося, а также повышение качества технологического аудита уровня квалификации работников предприятий и повышение объективности критериев оценки уровня знаний. Кроме того одним из планируемых результатов предлагаемой работы являются увеличение количества тем и предметов в программе обучения.



Рисунок 3

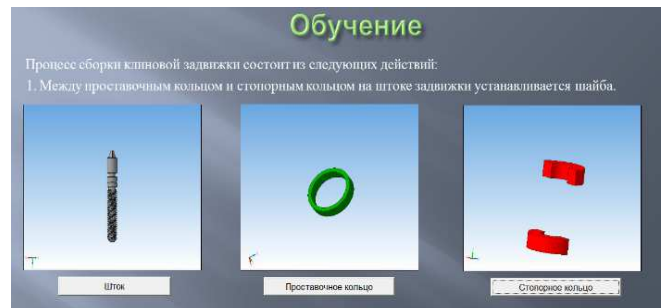


Рисунок 4

Также использование в службе главного механика АГПЗ ООО «Газпром добыча Астрахань» в перспективе специализированного компьютерного класса будет в значительной степени способствовать в выполнении данных предложений.

Кроме того, для удобства работников подразделений ООО «Газпром добыча Астрахань» в использовании данного программного обеспечения предлагается на интранет-сайте общества добавить ссылки для перехода пользователя к указанным приложениям.

В качестве инноваций в данной работе предлагаем использовать следующее программное обеспечение:

Программа для расчета расхода сварочных материалов и расхода электроэнергии при сварочном производстве.

Программа для расчета площади поперечного сечения наплавленного металла.

Электронный справочник обозначения сварных швов.

Электронный справочник — база данных по свойствам материалов.

Программа для расчета выбросов от процессов сварочных производства на основе удельных показателей.

Программа для расчета и построения разветок трубопроводов.

Автоматизированная система обучения и тестирования по сварочному производству

Автоматизированная система обучения и тестирования по устройству, принципу действия и сборке трубопроводной арматуры, применяемой на объектах АГПЗ.

Список литературы:

1. Microsoft Visual Studio 2010. А.Л. Голощапов— М., 2011. — 544 с.
2. Методика расчета выделений (выбросов) загрязняющих веществ в атмосферу при сварочных работах (по величинам удельных выделений). — СПб, 1997. . — 93 с. »
3. Трубопроводная арматура. Справочное пособие. Д. Ф. Гуревич — М.: ЛКИ, 2008. — 368 с.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ И КОНТРОЛЯ РАЦИОНАЛИЗАТОРСКОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ В ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВАХ ПАО «ГАЗПРОМ»

Ваннов В.В.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Рационализаторская деятельность является неотъемлемой частью и направлением инновационного развития дочернего общества и ПАО «Газпром» в целом. Отсутствие единого информационного пространства и автоматизированной системы управления между участниками процесса создания рационализаторских предложений, их рассмотрения и согласования, а также внедрения и использования результатов рационализаторской деятельности в производственно-хозяйственной деятельности дочернего общества значительно снижает эффективность управления и контроля результатов данного бизнес-процесса. При этом, территориальная удаленность участников создания и внедрения рационализаторских предложений приводит к увеличению временных промежутков на каждом этапе работы с рационализаторскими предложениями, задержке сроков их реализации и использования и как следствие, возможной в будущем потере актуальности результатов интеллектуальной деятельности работников дочерних обществ и ПАО «Газпром» в целом.

Учитывая постоянное возрастание количества поступаемых от работников рационализаторских предложений, а также требований федерального законодательства о защите прав авторов и авторских коллективов возникает необходимость контроля огромного массива данных по текущему состоянию работы с рационализаторскими предложениями и соблюдения нормативных сроков их реализации, обозначенных в СТО Газпром «Интеллектуальная собственность. Рационализаторская деятельность».

Внедрение Автоматизированной информационной системы управления рационализаторской деятельностью в дочерних обществах ПАО «Газпром» позволит сформировать единый информационный ресурс, обеспечивающий взаимодействие всех участников процесса создания и использования рационализаторских предложений в режиме реального времени.

Целью проекта является организация единых подходов и принципов автоматизированного управления и контроля рационализаторской деятельности в дочерних обществах и профильном Департаменте ПАО «Газпром».

Задачами проекта являются:

Создание единого автоматизированного информационного пространства организации, ведения и управления рационализаторской деятельностью по принципу «одного окна» для всех участников данного бизнес-процесса в дочерних обществах ПАО «Газпром».

Обеспечение контроля и анализа результатов рационализаторской деятельности в дочерних обществах ПАО «Газпром» курирующим Департаментом ПАО «Газпром».

Автоматизированная информационная система управления рационализаторской деятельностью в дочерних обществах ПАО «Газпром» имеет следующие функциональные возможности:

создание заявления на рационализаторское предложение;

проверка содержания и соответствия заявления на рационализаторское предложение требованиям СТО Газпром «Интеллектуальная собственность. Рационализаторская деятельность»;

организация процесса рассмотрения заявления на рационализаторское предложение экспертами с формированием соответствующих заключений о признании/отклонении предложений рационализаторскими;

подготовка пакета документов для принятия решения и его утверждения руководителем дочернего общества о признании/отклонении предложения рационализаторским;

формирование и согласование плана организационно-технических мероприятий по внедрению и использованию рационализаторского предложения;

бюджетирование и финансовое планирование рационализаторской деятельности в дочерних обществах ПАО «Газпром»;

формирование внутренней и корпоративной годовой отчетности по рационализаторской деятельности в дочерних обществах ПАО «Газпром»;

контроль нормативных сроков работы с рационализаторскими предложениями с информированием ответственных исполнителей об их истечении;

интеграция баз данных рационализаторских предложений работников дочерних обществ ПАО «Газпром» и создание единой общей базы рационализаторских предложений работников ПАО «Газпром»;

мониторинг рационализаторской деятельности в ПАО «Газпром» руководителями и специалистами курирующего Департамента ПАО «Газпром».

Разработанная информационная система не требует установки и настройки на компьютерах конечных пользователей, в качестве «Клиента» используется веб-браузер. Быстрая загрузка страниц системы достигается благодаря сокращению трафика обмена информацией с серверной частью посредством архивирования данных методом GZIP.

В период с апреля по май 2016 года была проведена апробация системы в 32 дочерних обществах ПАО «Газпром», в ходе которой были получены следующие результаты:

подключено около 600 пользователей;

внесено 141 рационализаторское предложение;

протестирован в полном объеме функционал, предусмотренный системой;

получены положительные отзывы и предложения дочерних обществ по разработке дополнительных функциональных возможностей.

В заключении необходимо отметить, что несмотря на сложность в реализации, вызванную необходимостью приведения к единому виду методологии управления, корректировки бизнес-процессов, большим объемом проведенных разработок, слаженная работа специалистов ООО «Газпром добыча Астрахань», Департамента 123 и дочерних обществ, участвовавших в апробации, позволила успешно завершить ключевую фазу проекта, который на текущий момент является одним из немногих ИТ-проектов, разработанных дочерним обществом и готовым к тиражу в целом по ПАО «Газпром».

ИНТЕГРАЦИОННОЕ РЕШЕНИЕ ДЛЯ ПРОЕКТОВ ИУС П Д И М АСДУ ЕСГ

Рузанов А.С., Карьков Ю.А.

Филиал ООО «Газпром информ» в г.Астрахань

Реализация проекта предусматривает создание единого информационного пространства для обмена данными между проектами модернизации Автоматизированной системы диспетчерского управления Единой системы газоснабжения (далее М АСДУ ЕСГ) уровня Дочернего общества (ДО) и Информационно-управляющей системой производственно-технологических процессов (ИУС ПТП) в составе Информационно-управляющей системы предприятия для вида деятельности «добыча газа и газового конденсата» (ИУС П Д).

В ходе реализации проекта выполнены следующие задачи:

обеспечение в полном объеме надежной и своевременной доставки данных между проектами ИУС ПТП в составе ИУС П Д и М АСДУ ЕСГ;

осуществление протоколирования и мониторинга выгрузки информации из системы источника и ее загрузки в систему приемник, а также ведением архива выгруженных/загруженных данных;

реализация механизмов оповещения информационных систем и ответственных специалистов;

реализация механизмов обеспечивающих требования к информационной безопасности в процессе интеграции.

В качестве платформы используется интеграционный портал SAP Manufacturing Integration and Intelligence (SAP MII), входящий в состав ИУС ПД. Для достижения данной цели реализованы следующие функции:

создание и ведение «коннекторов» к источникам данных информационных систем дочернего Общества

механизм формирования сообщений для М АСДУ ЕСГ на основе данных из систем источников

осуществление контроля доставки сообщений для М АСДУ ЕСГ и повторная отправка

контроль доступности серверов вычислительного комплекса (ВК) ДО М АСДУ ЕСГ с уведомлением ответственных систем и специалистов

журналирование отправляемых данных с возможностью повторной отправки по запросу от М АСДУ ЕСГ или принудительно

графическое отображение процесса отправки данных в М АСДУ ЕСГ с возможностью корректировки состава передаваемых данных

Функциональная схема проекта представлена на рисунке 1.

Все основные функциональные блоки проекта реализованы в среде интеграционного портала SAP MII. Формирование сообщений для отправки в М АСДУ ЕСГ возможно по расписанию, а также по срабатыванию триггеров при поступлении новых значений из информационных систем дочернего Общества. Контроль доставки сообщений, контроль доступности серверов ВК ДО М АСДУ ЕСГ, а также информирование ответственных специалистов в случае недоступности используемых ресурсов реализованы средствами SAP MII и соответствует проектной документации М АСДУ ЕСГ.

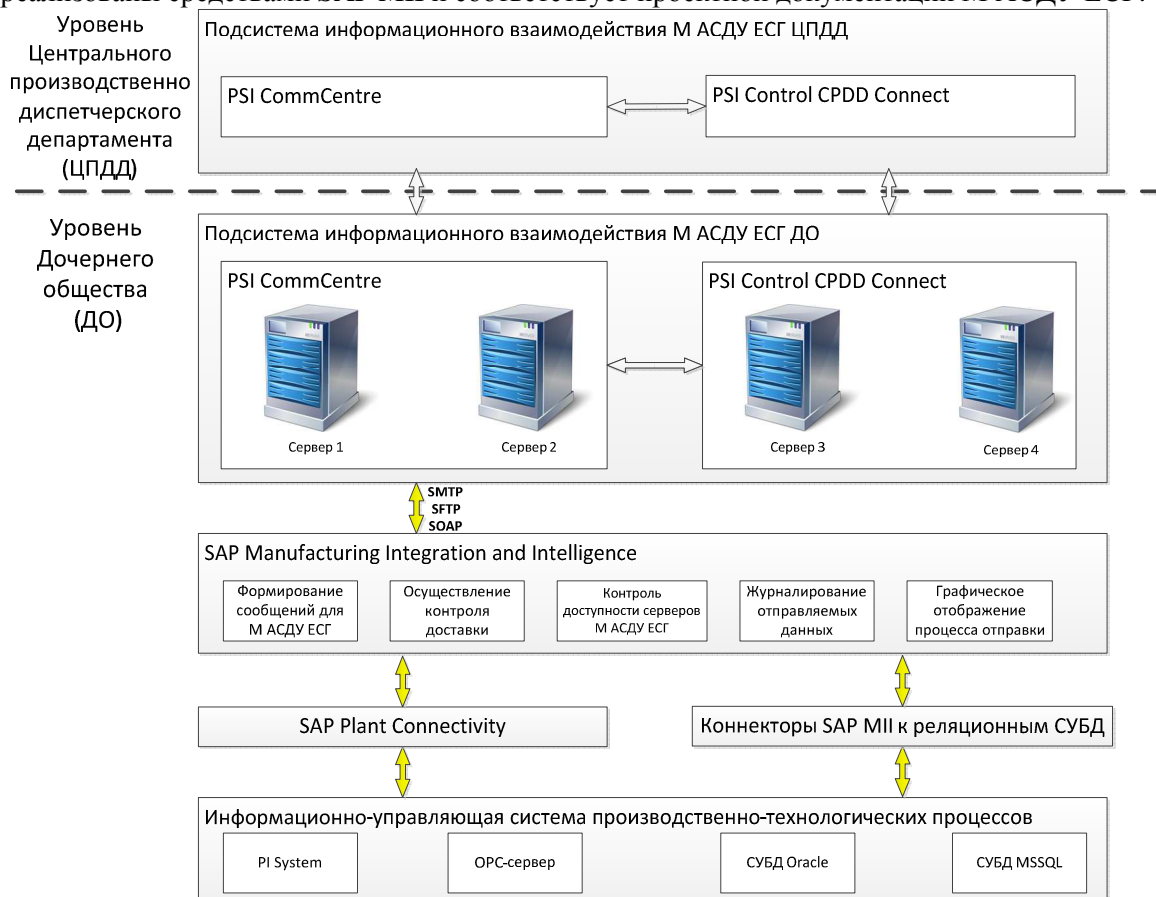


Рисунок 1

Функциональная схема проекта

Получение данных от информационных систем дочернего Общества осуществляется через настроенные соединения в SAP MII с помощью поставляемых для данного программного обеспечения драйверов (в случае с реляционными СУБД) или через программное обеспечение SAP Plant Connectivity (в случае с PI System, OPC-серверами). Доставка информации к М АСДУ ЕСГ уровня ДО возможна посредством отправки сообщений с использованием протоколов SMTP, SFTP, SOAP over HTTPS. Графический интерфейс пользователя реализован на базе интеграционного портала SAP MII и позволяет отслеживать процесс отправки сообщений в М АСДУ ЕСГ, а также корректировать состав передаваемых данных и просматривать переданные сообщения.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ФОРМИРОВАНИЯ НАРЯДА – ДОПУСКА НА ВЫПОЛНЕНИЕ ОГНЕВЫХ РАБОТ

*Ишматов Р.Ш., Иванов Д.А.
ООО «Газпром добыча Уренгой»*

Порядок и содержание наряда-допуска на выполнение огневых работ в Обществе регламентируется СТО ГАЗПРОМ 14-2005, и включает в себя общие сведения, риски и меры по их управлению, подготовительные мероприятия и мероприятия при проведении огневых работ, а также сведения необходимые для выполнения работ.

При оформлении наряда требуется учитывать множество факторов, каждый из которых зависит от места и времени проведения работ, от того какими инструментами будет проводиться работа и кто будет включен в состав бригады.

В связи с необходимостью учёта всех факторов и множеством переменных условий, процесс подготовки наряда – допуска требовал больших затрат ресурсов как человеческих, так и временных, но не исключал факт появления ошибок. Каждое изменение или добавление в наряд – допуск, также был связан с трудностями.

По заданию Уренгойского газопромыслового управления была разработана программное обеспечение по автоматизации процесса подготовки наряда – допуска на выполнения огневых работ в зависимости от выбранных параметров. Она включает в себя все переменные факторы и условия, необходимые для формирования документа. Отличительными сторонами программы являются:

- скорость формирования наряда-допуска;
- снижение влияния человеческого фактора при формировании документа;
- отсутствие особых требований к рабочему месту;
- простота внесения изменений и дополнений.

Имеющиеся справочники работников позволяют не только быстро сформировать бригаду для выполнения работ, но и создать лист инструктажа. Дополнительной возможностью программы является возможность выписки наряда-допуска для бригады подрядной организации или оставить поля пустыми для ручного заполнения.

На сегодняшний день программа проходит тестовую эксплуатацию на всех газовых промыслах Общества и собрала свои положительные отзывы. В будущем планируется создание сетевой версии программы, что позволит оперативно вносить изменения и иметь централизованные справочники с постоянно актуальной информацией.

СЕКЦИЯ 6

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ И ПРОИЗВОДСТВ

РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОЕКТА СИСТЕМА АВТОМАТИЗАЦИИ ИДЕНТИФИКАЦИИ ПОДВИЖНОГО СОСТАВА ПРИ ПЕРЕВОЗКАХ ПРОДУКЦИИ ПАО «ГАЗПРОМ» ЖЕЛЕЗНОДОРОЖНЫМ ТРАНСПОРТОМ

*Евтеев А.С.
Астраханский филиал ООО «Газпромтранс»*

Основной задачей ООО «Газпромтранс» является перевозка продукции ПАО «Газпром» железнодорожным транспортом.

В связи с возрастающими требованиями к качеству и своевременности обеспечения транспортировки грузов увеличивается необходимость в более точном, чем это было до сих пор, планировании и контроле перемещения вагонов.

Традиционные способы учета времени нахождения вагонов под грузовыми операциями (начала и окончания погрузки, дозировки, взвешивания, обдува, готовности вывода груженных вагонов с грузовых фронтов и т.д.), основанные на получении первичной информации от составителя поездов, имеют довольно высокую неопределённость, вызванную так называемым субъективным фактором – человеческой ошибкой, запаздыванием или умышленным искажением информации.

При большой протяженности железных дорог России время доставки груза от пункта отправления до пункта назначения может оказаться значительным. Естественно, что грузоотправитель хотел бы постоянно знать, где в данный момент находится его груз, в том числе на подъездных путях промышленных предприятий.

Система автоматической идентификации подвижных средств железнодорожного транспорта РФ и стран СНГ позволяет оперативно и объективно получать данные о времени и местонахождении каждого вагона и локомотива, вести учет нахождения вагонов на грузовых фронтах.

С помощью этой системы можно в реальном масштабе времени следить за движением составов, видеть, в каком пункте прицеплен или отцеплен конкретный вагон и т.д.

Информация, поступающая из САИ, позволит не только повысить оперативность и качество решения существующих проблем, но и решать совершенно новые технологические задачи.

Основной целью внедрения системы автоматической идентификации подвижного состава является оптимизация управления перевозочным процессом.

Система обеспечивает оперативное получение данных о местонахождении каждого вагона и локомотива в любой момент времени, позволяя в реальном масштабе времени определять не только местонахождение составов, но и их состояние (например, в каком пункте прицеплен или отцеплен конкретный вагон, и т.д.).

Использование САИ позволяет обеспечивать:

- повышение безопасности движения и сохранности грузов;
- повышение пропускной способности на таможенных и контрольно-пропускных пунктах на автострадах, железных дорогах между государствами;
- освоение дополнительных перевозок ;

Весь подвижной состав оборудуется кодовыми бортовыми датчиками КБД-2, несущими информацию о каждом подвижном объекте, а в пунктах контроля устанавливаются пункты считывания (ПСЧ), при прохождении которых автоматически снимается информация о состоянии данного объекта.

САИ «Пальма» возможно оснастить электронными запорно-пломбировочными устройствами (ЭЗПУ). Снабженные электронной меткой, ЗПУ позволяет не только сформировать базы данных

первичной информации о перевозимых грузах, но и разработать систему мер по предотвращению хищений и потерь грузов. Именно такие запорно-пломбировочные устройства ЭЗПУ ТП-2800 разработало ЗАО «Ространс», существенно расширив информационные возможности «Пальмы».

Анализ схем грузоперевозки показывает, что в любом процессе перевозки есть этап, присущий только грузу, этап, присущий только подвижному составу, и совместный этап. Совместный этап – это этап погрузки, транспортирования и разгрузки. Именно на этом этапе происходят потери и хищения грузов. Применение ЭЗПУ будет способствовать установлению требуемого жесткого контроля над качеством транспортировки грузов по железной дороге.

Вся эта система обеспечивает автоматизированный дистанционный контроль наличия и состояния электронных запорно-пломбировочных устройств от момента их установки на грузовых вагонах у грузоотправителей до момента передачи грузополучателю. Состав приборов следующий: ручное программирующее устройство (РПУ), ручное считывающее устройство (РСУ), напольное считывающее устройство (НСУ и ПЭВМ). Само же ЭЗПУ представляет собой механическое запорно-пломбировочное устройство с электронным блоком, в который вносится постоянная и дополнительная информация.

Приведу примеры нарушения сохранности груза МТБЭ на нашем предприятии. В январе текущего года 15 и 21 числа на фронте выгрузки АГПЗ были выявлены случаи повреждения ЗПУ ТП-350-01. По результатам взвешивания была выявлена недостача груза МТБЭ. В феврале два случая выявления недостачи груза МТБЭ на АГПЗ по результатам взвешивания, при этом ЗПУ на вагонах были в наличии и исправны.

В нашем случае, если произвести оснащение цистерн под МТБЭ ЭЗПУ, можно будет выявлять, где и на каком участке следования вагонов была нарушена целостность ЗПУ, и где наше устройство подвергалось постороннему вмешательству.

Основным назначением электронных пломб является длительный дистанционный контроль и охрана таких грузов, цистерны, ящики, кузова автомобилей при перевозке любым видом транспорта. Также пломбы используются для контроля доступа и защиты стационарных объектов и помещений.

Пломбы обеспечивают возможность записи и считывания данных о перевозимом грузе или стационарном объекте, а также другой информации, необходимой для целей таможенного оформления и контроля. Кроме того, пломбы дают возможность дополнительного подтверждения достоверности сведений, содержащихся в сопровождающих груз документах.

Пломбы представляют собой программно-аппаратные комплексы. В состав комплексов входят пломба и пишущее-считывающее устройство (ридер). Электронные пломбы разработаны как для одноразового использования, так и для многократного.

МНОГОКРИТЕРИАЛЬНЫЙ ВЫБОР СИСТЕМ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ В УСЛОВИЯХ НЕОПРЕДЕЛЕННОСТИ

Джамбеков А.М.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Стабильное протекание технологических процессов на АГПЗ обеспечивается различными системами автоматического регулирования (САР) технологических параметров (одноконтурными, каскадными, комбинированными и т.д.). Например, для регулирования температуры контрольной тарелки стабилизационной колонны установки каталитического риформинга используется каскадная САР с ПИД-регулятором [1].

При закупке оборудования инженер осуществляет выбор САР среди возможных альтернатив, опираясь на технические характеристики и опыт использования каждой альтернативы САР. Инженер выбирает наилучшую альтернативу САР по нескольким критериям: надежность, точность измерений, срок службы, стоимость и пр. Если рассмотренные альтернативы САР имеют различные характеристики и нет варианта, который явно превосходит по всем или по большинству критериев другие альтернативы, необходимо согласование выбора САР с другими специалистами.

Анализ работ по многокритериальному выбору альтернатив позволил установить, что наиболее приемлемым при принятии решений на технологическом объекте (ТО) является многокритериальный выбор САР на основе нечетких парных сравнений [2].

На основе технических характеристик и опыта использования альтернатив САР для определенной позиции (технологического параметра, установки, производства) каждый специалист по всем критериям с помощью словесных описаний попарно сравнивает все альтернативы. Например, по критерию «Надежность» слабое преимущество 1-ого варианта над 3-им, по критерию «Срок службы» абсолютное преимущество 2-ого варианта над 4-ым и т.д. Данные высказывания обрабатываются с использованием математического аппарата нечетких множеств, реализованного в разработанном алгоритме. На выходе алгоритма получаем наилучшую САР, которая превосходит по всем критериям остальные альтернативы.

Целью работы является повышение эффективности многокритериального выбора САР технологических параметров в условиях неопределенности на основе нечетких парных сравнений.

Задача многокритериального выбора САР некоторого технологического параметра θ в общем виде может быть описана следующим образом. Из множества альтернатив САР $X: \{x_i \in X, i=1, \dots, n\}$ при заданном множестве критериев выбора САР $K: \{k_j \in K, j=1, \dots, n\}$ и заданных в виде матрицы $X = \{x_{ij}, i=1, \dots, n, j=1, \dots, n\}$ парных сравнений альтернатив необходимо определить наилучшую по всему множеству критериев альтернативу САР технологического параметра θ [3].

Если ТО является установка каталитического риформинга бензинов, в качестве технологического параметра θ при выборе САР может быть рассмотрена температура контрольной тарелки стабилизационной колонны установки риформинга. Данный параметр определяет качество целевого продукта установки каталитического риформинга [1]. Для регулирования температуры контрольной тарелки колонны применяют каскадную САР с ПИД-регулятором, т.к. канал регулирования обладает значительной инерционностью. Большое практическое значение имеет экспертная оценка существующих вариантов ПИД-регуляторов температуры контрольной тарелки колонны и многокритериальный выбор САР с ПИД-регулятором в условиях неопределенности. Таким образом, многокритериальный выбор САР температуры контрольной тарелки колонны на основе нечетких парных сравнений в условиях неопределенности, является несомненно актуальной научно-практической задачей.

Для достижения цели в настоящей работе решены следующие задачи: 1) разработан алгоритм многокритериального выбора САР технологических параметров на основе нечетких парных сравнений; 2) на основе алгоритма выбрана САР температуры контрольной тарелки стабилизационной колонны установки риформинга.

На основе анализа существующих САР температуры контрольной тарелки стабилизационной колонны рассмотрены следующие альтернативы САР с ПИД-регуляторами: x_1 – САР с ПИД-регулятором Термодат-10К6/1УВ/2Р/1Т; x_2 – САР с ПИД-регулятором ТК4 Autonics; x_3 – САР с ПИД-регулятором ТРИД РТП101/112/122; x_4 – САР с ПИД-регулятором ОВЕН ТРМ10; x_5 – САР с ПИД-регулятором ARCOM-D49-110.

Критериями выбора САР температуры контрольной тарелки стабилизационной колонны являются: помехоустойчивость (k_1), надежность (k_2), точность измерений (k_3), срок службы (k_4), совершенство математической модели ПИД-регулятора (k_5), эффективность автонастройки ПИД-регулятора (k_6), стоимость (k_7).

На основе алгоритма получено, что САР температуры контрольной тарелки колонны x_4 является лучшей по всему набору критериев $K = \{k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6, k_7\}$. Графики функций принадлежности μ нечетких множеств, показывающих насколько полно САР температуры контрольной тарелки стабилизационной колонны $X = \{x_1, x_2, x_3, x_4, x_5\}$ соответствуют критериям $K = \{k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6, k_7\}$, представлены на рис.1.

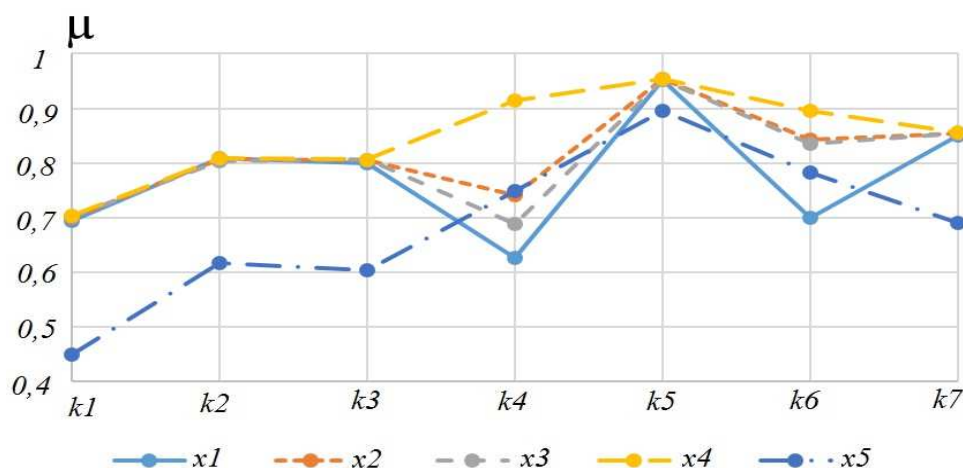


Рисунок 1. Сравнение САР температуры куба колонны по ФП

Из рис. 1 видно, что по критерию k_5 , обладающему наименьшей важностью, расстояние между САР температуры контрольной тарелки колонны незначительное. В то же время по приоритетным критериям k_1, k_2, k_3, k_4, k_6 и k_7 разница между САР существенная. Также исходя из рис.1 получаем, что наиболее полно соответствует всем критериям $K=\{k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6, k_7\}$ САР x_4 , а наименее полно – САР x_5 , что подтверждает полученные результаты. Если невозможно использовать наилучшую альтернативу САР по ряду причин (временное отсутствие в продаже, изменение требований к САР и пр.), то на основе рис.1 можно выбрать САР x_2 , которая наиболее полно соответствует всем критериям $K=\{k_1, k_2, k_3, k_4, k_5, k_6, k_7\}$ после САР x_4 .

Предложенный алгоритм позволяет повысить эффективность многокритериального выбора САР за счет сокращения временных затрат и снижения неопределенности выбора.

Список литературы:

1. Антонов О.В. Оптимальное управление процессом каталитического риформинга с использованием гибридной математической модели: дис. ... канд. техн. наук. Астрахань: АГТУ, 2003. 186 с.
2. Заргарян Е.В., Салпагарова А.Р. Многокритериальный выбор с применением нечеткого попарного сравнения // Известия ЮФУ. Технические науки. 2010. № 1 (102). С. 100-104.
3. Беллман Р., Заде Л. Принятие решений в расплывчатых условиях. М.: Мир, 1976. 46 с.

БЕСПРОВОДНАЯ РАСПРЕДЕЛЕННАЯ СИСТЕМА КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ КРАНОВЫМ УЗЛОМ

Артемов А.А.
ООО «Газпром переработка»

В данной работе предложен вариант решения прикладной задачи по телемеханизации технологического объекта линейной части магистрального конденсатопровода - кранового узла и камеры приема очистного устройства, расположенных на значительном удалении от существующего контролируемого пункта системы линейной телемеханики.

Функции контроля и телеуправления необходимо реализовать путем масштабирования существующего контролируемого пункта системы линейной телемеханики, так как использование еще одного комплекта средств автоматизации и обустройство нового контролируемого пункта для данных целей является технически избыточным и экономически неоправданным решением.

В связи с тем, что из-за удаленности кранового узла и пересеченной местности прокладка кабельных линий между существующим контролируемым пунктом и технологическим объектом является дорогостоящим и ненадежным решением, было предложено организовать беспроводную сеть передачи телеметрических данных.

По итогам анализа рынка готовых беспроводных устройств автоматизации, оценки их технических характеристик и стоимостных показателей, а также учитывая личный опыт автора внедрения и эксплуатации различных отдельных элементов как беспроводных, так и распределенных систем автоматизации, было решено организовать беспроводную систему контроля и управления на

базе так называемых «прозрачных» радиомодемов и распределенных модулей ввода-вывода с последующей интеграцией в существующую систему линейной телемеханики.

Комбинация «прозрачных» радиомодемов и интеллектуальных модулей ввода-вывода позволяет организовать беспроводную распределенную систему контроля и управления так, как если бы контроллер и модули ввода-вывода были бы размещены в одном месте в непосредственной близости от технологического объекта телемеханизации.

В результате реализации предлагаемого проекта мы получаем модульный узел распределенной беспроводной системы сбора данных, контроля и управления, который может быть легко масштабирован в соответствии с текущими требованиями путем добавления дополнительных модулей ввода-вывода или любых других полевых устройств, поддерживающих открытый протокол Modbus.

Такой узел лишен недостатков, присущих проводным системам - отпадает необходимость регулярного технического обслуживания кабельной линии, а в случае повреждения или выхода из строя радиомодема его можно оперативно заменить, тем самым восстановив в кратчайшие сроки канал связи, а, следовательно, контроль и управление технологическим объектом.

Также одним из основных достоинств такой системы является ее относительная дешевизна по сравнению с готовыми беспроводными устройствами зарубежных производителей, и вместе с тем, она обладает более гибкой, масштабируемой и универсальной структурой, позволяющей решать намного более широкий круг задач по автоматизации удаленных технологических объектов.

ПРИМЕНЕНИЕ АЛГОРИТМОВ МАШИННОГО ОБУЧЕНИЯ НА ОСНОВЕ АНАЛИЗА ДАННЫХ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИМИ ПРОЦЕССАМИ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА АСТРАХАНЬ»

*Ушаков С.В., Родованов В.Е.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Астраханское газоконденсатное месторождение за высокую степень развития систем автоматизации и глубокую интеграцию инфокоммуникационной среды в процессы добычи, переработки и транспортировки углеводородного сырья называют интеллектуальным.

Интеллектуальные алгоритмы работы АСУ ТП (автоматизированных систем управления технологическими процессами), в том числе за счет развитой территориально-распределенной сети передачи данных по оптическим линиям связи, обеспечивают высокоточное удержания скважин в стабильном состоянии на минимальных устьевых давлениях, что позволяет более чем в 5 раз снизить вариабельность давления газа на входе Астраханского газоперерабатывающего завода и позволяет увеличить добычные возможности действующего фонда скважин в условиях дефицита пластовой смеси. Работа АСУ ТП осуществляется с учетом исполнения всех требований нормативных документов РФ в области промышленной безопасности опасных производственных объектов.

Для дальнейшего повышения эффективности работы месторождения и снижения издержек по его эксплуатации происходит постоянное развитие и совершенствование алгоритмов работы и обработки данных АСУ ТП.

С целью снижения сенсорно-эмоциональной нагрузки на операторов промысла, а также уменьшения потока данных технологического видеонаблюдения на сеть передачи данных АСУ ТП применяются алгоритмы интеллектуальной видеоналитики. В зависимости от специфики объекта, могут применяться комбинированные методы машинного обучения и предикативной видеосемантики для реализации систем компьютерного зрения на основе автоматизированного сбора и анализа потокового видео. Внедрение машинного зрения посредством реализации.[1]

Для оптимизации процесса технического обслуживания и капитального ремонта, а также с целью обеспечения необходимого уровня состояния промышленной безопасности при эксплуатации объектов промысла, разрабатываются комплексные математические модели, на основе анализа ретроспективных данных телеметрии оборудования АСУ ТП. С помощью программно смоделированных искусственных нейронных сетей, процессы эксплуатации, диагностического обследования, технического обслуживания и капитального ремонта анализируются с более глубокой степенью детализации, в том числе учитываются факторы, связанные с возрастом оборудования, датой последнего ремонта, межремонтного интервала, фактического состояния элементов и т.д.[2,3]

Достоверные, нечетко структурированные данные, интегрированные во временные интервалы, дают более детальную картину для дальнейшего прогнозирования состояния оборудования и предлагают интегральную оценку риска возникновения нештатной ситуации или аварии. Комплексный подход с использованием нейронных сетей и нечеткой логики позволит оптимизировать процесс планирования затрат на эксплуатацию технологического оборудования по его фактическому состоянию и снизит издержки на поддержание техники в состоянии высокой эксплуатационной готовности.[4]

С целью исполнения требований Федерального законодательства в области промышленной безопасности, в том числе требований Приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 г. № 1 «О внесении изменений в Федеральные нормы и правила в области промышленной безопасности», «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», на базе действующих АСУ ТП в рамках пилотного проекта, разрабатываются алгоритмы управления и принятия решения по системам дистанционного оперативного надзора и контроля над опасными производственными объектами Общества. Диагностика отказов и работы основана на синтаксическом анализе динамически изменяемых параметров неструктурированных разнородных данных, посредством нейронных сетей и нечеткой логики процессов. При запуске в эксплуатацию, программно-аппаратные комплексы, функционирующие на базе разработанных алгоритмов, смогут оказывать функции в поддержке принятия решения на основе прогнозирования уровня промышленной безопасности опасных производственных объектов, также осуществлять раннее распознавание и прогнозирование развития предаварийных ситуаций. [5]

Применение современных алгоритмов машинного обучения в АСУ ТП и более эффективное использование архивных данных о работе оборудования, повышают конкурентную привлекательность готовой продукции Общества и позволяют снижать издержки производства с заданным уровнем промышленной безопасности.

Список литературы

1. Modelling and Control for Intelligent Industrial Systems (Adaptive Algorithms in Robotics and Industrial Engineering) Gerasimos G. Rigatos, ISBN 978-3-642-17874-0 2011г. Springer-Verlag Berlin Heidelberg, с.293-300.
2. Журнал «Control Engineering» выпуск от 02.26.2016. Статья «Neural networks in process control: Neural network architecture controls» Jimmy W. Key, PE, CAP.
3. Журнал «Control Design for machine builders» выпуск от 04.04.2016. Статья «Is machine learning smart enough to help industry? How access to massive amounts of data benefits machine design, control systems, production, maintenance and business. » Dave Perkon.
4. Introducing Data Science (Big data, machine learning, and more, using python tools) ISBN 978-1-63343-003-7 2016 г. Manning Publications Co., D. Cielen, A. Meysman, M. Ali. с.85-103, с.225-252
5. Python machine learning, Sebastian Raschka, ISBN 978-1-78355-513-0, 2015г. , Packt Publishing Ltd., с. 33-42, с. 56-65, с.311-334.

МОДЕЛЬ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ОЦЕНКИ РИСКОВ АВАРИЙНЫХ СИТУАЦИЙ ДЛЯ УСТАНОВОК ПОЛУЧЕНИЯ ЭЛЕМЕНТАРНОЙ СЕРЫ МЕТОДОМ КЛАУСА.

Печенкин Д.В.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Постановка задачи. Анализ деятельности наиболее опытных операторов рассматриваемого технологического процесса показал, что принятие решений в процессе управления моноэргатической системой (технологическая установка и обслуживающие ее люди-операторы) происходит в условиях неопределенности [1, 2]. Она проявляется в виде отсутствия полных и точных параметров технологического процесса, включая активность катализатора в реакторах; скопление шлама в сетках гидрозатворов котлов-утилизаторов; активность адсорбента и т.д. Неопределенность сопровождается все этапы технологического процесса управления и определяется следующими факторами: невозможность точно и оперативно измерять качественные показатели сырья, используемого для получения серы [3]; сложность количественного и качественного описания психофизических и сенсомоторных характеристик человека-оператора; наличием проблемы описания других слабоформализуемых факторов, влияющих на технологический процесс [4].

При принятии решений в ходе анализа рисков широко применяется общеизвестный принцип лингвистического описания, в котором оценка осуществляется с помощью терминов «низкий риск», «допустимый риск» и «высокий риск». Однако оператору, принимающему решение, невозможно придать таким терминам точную количественную оценку. Это влияет на качество принимаемых им решений (включая их точность и своевременность). Повышение качества решений может быть достигнуто посредством применения методов и моделей, учитывающих имеющиеся неопределенности [5].

Разработка лингвистической модели оценки риска. Представим значение комплексного показателя риска в виде среднего взвешенного значения исходя из суммы произведений множества значений рискообразующих составляющих и их удельных весов [6]: $R_0 = \sum_{i=1}^N (R_i \times w_i)$, где R_i –

значение рискообразующей составляющей; w_i – ее удельный вес, причем $\sum w_i = 1$. Далее необходимо ввести так называемое «дерево иерархии» факторов риска F и сгруппировать их в базовые показатели F_i , предварительно обозначив искомым комплексный риск-фактор F_0 (рисунок 1).

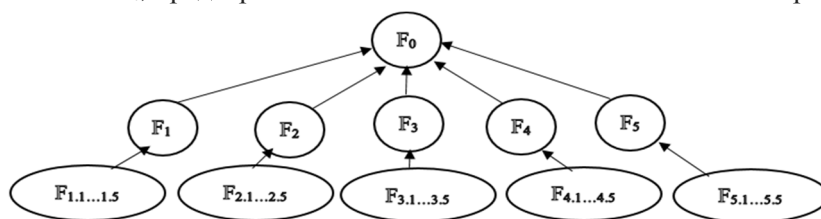


Рисунок 1. Древоидная иерархия F .

$F = \langle \{F_0 - \text{моноэнергетическая система получения элементарной серы в целом}; F_1 - \text{технологический показатель: } F_{1.1} - \text{качество сырья (кислого газа), } F_{1.2} - \text{активность адсорбента, } F_{1.3} - \text{активность катализатора, } F_{1.4} - \text{цветовой оттенок сжигаемых остаточных продуктов, } F_{1.5} - \text{стабильность работы технологической турбогазодувки газа регенерации отделения Сульфрин}; F_2 - \text{параметрический показатель: } F_{2.1} - \text{давление в трубопроводах и аппаратах, } F_{2.2} - \text{температура в трубопроводах и аппаратах, } F_{2.3} - \text{уровень в аппаратах, } F_{2.4} - \text{расход в трубопроводах, } F_{2.5} - \text{концентрация веществ в контролируемой среде}; F_3 - \text{технический показатель: } F_{3.1} - \text{качество материалов трубопроводов, аппаратов, } F_{3.2} - \text{коррозионная стойкость оборудования, } F_{3.3} - \text{вибрация насосно-компрессорного оборудования, } F_{3.4} - \text{тип оборудования, } F_{3.5} - \text{проведение технического обслуживания}; } F_4 - \text{аппаратурный показатель: } F_{4.1} - \text{качество работы измерительных приборов, } F_{4.2} - \text{состояние циркуляционных насосов дегазации и откачки жидкой серы на аппаратном дворе, } F_{4.3} - \text{состояние насосов и воздуходувок в машинном зале, } F_{4.4} - \text{бесперебойная подача аммиака при дегазации жидкой серы, } F_{4.5} - \text{проходимость гидрозатворов котлов-утилизаторов}; F_5 - \text{субъективный показатель: } F_{5.1} - \text{профессионализм персонала, } F_{5.2} - \text{интеллектуальный капитал персонала, } F_{5.3} - \text{личностный фактор, } F_{5.4} - \text{повышение квалификации, } F_{5.5} - \text{психофизиологическое состояние персонала.} \rangle$

Впоследствии необходимо наложить на иерархию факторов риска систему весов S . При наличии возможности выделить более и менее значимые факторы, эксперты производят ранжирование составляющих базовых факторов в порядке убывания значения их влияния, и таким образом «вес» i -го фактора можно определить по правилу Фишберна [7]: $w_i = 2(N - i + 1)/(N + 1)N, i = 1 \dots N$, где N – количество факторов. Тогда система весов S примет вид: $S = \{F_i(\phi)F_j | \phi \in (\succ, \approx)\}$, где \succ - отношение предпочтения, \approx - отношение безразличия.

Рассмотрим пример формализации фактора $F_{1.1}$ «качество сырья (кислого газа)». Вводим лингвистическую переменную (ЛП) «качество кислого газа». В качестве источников информации выступают: T_G – температура кислого газа, P_G – давление кислого газа, F_G – расход кислого газа, TR – ЛП, характеризующая «температурный режим» в реакторе. Формирование информации о «качестве кислого газа» $F_{1.1}$ производится в модуле (рисунок 2), который реализует нечеткий логический вывод по алгоритму Мамдани [8] на базе продукционных правил, представленных ниже – таблица 1.

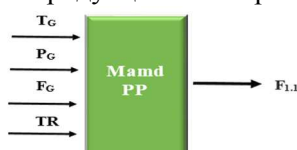


Рисунок 2. Схема входных и выходных данных для модуля, формирующего логический вывод.

Таблица 1. Фрагмент базы правил для модуля формирования информации об $F_{1.1}$

№	T_G	P_G	F_G	TR	$F_{1.1}$
1	Средний	Средний	Средний	Средний	Средний
2	Высокий	Средний	Средний	Средний	Средний
...
20	Очень высокий	Средний	Очень высокий	Очень высокий	Очень высокий
21	Средний	Очень низкий	Очень высокий	Очень высокий	Очень высокий

Аналогичным образом формируются и правила для $F_{1.2} \dots F_{1.5}, F_{2.1} \dots F_{2.5}, F_{3.1} \dots F_{3.5}, F_{4.1} \dots F_{4.5}, F_{5.1} \dots F_{5.5}$.

Список литературы.

Щербатов И.А. Классификация неопределенностей в задачах моделирования и управления сложными слабоформализуемыми системами // Вестник Саратовского государственного технического университета. 2013. Т. 1. № 1 (69). С. 175-179.

Щербатов И.А. Концепция системного анализа сложных слабоформализуемых многокомпонентных систем в условиях неопределенности // Современные технологии. Системный анализ. Моделирование. 2013. № 2 (38). С. 28-35.

Kilian M., Wozny G. Maximising Claus plant efficiency. Hydrocarbon engineering. September 2002. pp. 1-6.

Проталинский О. М., Щербатов И. А. Программный комплекс для обучения операторов технологического процесса получения серы // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Технические науки. 2006. №2. С. 29-34.

Проталинский О.М., Мичуров Ю.И., Щербатов И.А. Гибридная модель каталитического реактора процесса Клауса // Известия высших учебных заведений. Северо-Кавказский регион. Серия: Технические науки. 2005. № 2. С. 23.

Недосекин А. О. Нечеткие парные сравнения // Аудит и финансовый анализ. – 2003. – № 5. – С. 53.

Fishburn P. Utility Theory for Decision-Making. N.Y., Wiley, 1970, 234 p.

Protalinskii, O. M. Analysis and Modelling of Complex Engineering Systems Based on the Component Approach. O. M. Protalinskii, I. A. Shcherbatov, V. N. Esaulenko. World Applied Sciences Journal. 2013. Vol. 24, No. 2. pp. 276 – 283.

ПРОГРАММНО-АППАРАТНЫЙ КОМПЛЕКС MAGSCAN

*Степанов Е.А., Садыков Р.Р.
ООО «Газпром нефтехим Салават»*

Современное определение технической диагностики как отрасли научно-технических знаний, сущность которой составляют теория, методы и средства обнаружения и поиска дефектов объектов технической природы, включает в себя методы и средства неразрушающего контроля. В последнее время с развитием компьютерной техники и повышением их производительности, наметилась перспектива в создании программно-аппаратных комплексов диагностирования. Такой симбиоз средств диагностирования и компьютера позволяет, получать комплексную информацию о дефектах, а также вести детальный анализ. Такой подход к средствам диагностики позволяет разделить функции. На аппаратную часть возлагается функция измерения и выявления дефекта, а на программную составление полной картины и анализ полученных результатов. Для встроенных стационарных систем непрерывной диагностики применение компьютерной техники позволяют сконцентрировать информацию из всех датчиков в одном месте и на основе этих данных, вести анализ в реальном времени.

Идея работы основана на создании эффективного, экономически выгодного устройства диагностирования, а также разработка автоматизированного программного комплекса обработки полученной диагностической информации.

Прибор содержит программный генератор, блок усилителя мощности генерируемого сигнала, электромагнитный датчик-сканер, АЦП – аналогово цифровой преобразователь, программный комплекс, состоящий из блока детектора и блока визуализации.

Работа прибора основана на измерении потерь перемагничивания участка контролируемого изделия. Если ферромагнитный материал подвергается периодическому перемагничиванию, то в нем возникают потери энергии на гистерезис и вихревые токи.

Электромагнитный датчик-сканер устанавливается на изделие. Регулируемый сигнал с генератора поступает в блок усиления, где усиливается по напряжению и току, и подается на намагничивающую обмотку. Далее сигнал с измерительной обмотки поступает на АЦП, где полученная информация упорядочивается и поступает в программный комплекс для получения конечного результата – детектирование и визуализации дефекта.

Таким образом, прибор позволяет путем изменения частоты магнитного поля от высоких значений до низких постепенно перемагничивать участок изделия слой за слоем, тем самым осуществлять частотное сканирование и по потерям перемагничивания получить изображение поперечного сечения контролируемого участка.

Датчик-сканер выполнен в виде П-образного сердечника, состоящего из пластин с двумя одинаковыми медными катушками. Блок АЦП выполнен на микроконтроллере фирмы Atmel серия ATtiny45-20s. Программный комплекс MagScan разработан в среде Borland Studio. Комплекс состоит из блоков генерации сигнала, блока поиска дефекта, блока калибровки и блока визуализатора.

В программном комплексе реализовано два основных режима, режим поиска дефекта и режим сканирования. В режиме поиска дефекта можно определить наличие дефекта и определить глубину его залегания. В режиме сканирования происходит сканирование самого дефекта, определение точек его контура, на основании полученных точек формируется его примерная форма.

Алгоритм поиска дефекта заключается в следующем: в реальном времени происходит отслеживание максимального значения амплитуды сигнала и записывается в ячейку памяти. Затем это значение сравнивается с последующим максимальным значением амплитуды. В случае, если последующее значение максимума амплитуды меньше записанного в ячейке памяти, то это сигнализирует о наличии дефекта, по разнице значения можно судить о глубине дефекта.

Данный алгоритм повторяется на разных частотах от 50Гц до 1000Гц, что позволяет получить картину дефекта послойно.

Для полученного множества точек с координатами дефекта применяется алгоритм Грэхема, позволяющий произвести обход точек и создать контур. Алгоритм Грэхема — алгоритм построения выпуклой оболочки в двумерном пространстве. В этом алгоритме задача о выпуклой оболочке решается с помощью стека, сформированного из точек-кандидатов. Все точки входного множества заносятся в стек, а потом точки, не являющиеся вершинами выпуклой оболочки, со временем удаляются из него. По завершении работы алгоритма в стеке остаются только вершины оболочки в порядке их обхода против часовой стрелки.

Визуализация полученных данных выполнена с помощью компонентов Tee Chart и Canvas позволяющего получать различные картины сечений и диаграмм распределений дефектов на поверхности, а также реализован блок для наблюдения картины в трехмерной плоскости рисунок 1.

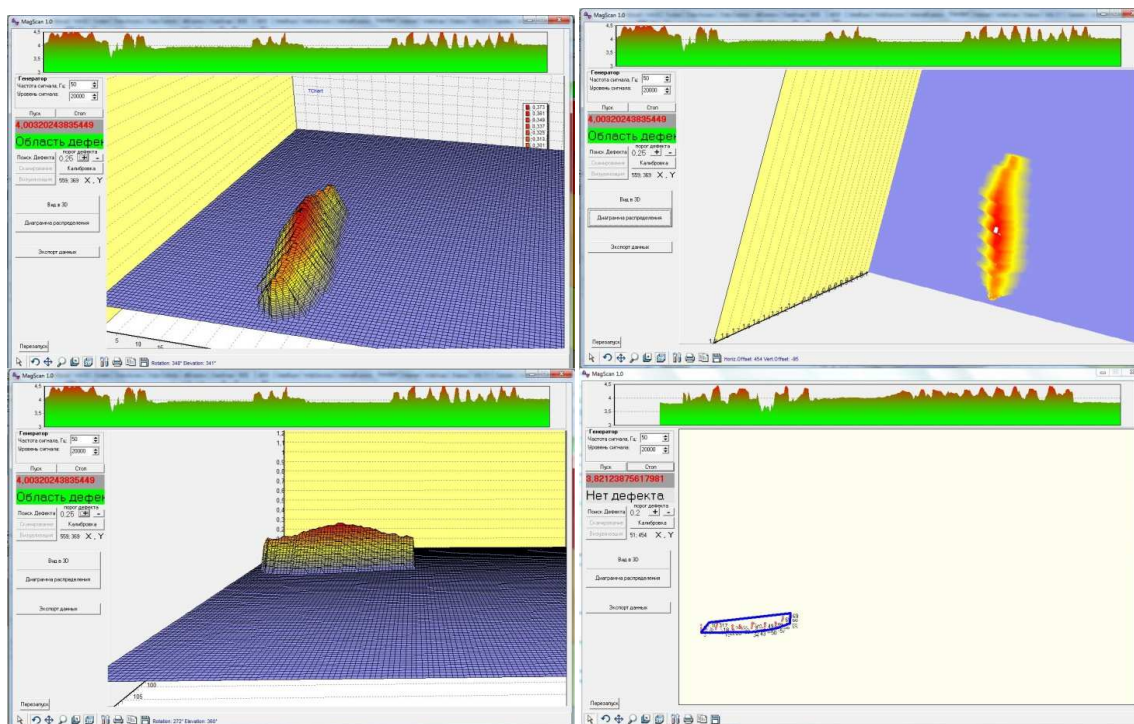


Рисунок 1 – Окно программного комплекса MagScan с визуализацией результатов сканирования образца

Список литературы

1. Стеклов О.И. Техническая диагностика оборудования и сооружений нефтегазового и нефтегазохимического комплексов. // Дефектоскопия. – 2010.- М. – С. 113-121.
2. Вильданов Р.Г., Степанов Е.А., Садыков Р.Р. Разработка автоматической системы определения параметров диагностической информации // Современные проблемы науки и образования. – 2014 №4. – С. 24-28.

УЧЁТ МАТЕРИАЛЬНЫХ ПОТОКОВ ПРИ РЕАЛИЗАЦИИ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ПОТРЕБЛЕНИЯ РИК НА ПРИМЕРЕ УЧАСТКА ПРИГОТОВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ РАСТВОРОВ (УПТР)

*Богданов А.А. Хачатуров В.Ю.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Парк приготовления РИК состоит из:

- эстакады слива ДТ из ж/д цистерн;
- технологической насосной;
- шесть емкостей для хранения ДТ и РИК и одной емкости для хранения ингибитора коррозии;
- склад для хранения ингибитора в бочковой таре;
- эстакады налива технологических растворов в автоцистерны;
- системы трубопроводной арматуры с запорными органами;
- операторной.

В соответствии с технологическим процессом прием ДТ из ж/д цистерн состоит из процедуры входного контроля, заключающейся в определении массы принимаемого ДТ методом косвенных статистических измерений, основанных на измерениях:

- уровня продукта в ж/д цистерне переносным метрштоком;
- плотности продукта ареометром;
- температуры продукта термометром;
- вычислении объема продукта по градуировочной таблице меры вместимости с использованием результата уровня продукта (*погрешность измерения данного метода составляет 0,65 %, приборный учёт 0,15%*);

перерасчёт объема принятого ДТ в его массовый показатель.

После данной процедуры оператор УПТР осуществляет открытие запорной арматуры и включение насосов для принятия ДТ в выбранную емкость.

Ингибитор коррозии из 200 литровых бочек перекачивается непосредственно в емкость Е-7Р с помощью насосного агрегата.

Для технологических нужд ГПУ необходимы растворы ингибитора коррозии четырех концентраций: 5%, 10%, 15%, 33%.

Для их приготовления определены весовые соотношения компонентов, состоящих из концентрата ингибитора коррозии Dodigen-4482 и ДТ.

Автоматизированные методы приготовления и учёта РИК операторами УПТР не используются. Определение необходимой массы компонентов осуществляется тем же косвенным методом.

Управление запорной арматурой и включение насосов осуществляется вручную.

Предлагается:

- обеспечить полный автоматизированный учёт движения хим. реагентов путем установки в линиях приема ДТ, подачи ингибитора, барботажа и отпуска РИК расходомеров, измеряющих объем, плотность и массу перекачиваемой жидкости.

- автоматизировать процесс приготовления РИК подключив все средства автоматизации к Системе Автоматического Управления УПТР, интегрированной с автоматизированными измерительными комплексами налива (АСН).

- снизить трудоёмкость процесса обращения с хим. реагентами за счет установки на трубопроводах налива и слива с емкостей Е01...Е06 дистанционно управляемых электро-задвижек с сигнализацией их состояния, оснащения рабочего места оператора терминалом управления САУ.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА КОНТРОЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ ПОТЕНЦИАЛА БАЗОВОЙ ДОБЫЧИ

Жданов И.А.

ООО «Газпромнефть НТЦ»

Несмотря на то, что существует большое количество теоретических работ, посвященных теме контроля разработки, в настоящее время контроль достижения потенциала скважин в компании выполняется экспертным путем с использованием слабоинтегрированных подходов и инструментов. Это приводит к принятию неоптимальных и несвоевременных решений по управлению разработкой текущих активов и соответствующим негативным последствиям: потери по добычи, потери по обводненности, увеличение времени достижения проектного коэффициента извлечения нефти, непроизводительная закачка по техногенным трещинам. Поэтому для повышения эффективности управления активами была разработана и внедрена информационная система, позволяющая эффективно выполнять контроль достижения геологического потенциала базовой добычи.

В основе новой информационной системы — самосогласованные математические модели, которые непрерывно адаптируются под информацию, поступающую из корпоративных баз данных. Система работает по следующему принципу: для контроля изменения продуктивности работы скважин в автоматическом режиме выполняется анализ входных и расчетных показателей, после чего происходит идентификация проблемы и определяются рекомендации, а затем — прогнозируется эффект от потенциальных мероприятий.

При разработке информационной системы была учтена организационная структура геологических подразделений компании. Это нашло отражение в функциональном разделении на подсистемы:

Регулирование закачки и подбор кандидатов на перевод в ППД;

Подбор кандидатов на восстановление продуктивности;

Подбор кандидатов для проведения промыслово-геофизических исследований;

Подбор кандидатов для проведения гидродинамических исследований.

Для проверки достоверности расчетов во время опытно-промышленной эксплуатации системы были выполнены расчеты по более чем 20 000 скважинам 100 месторождений компании. В результате проверки формируемых рекомендаций был выявлен положительный потенциальный эффект от реализации проекта — снижение потерь добычи нефти по геологическим причинам на 5-25% и сокращение непроизводительной закачки на 5-10%. Также благодаря автоматизации процессов 60% трудозатрат стало возможным перераспределить на детальное обоснование планируемых работ.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ВИБРОДИАГНОСТИКИ РОТОРНОГО ОБОРУДОВАНИЯ В УСЛОВИЯХ ОБРАЗОВАТЕЛЬНОГО УЧРЕЖДЕНИЯ

*Смирнов Ю. Н., Лабынцев В.В.
ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»*

В настоящее время в ПАО «Газпром» эксплуатируются более 4530 газоперекачивающих агрегатов (ГПА) суммарной мощностью 52,32 млн кВт. Парк ГПА содержит агрегаты более 20 типов, из которых основную долю составляют стационарные агрегаты отечественного изготовления. Значительная часть газотурбинного парка устарела.

В связи с этим своевременное диагностирование технического состояния оборудования и элементов газотранспортных систем с определением уровня их работоспособности - основной определяющей характеристики состояния любого объекта - представляет несомненный научный и практический интерес, как для отдельных предприятий, так и для отрасли в целом.

Соответственно особое значение приобретают усилия, направленные на совершенствование системы подготовки специалистов отрасли, обладающих достаточными уровнями профессиональных компетенций в области определения технического состояния роторного оборудования по вибрационным показателям, а также проведению работ по динамической балансировке роторных машин.

Целью представленной работы является презентация, разработанного и изготовленного силами студентов и преподавателей, учебного стенда имитатора роторного оборудования.

Стенд имитатор роторного оборудования используется для имитации работы ротора, создания разного уровня вибрации, снятия скоростных и контурных характеристик, выявления и изучения причин вибронегружения, выполнения работ по динамической балансировки.

В комплект учебного стенда в общем случае входят следующие элементы:

- стенд имитатор роторного оборудования;
- штатный комплекс измерения вибрации;
- кабель для соединения измерительного модуля с блоком питания;
- блок питания 24 В постоянного тока;
- фототахометр Testo 460;
- портативный виброметр ВК-5;

Собственно учебный стенд представляет собой пустотелый барабан, закрепленный в подшипниках качения и приводимый во вращение электродвигателем через клиноременную передачу. В торцевых крышках барабана просверлено по окружности 6 отверстий, через которые проходят 6 шпилек с резьбой М27, фиксируемые 12 гайками обеспечивая жесткость центрации. На свободные концы резьбы устанавливаются шайбы диаметром 40х28 мм разной толщины и фиксируются прижимными гайками. Изменяя количество шайб на концах шпилек, возможно получение искусственного дисбаланса барабана, что в свою очередь приводит к увеличению вибрации, передаваемой через валы на подшипники. Подшипники качения установлены в проточки граненых стаканов, грани которых служат площадками виброметрии. Рис.1 На площадках устанавливаются датчики, выведенные на измерительный модуль (опционально). С помощью виброметра ВК-5, можно замерить общий уровень вибрации (в единицах виброскорости и виброперемещения), а с помощью штатного измерительного модуля или виброколлектора (типа «Микролог») можно осуществить снятие вибрационных характеристик для последующей обработки на ПЭВМ



Рисунок 1. Фото стенда имитатора.

Применение стенда позволяет студентам получить практические навыки выполнения определения технического состояния роторного оборудования по вибрационным показателям, динамической балансировки роторов в собственных подшипниках.

Список литературы:

1. Антонова, Е.О. Мониторинг силовых агрегатов на компрессорных станциях. / Е.О. Антонова, И. А. Иванов, О.А. Степанов, М.Н. Чекадовский; – СПб.: Наука, 1998. – 216 с.
2. Васильев, Ю.Н. Вибрационный контроль технического состояния газотурбинных газоперекачивающих агрегатов / Ю.Н. Васильев; – М.: Недра., 1987. – 294 с.
3. СТО Газпром 2-3.5-138-2007 Типовые технические требования к газотурбинным ГПА и их системам.
4. СТО Газпром 2-2.3-240-2008. Методика виброконтроля и диагностики агрегатов ГПА-Ц16С в режиме реального времени.
5. СТО Газпром 2-2.3-265-2008. Положение по метрологическому обслуживанию штатных систем виброзащиты ГПА.
6. Методика эксплуатационного контроля вибросостояния технологических трубопроводов КЦ КС МГ, ПХГ И ДКС с центробежными нагнетателями – М.: ВНИИГАЗ, 2003. –116с.
7. РД 0154-13-2003. Методика виброисследований для снижения уровня вибрации трубопроводных обвязок насосно-компрессорного оборудования. / Оргэнергогаз – М.: ИРЦ Газпром, 2001. – С. 6-32.

ПОВЫШЕНИЕ УСТОЙЧИВОСТИ УПРАВЛЕНИЯ СКВАЖИНОЙ ПРИ НЕШТАТНЫХ СИТУАЦИЯХ НА ОСНОВЕ ВИРТУАЛЬНЫХ КИП.

Разгонов М.А.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Астраханское Газоконденсатное Месторождение (АГКМ) не имеет аналогов в Европе и характеризуется повышенным содержанием агрессивных компонентов в составе газа, наличием аномально высокого пластового давления, высоким конденсатным фактором, а также высокой температурой гидратообразования. Астраханское месторождение занимает лидирующее положение в отрасли по уровню автоматизации контроля и управления промышленными объектами.

Одной из важных систем контроля технологического процесса скважины, является система автоматического регулирования расхода газожидкостной смеси (ГЖС). Она следит за текущим расходом на скважине и в зависимости от заданной диспетчером уставки выдает управляющее воздействие на угловой дроссельный клапан открывая или прикрывая его.

Датчики, используемые в работе этой системы, в значительной мере подвержены влиянию внешней среды. Что способствует возникновению ошибки измерительного канала - это когда многократно увеличивается погрешность измерений, при этом технические средства измерительного канала сохраняют работоспособность. Что в свою очередь вызывает сбой технологического процесса добычи вплоть до его внештатной остановки, которая влечет за собой простой скважины.

Специалистами предприятия была разработана система обеспечения безопасности и устойчивости эксплуатации скважины в условиях нештатных ситуаций, реализованная на базе информационно-измерительного и управляющего программного комплекса контроллера скважины или вывод эксплуатации скважины за пределы технологического режима.

Идея основывается на том, что все основные параметры скважины, как единого геологического образования объективно взаимосвязаны. Давление в устье скважины и температура ГЖС на её выходе зависят от текущего расхода, а он в свою очередь пропорционален проценту открытия регулирующего расход клапана.

Система автоматически снимает эти зависимости во время регулярной, стандартной процедуры исследования скважины и хранит их в базе данных.

Тем самым корректируя накопленные знания в процессе эксплуатации скважины. Сохраненные в базе данных зависимости используются специально разработанной программой, которая формирует «прогнозируемые» значения параметров расхода и давления в устье скважины в каждый момент времени в соответствии с процентом открытия регулирующего клапана. Тем самым создаются так называемые виртуальные приборы, значения которых соответствуют данным сформированным программно. С этими «прогнозируемыми» величинами сравниваются текущие

значения параметров давления и расхода. По результатам производится дифференциация реакции системы. Если разница значительная, то программа посылает в SCADA-систему информационный сигнал и управление скважиной переводится в защитный режим, при котором значения соответствующих входных параметров считаются не достоверными и регулирование временно переводится на работу по значениям, полученным с виртуальных КИП. При возвращении отклонения в допустимые пределы, программа переводит управляющую систему в штатный режим работы.

Из всего этого следует, что при частичном сбое одного или даже нескольких входных измерительных каналов не создается, имеющая много отрицательных аспектов, ситуация останова технологического процесса добычи. Скважина продолжает работать в специальном режиме, позволяющем обслуживающему персоналу в спокойной обстановке произвести устранение неисправности. После чего система сама автоматически возвращается в штатный режим работы с исправными информационно-измерительными каналами.

Еще одним положительным моментом является то, что теперь такие типовые, стандартные процедуры, как калибровка или замена датчика могут осуществляться без останова техпроцесса и проведения дополнительных организационно-технических мероприятий.

ПОВЫШЕНИЕ УРОВНЯ ГРОЗОЗАЩИТЫ ОБОРУДОВАНИЯ СИСТЕМ ТЕЛЕМЕХАНИКИ, ИАСУ ГОФО-2 И КОРРЕКТОРОВ УЧЕТА ГАЗА

Анишкин А.Е.

ООО «Газпром трансгаз Москва»

Понятие электромагнитной совместимости (ЭМС) возникло еще в начале развития радиотехники и имело узкое смысловое значение – выбор частотного диапазона. В настоящее время Международная Электротехническая Комиссия (МЭК) определяет ЭМС, как способность оборудования или системы удовлетворительно работать в данной электромагнитной обстановке без внесения в нее какого-либо недопустимого электромагнитного возмущения. Электромагнитная совместимость нарушается, если уровень помех слишком высок, помехоустойчивость оборудования недостаточна.

В ООО «Газпром трансгаз Москва» проблема ЭМС стоит особенно остро, так как большинство производственных объектов эксплуатируются более 25 лет и их проектирование осуществлялось согласно устаревшей на сегодняшний день, нормативной документации которая не учитывала повышенную восприимчивость современных микропроцессорных технических средств к электромагнитным помехам. Раздел «Электромагнитная совместимость» для проектной документации рассчитывался без необходимого опыта или отсутствовал (до 2008 обязательных требований по наличию этого раздела не было). Тем не менее, на сегодняшний день активно ведется работа по установке новых и ремонту старых молниеотводов, приведению в соответствие с СТО Газпром контуров заземления объектов, установке модулей УЗИП разных классов.

Грозазащита является одним из разделов комплекса задач по обеспечению электромагнитной совместимости. В настоящее время общепринятой считается зонная концепция защиты от перенапряжений (МЭК 61024).

В ПАО «Газпром» ведется работа по созданию и внедрению нормативных документов, таких как СТО Газпром 2-1.11-290-2009 «Положение по обеспечению электромагнитной совместимости производственных объектов ОАО «Газпром», СТО Газпром 2-1.11-170-2007 «Инструкция по устройству молниезащиты зданий, сооружений и коммуникаций ОАО «Газпром», Р Газпром 2-6.2-676-2012 «Методика и порядок расчета системы молниезащиты объектов ОАО «Газпром».

Наибольшему влиянию грозовых разрядов подвержено оборудование телемеханики (ТМ) по нескольким причинам: высокой протяженности информационных, сигнальных и управляющих линий связи; расположение контролируемых пунктов ТМ на открытой местности. В ООО «Газпром трансгаз Москва» эксплуатируется порядка 900 систем ТМ. По статистике за 2014-2016 гг. больше половины всех отказов (55%) оборудования ТМ произошли по причине воздействия различных электромагнитных полей и воздействия грозовых разрядов. При этом, подавляющее большинство отказов (более 70%) оборудования ИАСУ ГОФО-2 и корректоров учета газа также происходит по причине воздействия грозовых. В СТО Газпром 2-1.11-290-2009 не описываются конкретные практические действия по обеспечению электромагнитной совместимости производственных объектов ПАО «Газпром». В связи с этим, пред специалистами инженерно-технического центра была

поставлена задача по разработке мероприятий, позволивших сократить число отказов оборудования систем ТМ по причине воздействия различных электромагнитных полей и воздействия грозовых разрядов.

Был проведен анализа отказов, изучен и обобщен опыт эксплуатации систем ТМ, ИАСУ ГОФО-2 и корректоров учета газа. В результате был сделан вывод, что повысить уровень грозозащиты оборудования систем телемеханики, ИАСУ ГОФО-2 и корректоров учета газа, можно за счет выполнения следующего комплекса мероприятий:

Проверка исправности контура (или контуров) заземления на объектах и приведение их в соответствие к стандартам.

Проверка наличия выравнивания потенциалов контуров заземления (защитного РЕ и функционального FE заземления).

Проверка и последующее корректное заземление информационных и сигнальных кабелей.

Установка диэлектрических вставок с целью предотвращения гальванических связей контура заземления приборов автоматизации и учета газа с магистральным газопроводом на импульсных линиях (импульсных трубных проводках) датчиков давления (перепада), узлов управления краном, датчиков температуры.

Проверка точек заземления и защитных проводников оборудования ТМ и корректоров учета газа.

Установка устройства защиты от импульсного перенапряжения (УЗИП) на протяженные информационные, сигнальные и управляющие линии оборудования ТМ.

Установка УЗИП на входные питающие линии оборудования ТМ.

Запитывание корректоров учета газа от блоков питания соответствующих систем телемеханики или коммуникационного шлюза (КШ).

Установка модулей УЗИП на линию связи и линию питания корректоров.

Установка модулей УЗИП на канал передачи данных по интерфейсу RS-232 асинхронных серверов ИАСУ ГОФО-2.

Подборка конкретного модуля УЗИП для защиты соответствующей линии связи осуществляется на основе характеристики линии по максимальному току и напряжению питания. Также необходимо учитывать, что для корректной работы модулей УЗИП они должны подключаться только к системе заземления удовлетворяющей действующему стандарту СТО Газпром 2-1.11-290-2009 п.10.1.

С целью внедрения указанного комплекса мероприятий на объектах ООО «Газпром трансгаз Москва» в 2016 г. оформлено информационное письмо «Повышение уровня грозозащиты оборудования систем телемеханики «SuperTU-1,4», «Импульс-1,2», «Магистраль-1,2», корректоров учета газа ЕК-260,270, SEVC-D (Corus), Суперфлоу-21В/23 и асинхронных серверов ИАСУ ГОФО-2». Планируется, что выполнение мероприятий существенно сократит количество отказов оборудования систем телемеханики, ИАСУ ГОФО-2 и корректоров учета газа.

ИННОВАЦИОННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ НАГРЕВАТЕЛЕМ ТЕПЛОНОСИТЕЛЯ С ФУНКЦИЯМИ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПРИГОТОВЛЕНИЯ ТОПЛИВНО-ВОЗДУШНОЙ СМЕСИ И САМОДИАГНОСТИКОЙ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ

*Свиридов Д.А., Горбачев Н.П.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Нагреватель теплоносителя на установке первичной подготовки газа (УППГ) предназначен для обогрева бытовых помещений, контрольно-измерительных приборов (КИП) в местах отбора давления из газопровода, технологического оборудования. Эксплуатирующиеся на сегодняшний день нагреватели выработали свой нормативный ресурс и нуждаются в замене. Поэтому было принято решение разработать нагреватель теплоносителя с применением современных средств автоматизации.

Новый нагреватель теплоносителя должен отвечать следующим требованиям:

- быть построен на основании отечественного оборудования с учетом передовых технологий;
- автоматически регулировать состав топливно-воздушной смеси в зависимости от состава и концентрации загрязняющих веществ в уходящих газах;
- производить самодиагностику работы оборудования и передавать диагностическую информацию в дистанционную систему контроля и мониторинга КИП.

В состав нового нагревателя входит программно-логический контроллер (ПЛК), который управляет процессом нагрева теплоносителя с заданными параметрами, собирает информацию с интеллектуального оборудования и передает ее в автоматизированную систему управления технологическим процессом (АСУ ТП) промысла.

Новая конструкция горелки нагревателя позволяет снижать выбросы загрязняющих веществ в составе уходящего газа и расход топливного газа для нагрева теплоносителя. Для этого у основания жаровой трубы врезается датчик контроля кислорода, окислов азота и углекислого газа. Регулирование оптимального соотношения этих компонентов позволяет обеспечивать полноту сгорания топлива, минимизацию выброса загрязняющих веществ и исключает такие явления, как химический недожог и пережог топлива.

Для регулирования состава уходящего газа применяются два контура регулирования. Первый контур регулирования – подача вторичного воздуха в основную горелку, осуществляется при помощи электросервопривод, установленного в горелке, который управляет ходом шиберов для увеличения, либо уменьшения зазора для подачи воздуха. Второй контур регулирования – регулирование подачи топливного газа при помощи клапана, оснащенного электроприводом.

Для контроля тяги в топке устанавливается датчик разряжения. Для контроля температуры окружающей среды и теплоносителя на входе и выходе нагревателя применены датчики температуры с функцией самодиагностики. Система автоматического управления нагревателем по показаниям датчиков температуры на подающей и обратной линиях теплоносителя определяет эффективность теплоотдачи потребителю и оптимизирует процесс нагрева.

Для эффективного обогрева зон с высоким уровнем риска гидратообразования применяется контур регулирования подачи топливного газа. В контроллер устанавливается зависимость требуемой температуры теплоносителя на входе в нагреватель от температуры окружающей среды, чем ниже температура воздуха, тем выше должна быть температура теплоносителя в обратной линии нагревателя. Для регулирования комфортной температуры в помещениях местонахождения обслуживающего персонала в линиях подачи теплоносителя на входе в операторную и административно-бытовой комплекс (АБК) устанавливаются беспроводные датчики температуры, а поддержка необходимой температуры осуществляется при помощи регулирующих клапанов с электроприводами.

Датчики давления контролируют давление в основной и пилотной линиях горелок и в случае отклонения от предельных значений перекрывают подачу газа при помощи электромагнитных клапанов.

Нагреватель теплоносителя имеет три режима управления:

Дистанционный автомат, когда процессом нагрева теплоносителя управляет контроллер УППГ, а контроллер нагревателя собирает и передает информацию в АСУ ТП;

Дистанционный ручной, задание уставок производится на графическом терминале контроллера УППГ;

Автоматический локальный, задание уставок производится на графическом терминале нагревателя.

Интеллектуальное оборудование, входящее в состав нагревателя, имеет возможность самодиагностики и подключения в дистанционную систему контроля и мониторинга работоспособности КИП и А. Используя диагностические возможности и инструменты мониторинга системы, возможно оперативно определить текущее состояние и потенциальные проблемы датчиков, произвести диагностику электродвигателей клапанов, произвести проверку измерительных каналов КИП.

Предлагаемый нагреватель теплоносителя построен на оборудовании, произведенном отечественными компаниями. Конструкция нагревателя позволяет контролировать и регулировать выбросы загрязняющих веществ в составе уходящего газа и снижать расходы очищенного газа для нагрева теплоносителя.

СИСТЕМНЫЙ АНАЛИЗ И ОПТИМИЗАЦИЯ АВТОМАТИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА УПРАВЛЕНИЯ ГАЗОВЫМИ ВОДОГРЕЙНЫМИ КОТЕЛЬНЫМИ

Занин А.О.

ООО «Газпром переработка»

Рассмотрены основные проблемы влияющие на надежность работы котельных, а именно ее бесперебойного функционирования. Описаны причины остановки работы котельных. Определены направления разработки алгоритмов автоматического регулирования параметров и предупреждения достижения экстремальных критических значений этих параметров, приводящих к аварийной остановке работы котельных. Определены направления разработки алгоритмов автоматического регулирования параметров, направленных на поддержание наиболее эффективного режима работы котельных.

В настоящее время основным нормативным документом, устанавливающим требования к проектированию, строительству и техническому перевооружению котельных в Российской Федерации является СП 89.13330.2012 «Котельные установки. Актуализированная редакция СНиП II-35-76». В данном своде правил изложены основные требования, предъявляемые к автоматическому процессу управления котельными.

Основными задачами автоматизации котельных является: обеспечение надежной и безопасной работы котельных; обеспечение энергосбережения и повышения эффективности систем теплоснабжения и теплопотребления.

В докладе будут рассмотрены основные проблемы влияющие на надежность работы котельной, а именно ее бесперебойного функционирования. Выявление основных и второстепенных причин остановки работы котельных. Определены направления разработки алгоритмов автоматического регулирования параметров и предупреждения достижения экстремальных критических значений этих параметров, приводящих к аварийной остановке работы котельных. Разработка алгоритмов автоматического регулирования параметров направлена так же на поддержание наиболее эффективного режима работы котельных.

Основными причинами остановки работы газовых водогрейных котельных являются: повышение или понижение давления газообразного топлива перед горелками; понижение давления воздуха перед горелками с принудительной подачей воздуха;

уменьшение разрежения и/или повышение давления в топке; погасание факелов горелок, отключение которых при работе котла не допускается;

повышение температуры воды на выходе из котла; повышение или понижение давления воды на выходе из котла;

уменьшение установленного наименьшего расхода воды через котел; остановке ротора форсунки; неисправности цепей защиты.

Разрабатываемые алгоритмы автоматического регулирования данных параметров позволяют предупреждать достижение экстремальных критических значений, приводящих к аварийной остановке работы котельных.

Оптимизация автоматического процесса управления направленная на повышение бесперебойности функционирования работы котельных приведет, как следствие к повышению технико-экономических показателей.

Эффективность работы котельных в первую очередь определяется эффективностью процесса горения. Эффективность процесса горения, в свою очередь, обеспечивается путем поддержания на требуемом уровне отношения «топливо-воздух». Тем самым предопределяется та первостепенная роль, которую играют в системе управления топочным устройством системы автоматического регулирования подачи топлива и давления дутьевого воздуха. Для поддержания на требуемом уровне отношения «топливо-воздух» необходимо измерять количество кислорода в отходящих газах, для чего используется стационарный газоанализатор. К этому следует добавить, что эффективность работы котлоагрегата в целом определяется показателями качества конечного продукта. Теплоотдача топки является управляющим воздействием для системы теплогенерации. Следовательно, для поддержания давления на заданном уровне необходимо соответствующим образом корректировать уставки регулятора подачи топлива. Однако в силу особенностей изготовления и монтажа котлоагрегата такой связи практически нигде нет. Каждая из указанных систем управления функционирует самостоятельно, реагируя только на внешние и внутренние факторы. Связь же между ними осуществляет система автоматического процесса управления. Разработка наиболее

эффективных алгоритмов регулирования данных параметров и является основной задачей данной работы.

Значительная часть таких задач решается путем модельных исследований. Поэтому вопросам усовершенствования практических методов моделирования в работе уделено большое внимание. Научную новизну работы представляют результаты исследований в области моделирования автоматических процессов управления газовыми водогрейными котельными.

Методы исследования основаны на результатах:

- обобщения фактических режимов и опытных данных о работе оборудования и сопоставления их с установленными нормами, теоретическими предпосылками и опытными данными других исследователей с учетом сложившихся концепций по тому или иному вопросу на уровне мировых стандартов и стандартов Российской Федерации;
- анализа причин отклонения режимов работы оборудования от установленных норм;
- анализа принципиальных и фактических возможностей усовершенствования существующих конструкций оборудования и соответствующих технологий.

Математические модели и полученные при их реализации аналитические зависимости позволят определить параметры наиболее эффективной работы котельных как при номинальной, так и при переменной нагрузке.

Также на данном этапе проводится сравнительный анализ технологии работы газовых котельных и печей подогрева нефти и нефтегазоконденсатной смеси. Выявляются технологические особенности работы печей, прорабатывается вариант их применения в работе газовых котельных.

СТЕНД ДЛЯ НАСТРОЙКИ СИЛОВЫХ И ИЗМЕРИТЕЛЬНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ СЛТМ «МАГИСТРАЛЬ-2»

Егоров А.М.

ООО «Газпром трансгаз Самара»

В филиалах ООО «Газпром трансгаз Самара» (Общество) широко используется СЛТМ (система линейной телемеханики) «Магистраль-2», в состав которой входят элементы различных типов [1].

Для управления кранами магистрального газопровода и контроля их состояния используются силовые элементы (СЭ). Каждый такой элемент относится к своему крану, в узле управления которым установлены соленоиды открытия и закрытия, а также может быть установлен соленоид смазки. Для контроля состояния крана в его конструкции используются концевые переключатели, выводы которых также подключены к СЭ [2].

Для измерения аналоговых сигналов постоянного тока и напряжения от первичных преобразователей используются измерительные элементы (ИЭ) [4, 5]. Такие элементы имеют в своём составе несколько каналов, диапазоны и типы входных сигналов которых могут быть различны.

В настоящее время гарантия производителя на СЭ и ИЭ, эксплуатирующиеся в Обществе, заканчивается. Возникает необходимость их ремонта по мере выхода из строя. Общее число силовых элементов на объектах Общества с учётом резерва составляет более 1000 экземпляров.

Анализ существующих программно-аппаратных средств в филиалах Общества показал, что проверка работоспособности наиболее распространённых модификаций СЭ-10 возможна в составе комплекса «Магистраль-2», что вызывает неудобства при осуществлении централизованного ремонта.

Целью исследовательской работы является осуществление диагностики СЭ и ИЭ в условиях лаборатории по ремонту приборов и средств КИПиА. Это возможно путём создания специального программно-аппаратного комплекса (стенда).

Стенд позволяет имитировать различные состояния крана и цепей управления, а также содержит в своём составе преобразователь интерфейса RS485 (используемого в СЛТМ «Магистраль-2») в RS232. Это позволяет осуществлять информационный обмен с СЭ или ИЭ при подключении стенда к СОМ-порту компьютера. Управление работой СЭ осуществляется путём передачи специальных команд по общей шине.

Программная часть стенда представляет собой приложение, запущенное на персональном компьютере. В окне программы осуществляет отображение всех измеряемых величин в силовом

элементе, его состояние и настройки. Имеется возможность изменения настроек, а также автоматического определения адреса подключённого СЭ или ИЭ.

Согласно руководству по эксплуатации, для признания СЭ-10 исправным, необходимо выполнение ряда условий. Для удобства контроля выполнения условий в стенде реализован режим автоматической проверки исправности силового элемента. При этом производится имитация закрытия и открытия шарового крана, а также непрерывный контроль, анализ изменения и стабильности измеряемых величин (напряжение питания, токи в цепях управления и их сопротивления).

Полная проверка работоспособности СЭ возможна путём реализации простого сценария управления краном и контроля его состояния. Во время проверки в окне программы формируются и анализируются временные диаграммы для всех пяти каналов измерения. По окончании этих действий производится анализ и формируется краткий отчёт о соответствии СЭ требованиям руководства по эксплуатации. Таким образом, реализована полностью автоматическая проверка работоспособности СЭ.

Для диагностики и настройки ИЭ в составе стенда реализована возможность подачи прямого и инвертированного сигнала от образцового источника (калибратора) на вход одного из каналов. С целью калибровки каналов, имеющих диапазон входного напряжения до 100 В используется встроенный источник напряжения 110 В.

Разработанный программно-аппаратный комплекс (стенд) позволил эффективно решить задачу диагностики силовых и измерительных элементов в условиях лаборатории по ремонту приборов и средств КИПиА.

На данный момент диагностику и ремонт прошли 100 СЭ и 50 ИЭ. Успешная их работа в составе комплекса «Магистраль-2» свидетельствует о качественно проведённом ремонте.

Экономический эффект от ремонта силовых элементов на базе лаборатории по ремонту приборов и средств КИПиА определяется, главным образом, затратами на оплату труда инженера и необходимые материалы (в случае ремонта), а также ценой нового элемента (в случае покупки на заводе). Экономия составляет около 6 000 рублей на один СЭ-10. Учитывая объём произведённого ремонта, достигнута экономия 900 000 рублей.

В итоге выполнения научно-практической работы реализованы:

Возможность проверки работоспособности СЭ-01, СЭ-10, ИЭ-03, ИЭ-03 вне КП с помощью программно-аппаратного комплекса (стенда);

Автоматическое определение логического адреса подключённого элемента с переходом в режим мониторинга его состояния;

Автоматическая проверка работоспособности СЭ (благодаря работе аппаратной части по командам из программной части);

Формирование наглядного результата в виде диаграмм и отчётов;

Интерактивная настройка элементов путём изменения значений ячеек Flash памяти;

Автоматическое сохранение на ПК информации о проведённой проверке и настройках СЭ и ИЭ

Список литературы:

1. Комплекс «Магистраль-2». Руководство по эксплуатации — М.: ООО фирма "Газприборавтоматика", 2014 г., 209 с.
2. Силовой элемент СЭ-01. Руководство по эксплуатации — М.: ООО фирма "Газприборавтоматика", 2006 г., 32 с.
3. Силовой элемент СЭ-10. Руководство по эксплуатации — М.: ООО фирма "Газприборавтоматика", 2007 г., 33 с.
4. Силовой элемент ИЭ-03. Руководство по эксплуатации — М.: ООО фирма "Газприборавтоматика", 2006 г., 19 с.
5. Силовой элемент ИЭ-05. Руководство по эксплуатации — М.: ООО фирма "Газприборавтоматика", 2007 г., 38 с.

«TUBING CAVERN SOLVER» (TCS) – СИСТЕМА ЭФФЕКТИВНОГО УПРАВЛЕНИЯ ПОДЗЕМНЫМ ХРАНИЛИЩЕМ ГАЗА (ПХГ)

*Попович А.П.
ООО «Газпром ВНИИГАЗ»*

Система TCS упрощает задачу управления ПХГ, благодаря возможности прогнозирования рабочих характеристик узлов комплекса.

Система позволяет провести моделирование основных режимов работы ПХГ, таких как:
прямая закачка газа;
компрессорная закачка газа;
компрессорно-эжекторная закачка газа;
прямой отбор газа;
компрессорный отбор газа.

Система предназначена для использования компаниями-операторами ПХГ при планировании, организации и контроле за мероприятиями по оперативному управлению газоснабжением, составлению технологических режимов эксплуатации ПХГ, разработке планов модернизации и реконструкции ПХГ.

Область применения

Планирование затрат на закачку и отбор газа на ПХГ;
Определение рабочих характеристик технологических узлов ПХГ;
Оптимизация работы комплекса ПХГ;
Расчет и обоснование технологического режима работы ПХГ.

Функционал системы

Расчет параметров ПХГ
по фиксированному дебиту;
по фиксированному давлению.
Прогнозный расчет рабочих характеристик на выбранный период работы.
Графическое представление результатов расчета.
Представление результатов расчета в виде сводной таблицы.
Экспорт данных.

Визуализация работы комплекса ПХГ.

При адаптации математических моделей, входящих в алгоритм TCS, проводится детальный анализ всех узлов автоматизируемого ПХГ, что обеспечивает высокую точность дальнейших расчетов. Интерфейс программного комплекса

Интерфейс программного комплекса TCS является интуитивно понятным и ориентирован на его использование техническим персоналом при планировании, организации и контроле мероприятий по оперативному управлению работой ПХГ.

Начальные данные для расчета возможно импортировать в TCS в формате EXCEL-таблиц, что позволяет оптимизировать процесс подготовки расчета. Также, предусмотрена возможность задания изменяющегося по времени значения давления в магистральном газопроводе для проведения прогнозных расчетов.

Результаты расчета рабочих характеристик ПХГ могут быть отображены в виде графиков и таблиц, что упрощает дальнейший анализ информации. TCS является мощным инструментом для создания отчетов о работе системы ПХГ благодаря возможности вывода информации по каждому отдельному узлу и дальнейшему экспорту результатов расчетов в наиболее популярные форматы представления данных: PDF, HTML, XLSX и др.

Экономический эффект от использования TCS в основном обусловлен следующими факторами:

Оптимизация распределения объемов отбора и нагнетания газа по фонду скважин ПХГ;
Оптимизация операционных затрат;
Оптимизация процесса и сокращение времени принятия решения по управлению технологическими процессами;
Сокращение времени реакции и общего числа нештатных ситуаций;
Снижение ошибок вызванных «человеческим фактором»;
Сокращение времени и оптимизация процесса подготовки отчетной документации и т.д.

Система успешно апробирована и внедрена на ПХГ, расположенных на территории Германии и зарекомендовала себя как высокоточный инструмент для анализа рабочих характеристик промысла.

ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ СИСТЕМА ДИАГНОСТИКИ НАСОСНЫХ АГРЕГАТОВ

Прахов И.В.¹, Самородов А.В.²

¹ООО «Газпром нефтехим Салават», ²ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» филиал в г. Салават

При длительной эксплуатации насосного оборудования нефтегазовых производств неизбежно возникают повреждения или нарушения работоспособности его элементов даже при отсутствии дефектов изготовления и соблюдении правил эксплуатации. Это обусловлено особенностями нефтегазовых производств: высокой коррозионной активностью технологических сред, высокими температурой, давлением и скоростью технологических потоков, наличием переменных температурных деформаций и сложного напряженного состояния металла оборудования. К основным аспектам решения проблем безопасной эксплуатации оборудования, выработавшего значительную часть проектного срока эксплуатации, относится дальнейшее совершенствование методологии определения остаточного ресурса. Эксплуатация насосного оборудования сверх нормативного срока возможна при наличии позитивной информации о фактическом техническом состоянии. Отсутствие подробной и объективной информации о техническом состоянии насосного оборудования позволяет реализовать эксплуатацию только по наработке на отказ либо плановое техническое обслуживание и ремонт в соответствии с нормативами планово-предупредительных ремонтов [1]. Практика показала, что такая эксплуатация насосного оборудования ведет к большим производственным потерям и необоснованному распылению средств на их техническое обслуживание и ремонт.

Результаты экспериментальных и теоретических исследований показывают, что двигатели электропривода при определенных режимах работы, возникновении и развитии повреждений отдельных элементов электрической и механической части насосного оборудования генерируют определенный спектр высших гармонических составляющих токов и напряжений. Выявление корреляционной связи между режимами работы насосного оборудования с электрическим приводом, характерными повреждениями элементов электрической и механической части и параметрами генерируемых двигателем электропривода высших гармонических составляющих токов и напряжений позволяет решить задачу мониторинга технического состояния и прогнозирования ресурса этого оборудования.

Для решения поставленной задачи разработан программно-аппаратный комплекс на основе измерителя показателей качества электрической энергии Ресурс-UF2(М), компьютера и специального программного обеспечения, позволяющий осуществлять оперативную диагностику технического состояния насосного оборудования с электрическим приводом [2]. Предусмотрена возможность подключения разработанного программно-аппаратного комплекса к существующей SCADA-системе предприятия (Supervisory Control And Data Acquisition) через OPC-сервер (OLE for Process Control). Структурная схема программно-аппаратного комплекса представлена на рисунке 1.

Программно-аппаратный комплекс для диагностики насосного оборудования с электрическим приводом позволяет определить следующие виды повреждений: ухудшение состояния изоляции обмоток, изменение сопротивления проводов обмоток, дисбаланс ротора электродвигателя и вала машинного агрегата, неисправности подшипников, межвитковые и межфазные короткие замыкания обмоток статора, однофазные замыкания фаз на корпус, обрывы фаз на выводах обмоток статора, обрыв стержней обмотки ротора, несоосность валов электродвигателя и исполнительного органа, эксцентриситет ротора, ослабление элементов крепления на фундаменте, дефекты исполнительного органа машинного агрегата (рабочего колеса).

Программно-аппаратный комплекс осуществляет идентификацию технического состояния и прогнозирование ресурса безаварийной работы насосного оборудования по совокупности параметров генерируемых двигателем электропривода высших гармонических составляющих токов и напряжений на основе использования метода искусственных нейронных сетей. Для обучения искусственной нейронной сети применяется теория планирования эксперимента, что позволяет сформировать необходимую базу данных для обучения при существенном уменьшении количества обучающих опытов.

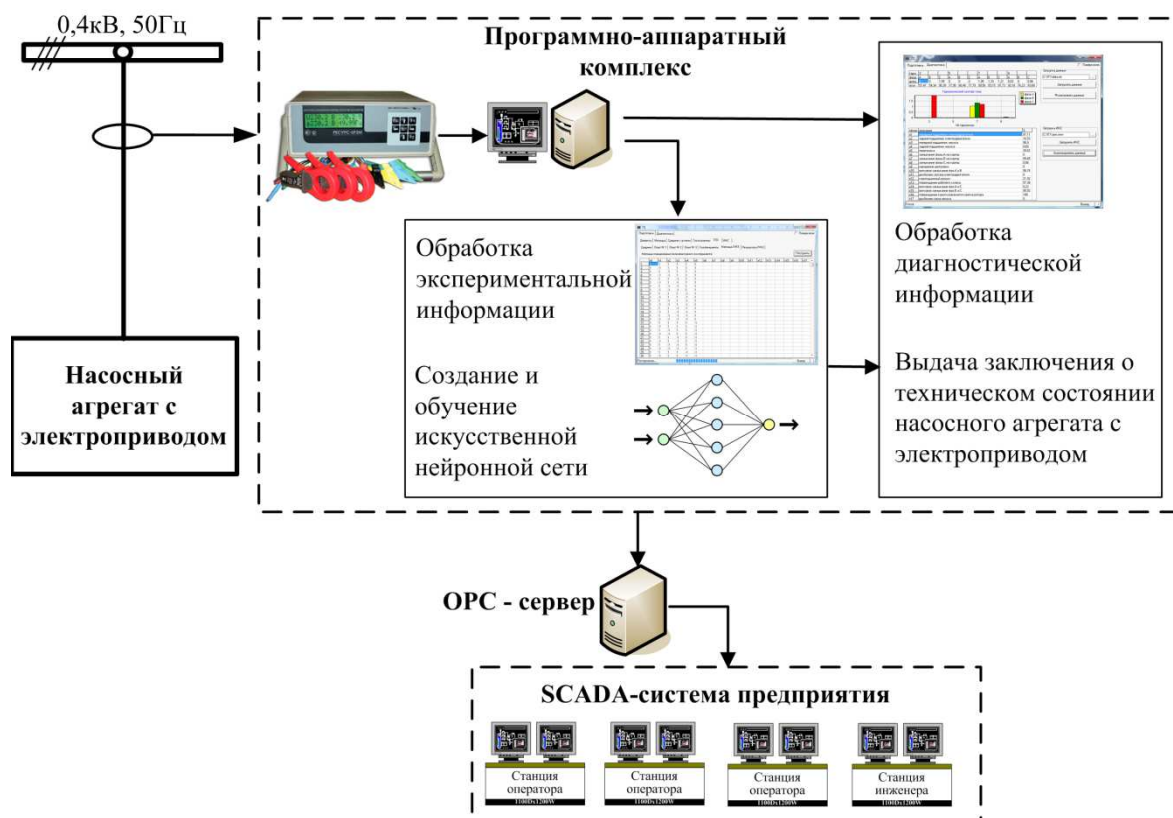


Рисунок 1 – Структурная схема программно-аппаратного комплекса для идентификации технического состояния насосного оборудования с электрическим приводом

Важным преимуществом разработанного программно-аппаратного комплекса является то, что он позволяет производить диагностирование работающего оборудования, а также вести удаленный контроль. Обнаружение дефектов на работающем оборудовании на ранней стадии их развития не только предупреждает внезапную остановку производства в результате аварии, но и значительно снижает расходы на ремонт оборудования и увеличивает срок его службы [2].

Испытания разработанного программно-аппаратного комплекса в реальных производственных условиях на объектах ООО «Газпром нефтехим Салават» и подтвердили достоверность результатов диагностирования насосного оборудования.

Список литературы:

1. Баширов М.Г., Прахов И.В. Современные методы оценки технического состояния и прогнозирования ресурса безопасной эксплуатации насосно-компрессорного оборудования с электрическим приводом // Прикаспийский журнал: управление и высокие технологии. – 2010. – №3. – С. 7-14.
2. Прахов И.В., Баширов М.Г., Самородов А.В. Повышение эффективности использования искусственных нейронных сетей в задачах диагностики насосно-компрессорного оборудования применением теории планирования эксперимента // Транспорт и хранение нефтепродуктов и углеводородного сырья. – 2011. – №2. – С. 14-17.

СЕКЦИЯ 7

ЭКОЛОГИЯ И ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ

УТИЛИЗАЦИЯ ЗАГРЯЗНЕННОГО ПРОПАНТА И ЕГО ВТОРИЧНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРИ ГИДРАВЛИЧЕСКОМ РАЗРЫВЕ ПЛАСТА (ГРП)

Незифи Е.И.
ООО «Газпромнефть-Хантос»

Обоснование выбора темы: Ежегодно на месторождениях Общества образуется более 1,5 тыс. тонн загрязненного пропанта. После ГРП в состав загрязненного пропанта входят нефтепродукты и химические реагенты, которые представляют опасность для окружающей среды. Поэтому вопрос утилизации загрязненного пропанта является актуальным.

Цель проекта - предложить технологию, позволяющую эффективно с наименьшими затратами утилизировать загрязненный пропант, снизив затраты на приобретение пропанта и исключив экологические риски.

Задачи:

Проанализировать существующие технологии в области утилизации пропанта.

Выделить наиболее подходящую технологию с учетом возможности повторного использования очищенного пропанта в ГРП.

Провести переговоры с владельцами технологии и заводами-изготовителями необходимого оборудования.

Рассчитать и сравнить экономическую целесообразность предложения.

При положительной экономической эффективности проекта – провести опытно-промышленные испытания данной технологии.

Краткое описание предлагаемого решения: В настоящее время существует технология по регенерации отработанного пропанта с учетом возвращения его в производство для повторного применения. После (ГРП) нефтезагрязненный пропант нагревают от нефтепродуктов в печах типа УЗГ-1М с поддержкой температуры 360°C ($\pm 10^\circ\text{C}$). После нагрева пропант охлаждают до температуры 30-35°C. И затем отмывают в противоточном теплообменнике при комнатной температуре и атмосферном давлении, где последовательно добавляют смесь поверхностно-активные вещества до полного очищения от химических примесей нефтепродуктов и остатков химических реагентов. После отмывания пропант по конвейеру поступает в сушильный барабан, где его досушивают при температуре 80°C, затем вновь охлаждают до температуры 30-35°C и направляют на вибросито, где пропант делится по фракциям. После деления на фракции пропант вновь можно использовать как расклинивающий агент при ГРП.

Полученные результаты и выводы: Существующий вид обращения с данным отходом нецелесообразен: упущенная выгода с 2013 года по настоящее время составляет 120 млн.руб. Технология утилизации загрязненного пропанта (с учетом его вторичного использования при ГРП) имеет ряд преимуществ:

- отсутствие экологических рисков (накопление – плата);
- снижение затрат на приобретение нового пропанта;
- курс на импортозамещение;
- экологичность – использование наилучших доступных технологий (219-ФЗ).

Экономическая эффективность предлагаемой технологии с 2017 по 2020 гг. составит более 70 млн.руб.

На данный момент времени проведен анализ существующих технологий и оборудования в данной области применения, проведены переговоры с владельцами технологий и заводами-изготовителями оборудования, в процессе переписки получено согласие ФГУП «Государственный

научно-исследовательский института органической химии и технологии» на совместную работу над данным проектом, произведен расчет упущенной выгоды и экономии от внедрения, разработано техническое задание, концепт оборудования и дорожная карта проекта.

В 2017 году запланировано проведение опытно-промышленных испытаний данной технологии на Южной части Приобского месторождения ООО «Газпромнефть-Хантос».

Практическое применение в рамках предприятия и бизнес-направления: Возможность адаптации данной технологии в периметре ПАО «Газпром нефть».

Список литературы:

ГОСТ Р 51761 – 2013 Пропанты алюмосиликатные. Технические условия.

Федеральный закон от 21.07.2014 N 219-ФЗ (ред. от 03.07.2016) "О внесении изменений в Федеральный закон "Об охране окружающей среды" и отдельные законодательные акты.

ПРОГНОЗ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ПОЧВО-ГРУНТОВ И ПОДЗЕМНЫХ ВОД ПРИ АВАРИЙНЫХ РАЗЛИВАХ НЕФТЕПРОДУКТОВ

Жижкина Е.В., Афанасьев Е.В.
ООО «Газпром добыча Астрахань»

На примере аварийного разлива нефтепродуктов из недействующего отвода бензопровода рассматриваются возможные сценарии миграции нефтепродуктов в подземных водах и, соответственно в почво-грунтах. Для определения объемов загрязнителей и основных путей миграции на территории участка площадью два гектара были проведены комплексные инженерные изыскания. На рисунке 1 представлен общий вид территории работ.



Материалы фотофиксации выполненных работ

Рисунок 1

Общий вид участка работ

Для определения характера загрязнения почво-грунтов и подземных вод было пробурено 18 скважин диаметром 127 мм и глубиной до 10 м, а также отобраны пробы грунтов из траншей оросителя в шурфах, глубиной до 1 м. После составления протоколов испытаний по результатам количественных анализов загрязнений нефтепродуктами установлены превышения фоновых концентраций НФП (результаты в таблице 1).

По материалам инженерно-геодезических изысканий была построена цифровая модель местности в геоинформационной системе MapInfo v.12.5. Величины превышений фоновых значений содержания НФП по каждой скважине были пересчитаны в их веса по регулярной сетке в программном приложении к MapInfo Encom Discover v.13. (Pitney Bowers Software). На рисунке 2 представлено площадное распределение загрязнений нефтепродуктами подземных вод на аварийном участке и за его пределами, а также «легенда» значений превышений. На рисунке 3 представлены результаты моделирования возможной миграции загрязненных подземных вод, в зависимости от выявленного инженерно-геологического строения и геоморфологических особенностей территории.

Таблица 1. Выявленные превышения фоновых концентраций НФП в подземных водах

№	И М Я ПУНКТА	X	Y	H	Уровень грунтовой воды		Содержание НФП, мг/дм ³	Превышение фоновых значений
1	Скв. 1	149419	212899	-21.442	4.5	-25.94	0	0
2	Скв. 2	149525	212897	-21.797	3.5	-25.30	0	0
3	Скв. 3	149627	212906	-22.673	2.5	-25.17	0	0
4	Скв. 4	149724	212922	-22.544	3.7	-26.24	0	0
5	Скв. 5	149826	212920	-21.804	4.1	-25.90	0	0
6	Скв. 6	149922	212926	-23.005	2.5	-25.51	0.06	1.2
7	Скв. 7	149439	212784	-22.360	3.8	-26.16	0	0
8	Скв. 8	149532	212802	-21.481	3.95	-25.43	0	0
9	Скв. 9	149639	212810	-21.466	2.9	-24.37	0.06	1.2
10	Скв. 10	149739	212822	-21.079	3.3	-24.38	0.15	3
11	Скв. 11	149841	212837	-21.395	3.5	-24.90	1.12	22.4
12	Скв. 12	149941	212841	-21.102	3.3	-24.40	0.18	3.6
13	Скв. 13	149494	212716	-22.225	3.4	-25.63	0	0
14	Скв. 14	149551	212698	-21.663	3.75	-25.41	0	0
15	Скв. 15	149647	212712	-21.213	3.9	-25.11	0.1	2
16	Скв. 16	149759	212729	-21.321	2.1	-23.42	0.12	2.4
17	Скв. 17	149853	212736	-21.014	4.1	-25.11	0.21	4.2
18	Скв. 18	149949	212755	-21.503	4	-25.50	0.39	7.8

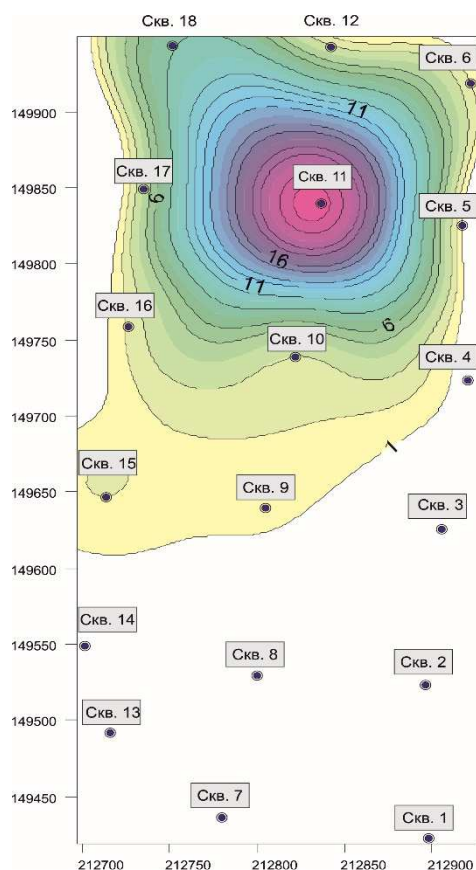
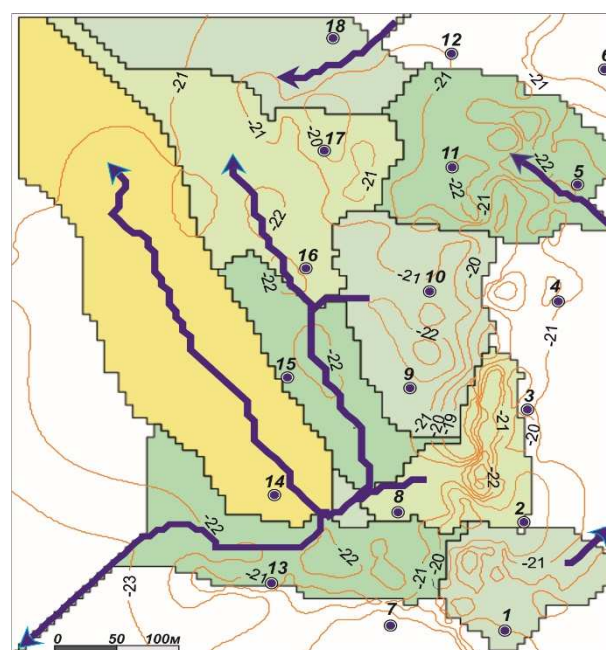


Рисунок 2

Площадное распределение загрязнителей



Условные обозначения

- Выделенные программно (Surfer) регионы (watershed) депрессий и направления потоков (stream)
- Скважина разведочная и ее номер **18**
- Изолинии поверхности участка работ

Рисунок 3

Модель возможной миграции загрязненных вод

Таким образом, установив направление и дальность миграции потоков загрязнителей становится возможным снизить затраты на рекультивацию участка аварийного разлива.

ОЦЕНКА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВНЕДРЕНИЯ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ СИСТЕМ В НЕФТЕГАЗОВЫЕ КОМПЛЕКСЫ

Кульбаракова М.Б., Руденко М.Ф.

ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»

В работах [1,2] предлагается интегральное уравнение оценки экологической безопасности от внедрения гелиоэнергетической техники для производства тепловой энергии в нефтегазовой отрасли южных регионов страны, состоящее из ряда критериев:

$$J_k [\varepsilon\varepsilon = \Sigma W(\varepsilon_{\text{атм}}) \cdot \Sigma W(\varepsilon_{\text{вода}}) \cdot \Sigma W(\varepsilon_{\text{почва}}) \cdot W(\varepsilon_{\text{метеор}}) \cdot W(S) \cdot W(\mathcal{U})], \text{ где}$$

$\Sigma W(\varepsilon_{\text{атм}})$ - критерий экологической безопасности атмосферы; $\Sigma W(\varepsilon_{\text{воды}})$ - критерий экологической безопасности водной среды; $\Sigma W(\varepsilon_{\text{почвы}})$ - критерий экологической безопасности почвы; $W(\varepsilon_{\text{метеор}})$ - критерии влияния метеорологических условий; $W(S)$ - критерий отчуждения территории земли; $W(\mathcal{U})$ - критерий экологической безопасности и трудоемкости.

На основании разработанной математической модели в работе [2] проведены расчеты, которые показывают, что интегральный критерий экологической оценки внедрения энергетических систем может быть $J_k [\varepsilon] < 1$, и для котельных работающих на угле равен $J_k [\varepsilon]_{\text{угля}} = 0,2062$; для котельных на жидком топливе $J_k [\varepsilon]_{\text{мазут}} = 0,03427$; для котельных на газе $J_k [\varepsilon]_{\text{газ}} = 0,003305$; для солнечных установок коллекторного типа - $J_k [\varepsilon]_{\text{гел.уст.}} = 0,003$.

Сравнения интегральных коэффициентов показывает, что в летний период времени котельные на газе и солнечные установки соизмеримы в оценке экологичности. Однако, по нашему мнению, приведенное выше выражение не отражает особенности характера круглогодичного цикла получения тепла.

Авторы предлагают ввести новый коэффициент, $W(C)$ учитывающий влияния сезонности эксплуатации установок.

$W(C)$ - критерий сезонности работы, который характеризует длительность работы гелиоэнергетической установки и традиционных котельных. Он равен отношению времени эксплуатации установки к годовому периоду времени. С другой стороны котельная работает в летнее время не на полную мощность, так как летом нет отопления, а для обеспечения горячей воды в период с 10 мая по 1 октября расходуется такое же количество топлива. Для Астраханского региона эксплуатация солнечной установки возможна с 15 апреля по 15 октября. В этот период среднее статистическое значение составляет 240 дней. Поэтому эффективнее использовать комбинацию альтернативного и традиционного топлива, что было применено в городе Нариманов.

$$W(C)_{\text{гел.уст.}} = \frac{240}{365} = 0,66 - \text{для работы солнечной установки в летнее время}$$

$$W^*(C)_{\text{кот.}} = \frac{365}{365} = 1 - \text{для круглогодичной работы котельной}$$

$$W(C)_{\text{кот.}} = \frac{211}{365} = 0,58 - \text{для сезонной работы котельной}$$

Сравнение расчетных данных показывает, что чем ниже значения критерия оценки внедрения энергетических систем, тем более экологически безопасна их работа. Просматривается и соизмеримость экологической эффективности внедрения гелиоэнергетических систем для выработки теплоты с теплоэнергетическими установками, работающими на природном газе.

Для котельных $\Sigma W(\varepsilon_{\text{атм}})$, $\Sigma W(\varepsilon_{\text{вода}})$, $\Sigma W(\varepsilon_{\text{почва}})$, $W(\mathcal{U})$ являются определяющими в обосновании экологичности проекта внедрения установок. Однако, технология, строительство и эксплуатация котельных на различных видах топлива сейчас надежнее и совершенствуется по мере развития технического прогресса.

$$J_k [\varepsilon\varepsilon = \Sigma W(\varepsilon_{\text{атм}}) \cdot \Sigma W(\varepsilon_{\text{вода}}) \cdot \Sigma W(\varepsilon_{\text{почва}}) \cdot W(\varepsilon_{\text{метеор}}) \cdot W(S) \cdot W(\mathcal{U}) \cdot W(C)$$

Таким образом полученное нами выражение дает более точное значение решения интегрального критерия.

Список литературы

1. Руденко М.Ф., Шипулина Ю.В., Каримов М.Ш. Экологические аспекты внедрения гелиоэнергетической техники в нефтегазовые комплексы // Казахстан. Нефть и газ. 2014. № 5(83). С.91-100

2. Руденко М.Ф., Третьяк Л.П., Гривина В.В. и др. Моделирование экологической эффективности внедрения гелиоэнергетических комплексов для производства теплоты // Вестник АГТУ. Серия: Управление, вычислительная техника и информатика. 2016. №2. С.73-80

ВОЗДЕЙСТВИЕ ОТКРЫТОГО ХРАНЕНИЯ СЕРЫ НА ОКРУЖАЮЩУЮ СРЕДУ И СЕРНАЯ ПЫЛЬ

Колодкина А. А., Пельменёва А.А.

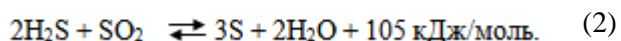
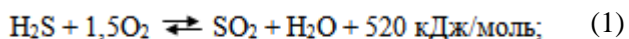
ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»

Сера – один из основных химических элементов, широко распространенный в природе. В малых количествах он есть даже в человеческом организме.

Если элементарная сера не представляет никакой опасности, то некоторые ее соединения требуют осторожного обращения во избежание взрыва. Серная пыль и сыпучая сера – горючие вещества, в процессе горения которых образуется двуокись серы (SO₂).

Один из основных способов получения серы – отчистка сернистого природного газа для его дальнейшей переработки.

На завершающей стадии отчистки газ направляется на установку Клауса для утилизации сероводорода и получения элементарной серы. Уравнения, описывающие процесс:



Реакция (2) протекает в присутствии катализатора (оксида алюминия). Как видно из приведенных реакций (1) и (2), процесс протекает с большим тепловыделением. По этой технологии получают серу с чистотой 99,9 % с выходом 90 % [1].

Производство серы резко выделяет газоперерабатывающие заводы среди других в отрасли, за счет того, что с экологической точки зрения важнее решить задачу не достижения состояния постоянного роста производства, а безопасного хранения производимой серы. В отличие от других перерабатывающих отраслей, где озабочены поиском более эффективных технологий получения требуемых веществ, ведущие компании направляют усилия на обеспечение безопасности и поиском путей, снижающих опасность контакта людей с добытыми ресурсами.

Необходимость снижения концентрации серных соединений в продуктах газопереработки и поэтапное ужесточение требований природоохранного законодательства ведут к увеличению объемов производства элементарной серы, как экологически менее опасного вещества, чем сероводород, сернистый ангидрид и другие органические производные сероводорода.

Согласно федеральному закону «Об охране атмосферного воздуха» для предприятий устанавливается санитарно-защитная зона в целях уменьшения негативного воздействия на атмосферный воздух на ее внешней границе до гигиенических нормативов населенных мест. Для АГК постановлением Главного государственного санитарного врача Российской Федерации от 27.03.2007 № 14 установлена 5-ти километровая санитарно-защитная зона, в пределах которой населенных пунктов нет.

Так, согласно кодексу об административных правонарушениях, нарушение условий специального разрешения на выброс вредных веществ в атмосферный воздух или вредное физическое воздействие на него влечет наложение административного штрафа на юридических лиц - от 80 000 до 100 000 рублей (ст. 2.21 п.2)

Нарушение правил эксплуатации, неиспользование сооружений, оборудования или аппаратуры для очистки газов и контроля выбросов вредных веществ в атмосферный воздух, которые могут привести к его загрязнению, либо использование неисправных указанных сооружений, оборудования или аппаратуры влечет наложение административного штрафа на юридических лиц - от 10 000 до 20 000 рублей или административное приостановление деятельности на срок до девяноста суток (ст. 2.21 п.3) [3].

Производство серы в Астрахани обусловлено необходимостью очистки сернистого природного газа Астраханского газоконденсатного месторождения (в Астраханской области) от

сероводорода и других серосодержащих компонентов, выполняемой согласно экологическим требованиям к производимым товарным газопroduктам.

ООО «Газпром добыча Астрахань» занимает третье место в мире по объёмам годового производства серы, с 10 % мирового и 80% российского рынка.

По итогам 2015 г. производство серы из углеводородного сырья составило 5.94 млн т, в 2016 наблюдается рост показателя до 6 млн т. Основной объём серы выпускается на ГПЗ (5.21 млн т в 2016 г.). В нынешнем году, по прогнозу экспертов, он вырастет на 1-2%, в связи с переходом на новые стандарты и выпуском более чистого топлива ЕВРО-5 [3].

В связи с цикличностью сбыта серы на внутреннем и внешнем рынках и ограничениями транспортировки железнодорожным транспортом большое количество серы хранится на серных картах АГПЗ.

В результате технологических изменений или погодных условий с хранилища сера, в виде пыли, попадает в атмосферу. Далее на нее начинают воздействовать внешние условия – температура, давление, скорость и направление ветра. Данные нестабильные метеорологические факторы влияют на перенос загрязняющего веществ в пространстве. Одна часть загрязнений сразу оседает на промышленной территории, другая - переносится на дальние расстояния, загрязняя территории. Кроме того, диоксид серы разрушает естественные экосистемы, уничтожая растения и вызывая смерть живых существ (в частности, речной рыбы) [4].

Современные зарубежные технологии позволяют решить проблему распространения серной пыли.

Процессы, во время которых образуется серная пыль разделяются на три вида: производство, перегрузка, хранение. Так, подавление пыли в местах перегрузки серы осуществляется путём образования в точке пыления сухого тумана посредством распыления воды под высоким давлением. Мелкодисперсные капли воды контактируя с пылевоздушной смесью увеличивают вес каждой пылинки и тем самым осаждают её в месте пыления, а также создаётся физический барьер, для того, чтобы пыль не пересекала рабочую зону, при этом не происходит намокание серы.

В работе обоснованы особенности переработки сернистого природного газа, проанализировано влияние открытого хранения серы на окружающую среду и представлены пути решения проблемы распространения серной пыли.

Список литературы:

1. Капустин В.М., Гуреев А.А. Технология переработки нефти. Часть 2. М.: КолосС, 2007
2. Кодекс Российской Федерации об административных правонарушениях
3. <http://cdu.ru/catalog/mintop/Papers/P112016/>
4. Семенова И.В. Промышленная экология — М.: Академия, 2009

АДСОРБЦИЯ НЕИОНОГЕННОГО ПОВЕРХНОСТНО-АКТИВНОГО ВЕЩЕСТВА (ОП-10) НА МОДИФИЦИРОВАННОМ СОРБЕНТЕ СВ-1-А1

*Онькова Д.В., Пшеничный Д.А.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Поверхностно-активные вещества (ПАВ) являются важнейшими компонентами во многих практических важных процессах, технологиях и рецептурах. Актуальным является разработка принципиально новых подходов к идентификации и количественному определению ПАВ в объектах окружающей среды путем использования методов анализа, основанных на разных физико-химических принципах. Наилучшим способом удаления поверхностно-активных веществ из вод различного происхождения является сорбция. Именно эти задачи и решаются в данной работе [1].

Экспериментальная часть

Получение данных для построения градуировочного графика. В серию из 10 пробирок вносили 0; 0,05; 0,1; 0,2; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 1,1 см³ 1·10⁻³ М раствора ОП-10 (оксиэтилированный алкифенол), к содержимому пробирок прилили 5 см³ раствора роданид кобальт аммония и довели объёмы растворов дистиллированной водой до 15 см³. Измеряли оптические плотности растворов при 580 нм в кювете толщиной 1 см относительно воды, по результатам измерений стоили градуировочный график [3, 4].

Изучение адсорбции НПАВ (ОП-10) на модифицированном сорбенте, полученном на основе опок Астраханской области (СВ-1-А1). В серию из 10 пробирок вносили 0; 0,05; 0,1; 0,2; 0,4; 0,5; 0,6; 0,8; 1,0; 1,1 см³ 1·10⁻³ М раствора ОП-10 и довели объёмы растворов дистиллированной

водой до 10 см³. В полученный раствор вносили по 1 г сорбента [2], встряхивали 10 мин, отстаивали, центрифугировали при 3000 об./мин. Отделяли жидкую фазу в отдельную серию пробирок и прилили 5 см³ раствора роданид кобальт аммония и довели объемы растворов дистиллированной водой до 15 см³. Затем измеряли оптические плотности растворов при 580 нм в кювете толщиной 1 см относительно воды. По градуировочным графикам, с использованием результатов опытов, определяли равновесные концентрации, строили изотермы сорбции в координатах «сорбция (Γ) - равновесная концентрация [c]». Величину адсорбции (Γ) рассчитывали по уравнению (1) [3, 4]:

$$\Gamma = \frac{(C_{исх} - c) \cdot V \cdot M}{1000 \cdot m}, \quad (1)$$

где C_0 – исходная концентрация сорбата, моль/дм³; V – объем исследуемого раствора, см³; $[C]$ – остаточная (равновесная) концентрация сорбата, моль/дм³; M – молярная (или атомная) масса сорбата, г/моль; m – масса сорбента, г.

Изотермы сорбции были перерасчитаны в изотермы уравнения Ленгмюра, а с их использованием были рассчитаны константы сорбции (K) и величина предельной сорбции (Γ_∞) при 277, 298 и 313 К. По величинам констант сорбции были рассчитаны изменение энтальпии (ΔH) и изобарно-изотермического потенциала (ΔG), а с их использованием были рассчитаны значения изменения энтропии (ΔS):

$$\Delta H = \frac{RT_i T_k \ln \frac{K_i}{K_k}}{T_i - T_k}, \quad (2)$$

$$\Delta G_i = -RT_i \ln K_i, \quad (3)$$

$$\Delta S_i = \frac{\Delta H - \Delta G_i}{T_i}. \quad (4)$$

В результате расчетов получены следующие основные характеристики сорбции ОП-10 на сорбенте СВ-1-AL, представленные в таблице 1.

Таблица 1
Основные характеристики сорбции ОП-10 на сорбенте СВ-1-AL (n=6, P=0,95, t_p=2,57)

Константы сорбции · 10 ² при температурах			-ΔG, кДж/моль при температурах			-ΔH, кДж/моль	ΔS, Дж·моль/К при температурах			Емкость сорбента, Γ _∞ , мг/г при температурах		
277	298	313	277	298	313		277	298	313	277	298	313
0,56	0,45	0,44	24,09	21,68	21,68	3,75	58,95	58,95	65,00	50,00	50,00	40,00

Проанализировав полученные результаты, можно сделать заключение о том, что сорбция поверхностно-активного вещества (ОП-10) на сорбенте СВ-1-AL из водных растворов происходит достаточно активно. Полученные результаты позволяют считать, что происходит образование прочных адсорбционных комплексов, при этом емкость сорбента по отношению к поверхностно-активному веществу (ОП-10) достаточно высока.

Список литературы:

1. Онькова Д.В., Пшеничный Д.А., Способ очистки сточных вод нефтехимических производств от неионогенного поверхностно-активного вещества модифицированным сорбентом на основе опок Астраханской области // «Экология России и сопредельных территорий»: Матер. XIX Межд. экологическая студенческая конф. (МЭСК-2014). - Новосибирск. – 2014. – С.157.
2. Шачнева Е.Ю. Изучение сорбционных свойств гранулированного модифицированного сорбента (СВ-1-AL) // «Водоподготовка. Водочистка. Водоснабжение». – Москва. – № 12 (84). – 2014. – С.4-5.
3. Шачнева, Е.Ю. Физико-химия адсорбции флокулянтов и синтетических поверхностно-активных веществ на сорбенте СВ-1-А: Дис. канд. хим. наук: 02.00.04. – Махачкала. – 2011. – 139с.
4. Шачнева Е.Ю., Онькова Д.В. Сорбционное концентрирование неионогенного поверхностно-активного вещества на опоках Астраханской области // «Водоподготовка. Водочистка. Водоснабжение». – Москва. – № 5 (77). – 2014. – С.14-18.

УЧЕТ ПРИРОДНЫХ И АНТРОПОГЕННЫХ ОСОБЕННОСТЕЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКИХ ОГРАНИЧЕНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ИНЖЕНЕРНО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ ПО ОХРАНЕ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ В РАМКАХ ПРОЕКТИРОВАНИЯ ЛИНЕЙНЫХ ОБЪЕКТОВ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

*Зинченко Т.О., Шупляк О.Н.
ООО «ВолгоУралНИПИгаз»*

Проектирование линейных объектов нефтегазовой отрасли связано с рядом особенностей, не характерных для площадных. Как правило, такие объекты характеризуются большой протяженностью, что обуславливает необходимость учета более широкого перечня природных и антропогенных факторов, влияющих на проектные решения.

К природным особенностям территории, оказывающим влияние на принятие проектных решений, относят климатические характеристики, геоморфологические, геологические, гидрологические условия, свойства почво-грунтов и т.д. Среди антропогенных факторов можно выделить специфику хозяйственного использования земель, влекущего за собой изменение ландшафтов, почвенно-растительного покрова и животного мира. Несомненно, ощутимое влияние на трансформацию естественных ландшафтов оказывает сельскохозяйственная деятельность – длительная распашка земель, выпас скота, выращивание сельскохозяйственных культур так или иначе обуславливает трансформацию всех компонентов окружающей среды. Промышленное и гражданское строительство и сопутствующие объекты инфраструктуры (авто- и ж/д дороги, линии электропередач, связи и т.д.), добыча полезных ископаемых и т.п. также вносит значительный вклад в формирование антропоизмененных природных объектов, таких как: техногенные ландшафты, агрофитоценозы и другие природно-антропогенные геокомплексы. Такие особенности территорий, испытывающих длительную антропогенную нагрузку, с одной стороны, исключают ощутимость воздействия, которое может быть оказано при строительстве и эксплуатации новых производственных объектов, с другой – обуславливают необходимость принятия таких проектных решений, которые предусматривают разработку специальных мероприятий, направленных не только на снижение влияния вновь проектируемых объектов, но и на максимально возможное нивелирование существующих неблагоприятных факторов.

Проектирование линейных объектов осложняется на стадии выявления и интеграции экологических и других ограничений при проведении рекогносцировочных и камеральных работ.

На примере проектной документации по объекту «Обустройство Царичанского месторождения. Система внешнего транспорта нефти» приведен порядок выявления экологических ограничений для строительства на землях ограниченного использования, таких как: водоохранные зоны водных объектов, земли защитных лесов, санитарно-защитные зоны промышленных и других объектов, зоны санитарной охраны источников питьевого водоснабжения, охранные зоны нефтепроводов и электрических сетей, особо охраняемые природные территории и земли историко-культурного наследия [1].

В рамках выполнения инженерно-экологических изысканий проведена оценка состояния компонентов окружающей среды, результаты которой будут использованы в дальнейшем как исходные характеристики для проведения контроля экологического состояния территории при строительстве и эксплуатации проектируемых объектов. Трасса нефтепровода выбрана с учетом экологических ограничений, выявленных как на этапе сбора исходных данных (по фондовым материалам и информации, предоставленной органами государственной власти и другими учреждениями, уполномоченными в области охраны окружающей среды), так и при проведении полевых исследований. В результате выполненных работ было установлено наличие в рассматриваемых районах земель ограниченного использования различных категорий и разработаны соответствующие инженерно-технические мероприятия природоохранного характера [2-11].

При разработке мероприятий по охране окружающей среды особое внимание уделено водным объектам, так как проектными решениями предусматривается строительство переходов через водные преграды. В рамках проектных работ выполнена оценка воздействия на водные биологические ресурсы и среду их обитания и разработана программа регулярных наблюдений за водными объектами и их водоохранными зонами на период работ по сооружению переходов через водные преграды [12]. В соответствии с требованиями нормативных документов РФ в области проектирования и охраны окружающей среды разработаны проекты рекультивации нарушенных земель и нормативов ПДВ, ПНООЛР [13].

Проектной документацией предусмотрено использование высоко герметичного оборудования, противокоррозионной защиты, установка КИП, организация АСУ ТП, соответствующих действующим государственным и отраслевым стандартам, что при условии безаварийного ведения работ обеспечит минимальное воздействие на окружающую среду. По результатам выполненных проектных работ получено положительное заключение ФАУ «Главгосэкспертиза России».

Список литературы:

- 1 Обустройство Царичанского месторождения. Система внешнего транспорта нефти. Проектная документация. Оренбург: ООО «ВолгоУралНИПИгаз», 2014.
- 2 ФЗ РФ № 200-ФЗ «Лесной кодекс Российской Федерации» от 04.12.2006.
- 3 ФЗ РФ № 74-ФЗ «Водный кодекс Российской Федерации» от 03.06.2006.
- 4 ФЗ РФ № 166-ФЗ «О рыболовстве и сохранении водных биологических ресурсов» от 20.12.2004.
- 5 СанПиН 2.1.4.1110-02. Питьевая вода и водоснабжение населенных мест. Зоны санитарной охраны источников водоснабжения и водопроводов питьевого назначения.
- 6 СанПиН 2.2.1/2.1.1.1200-03. Санитарно-защитные зоны и санитарная классификация предприятий, сооружений и иных объектов. Новая редакция.
- 7 Правила охраны магистральных трубопроводов, утв. Минтопэнерго России от 1992-04-29, Госгортехнадзор России от 1992-04-24.
- 8 Постановление Правительства РФ от 24 февраля 2009 г. № 160 «О порядке установления охранных зон объектов электросетевого хозяйства и особых условий использования земельных участков, расположенных в границах таких зон».
- 9 ФЗ РФ № 73-ФЗ «Об объектах культурного наследия (памятниках истории и культуры) народов Российской Федерации» от 25.06.2002.
- 10 Распоряжение администрации Оренбургской области «О памятниках природы Оренбургской области» от 21.05.1998 № 505-р.
- 11 ФЗ РФ №78-ФЗ «О землеустройстве» от 18.06.2001 г.
- 12 Постановление Правительства РФ № 219 «Об утверждении Положения об осуществлении государственного мониторинга водных объектов» от 10.04.2007.
- 13 Положение о составе разделов проектной документации и требованиях к их содержанию, утвержденное постановлением Правительства РФ № 87 от 16.02.2008.

СОЗДАНИЕ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ СИСТЕМЫ ДЛЯ ОЧИСТКИ ВОЗДУХА ОТ ОКИСИ УГЛЕРОДА

*Джигола Л.А., Тихонова К.С.
ФГБОУ ВО «Астраханский государственный университет»*

Проблема загрязнения окружающей среды монооксидом углерода чрезвычайно остро стоит в нашем регионе и по всей России в целом. По загрязнению воздушного бассейна нефтепереработка и нефтехимия занимают четвертое место среди других отраслей промышленности. В состав продуктов сгорания топлива входят такие загрязняющие вещества, как оксиды азота, серы и углерода, технический углерод, углеводороды, сероводород.

Несмотря на большую опасность монооксида углерода и значительное количество его выбросов, промышленных установок для очистки воздуха от оксида углерода нет.

Наиболее рациональным и эффективным методом очистки атмосферного воздуха от окиси углерода является каталитическое окисление. Анализ достоинств и недостатков существующих катализаторов для очистки атмосферного воздуха от СО [1-6] позволяет отметить, что проблема создания доступных, эффективных, экологически безопасных катализаторов актуальна, и исследования в данной области представляют собой перспективное направление.

В рамках работы предложена новая каталитическая система, состоящая из носителя - шамотной глины, и модифицирующих компонентов: диоксида марганца, сульфата меди и раствора аммиака (рис. 1).



Рисунок 1.

Медь-марганцевый катализатор для очистки воздуха от монооксида углерода

Для обоснования эффективности работы созданного медь-марганцевого катализатора было изучено действие катализаторов, имеющих разный состав модифицирующих компонентов: марганцевого катализатора, содержащего шамотную глину, диоксид марганца и аммиак, и медного катализатора, содержащего шамотную глину, сульфат меди и аммиак.

В лабораторных условиях было изучено действие созданных катализаторов. Для осуществления эксперимента было необходимо собрать установку (рис.2). Монооксид углерода получали разложением муравьиной кислоты при нагревании с сильным водоотнимающим реагентом $H_2SO_{4(конц.)}$. Образовавшийся монооксид углерода пропускали через катализатор, при этом часть монооксида углерода окислялась до диоксида, а другая часть вместе с диоксидом углерода поглощалась катализатором.

Для определения количественного содержания CO_2 после очистки катализатором, наиболее эффективным является поглощение углекислого газа раствором карбоната натрия. Содержание CO_2 определяли титриметрическим методом: смесь карбоната и гидрокарбоната натрия титровали в присутствии двух индикаторов: сначала с фенолфталеином до обесцвечивания, затем с метиловым оранжевым до перехода желтой окраски в розовую.

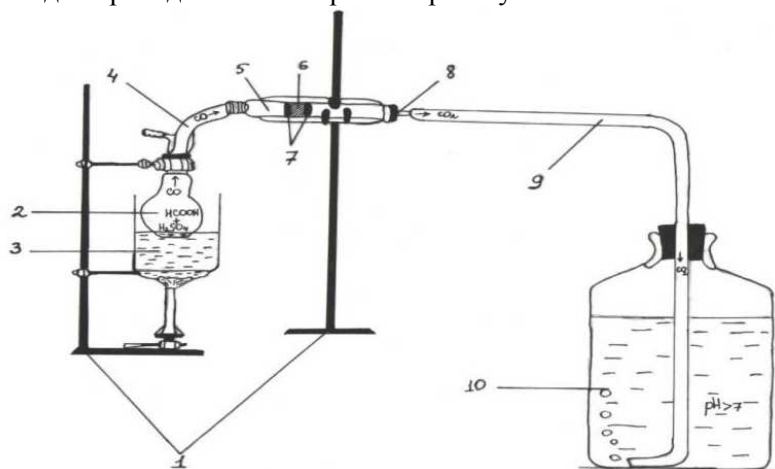


Рисунок 2.

Схема установки для моделирования процесса очистки воздуха от монооксида углерода в лабораторных условиях: 1 - штатив; 2 - плоскодонная термостойкая колба; 3 - водяная баня; 4 - аллонж; 5 - патрон; 6 - катализатор; 7 - воздухопроницаемый инертный материал; 8 - пробка с газоотводной трубкой; 9 - резиновый шланг; 10 - сосуд с раствором Na_2CO_3 .

Полученные результаты позволяют отметить (табл.1), что наилучшей степенью очистки обладает система, содержащая диоксид марганца и сульфат меди на минеральной основе; менее эффективны катализаторы, модифицированные медью и марганцем отдельно.

Таблица 1. Эффективность работы катализаторов, $v^0(CO) = 7,8 \cdot 10^{-3}$ моль

Катализатор	$\bar{v}(CO_2)$ в растворе, $\cdot 10^4$ моль	Эффективность окисления, %	Эффективность поглощения, %
Медь-марганцевый	5,3	6,8	93,2
Медный	6,2	7,95	92,05
Марганцевый	7,0	8,97	91,03

При работе медь-марганцевого катализатора одновременно протекают процессы окисления: этому в большей степени способствует диоксид марганца, а также медно-аммиачный комплекс с двухвалентной медью; и сорбции: этому в большей степени способствует медно-аммиачный комплекс с одновалентной медью, а также диоксид марганца и аммиак. При работе медного и марганцевого катализаторов также одновременно протекают процессы окисления и сорбции, но в медном катализаторе очистка воздуха от монооксида углерода осуществляется преимущественно за счет процесса сорбции, а в марганцевом - за счет процесса окисления.

Высокой сорбции CO и CO₂ во всех рассмотренных выше системах способствует структура катализаторов, а именно, их высокая пористость.

Список литературы:

1. Пат. Республика Беларусь №2530, 30.12.1998.
2. Пат. РФ №2198027, 10.02.2003.
3. Пат. РФ №2241526, 10.12.2004.
4. Пат. РФ №2267354, 10.01.2006.
5. Пат. РФ №2274485, 20.04.2006.
6. Пат. Республика Беларусь №16370, 30.08.2011.

ОСНОВНЫЕ АСПЕКТЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В РАЙОНАХ ПРИСУТСТВИЯ «ГАЗПРОМНЕФТЬ-САХАЛИН» НА АРКТИЧЕСКОМ ШЕЛЬФЕ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

Мариневич Н.Б.
ООО «Газпромнефть-Сахалин»

Для достижения стратегических целей на шельфе необходимо работать не только эффективно, но и безопасно.

Экосистема Арктики в высшей степени чувствительна к антропогенному воздействию и медленно восстанавливается в следствии неразумного вмешательства. Даже малое воздействие на шельфе может привести к значительным последствиям для окружающей среды.

Освоение ресурсной базы Арктики требует учета экологических рисков, выверенного подхода к планированию и производству работ.

ООО «Газпромнефть-Сахалин» (далее - Компания) образована в 2002 году для разработки Лопуховского участка на Сахалинском шельфе. В периметр Компании входят лицензии на разведку и добычу углеводородного сырья в пределах лицензионных участков (далее – ЛУ), расположенных в западном и восточном секторе Арктики и в Охотском море.

Освоение арктического шельфа возможно только во взаимодействии с локальной экосистемой. В полной мере осознавая степень своей ответственности, Компания с 2013 года реализует комплекс мер, призванных оценить и минимизировать воздействие реализуемых проектов на окружающую среду. Комплекс мер охватывает этапы планирования и реализации проектов и включает: выполнение мониторинга состояния окружающей среды; выбор и применение технологических решений, предупреждающих негативное воздействие выходящее за границы нормируемого; обеспечение аварийно-спасательного дежурства и готовности к ликвидации чрезвычайных ситуаций. С 2013 года в компании внедрена и успешно функционирует система экологического менеджмента, построенная на стандартах ISO и лучших мировых практиках.

В 2013 - 2014 гг. реализован комплекс научно-исследовательских работ по изучению состояния окружающей среды и сохранению биологического разнообразия как в пределах Долгинского ЛУ, так и на территории близлежащих особо охраняемых природных территорий (далее – ООПТ) ГПЗ «Ненецкий». Выполнены гидрометеорологические, гидрологические, гидробиологические исследования, собрана информация о состоянии ихтиофауны на более чем на 30 станциях, как в пределах Долгинского ЛУ, так и в окружении островов ГПЗ «Ненецкий». Определена экологическая чувствительность побережья и биоресурсов, созданы карты-схемы экологической чувствительности, которые легли в основу планирования мероприятий по предупреждению и ликвидации чрезвычайных ситуаций. В рамках реализации программы по сохранению биологического разнообразия в 2014 году произведен выпуск 15000 экземпляров молоди Кумжи в реку Онега.

В 2015 – 2016 гг. совместно с коллегами из ПАО «Газпром Нефть» и ПАО «Газпром» проведена большая работа по созданию «Программы по сохранению биологического разнообразия на основе перечня видов флоры и фауны, являющихся индикаторами устойчивого состояния морских экосистем Арктической зоны РФ» в периметр которой вошли ЛУ ООО «Газпромнефть-Сахалин», расположенные как в западном, так и в восточном секторе Арктики.

За последний год Компания успешно прошла путь в части подготовки к выполнению геологоразведочных работ в границах указанных ЛУ: разработана документация по реализации программы сейсморазведочных работ 2Д на Северо-Врангелевском ЛУ на 5 лет;

получена поддержка властей и представителей общественности в рамках общественных слушаний (обсуждений), которые прошли весной 2016 года в Чукотском автономном округе; получено положительное заключение государственной экологической экспертизы (далее – ГЭЭ); разработана документация по реализации многолетней программы сейсморазведочных работ 3Д в пределах Северо-Западного ЛУ на 5 лет; получена поддержка властей и представителей общественности в рамках общественных слушаний (обсуждений), которые прошли весной 2016 года в Нарьян-Маре и Архангельске; разработаны и согласованы Департаментом МОРГЕО Программы мониторинга состояния окружающей среды в пределах Северо-Врангелевского и Северо-Западного ЛУ; проведен комплекс работ по сбору и анализу фоновых данных о фоновом состоянии окружающей среды в границах Северо-Врангелевского ЛУ и прилегающих ООПТ, расположенных в Восточно-Сибирском и Чукотском море, а также побережья материковой части, обращенной к ЛУ; ведется разработка проектной и разрешительной документации в рамках подготовки к строительству поисково-оценочной скважины на шельфе Охотского моря в 2017 году.

В 2017 – 2018 гг. Компания планирует работы по геологическому изучению недр как в западной части Арктики (сейсморазведочные работы), так и в пределах Охотского моря (поисково-оценочное бурение). Экологические вызовы, которые стоят перед Компанией, связаны с выполнением работ в районах особо уязвимых и чувствительных к любым вмешательствам.

С целью выбора лучших дружественных окружающей среде сценариев реализации проекта строительства поисково-оценочной скважины №1 Аяшской площади выполнен комплекс работ по моделированию разливов нефти и нефтепродуктов; моделированию воздействия на водную среду; разработке мероприятий по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов; разработке мероприятий по оценке воздействия на окружающую среду; оценены возможные ущербы для окружающей среды, связанные со строительством и разработаны компенсационные мероприятия по воспроизводству биологических ресурсов на мощностях рыбоводных заводов Сахалинской области; проведен выездной аудит инфраструктуры по обращению с отходами на территории Сахалинской области; получена поддержка органов власти и общественности Сахалинской области проекта строительства поисково-оценочной скважины.

В рамках реализации проекта строительства планируется: проведение комплексных учений по предупреждению и ликвидации разливов нефти и нефтепродуктов с привлечением сил и средств аварийно-спасательных формирований как в море, так и в пределах береговой линии, которая может быть подвержена загрязнению; выполнение комплекса работ по изучению состояния окружающей среды и биологического разнообразия, в том числе по сохранению популяции серых китов.

ООО «Газпромнефть-Сахалин» является экологически и социально ответственной компанией. В рамках общекорпоративной Программы «Родные Города» поддерживает природоохранные инициативы в субъектах присутствия Компании.

В 2015-2017 гг. Компания поддержала Правительство Мурманской области в реализации Проекта развития экологического туризма на территории государственного заказника регионального значения «Сейдъявр», который находится в самом сердце Кольского полуострова. Кроме того, «Газпромнефть-Сахалин» приняла деятельное участие в подготовке «Красная Книги» Мурманской области.

Мы уверены, что разумное природопользование позволит сохранить хрупкую экосистему Арктики для будущих поколений.

ЭКОЛОГИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА КАЧЕСТВА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА САНИТАРНО-ЗАЩИТНОЙ ЗОНЫ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА

Горбунова А.Г.
ООО «Газпром добыча Астрахань»

Атмосферный воздух является наиболее важным компонентом, неотъемлемой частью среды обитания человека. В настоящее время экологическое неблагополучие отмечается практически во всех городах и промышленно развитых центрах всей Европейской территории России. Среди загрязняющих веществ, поступающих в атмосферу с антропогенными выбросами, наиболее значимые соединения азота и серы. Соединения азота и серы являются главными кислотообразующими выбросами в атмосферу.

В силу экстремальных нагрузок на территорию Астраханской области констатируется различная динамика качества атмосферного воздуха, в связи с чем возникает необходимость изучения экологических процессов, поскольку антропогенная нагрузка приводит к существенным изменениям в составе атмосферного воздуха. Необходимы разработка, развитие и усовершенствование методологии оценки качества атмосферного воздуха, разработки системы обобщенных показателей для экологической оценки качества атмосферного воздуха с учетом региональных метеорологических особенностей и влияния автомобильного транспорта.

В Астраханской области основными источниками выбросов диоксида серы и азота являются как передвижные, на долю которых приходится 91% и 27%, так и стационарные источники - 9% и 73% соответственно. Из стационарных источников по проценту промышленных выбросов (86%) от областного объема, можно выделить предприятие ООО "Газпром добыча Астрахань". Мониторинговые наблюдения осуществляются на постах следующих типов: стационарные; маршрутные; передвижные. За годы исследований среднегодовые концентрации диоксида серы, диоксида азота, сероводорода в среднем на территории СЗЗ АГПЗ не превышали предельно допустимых значений (ПДК).

Сопоставляя данные о количестве концентраций азото- и серосодержащих веществ с атмосферными явлениями, характерных для данной территории, необходимо отметить, что незначительное увеличение концентраций наблюдается осенний период с тенденцией увеличения в весенний период.

За многолетний период отмечена устойчивость в распределении средних и максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха изучаемых населенных пунктов. Прежде всего, это связано с метеорологическими условиями, характерными в весенний и осенний периоды.

Данные периоды характеризуются наличием атмосферных явлений в виде пыльных бурь, туманов, дымки и незначительных осадков. Незначительные осадки в виде дождя и мороси, а также снега способствуют очищению атмосферного воздуха и являются своеобразным барьером на пути распространения и накопления азото- и серосодержащих соединений, следовательно, зимний период характеризуется наименьшими концентрациями. За многолетний период отмечена устойчивость в распределении средних и максимальных концентраций загрязняющих веществ в приземном слое атмосферного воздуха изучаемых населенных пунктов.

Загрязнение атмосферного воздуха по отдельным населенным пунктам, расположенным на границе СЗЗ АГК, в течение последних десяти лет имеет сходный характер по направленности и отличается стабильностью.

Список литературы:

1. А.Г. Горбунова. Экологические последствия загрязнения воздуха в России и состояние здоровья населения. – Вузовская наука – региону: Материалы VI Всероссийской научно-технической конференции. – Вологда, 2008.
2. А.Г. Горбунова, Б.М. Насибулина, Н.С. Поршнева. Система экологического контроля и мониторинга в Астраханской области. – Экологические проблемы природных и урбанизированных территорий: материалы Второй научно-практической конференции студентов, аспирантов, преподавателей и научных сотрудников, посвященной 10-летию кафедры экологии и безопасности жизнедеятельности АГУ. 26-27 мая 2008 г. / сост. Ю.В. Алтуфьев, Ю.С. Чуйков, Л.Ю. Чуйкова. – Астрахань: Издательский дом «Астраханский университет», 2008. стр. 17-20
3. А.Г. Горбунова. Основные отрасли промышленности Астраханской области, влияющие на состояние атмосферного воздуха. - Эколого-биологические проблемы бассейна Каспийского моря

и водоемов внутреннего стока Евразии (г. Астрахань, 25-30 апреля 2009 г.): материалы X Международной научной конференции/ Астраханский государственный университет; сост.: В.Н. Пилипенко, С.Р. Кособокова. – Астрахань: Издательский дом «Астраханский университет», 2009 г. стр. 329-330.

ИНТЕГРАЛЬНЫЙ МОНИТОРИНГ АКВАЛЬНЫХ КОМПЛЕКСОВ АСТРАХАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Найдина Т.В., Волкова И.В.

ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»

Вода занимает важнейшее место в структурно-функциональной организации биогеоценозов и представляют собой одну из самых сложных среди всех известных больших систем.

Любая экосистема, в том числе водная, находясь в равновесии с факторами внешней среды, имеет сложную систему подвижных биологических связей, которые нарушаются под воздействием антропогенных факторов. Их влияние отражается на видовом составе водных сообществ и соотношении численности слагающих их видов. Рациональное использование и сохранение биологических ресурсов, в том числе и рыбных, в условиях динамики естественных и антропогенных факторов, невозможны без детального изучения качества водных экосистем [Волкова И.В. с соавт., 2009].

В 2015 году экспедиционные работы в рамках мониторинга трансграничных водных объектов р. Волги и Каспийского моря выполнялись на 5 дельтовых водотоках и на 9 пунктах.

Сопоставление фоновых значений характеристик с показателями воды в пробе, отобранной ниже источника загрязнения с учетом времени добега, позволяет судить о характере и степени загрязненности вод под воздействием источников загрязнения.

Важным моментом наблюдений является отбор проб фито- и зоопланктона, зообентоса, перифитона.

Учитывая обострившиеся проблемы загрязнения рек, а также повышенную потребность промышленности и жителей города в чистой воде, определялось качество речной воды по сапробности гидробионтов.

Комплексные показатели качества воды (комбинаторный (Sj - КИЗВ) и удельный комбинаторный (Sj/ - УКИЗВ) индексы загрязненности воды) определены в соответствии с РД 52.24.643-2002 «Метод комплексной оценки степени загрязненности поверхностных вод по гидрохимическим показателям».

Выявлено, что в 2015 году в водоемах Астраханской области филопланктон представлен 91 видом водорослей. Из них 60% от общей численности составляли водоросли отдела Bacillariophyta (57 видов), 21% - водорослей отдела Cyanophyta (19 видов), 16 %- водоросли отдела Chlorophyta (13 видов) и 3 %- водоросли отдела Rhodophyta (3 вида).

Зообентос в 2015г. был представлен 7 разновидностями донных организмов, среди которых 53% от общей численности составляют организмы вида Oligochaeta (290 видов), 34% организмы вида Lithoglyphus naticoides (180 видов), по 4 % организмы видов Nematodes sp. (20 видов) и Chironomidae (20 видов).

Установлено, что поверхностные воды водоемов Астраханской области по состоянию зообентоса оцениваются как очень грязные и относятся к α -мезосапробным (БИ=0). В связи с переоценкой критериев качества вод по гидробиологическим показателям, класс качества воды улучшился (II-класс) по сравнению с показателями качества воды в 2010 году (IV-класс). Из наиболее загрязненных следует выделить такие пункты как п.Ильинка, с.Яманцуг, с.Подчалык, пгт.Селитренное и г.Камызяк, где класс качества вод в мае и октябре имеет значение 5 (экстремально грязная). Наилучшее качество воды отмечалось в с.Верхнее Лебяжье и п.ЦКК - β -мезосапробная (умеренно-загрязненная).

Выявлено, что комбинаторный индекс загрязненности воды (КИЗВ) и удельный комбинаторный индекс загрязненности воды (УКИЗВ) для вод Астраханской области в 2010 году составлял 67,2% и 3,95%, а в 2015 году 86,1% и 4,78%, что свидетельствует о тенденции к дестабилизации качества воды.

Установлено, что в период с 2010 по 2015 год состояние вод Астраханской области находилось в нестабильном положении. В 2015 году по сравнению с 2010г. произошло увеличение

концентраций таких ингредиентов, как медь (14ПДК); цинк (94,4-98,8ПДК); никель (до 5ПДК); марганец (4ПДК); нефтепродукты (до 3ПДК), ХПК и БПК5 (2ПДК); ртуть (0,5ПДК); содержание остальных элементов (сульфиды, фосфор, кремний, азот) как и в предыдущие годы находились на фоновом уровне.

Одной из актуальных для Астраханской области остается экологическая проблема загрязнения водоемов. Показатели загрязнения питьевой воды в Астраханском регионе ниже, чем в других районах РФ, о чем свидетельствуют пробы питьевой воды. Однако распространение химических веществ по рекам сохраняется.

ГУ «Астраханский ЦГМС» ежегодно проводит мониторинг за состоянием загрязнения вод Нижней Волги. На основании проведенных исследований установлено, что для вод р. Волга по основному руслу выявлено превышение ПДК по показателям: ХПК, БПК5, железо, медь, цинк, никель, ртуть, фенолы, нефтепродукты, нитриты, молибден, сероводород и сульфиды. Все они достигли критического значения или были близки к нему.

Итак, при исследовании качества воды водоемов Астраханской области, можно отметить что по сравнению с 2010 г., в 2015 г. в целом остается тенденция к ухудшению качества вод по всем пунктам наблюдения. Для улучшения показателей, следует уменьшить концентрацию загрязняющих веществ, ввести более строгое наказание за сброс сточных вод промышленных предприятий.

Список литературы:

1. Волкова И.В., Ершова Т.С., Шипулин С.В. Оценка качества воды водоемов рыбохозяйственного назначения с помощью гидробионтов. – М.:Колос, 2009.-352с.

НАПРАВЛЕНИЯ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ЛИПОЛИТИЧЕСКИХ МИКРООРГАНИЗМОВ ДЛЯ САНАЦИИ ТРУБ КАНАЛИЗАЦИОННЫХ СТОКОВ

Чернова А.В.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Проблема утилизации животных и растительных жиров актуальна для столовых, ресторанов, кафе. Услуги по организации общественного питания в ООО «Газпром добыча Астрахань» оказывают столовые ООО «Юггазторг» и ООО «Газпром Питание». Благодаря современному технологическому оборудованию, количество производимых блюд достаточно высоко. Несмотря на то, что отходы этой категории являются малоопасными по степени воздействия на окружающую среду, предприятия, которые обеспечивают договорные обязательства по их утилизации, сталкиваются с рядом проблем.

В настоящее время существует два наиболее эффективных метода утилизации жировых отходов: химический и биологический. Утилизация жиров химическим путем эффективна, но не является безопасной для окружающей среды.

Большинство микроорганизмов способно использовать в качестве источника углерода натуральные жиры и масла с последующей их утилизацией. Эта способность обуславливается наличием фермента – липаза [1]. Продуцентами липаз являются как прокариоты, так и эукариоты, относящиеся к различным таксономическим группам: бактерии, актиномицеты, дрожжи, плесневые грибы.

Объектами исследований являлись три штамма микроорганизмов, выделенные из накопительных культур на основе бытовых сточных вод. Они представляют собой грамположительные неспорообразующие факультативно-анаэробные палочки.

Липолитическую активность данных штаммов определяли качественно и количественно. Качественное определение липолитической активности проводили на твердой среде Селибера с добавлением индикатора (бромтимоловый синий), а также на бульоне Штерна, где в качестве индикатора использовали спиртовой раствор фуксина. В каждую из сред в качестве единственного источника углерода вносился отработанный или чистый жир животного (свиной или говяжий жир) или растительного (оливковое или растительное масло) происхождения в количестве 10 см³ на 1 дм³.

Липолитическая активность на среде Селибера оценивалась по изменению окраски на чашках Петри с синего на желтый по пятибалльной шкале. Если липолитическая активность наблюдалась на 90-100 % чашки, то она оценивалась в «5» баллов, 60-90 % – «4» балла, 40-60 % – «3» балла, 20-40 % – «2» балла, менее 20 % – «1» балл.

При качественном определении липолитической активности на бульоне Штерна оценивали изменение цвета бульона с красного на оранжевый или желтый через 48 и 72 часа. Активность оценивалась в «2» балла. Изменение цвета с красного на желтый оценивали в «2» балла, что говорило о высокой активности. Если цвет бульона становился оранжевым, то говорили о невысокой активности, которую оценивали в «1» балл. Также отмечали помутнение среды.

Активность липазы определяли по модифицированному методу Ota и Yamada. Культуры выращивали в колбах объемом 100 см³ с 80 см³ одной из жидких сред (среда Рана, среда Селибера, среда с соей, среда Раймонда) с добавлением исследуемого жира на качалке со скоростью вращения 180 об/мин при комнатной температуре. Результаты оценивали через семь суток. Готовили реакционную смесь, состоящую из 1 см³ культуральной жидкости, 4,5 см³ 0,05 М фосфатного буфера рН 8,0 и 5 см³ эмульсии оливкового масла. Пробирки помещали в термостат на 37 °С. Через час добавляли 10 см³ этанола, затем оттитровывали продукты гидролиза 0,05 М раствором NaOH с добавлением 2-3 капель раствора фенолфталеина. Липолитическую активность выражали в микромолях олеиновой кислоты, освобождающейся за 1 час при гидролизе субстрата 1 см³ культуральной жидкости.

При изучении липолитической активности по отношению к свиному жиру получили следующие результаты. На среде Селибера штамм № 7 («4» балла), у штамма № 2 и № 10 – «3» балла. При добавлении свиного жира в бульон Штерна наблюдалось лишь помутнение среды. Самую высокую липазную активность показал штамм № 10 на среде Рана (370 акт. ед/мл), самую низкую – штамм № 2 на среде Селибера (105 акт. ед/мл).

Добавление в качестве единственного источника углерода говяжьего жира дало следующие результаты. На среде Селибера штамм № 10 – «4» балла, штаммы № 2 и № 7 – «3» балла. На бульоне Штерна при добавлении чистого говяжьего жира наблюдалось только помутнение среды. При добавлении отработанного говяжьего жира как в среду Селибера, так и в бульон Штерна не наблюдалось никаких изменений у всех трех штаммов. Самую высокую липазную активность показал штамм № 7 на среде Рана (280 акт. ед/мл), самую низкую – штамм № 10 на среде Селибера (75 акт. ед/мл).

Подсолнечное масло, добавляемое в качестве единственного источника углерода, показало следующие результаты. Штамм № 7 на среде Селибера с чистым подсолнечным маслом – «5» баллов, а штаммы № 2 и № 10 – «4» балла. При добавлении в среду Селибера отработанного подсолнечного масла штаммы № 2 и № 7 – «4» балла, а штамм № 10 – «3» балла. При добавлении чистого подсолнечного масла в бульон Штерна, цвет бульона у всех штаммов изменился с красного на оранжевый («1» балл), через 72 часа – желтый («2» балла). При внесении отработанного подсолнечного масла штамм № 2 и № 7 – «1» балл (72 ч.). Самую высокую липазную активность показал штамм № 2 на среде Раймонда (780 акт. ед/мл), а самую низкую – штамм № 10 на среде Селибера.

При изучении липолитической активности по отношению к оливковому маслу получили следующие результаты. На среде Селибера активность всех штаммов – «4» балла. При добавлении чистого оливкового масла в бульон Штерна: штамм № 7 – «1» балл (48 ч.), «2» балла (72 ч.); № 2 – «1» балл (72 ч.), штамм № 10 – «2» балла (72 ч.). При добавлении отработанного оливкового масла наблюдалось лишь помутнение среды. Самую высокую липазную активность показал штамм № 7 на среде Рана (700 акт. ед/мл), а самую низкую – штамм № 10 на среде Селибера (155 акт. ед/мл).

В ходе работы была изучена липолитическая активность штаммов прокариотных микроорганизмов. Рассмотрены различные источники углерода, из которых наибольшую активность штаммы проявляют к подсолнечному маслу. Из всех исследуемых штаммов самым активным оказался штамм № 2, который показал самую высокую липазную активность на среде Раймонда с добавлением подсолнечного масла.

Таким образом, исследуемые штаммы микроорганизмов проявляют липолитическую активность к жирам животного и растительного происхождения и в дальнейшем могут быть рассмотрены как объекты биотехнологии для разработки биопрепарата по санации канализационных стоков организаций общественного питания.

Список литературы

1. Фогарти, В. М. Микробные ферменты и биотехнология [Текст] / В. М. Фогарти ; пер. с англ. И. М. Грачевой. – М. : Агропромиздат, 1986. – 318 с. : ил. ; 26 см. – Библиогр.: с. 293-300. – 2300 экз.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ЛАТЕРАЛЬНОЙ И ВЕРТИКАЛЬНОЙ ДИФФУЗИИ НЕФТЕШЛАМА В ПОЧВЕ

Г.Б. Мусагалиева, Л.А. Джигола, К.В. Каргина
 ФГБОУ ВО «Астраханский государственный университет»

Нефтяные шламы являются одними из наиболее опасных загрязнителей всех компонентов биосферы [1]. В настоящее время в специальных нефтяных полигонах уже накоплены сотни миллионов тонн нефтешламов. С целью прогнозирования миграции нефтяного шлама в объектах окружающей среды (почвах) и предотвращения его загрязнения исследовали латеральную и вертикальную диффузию нефтешлама с применением нескольких математических моделей. Испытания проводились при температуре 273 К.

Определение содержания нефтепродуктов в почве при исследовании латеральной диффузии проводили методом экстракции по Сокслету [2], при вертикальной диффузии методом ИК-спектроскопии на анализаторе «ИНФРАЛЮМ ФТ-08»[3]. Полученные экспериментальные данные исследуемых образцов почвы представлены в таблице 1.

Таблица 1. Параметры для определения коэффициента латеральной и вертикальной диффузии нефтешлама в почве при $T = 273\text{K}$

Расстояние, $1 \cdot 10^2$ м	Латеральная диффузия		Вертикальная диффузия	
	Время отбор проб, $\text{с} \cdot 10^{-6}$	Равновесная концентрация нефтешлама, %	Время отбор проб, $\text{с} \cdot 10^{-6}$	Равновесная концентрация нефтешлама, %
1	0,449	3,70	0,259	0,94
2	2,336	4,06	0,518	0,73
3	3,992	3,92	0,778	0,21
4	6,239	4,14	1,036	0,59
5	10,472	3,76	1,295	0,16
6	-	-	1,554	0,54

Моделирование диффузии основывалось на определении времени отбора проб, расстояния и градиента концентрации в направлении одной оси. Далее проводили аппроксимацию математических моделей для расчета коэффициентов диффузии нефтешлама в почве с применением двух методов: 1) с использованием стационарного потока вещества через почву; 2) метод времени запаздывания; 3) метод нестационарного потока [4-6].

Стационарная диффузия является простейшим вариантом явления диффузии. Для количественного описания диффузии используется закон Фика:

$$D = \frac{m \cdot l}{(c_1 - c_2) \cdot S \cdot t}, \quad (1)$$

где m – исходное количество нефтешлама в пробе, г; l – расстояние вдоль потока диффузии, м; S – площадь сечения цилиндра, м^2 ; t – время диффузии, сек; c_1, c_2 – соответственно, исходная и равновесная концентрации нефтешлама, %.

Метод запаздывания основан на том, что с некоторого момента времени t_i , зависимость « $[C] - t$ » приобретает линейный характер (рис.1). Это означает, что через породу установился стационарный поток вещества. Если продолжить прямую до пересечения с осью времен, то она пересечет ось в точке:

$$t_3 = \frac{l^2}{6D}, \quad (2)$$

где l – высота цилиндра, см; D – коэффициент диффузии.

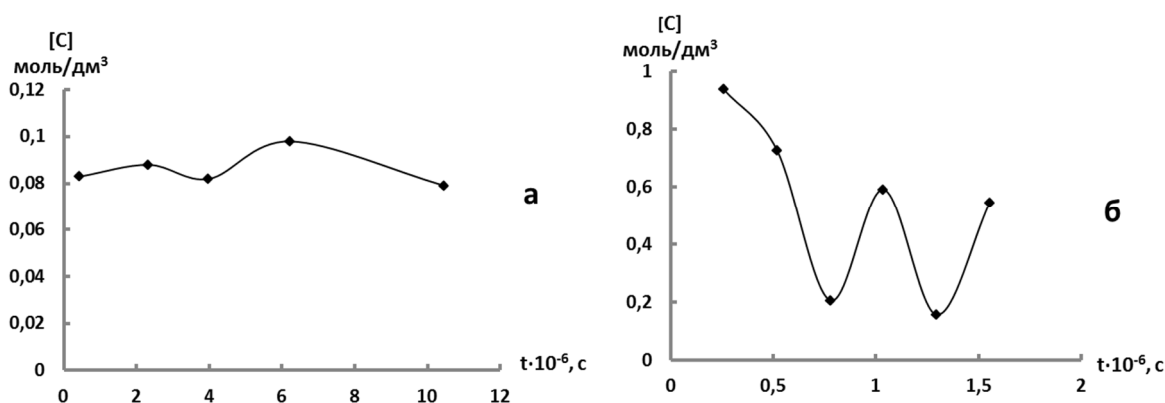


Рисунок 1.
 Определение времени запаздывания диффузии нефтешлама при T=273K
 а) латеральная диффузия; б) вертикальная диффузия

Анализируя полученные зависимости (рис.1.), можно отметить, что латеральная диффузия может быть описана методом времени запаздывания, вертикальная не подчиняется данной зависимости. Методом нестационарного потока латеральная и вертикальная диффузия не описываются.

Используя полученные данные диффузии и сделав упрощающее допущение, что диффузия происходит в гомогенной среде, обладающей во всех точках одинаковыми диффузионными свойствами, рассчитали коэффициенты диффузии. Результаты расчетов приведены в таблице 2.

Таблица 2. Коэффициенты диффузии (D) нефтешлама, T=273 K

Метод определения коэффициентов диффузии	Среднее значение $D, \text{м}^2 \cdot \text{с}^{-1}$	
	латеральная	вертикальная
Метод стационарного потока	$0,50 \cdot 10^{-10}$	$0,31 \cdot 10^{-10}$
Метод времени запаздывания	$2,91 \cdot 10^{-9}$	не подчиняется
Метод нестационарного потока	не подчиняется	не подчиняется

Полученные экспериментальные и рассчитанные данные (табл.1,2) позволяют отметить, что скорость латерального загрязнения нефтешламом почв в 1,5 раза выше, чем вертикального.

Список литературы:

1. Dibble, J.T. Effect of environmental parameters on biodegradation of oil sludge / J.T. Dibble, R. Bartha // Appl. Environ. Microb. – 1979. – V. 37. – P. 729–739.
2. ГОСТ 30529-97. Порошки металлические со смазкой. Определение смазочных веществ методом экстракции по Сокслету. –М.: ИПК Изд-во стандартов, 2001. – С. 7
3. ПНД Ф 16.1;2.2.22-98. Методика выполнения измерений массовой доли нефтепродуктов в минеральных, органических, органоминеральных почвах. М. – 2005. – С. 5.
4. Голубев В.С., Гарибянц, А.А. Гетерогенные процессы геохимической миграции / Под ред. Голубева В.С. - М.: Недра. 1968. С. 1-192.
5. Джигола, Л.А., Шамсуарова, Р.Р., Шакирова, В.В.Садомцева, О.С., Бейсова, Р.Н. Моделирование диффузии ионов тяжёлых металлов // Экологические системы и приборы. №12. 2014. С. 29-39.
6. Джигола, Л.А., Шустова, Н.Ю. Шакирова, В.В., Садомцева, О.С., Елина, В.В., Цаплин Д.Е. Переработка нефтешлама и определение допустимого содержания нефтеотходов в почвах на основе биотестирования // Экологические системы и приборы. №1. 2015. С. 40-54.

ОЦЕНКА СТЕПЕНИ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ВОДОТОКОВ, ОКАЙМЛЯЮЩИХ АГКМ, НА ПРИМЕРЕ БИОТЕСТИРОВАНИЯ МОЛЛЮСКАМИ-ФИЛЬТРАТАМИ

*Клишин А.Ю., Чернов И.Н.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Наличие вблизи основной водной артерии России - реки Волга, и ее рукавов – р. Ахтуба, Бузан и Берекет, уникального и крупнейшего в мире месторождения с высоким содержанием сероводорода, остро ставит вопрос исследования степени техногенного преобразования состава поверхностных вод. К качеству воды данных рек предъявляются серьезные требования в связи с важной ролью этих водотоков как источников питьевого водоснабжения и активной рыбохозяйственной деятельности, а также с размещением на их берегах многочисленных населенных пунктов и предприятий. Близость населенных пунктов и АГКМ создает определенную зону воздействия на качественный состав водотоков и их биоразнообразие [1].

В связи с необходимостью оценки изменения состава поверхностных вод в условиях постепенного увеличения темпов разработки месторождения с повышением объема добычи сырья при соответствующем повышении содержания органических и неорганических веществ за последние годы в реках Ахтуба, Берекет и Бузан, а также с перспективой увеличения их влияния, были выполнены мониторинговые исследования методом биотестирования.

В качестве индикатора оценки качественного состояния водотоков методом биотестирования были выбраны моллюски – фильтранты, изменение состояния внутренних органов которых позволяет с высокой точностью установить наличие любого вида техногенного загрязнения. Выполненные многолетние исследования водотоков на предмет наличия развития патологий моллюсков-фильтрантов позволили установить, что состояние внутренних органов моллюсков может являться биоиндикатором состояния водотоков в условиях влияния разных типов природных и антропогенных факторов [3]. Не смотря на фильтрационную активность моллюсков, эти гидробионты обладают, благодаря своим липофильным свойствам, способностью накапливать в тканях жизненно важных органов поллютанты, в том числе органические и неорганические вещества. Многочисленные исследования, наблюдения в реках Ахтуба, Бузан и Берекет указывают на сложные и многогранные воздействия поллютантов на различные функциональные системы моллюсков.

Из всего многообразия видового состава проанализированных моллюсков в реках Ахтуба, Бузан и Берекет особый интерес вызвал вид *Unio pictorum* (перловица), который обладает активной фильтрационной способностью прокачать огромное количество воды, способствуя самоочищению данных водоемов. Один моллюск *Unio pictorum* (перловица) отфильтровывает 35,9 л/сут при фильтрационной активности 12,0 ч/сут [2].

Моллюск *Unio pictorum* (перловицы) относится к роду пресноводных двустворчатых моллюсков семейства Унионид, представляет собой тело, состоящее из мантии, ноги, жабр, органов пищеварения и выделения, уплощенное с боков и заключенное в раковину из двух створок.

Начиная с 2012 года для исследования степени техногенного преобразования состава поверхностных вод было отобрано 225 штук двустворчатых моллюсков-перловиц в реках Ахтуба, Берекет, Бузан, со средним возрастом порядка 5 лет, размером от 9,0 до 10,0 см массой от 13,5 до 16,8 г.

Были отобраны пробы органов и тканей для гистологических исследований, проведенных по утвержденным методикам. Изучено состояние мантии, жабр, кишечника, мышц ноги с помощью микроскопа.

Для вод рек Ахтуба, Бузан и Берекет Астраханской области среднегодовые значения коэффициента комплексности. были в пределах 37,9-44,4 %, т.е. были однородны. Средние значения коэффициента комплексности превышают свою ошибку более чем в 3 раза, что даёт основание считать её достоверной. Больше число определяемых ингредиентов являлось загрязняющими. Как правило, это были легко окисляемые и трудно окисляемые органические вещества (по БПК и ХПК), нефтепродукты, фенолы, соединения железа, меди, цинка, никеля, ртути, нитриты и сероводород с сульфидами.

Химический состав вод был подвержен изменениям в течение года. Поэтому для оценки степени загрязнённости вод использовали комплексный метод, учитывающий одновременно всю совокупность загрязняющих воду веществ.

Расчёт комбинаторного индекса загрязнённости воды (КИЗВ) и удельного комбинаторного индекса загрязнённости воды (УКИЗВ) проводили по 18 ингредиентам (растворённый кислород,

хлориды, сульфаты, ХПК, БПК, азот аммонийный, азот нитритный, азот нитратный, железо, медь, цинк, ртуть, марганец, никель, фенолы, нефтепродукты, СПАВ и сульфиды).

Значение комбинаторного индекса загрязнённости воды КИЗВ рек Ахтуба и Бузан составило 81,18 (УКИЗВ – 4,51), для реки Берекет 74,48 (УКИЗВ – 4,14), качество вод осталось на уровне прошлого года в классе «загрязненная», разряд «а».

По большинству перечисленных ингредиентов загрязнение определяется как «характерное» или «устойчивое».

Таким образом, исследования состояния водотоков с помощью моллюсков– фильтрантов позволило установить, что наиболее благоприятным водотоком является река Ахтуба, удовлетворительная обстановка характерна для реки Берекет, а вот река Бузан в пределах предприятия ООО «Бузан-порт» имеет неудовлетворительное состояние воды в отличие от верховья реки в районе с. Кривой Бузан и низовья в районе с. Новоурусовка, где состояние воды было в норме. К мерам, которые могут улучшить состояние водотоков можно рекомендовать дноуглубительные работы в мелководных местах, контроль за сбросом химических загрязнителей. Рекомендуется продолжение исследований для постоянного накопления информации, ее анализа и синтеза.

Список литературы:

1. Локтионова Е.Г., Андрианов В.А., Яковлева Л.В. Экологическое состояние водных объектов Астраханской области. // Фундаментальные исследования.2012.№9 (3).С.598-601.

2. Муссунда Т.М.Э. Осипов Б.Е. Оценка качества биотопов открытых водоемов в районе АГК по состоянию зообентоса.//Проблемы освоения Астраханского газоконденсатного месторождения: научные труды АНИПИгаз, Астрахань: АНИПИгаз,1999.С.227-228.

3. Рылина О.Н., Карыгина Н.В., Попова О.В., Попова Э.С., Галлей Е.В., Львова О.А.Общие закономерности распределения загрязняющих веществ в экосистеме Северного Каспия.// Сохранение и восстановление биологических ресурсов Каспийского моря: Сб. статей, Баку: БГУ,2013.С. 421-426.

ПРОЕКТ СОЗДАНИЯ ЕДИНОЙ СИСТЕМЫ МОНИТОРИНГА ПОДЗЕМНЫХ ВОД НА ВСЕЙ ТЕРРИТОРИИ АГКМ БЕЗ ПРИВЛЕЧЕНИЯ ДОПОЛНИТЕЛЬНЫХ ИНВЕСТИЦИЙ

*Липилин П.М., Белов П.Ю.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

ООО «Газпром добыча Астрахань» при осуществлении производственной деятельности обязано обеспечить отсутствие негативного воздействия на окружающую среду в соответствии с многочисленными требованиями нормативных документов федерального [1, 2, 3, 4] и регионального [5, 6] уровней. В противном случае со стороны распорядителя недр применяются штрафные санкции. В связи с этим, нормативно-правовые акты прямо указывают на обязанность недропользователя осуществлять систематические наблюдения за изменением компонентов окружающей среды, в том числе подземных вод.

Для реализации поставленной задачи на территории АГКМ, начиная с 1987 года, вокруг основных объектов возможного техногенного воздействия на подземные воды оборудованы мониторинговая сеть наблюдательных скважин. К таким объектам относятся участки по переработке, накоплению и хранению сырья, а так же водонакопительные объекты. Однако, на промышленной части территории АГКМ, на которой осуществляется добыча сырья, наблюдения за подземными водами носят временный характер. Здесь наблюдательные скважины обустраиваются временно, вокруг эксплуатационных скважин на период их строительства, капитального ремонта и ликвидации, а после окончания каждого из этапов уничтожаются. Т.е. мониторинговыми исследованиями подземных вод охвачены только отдельные объекты комплекса, без увязки в единую систему по всей территории АГКМ.

Предлагаемая проектом Единая система мониторинга подземных вод, помимо мониторинга вышеуказанных объектов АГКМ, должна включать в себя ряд створов наблюдательных скважин на промышленной части АГКМ, ориентированных по направлению регионального потока подземных вод, который в свою очередь направлен в сторону русла рек Ахтуба и Берекет. Данная система мониторинга позволит своевременно отслеживать влияние возможных техногенных нагрузок на качественный и химический состав подземных вод и прогнозировать скорость распространения возможных загрязнений.

Для реализации поставленной задачи по созданию Единой системы мониторинга подземных вод на всей территории АГКМ, необходимо расширение имеющейся сети наблюдательных скважин

на промысловую часть АГКМ, которую предлагается расположить по створам, ориентированным в соответствии с направлением регионального потока подземных вод. Создание единой сети наблюдательных скважин за счет охвата дополнительной территории не потребует дополнительных финансовых затрат и может происходить постепенно, за счёт сохранения временных наблюдательных скважин, оборудованных вокруг эксплуатационных скважин.

В настоящий момент за все время существования эксплуатационной скважины для осуществления наблюдения за степенью изменения показателей подземных вод бурятся шесть временных наблюдательных скважин:

- три наблюдательные скважины оборудуются еще до начала строительства эксплуатационной скважины, и позволяют зафиксировать фоновые показатели состояния подземных вод;
- две наблюдательные скважины оборудуются на период проведения капитального ремонта эксплуатационной скважины;
- одна наблюдательная скважина оборудуются на время проведения работ по ликвидации эксплуатационной скважины.

При этом каждая из 6 наблюдательных скважин оборудуется временно и после завершения очередного этапа работ на эксплуатационной скважине они уничтожаются. В период эксплуатации глубоких скважин мониторинг подземных вод не проводится.

Данным проектом предлагается:

1. до начала строительства эксплуатационной скважины ограничиться оборудованием трёх стационарных наблюдательных скважин, с последующим сохранением их на весь период жизни эксплуатационной скважины. Соответственно на этапах капитального ремонта и ликвидации эксплуатационной скважины бурение еще 3-х наблюдательных скважин не потребуется. Это позволит проводить мониторинг подземных вод на территории эксплуатационной скважины на всём протяжении её жизни;

2. после завершения жизненного цикла эксплуатационной скважины из 3-х стационарных наблюдательных скважин осуществить ликвидацию только двух наблюдательных скважин, а оставшуюся скважину включить в единую сеть мониторинга подземных вод;

3. сформировать Единую мониторинговую сеть за счет дополнительного включения около 35 наблюдательных скважин, ранее располагавшихся около эксплуатационных скважин;

4. распределить дополнительные 35 наблюдательных скважин равномерно по 5 створам, ориентированным по направлению регионального потока подземных вод.

Таким образом, внедрение данного проекта позволит, в течение ближайших 5-7 лет без дополнительного финансирования, создать Единую систему мониторинга подземных вод на всей территории АГКМ за счёт объединения имеющейся локальной мониторинговой сети вокруг основных объектов комплекса с дополнительными створами наблюдательных скважин на промысловой части АГКМ.

В свою очередь, это позволит ООО «Газпром добыча Астрахань»:

- соблюдать требования лицензионных соглашений и избежать штрафных санкций от контролирующих органов за несанкционированное загрязнение подземных вод,
- уменьшить затраты на оборудование пунктов мониторинга подземных вод около эксплуатационных скважин,
- сократить затраты на выполнение предпроектных работ при строительстве новых объектов за счет наличия информации о фоновых показателях подземных вод еще до начала строительства на неосвоенных территориях.

Список литературы:

1. Федеральный закон от 10.01.2002 № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды»
2. Постановление Правительства РФ от 09.08.2013 № 681 «О государственном экологическом мониторинге (государственном мониторинге ОС) и государственном фонде данных государственного экологического мониторинга (государственного мониторинга окружающей среды)»
3. ГОСТ 17.1.3.06-82 Охрана Природы. Гидросфера. Общие требования к охране подземных вод.
4. РД 51-1-96 Инструкция по охране окружающей среды при строительстве скважин на суше на месторождениях углеводородов поликомпонентного состава, в том числе сероводородсодержащих.
5. Лицензия АСТ 14553 НЭ Федерального агентства по недропользованию МПР России - Добыча углеводородов из башкирских отложений и поиски, разведка и добыча углеводородов из нижележащих палеозойских отложений левобережной части Астраханского месторождения - горный и геологический отводы
6. Лицензия АСТ 00264 ВЭ Федерального агентства по недропользованию МПР России - Добыча технических подземных вод для обеспечения строительства, консервации и ликвидации поисково-разведочных и эксплуатационных скважин.

СЕКЦИЯ 8

ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

АНАЛИЗ ПРИЧИН, ВЛИЯЮЩИХ НА ОТКЛОНЕНИЯ СМЕТНОЙ СТОИМОСТИ РАБОЧЕЙ ДОКУМЕНТАЦИИ ОТ ПРОЕКТНОЙ ДОКУМЕНТАЦИИ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОЕКТОВ

*Бархатов В.Д., Власов Д.А.
ООО «НИИГазЭкономика»*

Актуальность разработки обусловлена необходимостью повышения экономической эффективности инвестиций в нефтегазовые проекты в условиях влияния на их цели рыночных, финансово-экономических, природно-климатических, технических и иных факторов. Экономическая эффективность проектов может быть увеличена за счет повышения качества их разработки, определения сметной стоимости строительства на этапах проектирования и строительства объектов производственного назначения с учетом возможных отклонений, вызванных различными факторами неопределенности. Одним из путей решения данной задачи является проведение анализа причин отклонений сметной стоимости рабочей документации (РД) от проектной документации (ПД) при реализации нефтегазовых проектов.

В ходе проведения исследования были получены следующие основные результаты:

предложен единый классификатор причин отклонений сметной стоимости РД от ПД, который позволяет определить ответственных за отклонения, вызванные той или иной причиной;

разработан порядок проведения анализа причин отклонений сметной стоимости РД от ПД при реализации нефтегазовых проектов, включающий анализ причин не только на уровне отдельных проектов, но и на уровне пула реализуемых инвестиционных проектов с использованием базы данных и карты отклонений;

для каждого вида объектов сводного сметного расчета определен ряд значимых параметров инвестиционных проектов, влияющих на отклонения сметной стоимости РД от ПД.

Использование предложенного классификатора причин отклонений сметной стоимости РД от ПД позволит нефтегазовой компании снизить количество ошибок и определить зоны ответственности за допущенные отклонения.

Применение разработанного порядка проведения анализа причин отклонений сметной стоимости РД от ПД при реализации инвестиционных проектов позволит определить значимые причины отклонений и обосновать мероприятия по снижению частоты и последствий отклонений.

Определение значимых параметров нефтегазовых проектов позволит прогнозировать ожидаемые расходы на непредвиденные работы и затраты.

Дальнейшее совершенствование процессов мониторинга и контроля технико-стоимостных показателей при реализации инвестиционных проектов связано с проведением научных исследований в области обоснования мероприятий по снижению частоты и последствий отклонений технико-стоимостных показателей инвестиционных проектов, а также в области прогнозирования ожидаемых последствий вышеназванных отклонений.

РАЗВИТИЕ ПОТРЕБЛЕНИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА В КАЧЕСТВЕ МОТОРНОГО ТОПЛИВА НА ПРИМЕРЕ РЕСПУБЛИКИ ТАТАРСТАН

Фёдорова Ю.Ю.

ООО «Газпром газомоторное топливо»

В настоящее время в мире происходит стремительное развитие рынка газомоторного топлива. Основной причиной данной динамики является значительный рост цен на традиционные виды топлива и, соответственно, повышение востребованности более экономичных альтернатив.

В Российской Федерации рынок газомоторного топлива также характеризуется высоким потенциалом роста спроса, в связи с чем ПАО «Газпром» создана специализированная компания – ООО «Газпром газомоторное топливо», определенная единым центром ответственности за развитие данного направления с консолидацией в нем профильных активов Группы «Газпром» в области производства и сбыта компримированного и сжиженного природного газа (далее – КПП и СПГ соответственно) [1].

Цели создания ООО «Газпром газомоторное топливо» заключаются в комплексном развитии рынка газомоторного топлива, расширении сети объектов газозаправочной инфраструктуры (автомобильные газонаполнительные компрессорные станции (далее - АГНКС)) и создании комфортных условий для перевода транспорта на природный газ.

На сегодняшний день на территории Российской Федерации действует более 300 АГНКС, из которых 80% принадлежат компаниям Группы «Газпром». При этом потребление природного газа в качестве моторного топлива показывает стабильную положительную динамику развития. Увеличение объемов реализации КПП по сети компаний Группы «Газпром» в период с 2011 по 2016 год составил более чем 40% со среднегодовым увеличением в 6-11 %.

Объем реализации КПП с АГНКС Группы Газпром

Год	Объем реализации КПП, млн. куб. м	Прирост, млн. куб. м
2011	313	-
2012	349	36
2013	375	26
2014	406	31
2015	436	30
2016	482	46

Основным конкурентным преимуществом КПП как моторного топлива является его цена. В 2016 году среднегодовая розничная цена КПП на АГНКС Группы Газпром составила 13,2 руб. с НДС за 1 куб. м, что соответствует 35% от среднегодовой цены на дизельное топливо (далее – ДТ) и 70% от среднегодовой цены на сжиженный углеводородный газ (далее – СУГ). Вместе с тем рост среднегодовой розничной цены на КПП в 2016 году был ниже, чем на дизельное топливо и бензины.

Ретроспективная динамика изменения среднегодовых
розничных цен КПП в РФ

Год	Средняя розничная цена КПП в РФ, руб./ куб. м (с НДС)	Изменение к предыдущему году
2011	8,1	-
2012	9,7	20%
2013	10,5	8%
2014	12,0	14%
2015	12,3	2,5%
2016	13,2	7,3%

Основные параметры ценообразования на КПП закреплены в Ценовой политике ООО «Газпром газомоторное топливо», учитывающей региональную специфику, а также обеспечение ценового преимущества КПП по сравнению с конкурирующими видами топлива (СУГ, ДТ, бензины).

В связи с развитием рынка газомоторного топлива и необходимостью увеличения спроса ООО «Газпром газомоторное топливо» в ближайшей перспективе не планирует агрессивного роста цен. Формируемые прогнозы динамики изменения розничных цен КПП ориентированы на

потребителя и позволяют владельцам техники рассчитывать на окупаемость вложенных средств в более дорогостоящую газобаллонную технику за счет экономии на топливе.

С целью увеличения количества газобаллонной техники на территории Российской Федерации и решения вопроса высокой стоимости переоборудования транспорта ООО «Газпром газомоторное топливо» разрабатываются различные маркетинговые программы, в рамках которых по данным на конец 2016г. переоборудовано более 2500 единиц транспорта.

Рассмотрим на примере Республики Татарстан развитие рынка потребления газомоторного топлива.

Республика Татарстан является первым регионом России, где реализуется комплексный подход по развитию газомоторной инфраструктуры как для КПП, так и для СПГ. Это позволит применять природный газ в качестве топлива на всех сегментах транспорта. КПП используется на пассажирском, грузовом, легковом транспорте и коммунальной технике.

В настоящее время на территории Республики Татарстан действуют 19 АГНКС (с учетом трех станций введенных в эксплуатацию в июле 2016 г.), суммарной мощностью 148 млн. м3. По итогам 2016 г. с 14 АГНКС действовавших в Республике Татарстан реализовано 22,8 млн м3 природного газа, загрузка станций составила –15,4 % (средняя по России – 26,2 %). По итогам 2016 года рост реализации составил 61%.

С 1 марта 2016 года в Республике Татарстан вступила в силу программа субсидирования по возмещению части затрат при переводе автотранспорта на КПП, разработанная при участии ООО «Газпром газомоторное топливо» [2]. Размер возмещения составляет до 30% затрат, но не более предельной величины в зависимости от типа переоборудованного транспортного средства, вместе с тем ООО «Газпром газомоторное топливо» обеспечивает участников программы бонусными куб.м КПП.

Регион предоставляет субсидии на возмещение части затрат по переводу транспорта на природный газ, а компания «Газпром газомоторное топливо» - топливную карту с бонусным объемом 1 500 куб. м природного газа и рассрочку на установку газобаллонного оборудования. В рамках программы стимулирования в регионе уже переоборудовано 810 единиц техники как юридических, так и физических лиц.

Рост реализации потребления КПП по Республике Татарстан обусловлен основными факторами: внедрение программ стимулирования, направленных на переоборудование, приобретение техники на КПП по программе субсидирования в Республике Татарстан.

Список литературы:

1. Приказ ОАО «Газпром» № 119 от 09.04.2013 о назначении ООО «Газпром газомоторное топливо» единым оператором по развитию рынка газомоторного топлива в ОАО «Газпром», в том числе по реализации газа в качестве моторного топлива.

2. Постановление Кабинета Министров Республики Татарстан №90 от 12.02.2016 «Об утверждении Порядка предоставления субсидий на возмещение части затрат юридическим лицам, индивидуальным предпринимателям и физическим лицам, осуществившим перевод транспортных средств на газомоторное топливо в Республике Татарстан».

МЕРОПРИЯТИЯ ПО СОВЕРШЕНСТВОВАНИЮ ИННОВАЦИОННОЙ СРЕДЫ В ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА АСТРАХАНЬ»

*Калинин А.Е. , Калинина Е.О.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Современная экономическая ситуация, в которой функционируют нефтегазовые компании, характеризуется значительной степенью неопределенности и нестабильности. Устойчивое развитие компаний в долгосрочной перспективе зависит от их способности прогнозировать и оперативно реагировать на изменяющиеся условия внешнего окружения, удерживать и создавать новые конкурентные преимущества в борьбе на рынках. Одним из эффективных способов достижения данных целей является переход стратегий нефтегазовых организаций на инновационную модель развития.

Решение проблематики вовлечения в разработку трудноизвлекаемых запасов углеводородного сырья, обеспечение его глубокой переработки, снижение энергозависимости производства, переход отечественных организаций на путь импортозамещения, обеспечение промышленной и экологической безопасности производственных объектов свидетельствуют о

наличии чрезвычайной актуальности и востребованности в разработке и внедрении собственных инновационных разработок в экономическую и производственную деятельность предприятий топливно-энергетического комплекса страны.

В ходе анализа наиболее актуальных направлений развития предприятий нефтегазового сектора, для компаний группы ПАО «Газпром» одними из приоритетных целей являются:

- обеспечения инновационного развития путем повышения инновационного потенциала предприятий;

- организации эффективной системы управления интеллектуальной собственностью;

- обеспечения технологической и экономической эффективности от использования объектов интеллектуальной собственности [1,2,3,4].

Таким образом, в российской нефтегазовой промышленности сложилась не просто потребность, а насущная необходимость внедрения современных инновационных технологий. Инновации могут проявляться в новой технике и технологии производства, в новом подходе к управлению бизнес-процессами. Компаниям необходимо проводить постоянный мониторинг развития науки и техники для внедрения последних достижений в этих областях в производственный процесс и своевременного отказа от используемых устаревших технологий производства, а также использования отечественных аналогов в рамках импортозамещения зарубежных химических реагентов, технологий и т.д.

Процесс формулирования общей корпоративной и инновационной стратегий компании осуществляется в зависимости от изменения внешних и внутренних условий их функционирования. При формулировании инновационной стратегии необходимо проанализировать состояние и наметить возможные пути развития научно-технического потенциала компаний-конкурентов (отечественных и зарубежных), отраслевых научно-исследовательских организаций, выявить их сильные и слабые стороны, оценить возможности появления на рынке научно-технических услуг для нефтегазовой отрасли потенциальных конкурентов из других отраслей.

Повышение инновационного потенциала ООО «Газпром добыча Астрахань» предлагается достигать путем организации сотрудничества Общества с юридическими лицами, в частности с высшими учебными заведениями (ВУЗ), малыми инновационными предприятиями (МИП), субъектами малого и среднего бизнеса, физическими лицами являющимися обладателями исключительных прав на объекты интеллектуальной собственности. К таким объектам относятся изобретения, полезные модели, промышленные образцы, программы для ЭВМ и базы данных.

Взаимодействие осуществляется путем проведения комплекса мероприятий, по окончании реализации которого достигается фактическое внедрение на промысловых и заводских объектах ООО «Газпром добыча Астрахань» инновационных технических решений, заявленных в объектах патентного и авторского права. Внедряемые инновации должны быть направлены на устранение актуальных проблемных направлений [5] в производственно-хозяйственной деятельности Общества, предупреждение их возникновения с течением времени, повышение эффективности протекания бизнес-процессов и управления ими.

Авторским коллективом предлагается несколько способов достижения указанной цели. Первый вариант заключается в обеспечении на внешнем интернет-сайте Общества наличие функционального модуля с возможностями:

- регистрации юридических или физических лиц, являющихся патентобладателями объектов интеллектуальной собственности;

- размещение информации о предлагаемых к внедрению технических решениях.

Говоря о втором варианте, решение по расширению инновационного потенциала предприятия может быть воплощено в зависимости от функциональной наполняемости в виде объекта авторского права, как программы для ЭВМ, или объекта патентного права, как полезной модели [6]. Подобная аналитическая информационно-управляющая система позволит выполнять, помимо задач по первому варианту, также следующие действия:

- рассылкам информации о предлагаемом решении ответственным специалистам Общества;

- получение экспертного заключения о возможности и целесообразности внедрения объекта интеллектуальной собственности.

Также функционал программного комплекса может быть дополнен аналитическо-экспертным модулем, выполняющим задачу поиска (по заданным критериям отбора) объектов патентного или авторского права, правообладателями по которым являются государственные заказчики [7].

Дополнительным мероприятием по повышению инновационного потенциала предприятия является организация ежегодной тематической конференции с участием представителей высших

учебных заведений, малых инновационных предприятий, сервисных и подрядных организаций, проектных институтов, по вопросам решения заданной проблематики предприятия.

Для реализации предложений на внешнем сайте Общества размещается детальная тематическая информация об актуальных проблемных направлениях предприятия, требующих решений или модернизации, а также сведения о потребности в отечественных аналогах технологий, оборудовании и т.д.

Предлагаемые механизмы сотрудничества с юридическими и физическими лицами в полной мере соответствуют государственной политике инновационного и энергетического развития РФ [8,9], в частности по осуществлению закупок отечественной инновационной и высокотехнологичной продукции, в том числе у субъектов малого и среднего предпринимательства, завершающей стадией которых являются:

Приобретение права использования результата интеллектуальной деятельности на основе лицензионного договора [6];

Использование результата интеллектуальной деятельности на условиях отчуждения от имени правообладателя исключительного права на результат интеллектуальной деятельности;

Получение исключительного права на результат интеллектуальной деятельности, доведенный до стадии промышленного использования за счет финансовых средств предприятия, на безвозмездной основе.

Вышеописанные варианты могут быть реализованы как в отдельности, так в совместной работе, дополняя друг друга и увеличивая зону использования и масштаб дренирования инновационной среды нашей страны.

Список литературы

1. Программа инновационного развития ПАО «Газпром» до 2020 года.
2. СТО Газпром 6.2-2015. Интеллектуальная собственность. Изобретательская деятельность.
3. СТО Газпром 6.10-2013. Интеллектуальная собственность. Правовая охрана изобретений, полезных моделей, промышленных образцов.
4. СТО Газпром 6.11-2014. Интеллектуальная собственность. Программы для электронных вычислительных машин и базы данных.
5. Тематический план по рационализаторской и изобретательской деятельности ООО «Газпром добыча Астрахань».
6. Гражданский кодекс РФ. Часть четвертая.
7. Постановление РФ от 22.03.2012 № 233 «Об утверждении правил осуществления государственными заказчиками управления правами РФ на результаты интеллектуальной деятельности гражданского, военного, специального и двойного назначения».
8. Стратегия инновационного развития РФ на период до 2020 года, утверждённая Распоряжением Правительства РФ от 08.12.2011 № 2227-р.
9. Энергетическая стратегия России на период до 2030 года, утверждённая Распоряжением Правительства РФ от 13.09.2009 г. № 1715-р.

АНАЛИЗ ДВИЖЕНИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПОТОКОВ, ПОСТУПАЮЩИХ НА РАЗВИТИЕ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА РФ В УСЛОВИЯХ ЭКОНОМИЧЕСКОГО КРИЗИСА НА ПРИМЕРЕ ПАО «ГАЗПРОМ»

Седики Д.Б.¹, Швецова А.В.¹, Захаров А.Д.²

¹ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»,

²ООО «Газпром добыча Астрахань»

На сегодняшний день добыча, переработка и экспорт ценных природных ископаемых, таких как нефтегазовые ресурсы, является одним из показателей состоятельности страны. Цены на энергоносители непосредственно влияют на торговый баланс и суммарный объем получаемых государством доходов. Экономика РФ чутко реагирует на колебания связанные с изменением мировых цен на природные ресурсы, в связи с тем, что именно наше государство является одним из крупнейших экспортеров энергоносителей в мире.

Известно, что нефтегазовый комплекс является одной из наиболее капиталоемких отраслей промышленности, на всех этапах производства которой, начиная от добычи и заканчивая

транспортировкой продуктов переработки нефти и газа потребителю, требуются значительные денежные вложения. По этой причине, особенно интересно исследовать характер изменения инвестиций в НГК в условиях валютного кризиса 2014-2015, а также оценить долю инвестиций в НГК и прибыль от продажи продуктов нефтегазопереработки, приходящихся на ПАО «Газпром» в общей системе экспорта РФ.

Валютный кризис 2014-2015, вызванный резким снижением цен на нефть, а также введением экономических санкций рядом государств в отношении РФ, спровоцировал резкое ухудшение состояния российской экономики, что оказало существенное влияние на финансовые показатели деятельности российских компаний нефтегазового сектора.

Превышение роста добычи нефти странами ОПЕК, снятие экономических санкций с Ирана и укрепление доллара США способствовали продолжению снижения цен на нефть на мировом рынке уже в 2015 г [1].

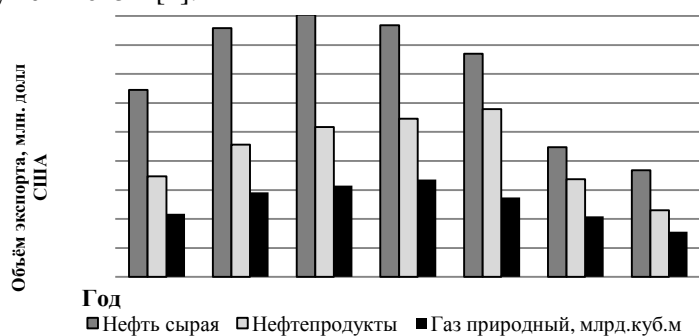


Рисунок 1 - Объем экспорта сырой нефти, нефтепродуктов и природного газа с 2010 по 2016 год

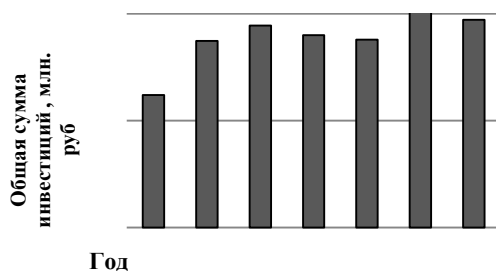
наблюдается спад, продолжающийся до настоящего времени.

Отдельные российские нефтегазовые компании, несмотря на происходящие изменения, уже перешли на стадию экономического подъема. В условиях негативных явлений на мировом рынке ПАО «Газпром» сохраняет устойчивые позиции и возможности для дальнейшего развития в 2017 году, демонстрируя рост показателей доходов от продаж энергоносителей. Положительные тенденции, наблюдающиеся, несмотря на общие проблемы в российской экономике и падение цен на нефтегазовые ресурсы, заставляют инвесторов вкладывать миллиарды долларов в новые проекты по разработке нефтяных и газовых месторождений. В секторе капиталовложений уже в 2015 году объем инвестиций в данную отрасль промышленности превысил уровень 2014 года. При этом основной поток вложений отводился добыче сырой нефти (+342,1 млрд руб.), тогда как инвестиции в переработку и транспортировку нефтепродуктов сократились на 8,8 и 14,9 млрд руб. соответственно. Такая ситуация обусловлена, главным образом, сильной девальвацией рубля: сокращение издержек по добыче сырья и увеличение долларовых издержек на приобретение оборудования, в частности, для осуществления модернизации перерабатывающих мощностей [2].

На примере ПАО «Газпром» можно проследить направление основных инвестиционных потоков НГК. В таблице 1 приведена структура инвестиций в ПАО «Газпром».

Таблица 1 – Структура инвестиций в ПАО "Газпром"

Структура инвестиций в Газпром, млн. руб							
	2010	2011	2012	2013	2014	2015	2016
Транспортировка	249 669	446 273	462 711	253 454	327 111	377 316	275 044
Добыча нефти и газового конденсата	173 614	179 189	193 442	192 702	179 505	219 640	256 736
Добыча газа	51 641	75 236	97 400	209 370	179 199	154 756	186 370
Переработка	62 173	62 519	97 536	90 470	84 299	125 115	106 245
Производство и продажа электрической и тепловой энергии	33 587	51 004	36 225	58 998	56 896	54 477	49 830
Хранение газа	25 089	24 626	34 135	23 417	16 030	20 135	27 629
Поставка газа	8 352	10 764	12 863	17 147	7 510	11 927	25 603
Все прочие сегменты	16 426	22 966	10 687	54 770	28 377	45 625	45 345



В 2014-2015 общая сумма капитальных вложений увеличилась на 130 064 млн руб., а в 2015-2016 наблюдалось снижение капитальных вложений на 36 189 млн руб. при этом в наибольшей степени понижение числа инвестиций коснулось сегмента транспортировки (Рисунок 2). Мировой кризис или кризис крупных стран, от стабильности которых зависит мировая экономика, вносит свои коррективы в работу инвесторов.

Рисунок 2–Суммарное число инвестиций в ПАО "Газпром" (2010-2016 г.г.)

В долгосрочной перспективе важнейшими факторами роста цен на нефть являются истощение легко извлекаемых запасов и, как следствие, рост издержек добычи. Анализ инвестиционных потоков выявил тенденцию к перетеканию капиталовложений из сектора добычи в сектор переработки в связи с увеличением предложений по продаже «сырой» нефти на рынке и неэффективности продажи таких ресурсов. Нефтегазовый сектор остается базовым сырьевым источником дохода для экономики РФ, в значительной мере определяющим дальнейшее развитие страны. Проведенный в исследовании анализ выявил значительную корреляцию экспорта сырьевых ресурсов с резким снижением цен на нефтегазовые ресурсы, что приводит к дисбалансу государственного бюджета и торгового баланса России. Очевидно, что продажа продуктов нефтегазопереработки является более рентабельной и перспективной.

Список литературы:

1. Азарова А. И. Влияние факторов развития нефтяной отрасли на ценообразование нефти// Проблемы учёта и финансов.– 2012. –№1(5)
2. Энергетический бюллетень «ТЭК РОССИИ — 2015» выпуск — июнь 2016

АНАЛИЗ СИСТЕМНОЙ ЗНАЧИМОСТИ ОБЪЕКТОВ ОСНОВНЫХ ФОНДОВ ПАО «ГАЗПРОМ» (НА ПРИМЕРЕ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА АСТРАХАНЬ»)

*Цикин А.М., Васичкина Е.П.
ООО «НИИГазэкономика»*

В условиях дефицита финансовых средств, выделяемых на диагностическое обследование (далее – ДО), техническое обслуживание и текущий ремонт (далее – ТОиТР), капитальный ремонт (далее – КР), анализ системной значимости объектов ремонта играет существенную роль для обеспечения выполнения производственных планов ПАО «Газпром».

Системную значимость объектов основных фондов (далее – ОФ) рекомендуется определять как интегральный показатель, учитывающий недопоставки продукции в случае выхода объектов ОФ из строя и другие факторы (таблица 1). При этом интегральный показатель r рассчитывается как сумма взвешенных показателей системной значимости

$$r = \sum_{i=1}^n \alpha_i \cdot \mu_i, \quad 1)$$

где α_i – веса показателей системной значимости объектов ОФ (определяются на основании ретроспективных данных или экспертно);

μ_i – показатели системной значимости объектов ремонта.

Таблица 1 – Показатели системной значимости объектов ОФ ПАО «Газпром»

Показатели	Описание показателей
Недопоставки продукции в случае аварии	Суммарный объем продуктов переработки газа и газового конденсата, недопоставленного потребителям в результате частичной или полной остановки объекта при максимальной загрузке, млн м ³ (тыс. т)
Продукция объекта	Сырье, полупродукты, товарная продукция или вспомогательные технологические потоки объекта ремонта

Перспективное использование мощностей	Перспективный годовой объем добычи, переработки или транспортировки сырья на объекте ремонта, млн м ³ (тыс. т) / год
Количество аналогичных объектов	Резервные объекты, участвующие в технологическом процессе, шт.
Количество персонала на объекте	Работники предприятия, подрядчики и связанные с ними лица, чел.
Восстановительная стоимость объекта ремонта	Оценочная стоимость замены объекта ремонта (оценка затрат на восстановление поврежденных элементов объекта), млн руб.
Время восстановления	Характеризует время восстановления объекта в случае его полного или частичного повреждения, дн.

Для корректного расчета системной значимости каждого объекта ОФ ПАО «Газпром» необходимо анализировать всю топологию газотранспортной системы (далее – ГТС) единой системы газоснабжения России. В качестве иллюстративного примера на рисунке 1 показано схематичное изображение узла ГТС в районе функционирования ООО «Газпром добыча Астрахань».



Рисунок 1

Принципиальная схема добычи, переработки и транспортировки газа в ООО «Газпром добыча Астрахань»

Дальнейший анализ системной значимости объектов ОФ следует проводить детально по каждому сегменту. В частности, Астраханский газоперерабатывающий завод целесообразно оценивать по трем уровням (рисунок 2): предприятия в целом, технологических линий, оборудования.



Рисунок 2

Уровни анализа системной значимости объектов перерабатывающего предприятия

На первом уровне анализируется загрузка основных производственных мощностей, втором уровне – определяется наличие дублирования технологических линий, третьем уровне – наличие резерва оборудования. В работе подробно рассмотрены методические подходы к анализу на каждом уровне.

В результате выполненного анализа должна быть выстроена классификация объектов добычи, переработки и транспортировки по уровню их системной значимости и оценены последствия выхода из строя каждого объекта. Данная классификация, несомненно, является важной при принятии

управленческих решений по проведению ДО, ТОиТР и КР в условиях дефицита финансовых ресурсов. Выбор наиболее системно значимых объектов для ремонта позволит выполнить производственную программу дочерних обществ ПАО «Газпром» при недофинансировании потребности в средствах на ремонт. Следует также отметить, что помимо системной значимости объектов ОФ ПАО «Газпром» необходимо учитывать их техническое состояние, экономическую обоснованность проектов капитального ремонта и другие факторы, находящиеся вне области исследования настоящей работы.

ПОСТРОЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ СИСТЕМЫ БЮДЖЕТНОГО УПРАВЛЕНИЯ В ДОЧЕРНИХ ОБЩЕСТВАХ ПАО «ГАЗПРОМ»

Гагарин П.С.

ООО «Газпром добыча Ноябрьск»

Бюджетирование – это процесс планирования, учета и контроля всех видов ресурсов предприятия, получаемых и используемых в процессе деятельности на всех уровнях управления, позволяющий анализировать планируемые и полученные финансовые показатели.

Соответственно, Система бюджетного управления - это последовательность работ и процедур, необходимых для осуществления финансово-хозяйственной деятельности и последовательного развития Общества.

Основными этапами бюджетного процесса дочернего Общества ПАО «Газпром» являются:

- бюджетное планирование;
- учет фактических данных;
- анализ бюджетной отчетности;
- корректировка плановых показателей.

Цель системы бюджетного управления дочернего Общества ПАО «Газпром» - выполнение доведенных планово-контрольных показателей при максимально эффективном использовании всех видов ресурсов дочернего Общества. Для этого система должна решать следующие задачи:

- построить эффективную финансовую структуру Общества, с учетом разграничения полномочий и ответственности между ЦФО (ЦФО – центр финансовой ответственности) за результаты производственно-хозяйственной деятельности;
- детализировать потребности ЦФО до уровня планируемого приобретения работ (услуг) с целью повышения точности планирования и корректировки бюджетных показателей;
- обеспечить оперативный контроль наличия (достаточности) лимитов для выполнения ЦФО производственных программ с учетом доведенных ПАО «Газпром» контрольных показателей;
- обеспечить оперативный контроль неперевышения фактических затрат над доведенными лимитами при регистрации первичных затрат (приемке актов выполненных работ / оказанных услуг);
- обеспечить своевременное формирование и предоставление в ПАО «Газпром» управленческой и корпоративной статистической отчетности.

Для решения поставленных задач система бюджетного управления должна быть полностью автоматизирована, иными словами должна быть внедрена информационно-управляющая система бюджетного управления.

Цель внедрения ИУС (ИУС – информационно-управляющая система) бюджетного управления - автоматизация формирования утвержденных бюджетных показателей и обеспечение системного контроля за их исполнением. Для достижения данной цели потребуются решить следующие задачи:

- автоматизировать системный контроль затрат на всех этапах бюджетного процесса от планирования потребности до регистрации первичных бухгалтерских документов;
- реализовать возможность формирование плановых показателей, исходя из реальной потребности ЦФО с детализацией до уровня предмета планируемого приобретения работ (услуг);
- обеспечить системный контроль достаточности лимитов по статьям затрат и возможность его резервирования при планировании договоров;
- обеспечить возможность оперативного мониторинга запланированного, использованного лимита и доступного остатка (неиспользованных лимитов);

- Интегрировать систему планирования с системой управления договорной и закупочной деятельностью.

ИУС бюджетного управления, внедренная в ООО «Газпром добыча Ноябрьск», отвечает всем перечисленным целям и задачам.

Эффективность системы обеспечивается дополнительными объектами, обеспечивающими системный контроль над движением затрат:

- планируемые работы;
- планируемые сделки;
- графики выполнения.

Планируемые работы являются средством планирования. Они позволяют:

- задействовать ЦФО в системе планирования экономических показателей, повысить уровень финансовой дисциплины;
- организовать систему планирования экономических показателей исходя из производственной программы служб и подразделений и реальной потребности в ее выполнении;
- ранжировать затраты по степени их значимости для деятельности Общества
- детализировать плановые лимиты по статьям БДЗ, проконтролировать наличие и достаточность лимитов.

Планируемые сделки и графики выполнения являются средствами контроля и анализа затрат. Они позволяют:

- обеспечить системную взаимосвязь между планированием и исполнением бюджета;
- обеспечить достаточность лимита при планировании закупок и заключении договоров;
- обеспечить взаимосвязь аналитик, используемых при планировании бюджета и организации закупочной деятельности, что особенно важно при формировании сведений по запросам Департамента 121;

- проводить оперативный мониторинг освоения и планируемого исполнения лимита по статьям БДЗ;

- систематизировать работу ЦФО при корректировке плановых показателей

После доведения ПАО «Газпром» сценарных условий на плановый период ЦФО приступают к планированию своих производственных программ, а также потребности в затратах на приобретение товаров, работ и услуг сторонних поставщиков, требуемых для их исполнения. Единицей планирования затрат является планируемая работа. В совокупности, планируемые работы наполняют лимит по соответствующей статье БДЗ. ЦФО не могут согласовать планируемую работу в случае превышения лимита по статье БДЗ.

Информация о плановых затратах, полученная в результате согласования планируемых работ, используется для распределения затрат по МВЗ, формировании бюджетов ЦФО и ОСП, а также для формирования комплекта плановых форм, предоставляемых в ПАО «Газпром».

На основании планируемых работ, которые согласовать невозможно ввиду превышения лимита, формируется комплект форм на корректировку плановых показателей.

Для инициации проведения закупки и заключения договора сотрудник ЦФО формирует планируемую сделку и график выполнения. Они формируются из ранее согласованной планируемой работы. Система не дает создать и утвердить планируемую сделку и график выполнения, если связанная с ними планируемая работа отсутствуют либо ее сумма отличается более чем на 5% (или 50 000 руб.).

Посредством утвержденного графика выполнения осуществляется резервирование лимита по соответствующей статье БДЗ. Таким образом, исключается вероятность превышения контрольного показателя по статье и использования лимита на приобретение непредусмотренных при планировании товаров, работ, услуг.

На этапе приема фактического исполнения по договору на графике выполнения осуществляется контроль соответствия суммы в первичных документах бухгалтерского учета сумме графика выполнения. В случае превышения плановых затрат фактическими, регистрация первичных затрат не будет осуществлена. В случае успешной регистрации первичных затрат они распределяются по МВЗ и осуществляется формирование отчетности ПАО «Газпром».

Также в нашей системе разработана функциональность в целях проведения закупок сверх плана без резервирования лимита (т.е. закупок, лимит на которые заявлен в рамках корректировки плановых показателей). В случае проведения таких закупок, договор может быть утвержден только в случае доведения лимита в рамках корректировки.

Основными преимуществами системы бюджетного управления Общества на этапе планирования экономических показателей являются:

- учет реальной потребности ЦФО в финансировании на плановый период, формируемой посредством планируемых работ;

- большая детализация системы планирования;

- интеграция с модулем планирования закупок;

Основными преимуществами системы бюджетного управления Общества на этапе корректировки экономических показателей являются:

- инициирование ЦФО потребности в перераспределении лимита БДЗ и лимита финансирования в системе с возможностью анализа изменений;

- формирование реестра предложений в рамках квартальных корректировок плановых показателей БДЗ посредством планируемых работ;

- интеграция с модулем планирования закупок, автоматизация формирования предложений на корректировку плана закупок.

Основными преимуществами системы бюджетного управления Общества на этапе исполнения экономических показателей являются:

- сквозной контроль достаточности лимита БДЗ, реализованный посредством цепочки планируемые работы – планируемые сделки – графики выполнения – договор;

- системный контроль достаточности лимита и соответствия аналитик на этапах планирования и заключения договора, резервирование лимита при планировании договора;

- формирование плана закупок в соответствии с утвержденными лимитами БДЗ.

Также Обществом налажен информационный обмен с АСЭЗ:

- автоматическое формирование аналитических отчетов для проведения сопоставительного анализа лимита по статьям бюджета на год и закупок товаров/работ/услуг Общества;

- сопоставление аналитических справочников АСЭЗ ПАО «Газпром» с локальной информационной системой;

- автоматическое заполнение шаблонов для загрузки закупок в АСЭЗ ПАО «Газпром».

Важно отметить, что благодаря перечисленной функциональности, использование ручного труда и Excel на всех этапах бюджетного процесса сведено к минимуму

Таким образом, действующая система Общества, позволяет:

- планировать расходы исходя из реальной потребности подразделений Общества в финансировании;

- ранжировать потребность подразделений по степени значимости планируемых работ;

- осуществлять системный контроль расходования лимитов БДЗ на всех этапах бюджетного процесса;

- синхронизировать процессы планирования затрат и закупочной деятельности

- осуществлять оперативный мониторинг использования лимитов затрат для принятия управленческих решений

- планировать график платежей до регистрации договора, в т.ч. планировать выплату авансов

- сопоставлять однородные расходы прошлых и текущих периодов, а также выявлять и нивелировать отклонения

Также, ООО «Газпром добыча Ноябрьск» при поддержке Департамента 816 ПАО «Газпром» совместно с ООО «Газпром информ» и ООО «Газпром автоматизация» проводит комплекс мероприятий по сближению функциональности ИУС Общества и шаблона ИУС П Д (Информационно-управляющая система предприятия добычи газа, этап 1 – проект, реализуемый ПАО «Газпром») для покрытия недостающей функциональности шаблонного решения.

КУЛЬТУРА ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ КАК ОСНОВНОЙ ЭЛЕМЕНТ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ОХРАНОЙ ТРУДА, ПРОМЫШЛЕННОЙ, ПОЖАРНОЙ И ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТЬЮ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Панова М.А.
ООО «НИИГазэкономика»

Наряду с технологией производства и системой управления культура безопасности является ключевым фактором, влияющим на эффективность функционирования предприятий нефтегазовой отрасли.

Анализ существующих определений термина «культура безопасности», а также ее ключевых составляющих (рисунок 1), показал отсутствие четкой спецификации по отношению к определенным отраслям промышленности и производства. «Культура производственной безопасности» в нефтегазовой сфере была определена как квалификационная и психологическая подготовленность всех лиц, при которой обеспечение производственной безопасности (составляющими производственной безопасности являются охрана труда, промышленная, пожарная и экологическая безопасность) объектов нефтегазовой отрасли является приоритетной целью и внутренней потребностью, приводящей к осознанию личной ответственности и к самоконтролю при выполнении всех работ.



Рисунок 1.
Ключевые составляющие КБ (культуры безопасности).

Для обеспечения устойчивого развития предприятия, необходимо, чтобы неприятие нарушений правил безопасности на всех уровнях вовлеченности и стадиях производственного цикла являлось приоритетной целью и внутренней потребностью самого работника. Иными словами, необходимо формировать высокий уровень культуры производственной безопасности.

Прогрессивное развитие культуры безопасности проходит, в соответствии с рекомендациями Международной Ассоциации производителей нефти и газа (IOGP), пять этапов: начальный, реактивный, прогнозируемый, проактивный и креативный, характеризующихся определенным набором свойств и показателей.

Для анализа корректности развития и перехода на следующий этап необходима регулярная периодическая оценка достигнутого уровня культуры производственной безопасности. С этой целью были определены показатели и индикаторы состояния уровня культуры безопасности, которые могли бы указать на проблемы в ее формировании и предупредить их дальнейшее развитие и проявление.

В качестве показателей культуры производственной безопасности были выделены количественные параметры, которые содержат сведения о числе различных нарушений, произошедших на рассматриваемом объекте за период времени и подлежащих учету и/или расследованию.

К индикаторам культуры безопасности были отнесены различные факторы, учитывающие элементы деятельности объекта нефтегазового предприятия. Основываясь на данных факторах, индикаторы объединены по следующим группам:

- индикаторы культуры безопасности по заявлению о политике;
- индикаторы культуры безопасности на уровне руководства;
- индикаторы культуры безопасности по подбору персонала и его компетенции;
- индикаторы культуры безопасности по подготовке, допуску к самостоятельной работе, а также поддержание/повышение квалификации;
- индикаторы культуры безопасности по нагрузке на персонал;
- индикаторы культуры безопасности по анализу безопасной ситуации.

Каждая группа индикаторов содержит «элементы индикатора», оцениваемые группой экспертов путем документальной проверки и опроса персонала всех уровней вовлеченности в трудовую деятельность с целью качественного учета субъективного мнения.

Предприятие должно иметь возможность уточнять и изменять содержание групп показателей и индикаторов с учетом состояния конкретного объекта нефтегазового комплекса.

Таким образом, в данной работе было показано, что культура безопасности является основным элементом системы управления охраной труда, промышленной, пожарной и экологической безопасностью, рассмотрены особенности ее развития. Также разработан перечень индикаторов и показателей состояния уровня культуры производственной безопасности на предприятиях нефтегазовой отрасли, которые позволят определять уровень культуры производственной безопасности как отдельных предприятий нефтегазовой сферы, так и крупных нефтегазовых компаний в целом.

ПРОБЛЕМЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ОПЛАТЫ ТРУДА В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Сердюкова Н.М.

ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»

Обеспечение эффективной системы оплаты труда работников любой сферы деятельности остается одной из актуальных проблем, требующих постоянного поиска совершенствования этого аспекта.

Неотъемлемым элементом организации оплаты труда на предприятии являются формы и система заработной платы. Выбор целесообразных форм и систем оплаты труда работников имеет центральное социально-экономическое значение для любого предприятия.

Политика в сфере оплаты труда является частью управления предприятием, и она в большей мере влияет на эффективность его работы, так как заработная плата является важнейшим стимулом. Проблема заинтересованности работников в повышении конечных результатов деятельности предприятия является одной из самых злободневных.

Оплата труда наряду с социальными льготами и гарантиями остается определяющим мотивирующим фактором в повышении эффективности производства.

Цель исследования - поиск путей совершенствования оплаты труда в ООО «Газпром межрегионгаз Волгоград».

В соответствии с поставленной целью, отметим основные **задачи**, решение которых было необходимо в ходе исследования:

провести анализ организации оплаты труда ООО «Газпром межрегионгаз Волгоград»;
по проведенному исследованию сформулировать выводы и сделать заключение.

Объектом исследования выступает система оплаты труда.

Предметом исследования является совершенствование оплаты труда в ООО «Газпром межрегионгаз Волгоград».

ООО «Газпром межрегионгаз Волгоград» является региональной компанией по реализации природного газа промышленным и бюджетным потребителям, а также населению.

Большое внимание в ООО «Газпром межрегионгаз Волгоград» уделялось вопросам нормирования труда и мотивации персонала.

В ООО «Газпром межрегионгаз Волгоград» применяется повременно-премиальная система оплаты труда. Кроме того, работникам могут устанавливаться доплаты и надбавки в долях от тарифной ставки. Заработная плата устанавливается трудовым договором в соответствии с действующей в ООО «Газпром межрегионгаз Волгоград» системой оплаты труда.

Основные правила премирования закреплены Положением об оплате труда работников ООО «Газпром межрегионгаз Волгоград». На основании Положения о порядке труда и материального стимулирования работникам Общество использует в своей работе многочисленные доплаты.

Совершенствуются действующие формы и системы оплаты труда, проводится единая политика в этой области в организациях Общества, распространяются прогрессивные методы оплаты труда работников. Наряду с тарифными ставками и должностными окладами, стимулирующими надбавками и компенсационными доплатами работникам выплачиваются премии за выполнение производственных показателей, за выполнение особо важных заданий и работ, за создание и внедрение новой техники, за ввод в действие производственных мощностей и объектов строительства, выплачиваются вознаграждения по итогам работы за год, производится премирование в связи с юбилейными датами.

Во время прохождения производственной практики в ООО «Газпром Межрегионгаз Волгоград» нами были проведены многочисленные расчеты заработной платы работников Общества. Расчеты велись на основании Положения о порядке оплаты труда и материального стимулировании работников Общества, в ходе детального изучения которого, были выявлены некоторые на наш взгляд проблемные аспекты.

Один из них - это коэффициент деловых качеств, который влияет на определение размера должностного оклада специалистов и служащих. Размер коэффициента деловых качеств определяется непосредственным руководителем, который не всегда удовлетворяет специалистов и тем самым создает спорные моменты. Как правило, работник считает себя недооцененным, что отражается на мотивации его труда. Кроме того, данный коэффициент хоть и устанавливается на календарный год по Положению, но редко его уровень подлежит изменению.

Для урегулирования спорных моментов и мотивации трудовой деятельности, можно предложить работнику, посчитавшему заниженным показатель, характеризующий его деловые качества, готовить в конце года отчет, подтверждающий более высокий уровень данного коэффициента.

Учитывая критерии определения размера коэффициента деловых качеств, работник может предоставить подтверждающую информацию своему непосредственному руководителю, по более высоким показателям. Это будет способствовать принятию обоснованного решения менеджеру данного специалиста по изменению размера коэффициента и аргументации при возникновении иных спорных моментов.

Можно разработать форму отчета, непосредственно подходящую для конкретного Общества или его подразделения.

Еще одним, заинтересовавшим нас аспектом Положения являются показатели премирования рабочих в ООО «Газпром Межрегионгаз Волгоград». На наш взгляд, сами показатели за результаты деятельности сформулированы не вполне корректно.

Большинство показателей премирования звучат так: отсутствие нарушений, отсутствие замечаний....., отсутствие задержек....., отсутствие ошибок..... Складывается такое впечатление, что рабочего вознаграждают премией за то, что он не приносит вреда Обществу и не нарушает трудовой дисциплины. Но ведь по определению премия - это поощрение работника за труд выше ожидаемого результата. Поэтому на наш взгляд, было бы целесообразным пересмотреть формулировку показателей премирования рабочим в Положении о порядке оплаты труда и материального стимулировании работников Общества.

Нужно помнить, что премии – это выплаты стимулирующего характера, которые должны мотивировать работника на хорошие показатели производительности, качество работы, модернизацию мощности и оборудования, используемого в организации и т.п.

Можно, для примера, предложить следующие формулировки показателей премирования: за успешное выполнение задания (плана, возложенных обязанностей), за высокое качество проделанной работы, за достижение высоких результатов в работе, завершение работ в назначенные сроки и т.п.

Премии и надбавки способствуют значительному увеличению заработной платы работников Общества, что стимулирует их к более эффективному и продуктивному труду. А это в свою очередь приводит всю организацию к успешной деятельности и способствует ее развитию.

Реализация перечисленных предложений повысит заинтересованность персонала в повышении производительности своего труда, раскрытие трудового потенциала работника и, соответственно, будут способствовать повышению эффективности хозяйственной деятельности Общества.

Список литературы:

1. Горелов, Н.А. Оплата труда персонала: методология и расчеты: Учебник и практикум для бакалавриата и магистратуры / Н.А. Горелов. - Люберцы: Юрайт, 2016. - 412 с.
2. Радько, Т.Н. Организация, нормирование и оплата труда на предприятиях нефтяной и газовой промышленности: Учебное пособие / Т.Н. Радько. - М.: КноРус, 2013. - 352 с.
3. Борисова, Е. Когда потерян интерес / Е. Борисова // Служба кадров и персонал. - 2014. - № 1. - С. 28-32.
4. Соколова, В. Мероприятия, мотивирующие персонал на развитие / В. Соколова // Справочник по управлению персоналом. - 2014. - № 2. - С. 12-14.
5. Положения о порядке оплаты труда и материального стимулировании работников ООО «Газпром Межрегионгаз Волгоград».

АВТОМАТИЗАЦИЯ СМЕТНЫХ РАСЧЕТОВ

*Говендяева Л.В., Шевелева К.Н.
ООО «Газпром проектирование»*

Автоматизация [Ефремова Т.Ф. Новый словарь русского языка. Толково-словообразовательный. – М.: Русский язык, 2000] – это применение технических средств и специальных систем управления, частично или полностью освобождающих человека от непосредственного участия в процессе производства, получения, преобразования и т.п. энергии, материалов и информации.

Цель автоматизации – это снижение трудозатрат при неизменно растущем качестве выполняемых работ.

Предмет автоматизации – сметные расчеты.

Автоматизация делится на

- общую автоматизацию (на управленческом уровне),
- частную (минимизация энергозатрат конкретного исполнителя).

Автоматизация в деле. Общая автоматизация в виде распределение задач по выбранному принципу

Сметные расчеты можно поделить по наименованиям основных комплектов рабочих чертежей:

- 1) технологический отдел (ТХ, ТГ, ТК, ТН, ГЗ, Л, ГС);
- 2) отдел генплана и дорог (ГТ, ГП, АД, ИС, ПМ, ПЖ, ГТ, ДР, ТР);
- 3) архитектурно-строительный отдел (АС, АР, ГР, КМ, КЖ, КМД, КД);
- 4) сантехнический отдел (ТМ, ТС, ТСМ, ХС, ГВ, ОВ, ВК, НВ, НВМ, НК, НВК, ПТ, ВС, ГСВ, ГСН, СИС, ТВ, ТВК, ТГВК, ТСГ, ТОС, ТНВ, ТНК);
- 5) отдел автоматизации и пожарной сигнализации (АВК, АЛ, АОВ, АТХ, АК, АПТ, АТ, АТТ, АЭО, АЭС, СКУ, СКУД, АСН, ССП, ПС, ССТ, ОС);
- 6) электротехнический отдел (ЭМ, ЭО, ЭН, ЭМО, ЭЛ, ЭС, ЭВ, ЭК, ЭХЗ, ЭЗО, СС, ССК, ССР, РТ).

Плюсы данной общей автоматизации:

- 1) налаженная система делегирования задач исполнителям;
- 2) высокий уровень самодисциплины сотрудников;
- 3) специалист, постоянно занимающийся одним и тем же разделом сметной документации имеет возможность детально разобраться в «своей» части;
- 4) повышение качества сметной документации;
- 5) снижение временных затрат на разработку документации;
- 6) быстрый рост сотрудников в выделенной области

Минусы данной общей автоматизации:

- 1) частичная или полная невозможность выполнения «чужих» смет;
- 2) проблемы делегирования задач при временном отсутствии сотрудников;
- 3) снижение скорости выдачи сметной документации при временном отсутствии сотрудников;
- 4) риск эмоционального выгорания сотрудников, проблемы мотивации к труду;
- 5) постоянный уровень знаний сотрудников ввиду отсутствия коммуникаций по вопросам выполнения одинаковых сметных расчетов

Автоматизация в деле. Частная автоматизация

Частная автоматизация в виде следующих мероприятий:

- 1) создание набора повторяющихся расценок, коэффициентов, поправок;
- 2) замена ручного труда машинным
- 2а) поиск информации любого содержания (в том числе собственных ошибок) с помощью функций поиска;
- 2б) внедрение современных методов обработки информации при выполнении сметных расчетов (освоение программ для работы и редактирования текстовых и графических документов);
- 2в) использование «горячих клавиш» для увеличения скорости работы;
- 2г) групповое выполнение сметных расчетов по принципу «1 действие в 1 единицу времени».

Принцип «1 действие в 1 единицу времени»

В основе данного принципа заложено условие выполнения определенной задачи не на одной конкретной смете, а на группе смет. Так как определенная задача выполняется в специально отведенный промежуток времени, то она автоматически становится выделенной и акцентированной. С достаточной степенью сосредоточенности достигается максимальный результат, поставленные задачи становятся систематизированными, что исключает возникновение неточностей, которые могут возникнуть при бессистемном выполнении.

Пример принципа «1 действие в 1 единицу времени»:

- оформление паспортов 5* смет;
- проверка выполненных расчетов 5* смет;
- выпуск на бумагу 5* смет;
- оформление готового комплекта 5* смет в цифровом виде (в форматах Word, Excell, АРПС, XML)

* количество смет взято для примера, количество может быть различным в зависимости от сложности расчетов.

Плюсы данной частной автоматизации:

- 1) постоянное качество выполненных сметных расчетов;
- 2) сокращение времени на выполнение стандартных расчетов;
- 3) постоянная скорость выполнения сметных расчетов;

Минусы данной частной автоматизации:

- 1) необходимость выделения времени для подготовки повторяющихся расценок, коэффициентов, поправок;
- 2) необходимость мотивации сотрудников к частной автоматизации.

ПРОБЛЕМНЫЕ ВОПРОСЫ СМЕТНОГО НОРМИРОВАНИЯ ПРИ ОБУСТРОЙСТВЕ ШЕЛЬФОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Коляева К.А.

ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск»

В 2003 году Правление ПАО «Газпром» сформулировало Концепцию работы компании на шельфе Российской Федерации. В рамках ее реализации была представлена Программа освоения ресурсов углеводородов на шельфе Российской Федерации до 2030 года (далее Программа). Программа является стратегическим документом, определяющим направления развития работ ПАО «Газпром» на российском шельфе.

Целью Программы является обеспечение эффективного освоения нефтегазовых ресурсов на континентальном шельфе России, предполагается использование наиболее прогрессивных и экономически эффективных технических средств и технологий освоения месторождений в экстремальных природно-климатических условиях.

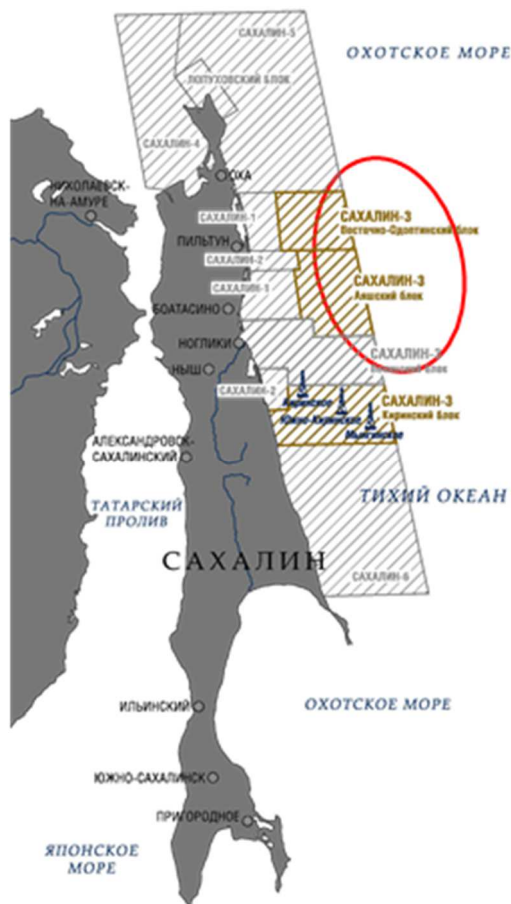


Рисунок 1. Дальневосточный шельф

решения, высокотехнологичные виды подводного оборудования, трубная продукция с более высокими по сравнению с традиционными видами техническими и эксплуатационными характеристиками, а также современные технологии монтажа оборудования и труб в морских условиях с плавсредств. При этом одной из актуальных проблем, с которой столкнулись разработчики при реализации мероприятий по сопровождению проекта, является качественное определение показателей для подготовки расчета стоимости строительства. Так как стоимость строительства инвестиционного шельфового месторождения в ПАО «Газпром» рассчитывается ресурсным способом в соответствии с действующей нормативной базой ГЭСН-2001, то основной задачей является грамотное определение ресурсных показателей для составления сметного расчета.

Но в процессе разработки проектной документации на строительство сооружений подводного добычного комплекса было выявлено, что сметные нормы и расценки действующей нормативной базы не содержат в своем составе методический и нормативный инструментарий, требуемый в современных условиях для составления сметной документации на работы и услуги по строительству глубоководных объектов шельфового месторождения.

Одним из таких месторождений является Кириновское газоконденсатное месторождение (ГКМ). Кириновское ГКМ расположено на шельфе Охотского моря, в 28 км от острова Сахалин. Глубина в месте проведения работ составляет 90-95 метров. С октября по май-июнь северная часть моря покрыта льдом. Для реализации проекта месторождения впервые в российской практике был применен метод и технология добычи на шельфе, с помощью подводных добычных комплексов (ПДК).

Подводное добычное оборудование, находящееся на глубине более 90 метров на дне Охотского моря, без помощи платформ и других надводных конструкций, дает возможность добывать газ подо льдом, в сложных климатических условиях, исключая влияние природных явлений. Технологии подводной добычи надежны и позволяют осуществлять промышленную деятельность с минимальным негативным воздействием на экологическую систему региона.

Заказчиком и оператором Кириновского ГКМ ПАО «Газпром» назначил ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск» в октябре 2008 года.

Уникальность Кириновского месторождения также заключается в том, что для его освоения были использованы наиболее безопасные и эффективные технические



Рисунок 2. Схема подводного добычного комплекса (ПДК)

Для решения этой проблемы были организованы работы по разработке новых сметных норм с учетом специфических факторов, влияющих на ценообразование строительно-монтажных работ в морских условиях:

- организация строительно-монтажных работ в сложных климатических условиях северных морей, приводящая к увеличению трудоемкости и продолжительности строительства, обусловленного сезонностью проведения работ в связи с малой продолжительностью навигационного периода;
- обеспечение безопасного ведения строительно-монтажных работ с учетом проведения работ в морских условиях и др.

Разработанные нормы рекомендованы к применению, и в настоящий момент проводится работа по их апробации и формированию поправок, дополнений и изменений.

Завершающим этапом работы по разработке новых сметных норм будет их утверждение и применение при расчете сметной стоимости строительства будущих приоритетных шельфовых месторождений.

СЕКЦИЯ 9

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

МЕТОД УЛЬТРАЗВУКОВОЙ ТОЛЩИНОМЕТРИИ С ПРИМЕНЕНИЕМ ОБРАЗЦОВ ЯЗВЕННОЙ КОРРОЗИИ.

*Потанов П.П., Рубан В.В., Лепилов Р.Ю.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

В результате воздействия агрессивных сред на металл технологического оборудования (трубопроводы, аппараты, печи и т.д.) на его внутренних поверхностях, на сварных швах, в околошовных зонах, на основном металле протекают коррозионные процессы, которые приводят к образованию коррозионных дефектов в виде язв. Язвенная коррозия опасна тем, что может привести к неожиданному выходу из строя оборудования, поскольку коррозионные поражения в виде язв крайне сложно обнаружить и идентифицировать методом ультразвуковой толщинометрии.

Как показано на рисунке 1, коррозионные язвы имеют внутренний рельеф в виде конической или плоской поверхности или же приближенный к ним.

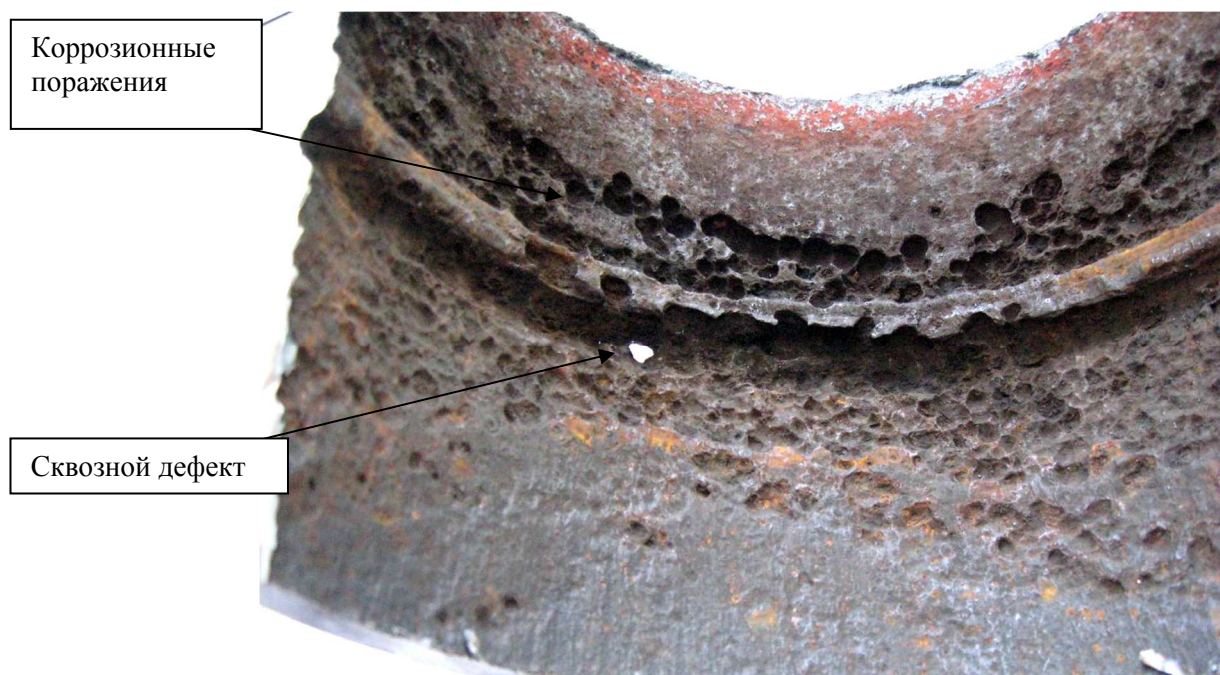


Рисунок 1.
Коррозионные поражения сварного шва и околошовной зоны

Дефектоскопистами отдела технического диагностирования СТНиТД АГПЗ ультразвуковым методом (УЗТ) проводится измерение толщины стенки технологического оборудования.

Для обнаружения дефекта и измерения остаточной толщины металла в зоне дефекта – коррозионного поражения требуется высокая квалификация дефектоскописта и наличие приборов с высокой чувствительностью. Для более эффективного решения этой задачи используется модель образцов коррозии, показанная на рисунке 2.

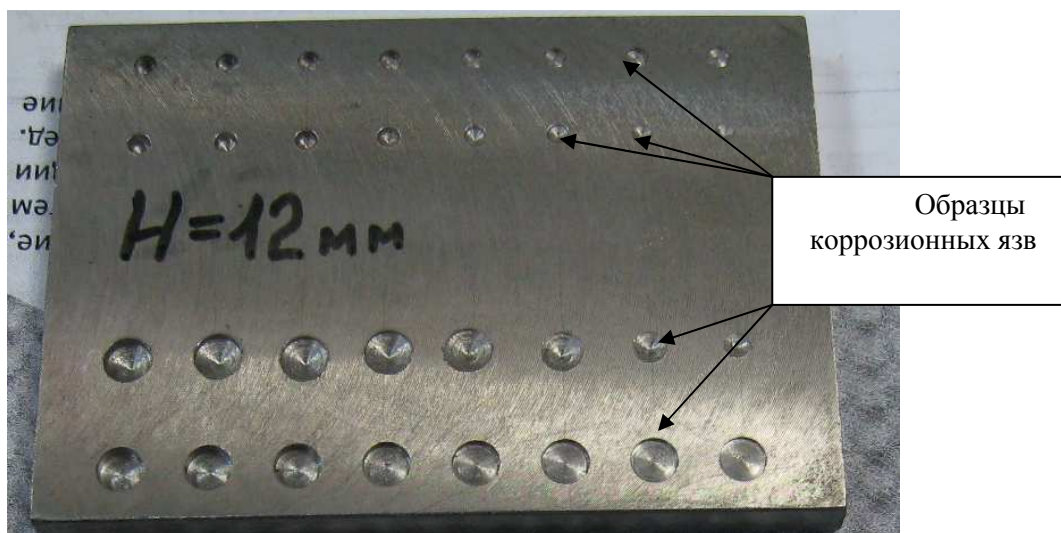


Рисунок 2.
Образец коррозии для УЗТ (вид снизу)

Размеры и геометрия «образцов коррозионных дефектов для УЗТ», в виде засверловок, подобраны с учетом технических возможностей приборов при определении остаточной толщины в зоне дефекта ультразвуковыми преобразователями. Образцы коррозионных дефектов для УЗТ позволяют:

- измерить остаточную толщину стенки в зоне дефекта,
- в зависимости от вида донной поверхности дефекта: конусообразная или плоскодонная определить условные размеры изготовленного дефекта исходя из возможностей ультразвуковой аппаратуры (настройка чувствительности контроля),
- отработать на модели навыки по выявлению и идентификации язвенных дефектов.

Таким образом, используя образцы коррозии для УЗТ, повышается достоверность и скорость измерения толщины стенки эксплуатируемого технологического оборудования ультразвуковым методом в зоне язвенной коррозии. Кроме того, можно выявить и разметить местоположение язвенной коррозии на объекте в околошовной зоне сварного соединения и по основному металлу:

С помощью данного метода можно предотвратить выход из строя оборудования вследствие образования сквозных дефектов (свищей) в зонах язвенной коррозии, своевременно определяя критические зоны утонения, проводя их ремонт или разрабатывая мероприятия по их контролю, что снизит риск возникновения инцидентов и отказов в работе технологического оборудования установок АГПЗ.

АНАЛИЗ РЕЗУЛЬТАТОВ СТРОИТЕЛЬНОГО КОНТРОЛЯ, ВЛИЯЮЩИХ НА БЕЗОПАСНУЮ ЭКСПЛУАТАЦИЮ ЗДАНИЙ И СООРУЖЕНИЙ

Третьяков Л. В.
ООО «Газпром переработка»

Актуальность работы.

В последнее время большое количество аварий на объектах нефтегазового комплекса происходят по техническим причинам, возникающим из-за формального отношения к должностным обязанностям в части контроля и приемки качества строительно-монтажных работ на объектах капитального строительства в процессе их постройки. Аварии на объектах ПАО «Газпром», произошедшие в 2016 году, подтверждают это в половине случаев (6 из 12 аварий).

С целью снижения рисков для будущей эксплуатации зданий и сооружений требуется повышение контроля за качеством строительства объектов капитального строительства. Для этого Заказчику необходимо организовывать, развивать и совершенствовать систему собственного строительного контроля.

Краткое содержание работы.

По поручению Председателя Правления ПАО «Газпром» А.Б. Миллера для совершенствования системы строительного контроля в дочерних обществах ПАО «Газпром» созданы службы строительного контроля для осуществления строительного контроля объектов капитального

ремонта и строительства собственными силами. В ООО «Газпром переработка 17.11.2015 приказом № 595 создана служба строительного контроля ИТЦ.

В работе рассмотрены преимущества от создания собственной службы строительного контроля по сравнению со сторонними организациями, оказывающими услуги по строительному контролю в 2015 году, результаты производственной деятельности службы в 2016 году, факты выявления грубейших нарушений по строительному контролю, влияющие на безопасную эксплуатацию зданий и сооружений.

Практическая значимость работы.

Статистика аварий на объектах нефтегазового комплекса показала, что одной из организационных причин, приносящих значительный экономический ущерб в результате аварий, является использование при строительстве материалов, не соответствующих требованиям проектной и нормативно-технической документации.

В работе выполнен SWOT-анализ существующего процесса входного контроля в Обществе, выделены сильные и слабые стороны данного процесса, отмечены возможности и угрозы, представлен пример отсутствия входного контроля в другой нефтехимической компании и извлеченный из этого урок.

Выводы.

Для повышения качества строительного контроля, в том числе и глубины проводимого входного контроля материалов, службе строительного контроля необходимо применять неразрушающие методы контроля.

В будущем на промышленную безопасность по эксплуатации зданий и сооружений ООО «Газпром переработка» могут повлиять следующие организационные и технические предложения:

Расширить функциональные возможности Лаборатории дефектоскопии и металловедения Сургутского ЗСК (дополнить численность, оснащение, область аттестации лаборатории) для реализации задач службы СК по строительному контролю.

Включить в договоры со сторонними лабораториями неразрушающего контроля по Сосногорскому ГПЗ, УТЖУ, ЗПКТ услугу по определению химического состава металла при входном контроле материалов для капитального ремонта и строительства.

Рассмотреть вопрос создания собственных лабораторий неразрушающего контроля в филиалах Сосногорского ГПЗ, ЗПКТ, УТЖУ.

Приобрести 3 (три) единицы оборудования для проведения экспресс-анализа химического состава металла собственными силами службы строительного контроля. Пример оборудования для экспресс-анализа химического состава металла: рентгенофлуоресцентный анализатор.

Производители:

- Россия («Южполиметалл-Холдинг»), стоимость за единицу от 2 млн руб;
- Япония (Olympus), стоимость за единицу от 2 млн руб.
- Европейский Союз (Oxford Instruments), стоимость за единицу от 2,3 млн. руб.

Реализация данных предложений необходима для обеспечения более качественного входного контроля, и может значительно повысить промышленную безопасность эксплуатации зданий и сооружений, так как уже на сегодняшний день потенциальный экономический ущерб от выявленных нарушений и несоответствий по входному контролю материалов, в случае их допущения и использования в работе, потенциально может составить порядка 470 млн руб.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДА ФАЗИРОВАННЫХ РЕШЕТОК В УЛЬТРАЗВУКОВОМ КОНТРОЛЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

*Бобков И.Г., Богомолов Ю.Н., Лысенко А.В.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

В настоящее время в связи с истечением нормативного срока эксплуатации трубопроводов и оборудования Астраханского газоперерабатывающего завода возрастают объемы и темпы проведения диагностических работ с целью определения его текущего технического состояния. При этом все более актуальными становятся задачи по повышению объективности и достоверности получаемых результатов неразрушающего контроля. Разработанные в настоящее время стандарты

устанавливают дополнительные повышенные требования как к получаемым результатам ультразвукового контроля (УЗК), так и к определению типов и характеристик выявляемых дефектов.

Работа посвящена одному из наиболее объективных и эффективных методов ультразвукового контроля в получении оценок параметров несплошностей – методу фазированных решеток. Ультразвуковой метод с использованием фазированной решетки – это метод, который использует набор миниатюрных пьезопластин для генерирования УЗ-лучей. Каждый элемент решетки контролируется электронно так, что одним таким датчиком генерируется множество лучей.

В отличие от «традиционного» УЗК и рентгено-гамма контроля метод фазированных решеток имеет:

- большее количество излучателей в одном преобразователе;
- возможность получения комбинированных цифровых изображений дефектов и определение их положения в объекте контроля;
- минимальную вероятность ошибки оператора;
- отсутствие ограничений по количеству углов ввода луча и фокусировке;
- возможность существенно увеличивать разрешающую способность;
- возможность высокоскоростного сканирования объекта контроля;
- возможность контроля объектов со сложной геометрией;
- высокую выявляющую способность и достоверность данного метода в отношении различного рода поверхностных и внутренних дефектов основного металла и металла сварных швов объектов контроля;
- отображение результатов контроля в режиме реального времени с возможностью точного определения местонахождения дефекта и его характеристик;
- возможность записи процесса и результатов контроля, а также, при необходимости, последующей обработки информации (постанализ);
- способность точно определять размеры дефектов.

Метод УЗК с фазированными решетками может применяться при контроле различного оборудования. Данный метод позволяет проводить контроль сварных соединений стальных технологических и магистральных трубопроводов различного диаметра с двух сторон. Контроль с обеих сторон сварного соединения (относительно сварного шва) повышает достоверность определения размера и типа дефекта. Ультразвуковые волны, проходя через тело металла сварного шва, отражаются и принимаются с двух сторон от стыка, тем самым создается объемное изображение, характеризующее техническое состояние сварного соединения.

На головных и дожимных компрессорных станциях магистральных газопроводов в качестве привода к нагнетателю, создающего давление в газопроводе, используются газотурбинные установки (ГТУ). Основной проблемой эксплуатации ГТУ является износ и образование дефектов на лопатках турбин высокого и низкого давления. Как на рабочих (создающих давление), так и на направляющих (предназначенных для направления газа) лопатках в процессе эксплуатации образуются дефекты, связанные с контурным напряжением и гидравлической нагрузкой потока газа. При их эксплуатации необходимо осуществлять своевременный контроль лопастей турбин для обеспечения безотказной работы в течение всего срока службы. Так как лопатки турбин не имеют свободного места для сканирования (движения преобразователя традиционных ультразвуковых дефектоскопов), то контроль их состояния методом УЗК практически невыполним. Применение фазированных антенных решеток в этом случае позволяет выполнять контроль технического состояния с получением точных данных о наличии дефектов.

На компрессорных станциях часто используются пластиковые трубы. Они применяются в системе циркуляции, регулировки и сброса давления; системе смазки газотурбинных установок (привод к нагнетателю газа); системы запуска турбодетандера (устройство, обеспечивающее передачу мощности от ГТУ к нагнетателю). Особенностью сварных соединений пластиковых труб является использование сварочной муфты. При использовании традиционного метода УЗК отражение УЗ волн происходит от обмотки сварочной муфты, что дает существенную погрешность в определении качества сварного соединения пластиковых труб. Одной из задач модернизации УЗК для контроля пластиковых труб является возможность качественного и точного определения качества сварки двух пластиковых труб с использованием сварочной муфты.

Использование фазированных решеток в ультразвуковых дефектоскопах дает возможность получения результата на каждой стадии контроля. К тому же применение фазированных решеток в ультразвуковом контроле позволяет получить самые полные данные о техническом состоянии объектов, повышает точность и достоверность результатов контроля выявляемых дефектов.

Применение фазированных решеток в ультразвуковом контроле, в связи с ярко-выраженными преимуществами данного метода, позволяет сократить объемы диагностических работ с помощью «традиционных» УЗК и рентген-контроля.

РАЗРАБОТКА, ВНЕДРЕНИЕ ПРЕЗЕНТАЦИЙ И ТЕСТОВЫХ АНАЛИЗОВ ЭЛЕКТРОТРАВМАТИЗМА НА ОБЪЕКТАХ ПАО «ГАЗПРОМ»

*Неповитов А. А.
ООО «Газпром добыча Оренбург»*

Актуальность разработки материалов:

1. 40% работников, получивших электротравмы погибают! 50% - получают тяжелейшие травмы и увечья, заканчивающиеся полной или частичной потерей трудоспособности, долгим сроком реабилитации

2. 90% всех несчастных случаев поражением электрическим током происходят по вине человека. Сведя к минимуму человеческий фактор, можно значительно снизить уровень электротравматизма.

3. По данным Ростехнадзора в 2016 году количество несчастных случаев со смертельным исходом в электроустановках увеличилось

Примеры разработанных материалов:

За основу в своей работе я принял письма «Газпром газбезопасность» «О состоянии производственного травматизма» с 2006 по 2016 гг. На основании данных материалов были разобраны все несчастные случаи, случившиеся на объектах общества за анализируемый период 10 лет. По каждому несчастному случаю были подготовлены:

Анимационно-презентационные материалы, разработанные в пакете программ Microsoft Office (Microsoft Office PowerPoint) и описывающие хронологию событий, предшествующих несчастному случаю.

Выявлены и разобраны все нарушенные пункты Правил по охране труда при эксплуатации электрооборудования (ПОТ ЭЭ), причины несчастного случая.

На основании нарушенных пунктов ПОТ ЭЭ составлены тестовые анализы, которые позволяют более подробно разобрать несчастный случай. Также основная идея тестов – заставить человека анализировать произошедшее.

Анимационно-презентационные материалы, предупреждающие несчастный случай.

Выводы:

Разработанные материалы в первую очередь ориентированы на молодых работников, недавно работающих или только устраивающихся на работу в ПАО «Газпром». Эта идея преследует ряд причин:

1. Выработка четкого представления об опасности поражения электрическим током;
2. Помощь в освоении правил по охране труда при эксплуатации электрооборудования;
3. Соблюдение правил, инструкций с первого дня работы, чувствуя ответственность за свою жизнь и жизнь окружающих;
4. Формирование требовательности у молодых сотрудников по отношению к старшим коллегам с целью соблюдения правил по охране труда;
5. Недопущение подобных халатных нарушения ПОТ ЭЭ и сохранение жизни работников.

После полного окончания работ планируется привлечь к данной работе специалистов отделов главного энергетика и охраны труда для выполнения всего мероприятий, необходимых для исключения вероятности появления неточностей и улучшения качества подаваемого материала.

В конечном варианте данную работу планируется предоставить:

1. Учебно-производственному центру ООО «Газпром добыча Оренбург» для ознакомления обучающемуся персоналу;
2. Структурным подразделениям ООО «Газпром добыча Оренбург» для ознакомления персонала при проведении инструктажей (первичный на рабочем месте).

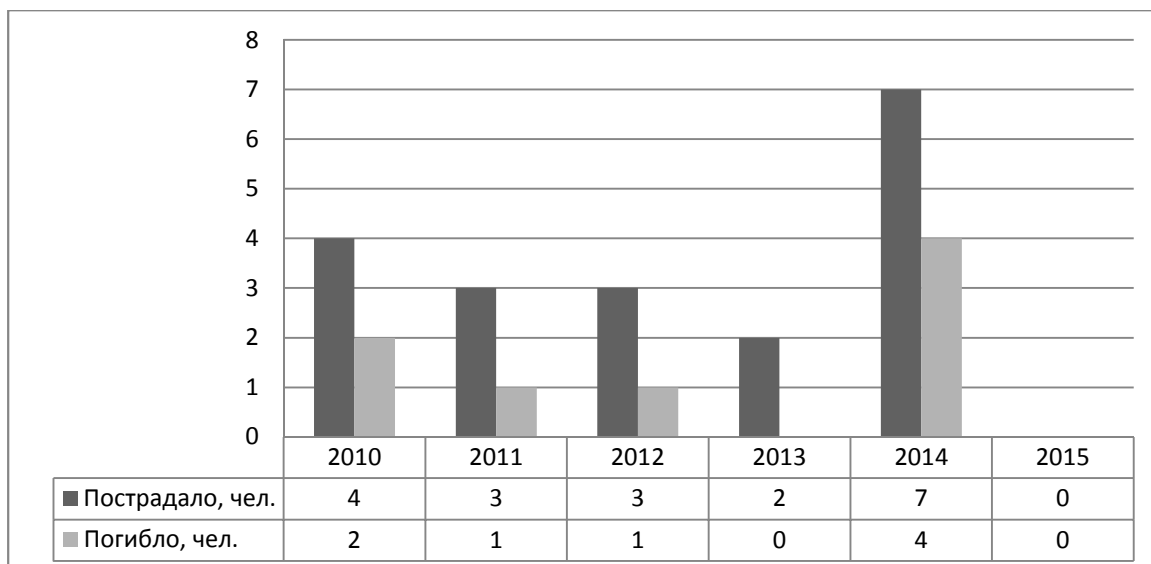


Рисунок 1

Динамика количества пострадавших и погибших при поражении электрическим током в ПАО «Газпром»

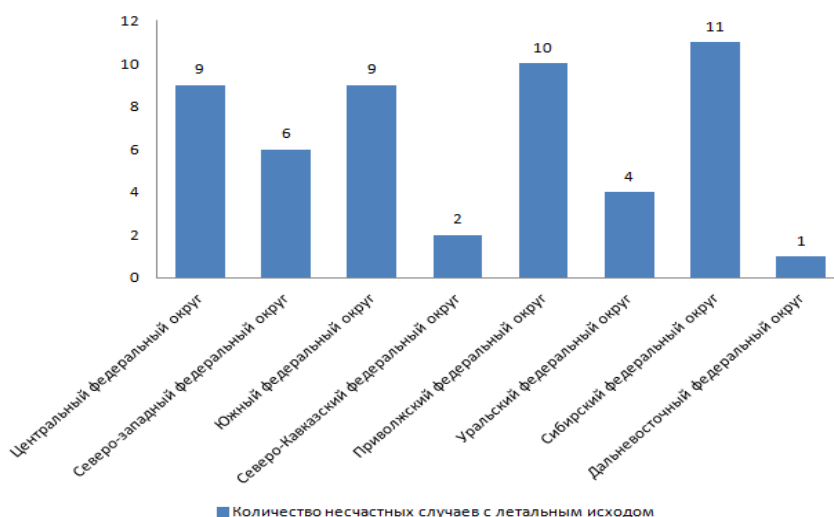


Рисунок 2

Количество несчастных случаев со смертельным исходом

КОРРОЗИЯ ВЫСОКОЛЕГИРОВАННЫХ (НЕРЖАВЕЮЩИХ) СТАЛЕЙ В СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ СРЕДАХ

*Шиленко А.С., Рамазанов Д.М., Лысенко С.В.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Общеизвестно, что высоколегированные хромоникелевые аустенитные нержавеющие стали обладают хорошей коррозионной стойкостью и предназначены для работы в агрессивных средах. Однако, опыт эксплуатации технологического оборудования Астраханского газоперерабатывающего завода, контактирующего с сероводородсодержащими средами, свидетельствует о том, что даже эти стали при определённых условиях подвержены коррозии, иногда в течении достаточно короткого времени.

В представленном материале затронута проблема коррозионного разрушения элементов технологического оборудования изготовленного из высоколегированных сталей.

В данной работе проводились исследования элементов технологического оборудования изготовленного из высоколегированных Cr-Ni сталей, а именно:

- 1) определение химического состава;
- 2) определение твердости каждого изделия;
- 3) установление вида коррозионных дефектов.

Установлено, что в зависимости от параметров рабочей среды, её химического состава, содержания коррозионно-агрессивных компонентов, условий эксплуатации, химического состава высоколегированной стали или сплава коррозионные процессы протекают по различным механизмам.

Показано, что независимо от концентрации сероводорода его присутствие инициирует протекание коррозионных процессов, и материалы, предназначенные для эксплуатации в кислой среде, при определенных условиях, таких как нарушение технологии при изготовлении, нарушение технологии при монтаже, изменение рабочих параметров во время эксплуатации, могут стать чувствительными к сероводородной коррозии.

С целью своевременного обнаружения и предотвращения возникновения коррозионных дефектов, которые могут повлечь за собой выход из строя технологического оборудования, изготовленного из высоколегированных Cr-Ni сталей, на основании имеющегося опыта эксплуатации необходимо проводить технический анализ состояния оборудования с применением методов неразрушающего контроля. Также на стадии проектирования технологического оборудования необходимо учитывать индивидуальные условия эксплуатации и уделять особое внимание подбору материалов, используемых в сероводородсодержащих средах, что обеспечит надежную и безаварийную эксплуатацию оборудования Астраханского газоперерабатывающего завода.

ИСПЫТАНИЕ ИЗНОСОСТОЙКОСТИ ЗАЩИТНЫХ ПОКРЫТИЙ К ГАЗОАБРАЗИВНОМУ ВОЗДЕЙСТВИЮ

*Соколов Р. А., Кулак С. М., Новиков В. Ф., Тихонов К.В., Устинов В.П.
ВГБОУ ВО «Тюменский Индустриальный Университет»*

Долговечность газопроводов определяется способностью противостоять разрушению от коррозии и эрозии. Коррозия и эрозия в оборудовании нефтегазовой промышленности и энергетике ежегодно обходятся в миллиарды долларов - это расходы на незапланированное отключение установок и трубопроводов, и неэффективная эксплуатация или снижение добычи, и повышение расходов на ремонт и уплата штрафов. Эксперты [1] полагают, что сумму убытков от коррозии и эрозии можно снизить на 20-25%, и использование современных технологий обнаружения и защиты от эрозии является здесь важным фактором.

Эрозийному износу больше подвержены внутренние стенки газопроводов в местах изменения направления движения потока (места ввода смеси и шлемовые трубы, змеевики, повороты и т.д.) [2]. Процесс изнашивания внутренней поверхности поворотов газопровода в большей степени проявляется на их выпуклой стороне. Износ стенок труб на криволинейных участках, вызванный высокими скоростями твердых частиц, переносимых газом, является одним из факторов, снижающих остаточный ресурс труб [3,4].

Нанесение покрытий на участки внутренней поверхности газопровода, испытывающих наибольший износ, является одним из способов их защиты от воздействия потока абразивных частиц.

Целью работы явилось испытание стойкости защитных покрытий к воздействию потока газоабразивной среды.

В ходе выполнения работы решались следующие задачи:

Нанесение покрытий из различных материалов на поверхность стальных пластин;

Определение скорости износа покрытий под воздействием газоабразивного потока;

Для проведения испытаний стойкости к газоабразивному воздействию защитных покрытий были подготовлены 5 образцов (№1,2,3,4,5), представляющие собой стальные пластины (Ст3) размером 100X150X4мм, на которые были нанесены покрытия из различных материалов толщиной не более 0,8мм.

Образец №1. (эталонный) не имел покрытия и предназначался для проведения сравнительного анализа стойкости к газоабразивному изнашиванию исследуемых материалов покрытий.

Образец №2. – Плазменное интерметаллидное покрытие ПН55Т45 (никель титан) наносимое методом газоплазменного напыления.

Образец №3. – Самофлюсующееся металлическое покрытие ПРН70Х17С4Р4 (кобальт хром), наносимое методом газоплазменного напыления.

Образец №4. – Карбид вольфрамовое покрытие наносимое методом газоплазменного напыления.

Образец №5. – BRUSHABLE CERAMIC- эпоксидный состав высокой плотности с наполнителем из керамики, пригодный для нанесения кистью. Предназначен для герметизации и защиты новых и изношенных поверхностей от кавитации, питтинговой коррозии, эрозии и износа.

Образцы подвергались поэтапному воздействию газобабразивного потока пескоструйного аппарата под углом атаки в 45° в течение разных интервалов времени [4,5]. После каждого этапа воздействия измерялась толщина покрытий с помощью микрометра и прибора для измерения геометрических параметров КОНСТАНТА К5.

На рисунке 1 показаны результаты измерения износа покрытий образцов после их поэтапной обработки газобабразивным потоком.

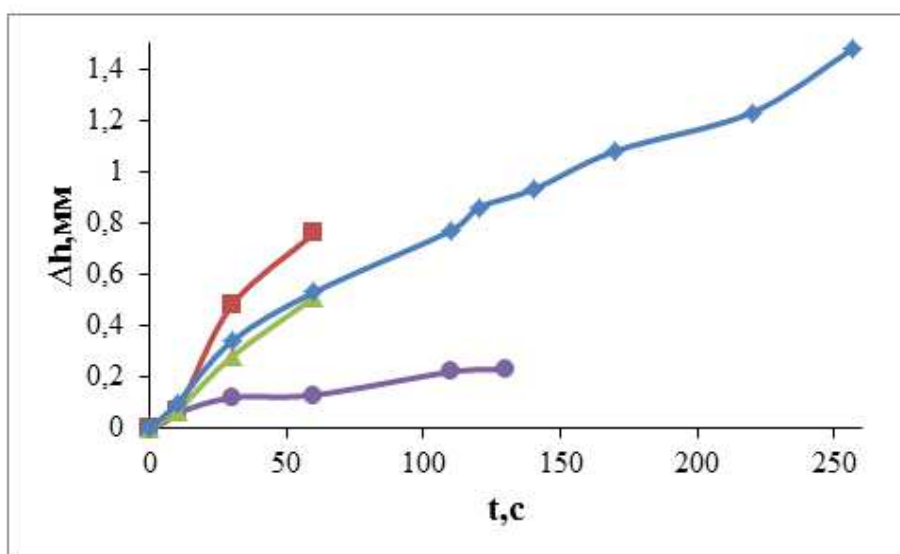


Рис.1 Зависимость абсолютного уменьшения толщины покрытий образцов Δh от времени их газобабразивной обработки t : \blacklozenge -образец №1; \blacksquare -№2; \blacktriangle -№3; \bullet -№4.

Как видно из рисунка 1 наибольшая скорость износа покрытия образца №2, и наименьшая у №4 (карбид вольфрама). Покрытие образца №5 было удалено через 10с обработки.

Себестоимость нанесения покрытия из карбида вольфрама в разы превышает затраты на напыление других испытываемых материалов. К недостаткам карбида вольфрама можно также отнести и сложность его нанесения на внутреннюю поверхность трубы.

В результате выполнения указанных выше исследований была установлена наибольшая и наименьшая скорость газобабразивного износа у покрытия из материала ПН55Т45 (никель титан) и карбид вольфрама соответственно.

Список литературы:

1. ПБ 10-115-96 Правила устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением. Утв. Госгортехнадзором России 18.04.95. М.: ПИО ОБТ, 1996. 242с.
2. 2.РД 12-411-01 Инструкция по диагностированию технического состояния подземных стальных газопроводов. Утв. Госгортехнадзором России 09.07.01. М.: ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2002.
3. РД 09-244-98 Инструкция по проведению диагностирования технического состояния сосудов, трубопроводов и компрессоров промышленных аммиачных холодильных установок. Утв. Госгортехнадзором России 20.11.98. М.: ГУП «НТЦ по безопасности в промышленности Госгортехнадзора России», 2002.
4. В.А. Лукьянов Е.В. Петрусенко. Ультразвуковая толщинометрия и дефектоскопия. М.: РГУ нефти и газа, 2002.- 13 с.
5. ГОСТ Р ИСО 10543-99 Трубы стальные напорные бесшовные и сварные горячекатаные. Метод ультразвуковой толщинометрии.

ПРИМЕНЕНИЕ БЕСПИЛОТНЫХ ЛЕТАТЕЛЬНЫХ АППАРАТОВ, НАПРАВЛЕННОЕ НА ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА АСТРАХАНЬ»

*Балбаев Ж.Т., Беляев В.А., Гостюнин Ю.А.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Успешная реализация бизнес-процессов с высоким уровнем качества и безопасности в области разведки, добычи и переработки сырья, не представляется возможным без применения современных технологий. Применение беспилотных летательных аппаратов (БПЛА, дрон), как дополнительного инструмента дистанционного мониторинга окружающей среды, предупреждения и ликвидации последствий чрезвычайных ситуаций (ЧС), контроля параметров безопасности и функционирования опасных производственных объектов является перспективным направлением развития, которое может дополнить уже имеющийся комплекс средств для организации безопасности ООО "Газпром добыча Астрахань».

Идея «Применение беспилотных летательных аппаратов, направленное на повышение безопасности ООО "Газпром добыча Астрахань» рассматривается авторами в качестве перспективной составляющей средств мониторинга и контроля, оптимально покрывающих территорию предприятия и обеспечивающих высококачественный, своевременный и бесперебойный сбор данных, критически важных для безопасности функционирования объектов ООО «Газпром добыча Астрахань».

Целью предложенной идеи является повышение безопасности производственного комплекса предприятия в целом. Идея может быть реализована как отдельная единая система, так и в дополнении к действующим и вновь разрабатываемым проектам охраны объектов, поисково-спасательных работ, картографирования, геофизических работ, а также технического диагностирования состояния объектов, в интересах заинтересованных подразделений Общества.

Исходя из анализа инфраструктуры ООО «Газпром добыча Астрахань», составляющих её объектов и учитывая специфику деятельности предприятия, а также требований к обеспечению безопасности, формируется перечень задач, которые необходимо решить для достижения поставленной цели:

1. Дистанционный производственный и экологический мониторинг. Сбор информации об объекте с целью определения соответствия его функциональных характеристик технологическим и экологическим нормам, состоянию внешней (природной) среды до определенного удаления от объекта. Производственному и экологическому мониторингу подлежат объекты добычи, хранения газа, магистральные трубопроводы, линии электропередач, кабельные линии связи, антенно-мачтовые сооружения, технологические установки АГПЗ.

2. Контроль параметров безопасности. Выполнение мониторинга и активных действий по предотвращению несанкционированного вмешательства в деятельность объектов. Охране подлежат все объекты инфраструктуры.

3. Предупреждение и ликвидация последствий чрезвычайных ситуаций (ЧС). Выполняются при необходимости, в основном при возникновении нештатных (чрезвычайных) ситуаций в объемах, соответствующих возможностям беспилотной авиационной техники – авиамониторинг различных видов, доставка грузов, оповещение персонала и населения.

Информация, полученная с борта БПЛА в режиме реального времени, позволяет решать следующие основные задачи:

Патрулирование магистральных линий связи, линий электропередач, трубопроводов и иной наземной инфраструктуры в труднодоступных районах;

Оповещение персонала о газовой опасности;

Оперативное обнаружение разливов, прорывов, нарушений и целостности конструкций трубопроводов и промышленных объектов;

Обнаружение посторонних лиц в зонах ответственности;

Дистанционный контроль производимых наземных работ;

Обнаружение степных пожаров;

Предупреждение чрезвычайных ситуаций;

Организация взаимодействия наземных групп в ходе плановых работ и нештатных ситуаций, исключая риск нахождения людей на месте происшествия;

Фотографирование объектов и создание ортофотопланов;

Экологический мониторинг состояния окружающей среды.

Дальнейшее развитие идеи предполагает применение БПЛА с перспективной технологией лазерного обследования, позволяющего осуществлять объемную съемку объектов и многослойное исследование земной поверхности.

Данный проект будет востребован для нужд Управления связи, Управления корпоративной защиты, ОБПО, ВЧ, АГПЗ, ГПУ и Администрации ООО «Газпром добыча Астрахань».

Список литературы:

1. Перечень приоритетных научно-технических проблем ПАО «Газпром» на 2011–2020 годы
2. <http://zala.aero> – официальный сайт ZALA AERO
3. http://www.mcx.ru/news/news/show_print/52705.174.htm – официальный сайт Министерства сельского хозяйства России.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ БЕЗОПАСНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ В УСЛОВИЯХ СТРЕСС – КОРРОЗИОННОЙ ПОВРЕЖДАЕМОСТИ (ПО РЕЗУЛЬТАТАМ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ПРАКТИКИ В ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ СУРГУТ»)

*Вилявин А.П., Лабынцев В.В.
ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»*

В работе рассматриваются проблемы безопасной эксплуатации магистральных газопроводов единой системы газоснабжения в условиях стресс-коррозионной повреждаемости.

Коррозионное растрескивание под напряжением (КРН) за последние 20 лет является основной причиной аварийности на магистральных газопроводах (МГ) в ПАО "Газпром", причем с увеличением срока эксплуатации МГ количество аварий, произошедших по этой причине, возрастает. Так, если в общем количестве аварий за весь период эксплуатации газопроводов их доля составляет 15,7 %, то за последние годы по причине КРН произошло 36 % аварий [1, 3]

ООО «Газпром трансгаз Сургут» эксплуатирует более 6536 км магистральных газопроводов, более половины которых проходят в зонах с высоким риском повреждаемости КРН что можно охарактеризовать как опасное.

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. [2]

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. [4]

На предприятии ООО «Газпром трансгаз Сургут» наибольшее применение нашли методы внутритрубной диагностики с применением стресс-коррозионных дефектоскопов продольного намагничивания, а также обследования в шурфах по результатам ВТД и электрометрии, в т.ч. с применением автоматизированных сканирующих систем.

Совместно с централизованной специализированной лабораторией ЦСЛ «Трубнонадзор» разработана и внедрена (в 2002 году) методика определения остаточного ресурса газопроводов, подверженных КРН. Реализация данной методики позволила определить ресурс участков газопроводов «Консомольское-Сургут-Челябинск» и «Уренгой-Челябинск» и перейти к реализации системы управления техническим состоянием и целостностью МГ.

Из приведенного обзора применяемых методов обследования подземных газопроводов ясно, что в настоящий момент выявить наличие стресс-коррозионных трещин без открытия труб могут только внутритрубные снаряды-дефектоскопы. Однако из-за дороговизны применение этих снарядов оправдано только на сравнительно небольших участках с повышенной стресс-коррозионной опасностью.

Локализация таких участков, по мнению авторов, очевидно, может быть произведена на основе анализа всех трех условий, определяющих КРН. [5]

Из первого условия следует, что КРН должно в большей степени проявляться вблизи КС, со стороны большего давления, так как на этих участках реализуются максимальные растягивающие напряжения. Проведенные авторами исследования образцов, вырезанных из труб подверженных КРН

показали прямую корреляцию между изменением механических свойств материала под действием напряжений и склонности к трещинообразованию.

На основе второго условия предварительную локализацию стресс-коррозионно-опасных участков трубопроводов провести трудно, так как факторы, определяющие неоднородность металла трубы (сварные швы, неметаллические включения, границы зерен и т.д.) встречаются повсеместно.

В то же время, очевидно, что в значительной степени выделение стресс-коррозионно-опасных участков зависит от третьего фактора (агрессивности среды).

Проведенный авторами анализ и экспериментальные исследования позволили выявить определенные зависимости между склонностью трубных сталей к разрушениям КРН и такими показателями как величина напряженно-деформированного состояния, агрессивность грунта и состояние защитных покрытий.

Основная идея авторов состоит в применении обобщающих коэффициентов, характеризующих суммарное воздействие основных негативных факторов (напряженно-деформированного состояния, коррозионной агрессивности грунта и состояния изоляционного покрытия), для выделения отдельных участков газопровода, наиболее подверженных стресс-коррозии. [3,5]

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.

Список литературы:

1. Абдуллин, И.Г. Диагностика коррозионного растрескивания трубопроводов. [Текст] /И.Г. Абдуллин, А.Г. Гареев, А.В. Мостовой // Уфа.: Изд-во "Гилем". – 2003. 99с.
2. Абдуллин, И.Г. Коррозионно-механическая стойкость нефтегазовых трубопроводных систем. [Текст] /И.Г. Абдуллин, А.Г. Гареев, А.В. Мостовой // Уфа.: Изд-во "Гилем". – 1997. 177 с.
3. Савеня С.Н. Исследование факторов снижения технологического риска при эксплуатации магистральных газопроводов, имеющих стресс-коррозионные повреждения. Монография / С.Г. Абрамян, С.Н. Савеня, А.А. Савеня // ВолгГАСУ– Волгоград, 2008. – 128 с.
4. Лапынин, Ю.Г. Анализ факторов стресс-коррозионного разрушения трубопроводов. [Текст] / Ю.Г. Лапынин, С.Н. Савеня, А.А. Савеня // Альманах Волгоградского отделения международной академии авторов научных открытий и изобретений, Волгоградское изд. Госуниверситета. – 2007. С.163-166
5. Савеня, С.Н. Методы диагностики стресс-коррозионных повреждений трубных сталей. / С.Н. Савеня, А.А. Савеня // Вестник ВолгГАСУ Сер.: Техн. Науки. Вып. 6 (20). – Волгоград 2006. –С.44-47

СИСТЕМА ДИСТАНЦИОННОГО ОБНАРУЖЕНИЯ И МОНИТОРИНГА УТЕЧЕК МЕТАНА НА ПРОМЫСЛОВЫХ ОБЪЕКТАХ

*Колесов С.В., Новиченко И.В.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Обеспечение производственной безопасности опасных производственных объектов является одной из важнейших задач предприятий газового комплекса. Для решения этой задачи предприятиям необходимо осуществлять идентификацию опасностей и оценивать риски возникновения нежелательных происшествий, с целью их недопущения.

Работа посвящена вопросу контроля герметичности газопромыслового оборудования на объектах Астраханского газоконденсатного месторождения (АГКМ): скважины, установки предварительной подготовки газа, газоконденсатопроводы.

В настоящее время проектными решениями на объектах промысла предусмотрен контроль воздуха рабочей зоны стационарными датчиками сероводорода. Вместе с тем, в технологическом процессе используется очищенный газ (СТО Газпром 089-2010, содержание метана более 95%), который обеспечивает работу систем автоматики (газ управления), используется как топливный газ в устьевых подогревателях, как продувочный газ в факельных системах и т.д. Таким образом, существующая система определения загазованности на промысловых объектах позволяет определять только возможную негерметичность оборудования, рабочая среда которого содержит сероводород: фонтанная арматура, трубопроводы кислого газа, дренажные линии. В тоже время очищенный газ также представляет собой опасность, а отсутствие контроля за данным фактором увеличивает риски возникновения нежелательных происшествий не только при эксплуатации оборудования, но и во время проведения работ повышенной опасности.

В работе представлен анализ современных методов обнаружения и мониторинга утечек метана. Применение таких систем и методов в условиях АГКМ позволит повысить уровень производственной безопасности, обеспечить своевременное реагирование персонала при выявлении негерметичностей, сократить потери очищенного газа и снизить воздействие на окружающую среду. При проработке вопроса дополнительно учтено наличие периодических регламентированных сбросов очищенного газа при работе систем автоматики.

На основе проведенного анализа с учетом специфики объектов АГКМ в работе предложен метод дистанционного обнаружения и мониторинга утечек метана на промысловых объектах.

Преимущества предложенного решения заключаются в следующем:

1. Возможность непрерывного дистанционного мониторинга герметичности оборудования с мгновенной фиксацией случаев негерметичности;
2. Полная автоматизация системы;
3. Возможность системы задать определенные параметры срабатывания в различных точках контроля;
4. Минимальное потребление электроэнергии;
5. Централизованный вывод информации на АРМ оператора.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ОПРЕДЕЛЕНИЮ ВЫСОТЫ УСТУПА ПРИ РАБОТЕ ОДНОКОВШОВОГО ГИДРАВЛИЧЕСКОГО ЭКСКАВАТОРА ТИПА ОБРАТНАЯ ЛОПАТА

Горлов Ю.В. Гоманов М.Б. Тарасенко Е.П.

*ФГБОУ ВО «Южно-Российский государственный политехнический университет
(НПИ) имени М.И. Платова»*

Согласно пункта 530 новых Правил безопасности при ведении горных работ и переработке твердых полезных ископаемых [1] высота уступа должна определяться проектом с учетом результатов исследований физико-механических свойств горных пород и горно-геологических условий их залегания, а также параметров применяемого оборудования. Не допускается на уступе образование козырьков и навесей.

Для определения высоты уступа при нижнем черпании одноковшовым гидравлическим экскаватором типа обратная лопата проводится линия (1) под углом естественного откоса разрабатываемых пород (φ) от гусеничного хода до пересечения с траекторией движения режущей кромки ковша экскаватора. Точка пересечения определяет возможную глубину нижнего черпания ($H_{н.ч}$) гидравлического экскаватора.

Для определения высоты уступа при верхнем черпании одноковшовым гидравлическим экскаватором типа обратная лопата проводится линия (2) под рабочим углом откоса (α) с горизонта установки экскаватора на расстоянии 1 м от гусеничного хода (базы) до пересечения с траекторией движения режущей кромки ковша экскаватора. Точка пересечения определяет рекомендуемую высоту уступа (забоя) с верхним черпанием ($H_{в.ч}$) для гидравлического экскаватора типа обратная лопата.

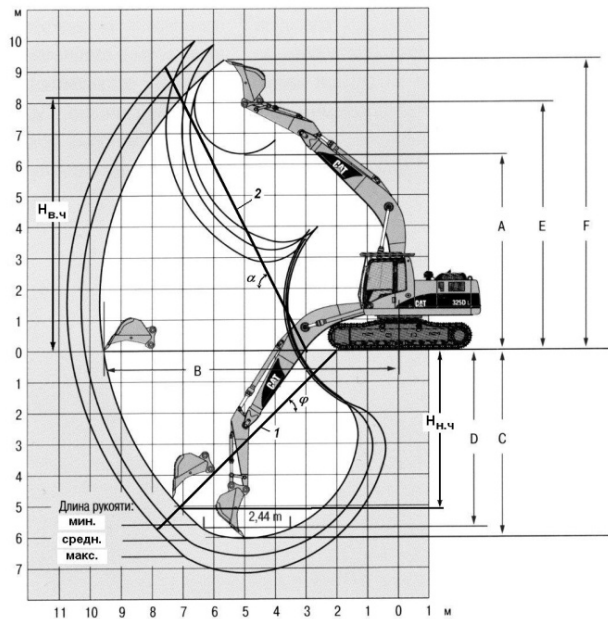


Рисунок 1

Схема определения высоты уступа (забоя) с учетом траектории движения ковша экскаватора

Учитывая многолетний опыт работы на карьерах, рекомендуется, чтобы высота уступа, подступа (забоя) не превышала:

- при разработке мягких, рыхлых пород без применения взрывных работ - максимальную высоту (глубину) черпания экскаватора;

- при разработке крепких пород с применением буровзрывных работ допускается увеличение высоты уступа более высоты (глубины) черпания при условии, что высота развала (забоя) не превышает максимальную высоту черпания экскаватора или суммарную высоту и глубину черпания для гидравлического экскаватора – типа обратная лопата (схема работы экскаватора с установкой на подступе, пандусе, см. рис. 2).

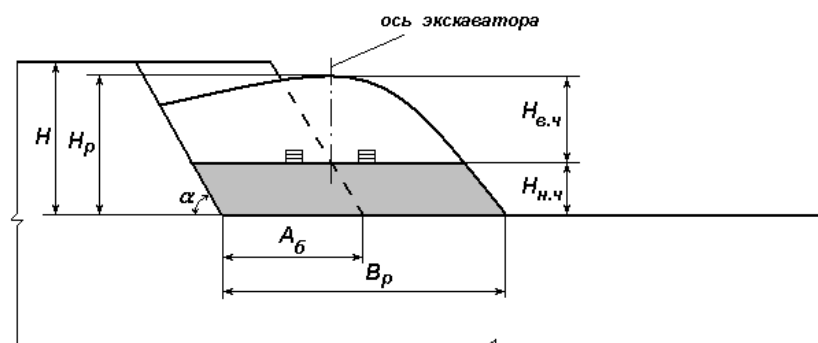


Рисунок 2

Схема установки гидравлического экскаватора типа обратная лопата на подступе развала (пандусе):

$H_{в.ч}$ – высота черпания экскаватора (высота верхнего подступа), м; $H_{н.ч}$ – глубина черпания экскаватора (высота нижнего подступа), м; H_p – высота развала взорванных горных пород, м; B_p – ширина развала, м; $A_б$ – ширина буровой заходки, м.

Ориентировочно высоту взрываемого уступа (H , м) для крепких пород можно определить из эмпирического выражения [3], используемого для расчета высоты развала взорванных пород (H_p , м):

$$H_p = (0,6 \dots 0,8)H = H_{в.ч} + H_{н.ч},$$

где $H_{в.ч}$ – максимальная высота черпания экскаватора, м;

$H_{н.ч}$ – максимальная глубина черпания экскаватора, м;

Следовательно, безопасную высоту взрываемого уступа можно определить:

– для экскаватора с верхним черпанием ($H_p = H_{в.ч}$)

$$H = H_p / (0,6 \dots 0,8) = H_{в.ч} / (0,6 \dots 0,8),$$

– для экскаватора работающего одновременно с верхним и нижним черпанием (установка на подступе, пандусе, $H_p = H_{в.ч} + H_{н.ч}$)

$$H = (H_{в.ч} + H_{н.ч}) / (0,6 \dots 0,8),$$

Список литературы:

1. Правила безопасности при ведении горных работ и переработке твердых полезных ископаемых (Приказ Ростехнадзора от 11.12.2013 № 599, зарегистрировано в Минюсте России 02.07.2014 № 32935).
2. Правила безопасности при разработке угольных месторождений открытым способом, ПБ 05-619-03.
3. Нормативный справочник по буровзрывным работам / Ф.А. Авдеев, В.Л. Барон, Н.В. Гуров, В.Х. Кантор. – 5-е изд., пер. и доп. – М.: Недра, 1986. – 511 с.
4. Научные основы проектирования /под общ. редакцией В.В. Ржевского, М.Г. Новожилова, Б.П. Юматова и др. – М.: Недра, 1971. – 600 с.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ОБУЧЕНИЯ УСТРОЙСТВУ И РАБОТЕ ППДУ

Симонов О.А.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Паровая передвижная депарафинизационная установка предназначена для депарафинизации призабойной зоны скважин, трубопроводов, резервуаров, арматуры и другого нефтегазопромыслового оборудования насыщенным паром высокого давления, а также для операций по обогреву, мойке и других работ насыщенных паром низкого давления, в условиях холодного и умеренного климата[1]. Паровая установка ППДУ по функциональному принципу действия является мобильной котельной и может также служить в качестве альтернативного отопления жилых помещений в условиях крайнего севера в случае выхода из строя стационарных котельных станций. ППДУ является незаменимой установкой на нефтегазовом промысле, её работа влияет на работоспособность скважин и приборов в зимний период. Данная установка является технологически сложной, и поэтому от профессионального уровня машиниста зависит её исправная работа.

Для повышения профессионального уровня действующих машинистов ППДУ, так и для обучения вновь пришедших, предлагаю создать компьютерную программу для обучения устройству и работе ППДУ[2]. В программе будут созданы как классические схемы (Рисунок 1), так и 3D тренажер установки (Рисунок 2) для отработки поломок и внештатных ситуаций, например таких как возгорание или утечки воды или топлива. На интерактивных экранных картинках и чертежах обучаемый познакомится с основными системами и устройством паровой установки: котел, гидравлическая схема (Рисунок 3), электрическая схема, приборы, автоматика безопасности установки и др. В данной программе на 3D тренажере реализована наглядная компьютерная модель ППДУ, позволяющая обучаемому самостоятельно производить: пуск с пошаговой демонстрацией и комментариями выполняемых операций при пуске; останов с пошаговой демонстрацией и комментариями выполняемых операций при останове; управление установкой в произвольном режиме. На базе данной программы также можно будет сдавать ежегодные экзамены по охране труда.

Список литературы

1. [https:// http:// www.ppu74.ru](https://http://www.ppu74.ru)
2. [http:// www.is-it.ru](http://www.is-it.ru)

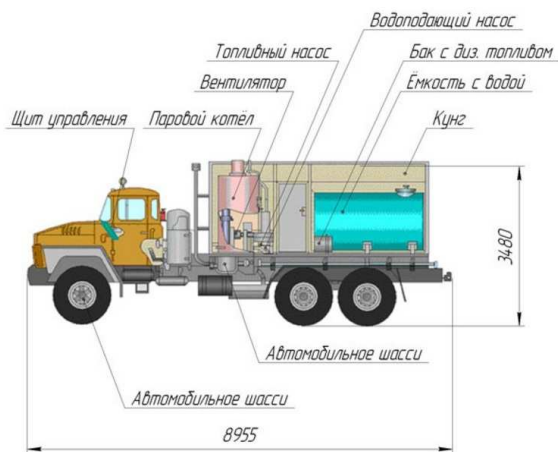


Рисунок 1

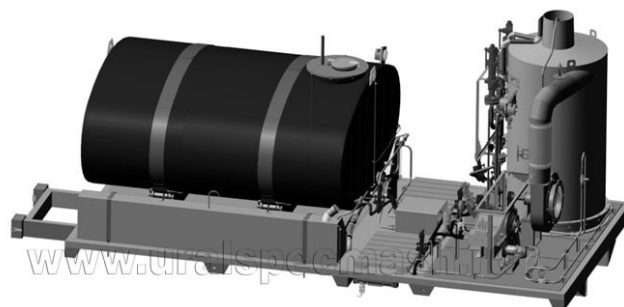


Рисунок 2

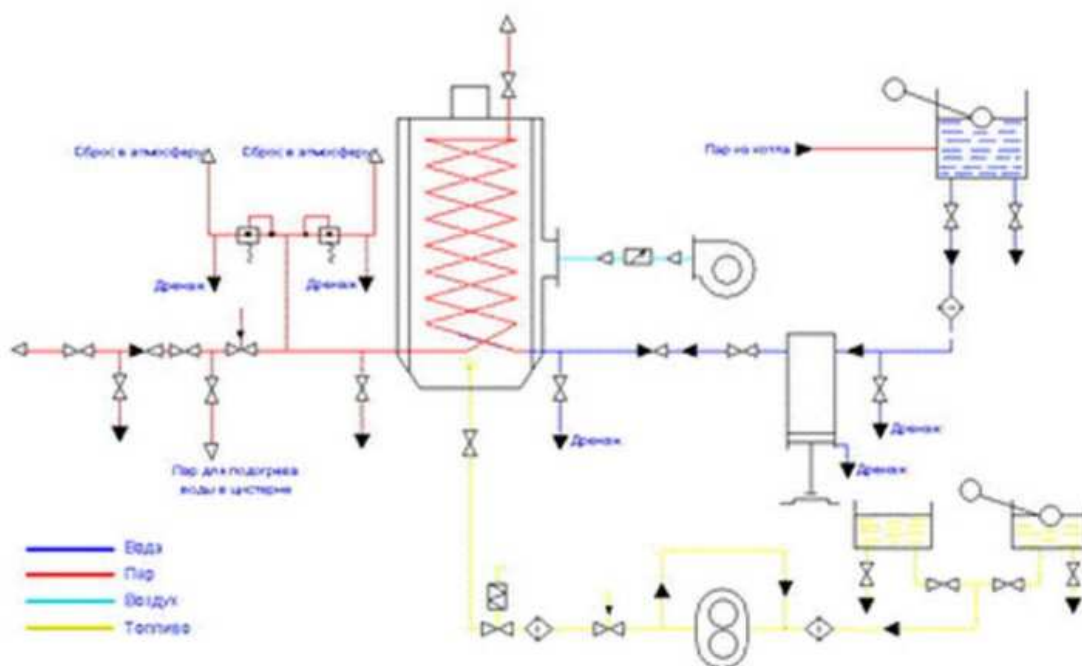


Рисунок 3

ВНЕДРЕНИЕ ИНФОРМАЦИОННОЙ СИСТЕМЫ, ПОДДЕРЖИВАЮЩЕЙ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ МОБИЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ, КАК СПОСОБ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ АДМИНИСТРАТИВНО-ПРОИЗВОДСТВЕННОГО КОНТРОЛЯ 1 И 2 УРОВНЯ

*Арефьев Я.Б., Поляков Д.И., Тетерятников А.Н.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

В соответствии с существующим порядком организации и проведения административно-производственного контроля за состоянием охраны труда и промышленной безопасности (АПК) в ПАО «Газпром» на первом уровне каждый работник и его непосредственный руководитель с определенной периодичностью проводит обследование рабочих мест, закрепленного за ними оборудования на соответствие требованиям безопасности. Второй уровень осуществляет руководитель цеха, службы с периодичностью не реже 1 раза в 10 дней.

В связи с этим целесообразна автоматизация всех стадий процесса АПК и в ООО «Газпром добыча Астрахань» эта идея реализуется с помощью внедрения информационной

системы «Учет и контроль устранения нарушений, выявленных при АПК 1 и 2 уровня» (далее – ИС АПК), поддерживающей использование мобильных устройств (например, планшетных персональных компьютеров, далее – ППК).

В зависимости от технических возможностей в использовании ППК на конкретных объектах определены три варианта использования ИС АПК.

Первый вариант. «Программный комплекс без использования ППК» – позволит автоматизировать процессы сбора и учета несоответствий путем внесения в ИС АПК с бумажных носителей (чек-листов) первичной информации по результатам обходов.

Второй вариант. «Программно-аппаратный комплекс с использованием ППК в режиме «оффлайн» (вместо бумажных чек-листов). Установленное в ППК специальное программное обеспечение содержит данные о периодичности, маршруте и тех вопросах, которые должны быть проверены во время обхода, осмотра оборудования. Непосредственно во время обхода работник вносит в ППК результаты осмотров, в том числе посредством фотофиксации выявленных нарушений. По завершению обхода через соответствующие инструменты обмена данными происходит автоматическая передача внесенной информации в базу данных ИС АПК.

Третий вариант. «Программно-аппаратный комплекс с использованием ППК в режиме «онлайн» – аналогичен предыдущему за исключением того, что передача информации в базу данных ИС АПК будет осуществляться в режиме реального времени за счет использования технологии мобильной связи стандарта 3G, что позволит оперативно получать сведения о состоянии оборудования и местонахождении работников, выполняющих обходы.

Важно, что использование второго и третьего вариантов позволит отслеживать фактическое прохождение маршрутов через спутниковую систему навигации ГЛОНАСС или GPS, встроенную в ППК.

Таким образом, можно применять различные варианты в зависимости, с одной стороны, от уровня значимости тех или иных объектов контроля и, с другой стороны, от финансовых возможностей, требований безопасности при эксплуатации взрывопожароопасных объектов и информационной безопасности.

На данный момент, разработан общий регламент взаимодействия работников в рамках ИС АПК (рис. 1.), участвующих во внедрении проекта, определяющий соответствующие процедуры, и определены следующие основные функциональные возможности разрабатываемой системы:

- 1) ведение нормативно-справочного блока в целях обеспечения качественного учета;
- 2) внесение информации в систему по результатам произведенных обходов;
- 3) формирование перечней мероприятий по устранению выявленных несоответствий;
- 4) согласование и назначение ответственных исполнителей;
- 5) реализация перечней мероприятий по устранению выявленных несоответствий;
- 6) использование подсистемы оповещения и напоминания;
- 7) осуществление контроля за исполнением перечней мероприятий по устранению выявленных несоответствий;
- 8) формирование отчетности в различных аналитических разрезах, создание первичных учетных документов.

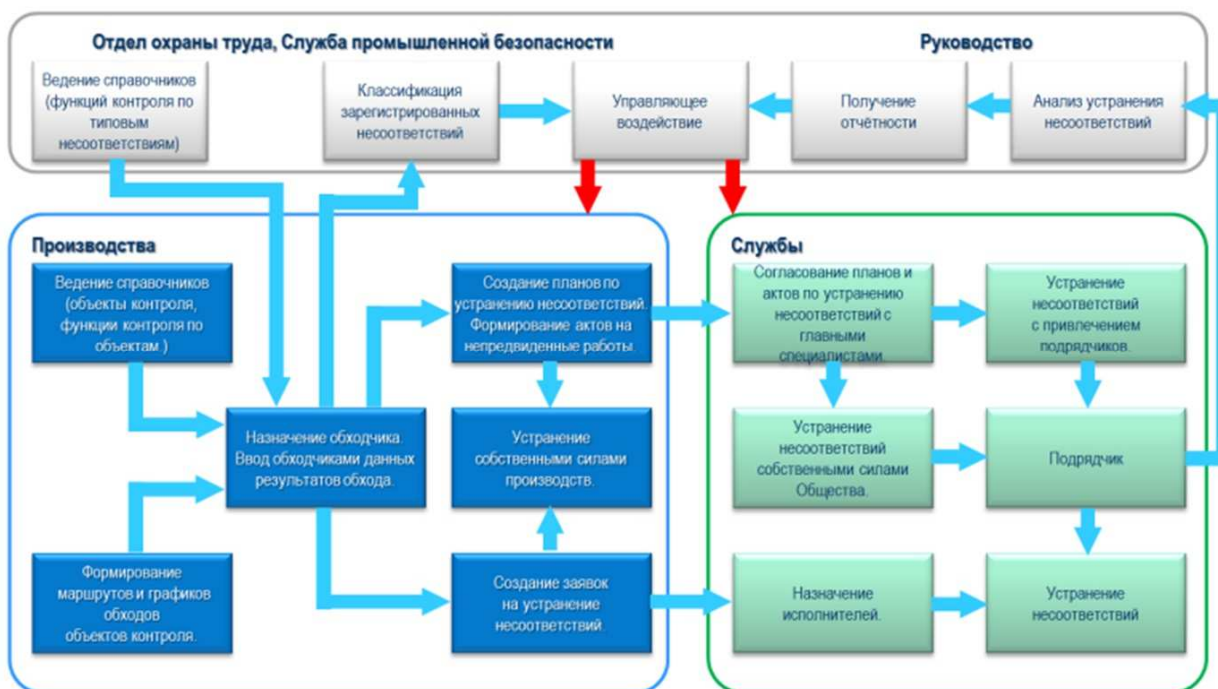


Рисунок 1.

Общая схема взаимодействия подразделений в рамках ИС «Учет и контроль устранения нарушений, выявленных при АПК 1 и 2 уровня»

Таким образом, система позволяет не просто фиксировать и анализировать выявленные нарушения, а «сопровождать» каждое из них от момента выявления до устранения, в т.ч. за счет координации взаимодействия эксплуатационного персонала с соответствующими службами при планировании и организации технического обслуживания и ремонта оборудования.

Проект находится еще на стадии внедрения, но уже сейчас очевидны ожидаемые результаты: повышение качества проведения АПК (за счет оперативности выявления, фиксации и устранения несоответствий, повышения уровня вовлеченности и ответственности работников всех уровней, осуществляющих АПК), оптимизация процесса оформления соответствующей документации, прозрачность текущей ситуации с устранением выявленных нарушений и с состоянием контролируемых объектов, в целом.

ОБУСТРОЙСТВУ СИСТЕМЫ ПЫЛЕПОДАВЛЕНИЯ БУНКЕРА В-910 НА БАШНЕ ОТГРУЗКИ №5 У-250/1 «ENERSUL»

*Коваленко Е.А., Просянкин Н.Д., Муртазаев Р.Р.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Цель данного проекта - это ликвидация возможных очагов тления мелких частиц гранулированной серы (далее серная пыль) в бункере В-910.

В местах пересыпания гранулированной серы и при свободном падении с конвейеров С-910/920 в бункер В-910 накапливается статическое электричество, последствием чего являются микровзрывы в бункере и как следствие расплавление серной пыли. Распространение тления серной пыли может привести к повреждению кабельных трасс электрооборудования и оборудования КИПиА и конвейерных лент С-910/920.

Предлагается обустроить в бункере систему паротушения (автоматическую и мануальную). В качестве инициализации (запуска) системы пылеподавления применить пуск конвейеров 910,920. . Также система может включаться вручную, выключаться система будет только вручную. Система паротушения включает в себя два кольца (четыре полукольца) внутри бункера и два кольца (четыре полукольца) снаружи бункера (Рис. 1). Эффективность применения системы пылеподавления внутри бункера будет заключаться в перекрытии доступа кислорода, снижении концентрации пыли – самого опасного компонента при возможном взрыве, и последующем возгорании, а так же смачивает гранулу, что способствует снятию статического заряда. Система паротушения снаружи бункера

позволит оперативно локализовать очаги тления серы на верхней площадке обслуживания электроприводов конвейеров С-910/920. Система подачи пара предоставляет собой две линии (пар и паровой конденсат) подведенные от эстакады (после границы установки) до башни отгрузки №5 (узел пылеподавления), где будет располагаться блок управления подачи пара. Далее до колец паротушения будет идти одна линия, с дренажем в нижней точке. Таким образом пар будет циркулировать в системе от башни №5 до эстакады, в зимнее время возможно установление расхода пара на внешнюю систему паротушения (для исключения замерзания).

Для реализации потребуется разработка проектной документации на проведение линий пара и парового конденсата, обустройства колец паротушения внутри и снаружи бункера В-910 (материал колец должен быть стойким к высокой коррозионной среде, с теплоизоляцией для недопущения расплавления серной пыли при попадании ей на поверхность), оформление дефектных ведомостей по разработанной проектной документации. По окончании разработки проектно-сметной документации проведение монтажных работ.

Применение системы паротушения позволит снизить вероятность возникновения очагов тления серной пыли, уменьшит концентрацию серной пыли и снимет статический заряд с гранулы что в свою очередь позволит снизить риски возможных затрат на проведение ремонта кабельных трасс, конвейерных лент и иного оборудования.

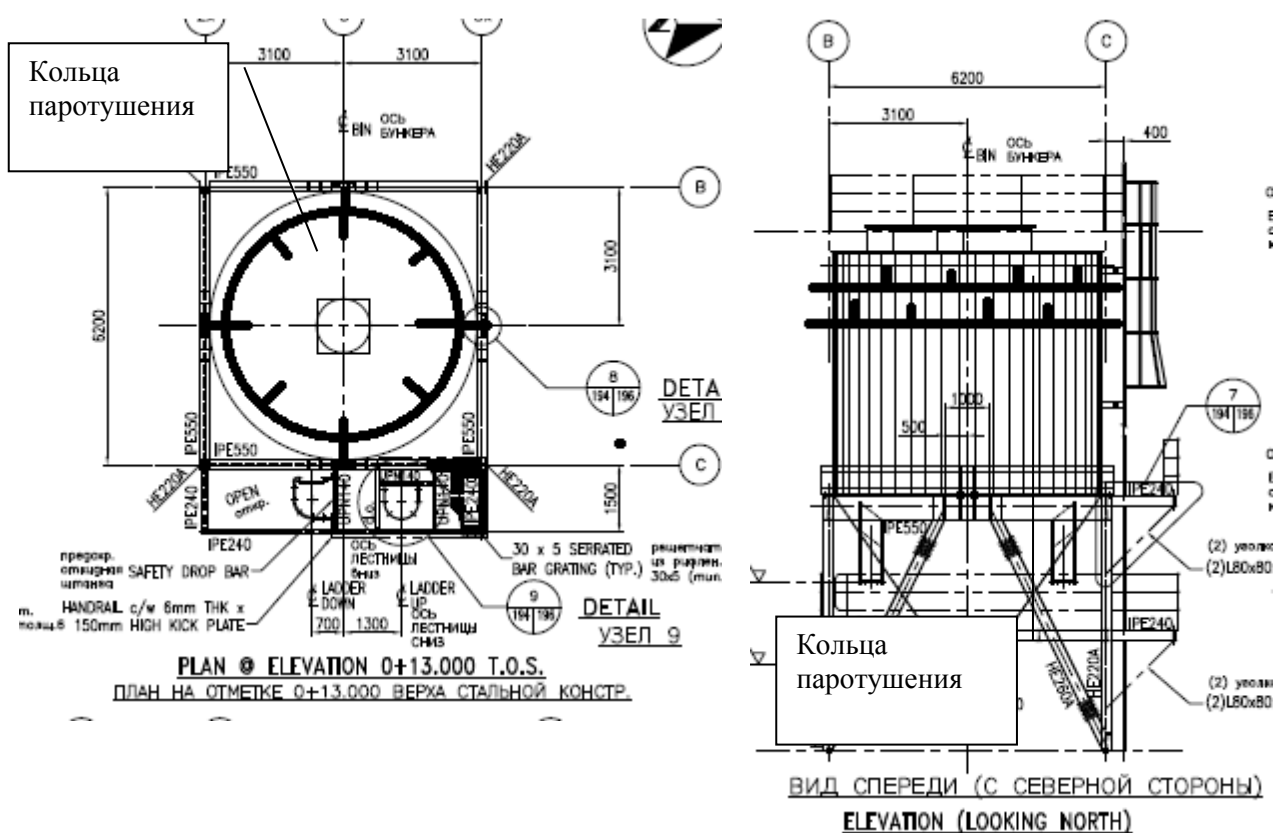


Рис. 1
Кольца паротушения внутри бункера В-910

Кольца паротушения снаружи бункера В-910

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ "ТРЕВОЖНЫХ" БРАСЛЕТОВ ДЛЯ ВОДИТЕЛЕЙ АВТОБУСОВ.

*Симонов О.А., Егорова Е.Д.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Ежедневно водителями УТТиСТ осуществляется перевозка сотрудников всех подразделений ООО "Газпром добыча Астрахань". Пассажиропоток на автобусах в день составляет около 6000 человек. В данной перевозке задействовано порядка 150 водителей. В связи с ранним началом рабочего дня, а также интенсивным движением на городских улицах, водители испытывают перегрузки. Состояние здоровья водителя критически важно для его безопасности, а также для безопасности пассажиров.

Для тщательного контроля состояния здоровья водителей предлагаю внедрить систему "тревожных" браслетов. [1] Они следят за состоянием сотрудников в режиме реального времени. Наручные браслеты в виде часов со специальными датчиками выдавать водителям, когда они выходят на смену. Наручные браслеты крепятся на запястье. Электронные часы считывают пульс и передают информацию по беспроводной связи процессору, встроенному в панель управления, а также в диспетчерский пункт на компьютер оператора. [2] Возможности "тревожного" браслета: индикация водителю объективной оценки его текущего состояния, предупреждение водителя о приближении его состояния к аварийно опасному, оповещение других участников движения о том, что транспортное средство неуправляемо, автоматическое выключение системы в периоды стоянки транспортного средства, возможность подключения к диспетчерскому пункту для дистанционного отслеживания состояния водителя. Браслеты измеряют степень усталости человека. Если у водителя снижена концентрация внимания или он уснул, начинает снижаться сердечная активность, показатели пульса меняются. Когда браслет фиксирует отклонение от нормы, в кабине сначала включается световая сигнализация, а затем звуковая. Водитель должен на неё отреагировать и нажать специальную кнопку бдительности. В противном случае система безопасности автоматически включит внешние аварийные световые и звуковые сигналы, а также передаст тревожный сигнал в диспетчерский пункт. В первую очередь датчики предназначены для водителей, которые потенциально попадают в группу риска, например имеют предрасположенность к сердечным заболеваниям. Сегодня водители в ежедневном режиме проходят медосмотр перед выходом в рейс. Устройство обеспечивает существенное повышение безопасности движения.

Для внедрения данной системы необходимо: приобретение комплектов браслетов с процессором в каждый автобус, создание программного обеспечения для ПК диспетчерских, и выделение операторов для круглосуточного мониторинга данных показателей водителей.

ЭФФЕКТИВНОСТЬ АКУСТИКО-ЭМИССИОННОГО КОНТРОЛЯ ПРИ ДИАГНОСТИРОВАНИИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ОБОРУДОВАНИЯ ООО «ГАЗПРОМ НЕФТЕХИМ САЛАВАТ»

*Назмиев Ф.К.
ООО «Газпром нефтехим Салават»*

ООО «Газпром нефтехим Салават» является одним из крупнейших предприятий нефтехимической отрасли, в котором технологическое оборудование содержит около 10000 единиц сосудов и свыше 7000 трубопроводов протяженностью более 1700 км различных размеров, конструкций и назначений.

Для реализации технологических процессов зачастую применяется нестандартное, уникальное оборудование, изготовленное из огромной номенклатуры металлов и сплавов, что предполагает его квалифицированное обслуживание и техническое диагностирование.

Суть диагностирования – получение информации о состоянии оборудования с целью своевременного принятия решения о необходимости ремонта, замены или срочной остановки, что обеспечивает его надежную и безаварийную эксплуатацию. На сегодняшний день одним из методов диагностики, применяемых на предприятии, является акустико-эмиссионный контроль [1].

Метод акустико-эмиссионного контроля основан на регистрации и анализе акустических волн, возникающих в процессе развития дефектов в контролируемых объектах под действием нагрузки [2]. Целью акустико-эмиссионного контроля является обнаружение, определение координат

и слежение за дефектами типа трещин, в т. ч. микротрещин, расслоений, коррозии, водородного охрупчивания, различных дефектов сварных швов, утечек и т.п.

В настоящее время в ООО «Газпром нефтехим Салават» имеются 4 многоканальные системы DISP и одна 80-ти канальная система Express 8 фирмы PAC, общее количество акустико-эмиссионных каналов составляет 228 шт. Для приема сигналов акустической эмиссии используются пьезоэлектрические интегральные датчики со встроенным преусилителем с различной резонансной частотой: 300, 150, 60, 30 кГц.

К настоящему времени произведен акустико-эмиссионный контроль более 2400 объектов. Выявлено 210 дефектов, подтвержденных другими методами неразрушающего контроля, т.е. развивающихся дефектов, которые могли привести к разрушению технологического оборудования. Кроме этого, в 149 объектах выявлены источники повышенной акустико-эмиссионной активности и назначен периодический акустико-эмиссионный контроль для слежения за этими источниками.

Как известно, процесс акустико-эмиссионного контроля состоит из двух основных этапов: сбора данных; анализа собранных данных и принятия решения о наличии и степени опасности выявленных развивающихся дефектов или об их отсутствии.

В процессе акустико-эмиссионных испытаний регистрируется огромное количество информации различного происхождения.

Основная сложность обработки собранных данных – это выделить сигналы от развивающихся трещин в потоке шумов различного происхождения (торкрет-бетонного внутреннего покрытия, изоляции, брызг воды, дождя, снега, ветра, движения транспорта, людей, электромагнитных наводок от работающего сварочного и другого электрического оборудования).

Из нашего опыта акустико-эмиссионного контроля следует, что временные затраты на сам контроль и обработку данных относятся как 30 и 70% и более соответственно.

Для расшифровки собранной информации применяется множество специальных компьютерных программ, анализирующих сигналы акустической эмиссии по множеству параметров.

Однако ни одна программа не может решить за человека можно ли допустить объект к дальнейшей эксплуатации, или следует выполнить дополнительный контроль, или вывести его из эксплуатации.

Эти выводы делаются специалистами по акустико-эмиссионному контролю с учетом множества дополнительных факторов: конструктивных особенностей объекта, включая наличие внутренних устройств; рабочих условий (среда, температура, давление); материального исполнения; срока эксплуатации; наличия внешней и внутренней изоляции, катализатора; погодных условий, возможности образования во внутренних полостях льда в зимнее время; наличия твердых отложений, образовавшихся при эксплуатации, на внутренних поверхностях объекта; возможности коррозионного поражения различного характера; расположения объекта; расположения и вид опор.

В докладе приведены примеры проведения акустико-эмиссионного контроля, где при определении развивающихся дефектов были использованы вышеупомянутые факторы.

Как показала практика, не всегда акустико-эмиссионная активность означает наличие дефекта. В то же время сигналы от дефектов могут быть довольно схожи с разного рода помехами. При развитии дефекта, когда его размеры приближаются к критическому значению, амплитуда сигналов и темп их генерации резко увеличиваются, что приводит к значительному возрастанию вероятности обнаружения такого источника акустической эмиссии. Противоположная картина наблюдается при ранней стадии развития дефекта, сигналы от него являются шумоподобными и выделение полезного сигнала из помех представляет собой сложную задачу.

Основной задачей специалистов нашего сектора является определение истинных источников акустической эмиссии. Важно убедиться, что они не являются дефектами, которые впоследствии могут привести к разрушению опасного производственного объекта. В случаях неоднозначной идентификации сигналов акустической эмиссии, назначается дополнительный контроль другими методами неразрушающего контроля. Если по результатам дополнительного контроля дефекты не обнаруживаются, принимается решение о постановке объекта на мониторинг, либо назначается повторный контроль в период ближайшей плановой остановки. При этом при повторном контроле уделяется повышенное внимание зонам с активными источниками акустической эмиссии (устанавливаются дополнительные преобразователи для уточнения местоположения источников).

Итак, из нашего многолетнего опыта полевых испытаний и экспериментальной работы следует, что АЭК может быть эффективен только при грамотной организации и проведении всего комплекса работ, связанных с АЭК, постоянном обновлении и корректировке базы данных на основании результатов контроля каждого объекта.

Именно таким образом построенный АЭ-контроль позволил предотвратить разрушение нескольких десятков объектов, последствия разрушения которых лучше даже не представлять!

Список литературы:

1. Иванов В.И., Власов И.Э. Метод акустической эмиссии. Неразрушающий контроль: Справочник в 7 т. Под общ. ред. В.В. Клюева. Т.7. Кн. 1. – М.: Машиностроение. 2005. – 340 с.
2. Грешников В.А., Дробот Ю.Б. Акустическая эмиссия. – М.: Изд-во стандартов, 1976. – 262 с.

ВНЕДРЕНИЕ ДИСТАНЦИОННОГО МОНИТОРИНГА В ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА АСТРАХАНЬ» КАК РЕЗУЛЬТАТ РЕАЛИЗАЦИИ РИСК-ОРИЕНТИРОВАННОГО ПОДХОДА

*Поляков Д.И., Арефьев Я.Б.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

В 2015-2017 годах произошли существенные изменения в области законодательного и нормативно правового обеспечения промышленной безопасности. Основное направление политики Ростехнадзора – организация риск-ориентированного подхода (РОП).

РОП представляет собой методологию, обеспечивающую целевое воздействие надзорных функций на объекты контроля, основанные на анализе состояния технических устройств, риска аварий и инцидентов на опасных производственных объектах (ОПО) в соответствии со значимостью последствий таких аварий и инцидентов для безопасности и здоровья населения. Для успешного внедрения данного подхода Ростехнадзор использует систему дистанционного мониторинга.

Основанием для реализации и внедрения дистанционного мониторинга служат пункты 11.1, 11.2 федеральных норм и правил «Правила безопасности в нефтяной и газовой промышленности», утвержденных приказом Ростехнадзора от 12.03.2013 № 101 (в редакции приказа Ростехнадзора от 12.01.2015 № 1).

Система дистанционного контроля промышленной безопасности (СДК ПБ) предназначена для:

1. Сбора данных по объектам по трем направлениям:
 - документарное (паспорта технических устройств, документы, подтверждающие проведение технического диагностирования и освидетельствования, а также экспертизы промышленной безопасности, данные производственного контроля);
 - контрольно-технологическое, представляющее собой дистанционный контроль правильности ведения технологических процессов и позволяющее в режиме реального времени фиксировать отклонения и обнаруживать инциденты, потенциально ведущие к возникновению аварийных ситуаций;
 - контрольно-визуальное, состоящее из фото- и видеозаписей визуального осмотра и космических снимков ГЛОНАСС.
2. Проведения анализа и предоставления прогноза на основании:
 - расчета показателя технических рисков и интегрального показателя риска возникновения аварии, построения его структурно-логической модели и анализа ключевых параметров;
 - прогноза интегрального показателя риска на ОПО, на основе анализа статистических данных о параметрах технологического процесса, влияющих на состояние промышленной безопасности, и об отклонениях показателей от нормы.
3. Представления информации в виде экранных форм, обеспечивающей:
 - отображение в режиме реального времени актуальной информации о состоянии и событиях промышленной безопасности на ОПО, определяющей место расположения объектов контроля, оценки технических рисков и интегрального показателя риска на ОПО;
 - формирование прогнозов о рисках промышленной безопасности на ОПО;
 - формирование статистических и аналитических отчетов и другой аналитической информации о состоянии промышленной безопасности ОПО, в т. ч. графическое отображение информации.
4. Контроля и оповещения о состоянии объектов в режиме реального времени, в т.ч. о возрастании рисков возникновения аварии.

СДК ПБ проектируется с иерархической территориально-распределенной структурой, включающей ситуационно-аналитические центры Ростехнадзора ПАО «Газпром», автоматизированные системы управления и контроля ОПО.

Устанавливать ключевые параметры работы технических устройств и соответственно распознавать проблемы при отклонении показателей от нормы, планируется осуществлять на уровне эксплуатирующего предприятия, т.к. количество контролируемых автоматизированной системой управления технологическими процессами (АСУ ТП) параметров огромно. Например, на Астраханском газоконденсатном месторождении (АГКМ) комплекс программно-технических средств охватывает участки предварительной подготовки газа (УППГ), эксплуатационные скважины, газоконденсатопроводы, пункты контроля концентрации сероводорода и составляет порядка 26-ти тысяч контролируемых АСУ ТП параметров.

Т.е. первоначальная задача в разработке СДК ПБ – определение ключевых параметров, а также группы параметров, по которым ситуация будет классифицироваться как инцидент, и разработка каталогов сигналов систем противоаварийной защиты и аварийных отключений и сигналов о состоянии параметров работы технических устройств на ОПО.

ООО «Газпром добыча Астрахань» принимает активное участие в создании СДК ПБ, по плану реализации пилотных проектов. На первом этапе организовано взаимодействие между ООО «Газпром добыча Астрахань» и Ростехнадзором в рамках пилотного проекта по мониторингу отдельных скважин, расположенных на территории АГКМ, посредством оперативной передачи информации по показателям: давление на устье скважины и показания датчика сероводорода (функционирующий прототип). На совещании в Центральном аппарате Ростехнадзора по разработке пилотных проектов СДК ПБ нефтегазовых компаний, проекту ООО «Газпром добыча Астрахань» была дана положительная оценка, что было подтверждено руководством Ростехнадзора по итогам работы в рамках соглашения о сотрудничестве между ПАО «Газпром» и Ростехнадзора в 2016 году. На данный момент, определены конкретные объекты для организации второго этапа пилотного проекта, а именно – УППГ №6 и соответствующие ему скважины и система промысловых трубопроводов.

Предполагаемое взаимодействие в СДК ПБ ПАО «Газпром» и направления передачи информации:

- информация на основании данных АСУ ТП объекта предприятия аккумулируется в коллекторе СДК эксплуатирующего предприятия и поступает параллельно в Центр обработки данных Ростехнадзора и Центральный производственно-диспетчерский департамент ПАО «Газпром»;
- обработка в Ситуационно-аналитическом центре Ростехнадзора и подразделениях ПАО «Газпром»;
- принятие управленческого решения и доведение его до предприятия.

Своевременная совместная работа ООО «Газпром добыча Астрахань» с Ростехнадзором по подбору критических параметров для дистанционного мониторинга и по его внедрению на производстве позволит построить эффективную систему для предотвращения и предупреждения инцидентов и аварий и принятия правильных управленческих решений.

В заключение можно добавить, что оперативное участие в пилотных проектах имеет большое значение для нашей организации, которая стремится соответствовать единым государственным стандартам в сферах охраны окружающей среды, охраны труда и промышленной безопасности.

КОМПЛЕКС ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОБСЛУЖИВАНИЯ СРЕДСТВ ПОЖАРОТУШЕНИЯ»

*Адельшин Р. Ф., Литвинов П. С.
ООО «Газпром трансгаз Волгоград»*

На сегодняшний день в ООО «Газпром трансгаз Волгоград» используется 3135 порошковых огнетушителей различной емкости. Существующая технология обслуживания порошковых огнетушителей имеет ряд недостатков: вредность и потенциальная травмоопасность, что подтверждается результатами специальной оценки условий труда на постах зарядки, соответствующий вредному классу первой степени. Также согласно Своду правил СП 9.13130.2009 «Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации» [1] раз в год огнетушители типа ОП

должны проходить осмотр, также в соответствии с Нормами пожарной безопасности НПБ 166-97 [2] один раз в пять лет все огнетушители подлежат обязательной перезарядке.

Процесс технического обслуживания огнетушителей является травмоопасным и вредным. При проведении специальной оценки условий труда на постах зарядки в филиалах Общества, им установлен класс условий труда 3.1 (вредный класс первой степени).

При рассмотрении заводского оборудования и аналогов, определенных в ходе информационного поиска, представленного на рынке, был выявлен ряд существенных недостатков, а именно: сложность конструкции; отсутствие полного цикла технического обслуживания огнетушителей; контроля качества и количества огнетушащего порошка; подъемного устройства; неполное опустошение баллона при разрядке; отсутствие герметизации при разрядке и зарядке огнетушителей; оборудования для демонтажа и монтажа запорных устройств; высокая потребляемая мощность электродвигателя и стоимость самого оборудования.

В целом, приобретение одной лишь станции зарядки огнетушителей серийного производства, не позволяет полностью устранить все вредные факторы и понизить класс вредности условий труда для зарядчиков.

Для исключения воздействия вредных производственных факторов на работников, улучшений условий труда, предлагается спроектированный авторами комплекс оборудования. Комплекс состоит из 3-х агрегатных компонентов: станции разрядки, станда для сборки/разборки запорных устройств, установки зарядки порошковых огнетушителей.

Авторами разработана конструкторско-технологическая документация для установок, изготовлены опытные образцы, 29 февраля 2016 года на базе Управления аварийно-восстановительных работ (УАВР) прошли испытания комплекса. Анализ воздушной среды в рабочей зоне оператора показал отсутствие превышения предельно-допустимых концентраций (ПДК). Также исключены факторы потенциального травматизма оператора-заправщика и поломки запорных устройств огнетушителей при демонтаже и монтаже. В ближайшем будущем будет рассмотрен вопрос о внедрении комплекса в восьми филиалах Общества.

На сегодняшний день изготовлен и внедрен в Антиповском линейном производственном управлении магистральных газопроводов (ЛПУМГ) 1 комплекс оборудования для обслуживания средств пожаротушения, второй комплект оборудования в процессе изготовления, его внедрение будет производиться на базе Калининского ЛПУМГ.

Спроектированное оборудование защищено 3-мя рационализаторскими предложениями. На оригинальные конструкции установки разрядки и засыпки огнетушителей направлены в Федеральный институт промышленной собственности (ФИПС) заявки на полезные модели № 2016140427 и № 2016140429. В ноябре 2016 г. получено подтверждение о положительном результате экспертизы поданных заявок, в январе 2017 г. вынесено решение о выдаче патента.

На Всероссийском конкурсе на лучшее инновационное решение в области обеспечения безопасности труда «Здоровье и безопасность» в номинации «Инновационные решения в области средств защиты работников наша разработка заняла 2 место.

Экономический эффект от внедрения данного комплекса оборудования оценить достаточно проблематично, поскольку мероприятия по обеспечению безопасных условий труда изначально относятся к затратным, а аналогичного оборудования для проведения процесса разрядки огнетушителей на рынке не представлено. Однако, за счет исключения вредных условий труда операторов, при оборудовании постов зарядки, работодатель сокращает выплаты из «Фонда оплаты труда» в годовом разрезе по Обществу на сумму 386 196 руб. и с учетом разницы в затратах на приобретение оборудования только в одном Дочернем обществе экономический эффект составит 4 741 924 руб. Целесообразность широкого внедрения предложенного комплекса оборудования на объектах Общества не вызывает сомнений.

Список литературы:

1. Свод правил Техника пожарная. Огнетушители. Требования к эксплуатации: СП 9.13130.2009: утв. Приказом МЧС России от 25.03.2009: введ. в действие с 01.05.2009.

2. Нормы промышленной безопасности Пожарная техника. Огнетушители. Требования к эксплуатации: НПБ 166-97: утв. Отделом пожарной техники и вооружения Главного управления Государственной противопожарной службы (ГУГПС) МВД России Приказ № 84 от 31.12.1997: введ. в действие с 01.03.1998.

МОДЕРНИЗАЦИЯ СОСТАВА СУЛЬФОНАТНОЙ СМАЗКИ С ЦЕЛЬЮ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА И СНИЖЕНИЯ СЕБЕСТОИМОСТИ ПУТЕМ ПРИМЕНЕНИЯ СУЛЬФОНАТОВ СОБСТВЕННОГО ПРОИЗВОДСТВА И СТЕАРАТА КАЛЬЦИЯ

Абакумов В.В.
ООО «Газпромнефть - Смазочные Материалы»

Сульфонатная смазка применяется в самых экстремальных условиях и ответственных механизмах, в присутствии большого количества воды, что и делает эту смазку уникальной в применении.

При повышенных температурах и интенсивном перемешивании сульфонатная смазка по классической рецептуре подвергается необратимой деструкции в процессе эксплуатации, что в свою очередь приводит к неспособности смазки удерживаться на трущихся парах механизмов.

В рамках данной работы проведено исследование причин плохой механической стабильности смазки в процессе эксплуатации. Разрабатывается новая рецептура, позволяющая обеспечить хорошую механическую стабильность в условиях длительного времени и снижающая себестоимость готовой продукции.

Цели проекта:

- Создание рецептуры, обеспечивающей максимальный уровень качества пластичной смазки;
- Снижение себестоимости;
- Объяснение и устранение причин плохой механической стабильности смазки;
- Нахождение такого соотношения компонентов в рецептуре, которое создаст максимальный экономический эффект без потери качества смазки.

В данном проекте предлагается ввести в сульфонатную смазку новый ингредиент - стеарат кальция, который изменит состав мицеллы. Для снижения себестоимости, часть импортного пакета предлагается заменить сульфонатом кальция собственного производства ООО «Газпромнефть-СМ».

Результаты проекта:

Получена смазка с хорошей механической стабильностью даже после 100 часов теста KRL;

За счет использования сульфоната собственного производства и разработки новой рецептуры, снижена себестоимость готовой продукции на 46,66%.

В разработанной рецептуре сульфонатом собственного производства заменили 30% импортного пакета. В перспективе - полный отказ от импортного пакета и переход на собственный сульфонат.

Производство смазки на основе сульфоната кальция реализовано на двух площадках компании: филиал ООО «Газпромнефть-СМ» «ОЗСМ» и «Gazpromneft Lubricants Italia» S.p.A. Внедрив данную рецептуру на обеих площадках, компания повысит свою конкурентоспособность на европейском рынке, а на российском – укрепит позицию лидера в производстве смазок.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ

Володина И.А.
ООО «Газпром добыча Астрахань»

Многочисленными исследованиями установлено, что длительное воздействие шума на человека сказывается на его здоровье. Особенно действие шума оказывает негативное воздействие на опасном производственном объекте.

Допустимый уровни шума и вибрации установлены СанПиН 2.2.4/2.1.8.562-96 и СанПиН 2.2.4/2.1.8.566-96 :

шума, дБА – 80;

вибрации, дБ – виброускорение до 100

виброскорость до 92

Основными источниками шума и вибрации на установке является различные машины и агрегаты(насосы, компрессоры и др).

Меры для снижения воздействие шума и вибрации:

- облицовка ограждений звукоизолирующим материалом (шумоизолирующие панели, а также прорезиненные дюбели, специальные крепежи, погашающие вибрации);

-установка глушителей шумов;

-звукоизолирующая облицовка трубопроводов;

-звукоизолирующие обои в служебных помещениях;

- возможная частичная замена звуковой сигнализации на световую;

- агрегаты снабжать специальными глушителями.

Хорошим шумапоглощающим свойством обладает слюда.

Таблица - Результаты измерений шума

№ п/п	Место замера	Дополнительные сведения (продолжительность воздействия)	Характер шума						Уровни звукового давления (колебательной скорости) в дБ и октавных полосах со среднегеометрическими частотами в Гц								Уровень звука (экв. уровень звука в дБ)		
			широкопол.	тональный	постоянный	колеблющийся	прерывистый	импульсный	32	63	125	250	500	1000	2000	4000		8000	
1	1	20 % раб. Времени	+		+					73	68	59	53	49	46	46	41	37	53
			+		+					72	67	58	52	50	45	44	0	37	52
			+		+					73	68	60	53	48	45	45	41	36	53
2	2	20 % раб. Времени	+		+					88	87	91	92	88	85	80	83	82	92
			+		+					89	87	90	92	87	86	80	82	81	92
			+		+					88	86	91	91	87	85	81	83	80	91

СЕКЦИЯ 10

ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА

ПЕРСПЕКТИВНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ВОЛНОВЫХ ВОЗДЕЙСТВИЙ И ДЕПРЕССОРНЫХ ПРИСАДОК В ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ

*Ульбеков Р.Р., Немгеров А.О.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

В связи с падением запасов легких нефтей во многих нефтедобывающих регионах мира повышается интерес к тяжелым парафиновым и высоковязким нефтям.

При понижении температуры идет процесс кристаллизации высокомолекулярных алканов, образование ассоциатов и сложных структурных единиц. Поэтому актуален поиск менее дорогостоящих способов регулирования реологических и низкотемпературных свойств высоковязких высокопарафинистых нефтей, в том числе волновых воздействий и применения депрессорных присадок.

Низкотемпературные свойства нефтей и нефтепродуктов (топлив, масел) позволяют оценивать их подвижность, а также косвенно наличие в них некоторых групп углеводородов. При понижении температуры нефтепродукты теряют подвижность из-за выделения надмолекулярных структур (кристаллов) алканов и образования структурного каркаса, а также из-за повышения структурной вязкости. При перекачке парафинистых нефтей по нефтепроводам на внутренней поверхности труб происходит накопление асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО). Это приводит к снижению пропускной способности нефтепроводов и увеличению давления в процессе эксплуатации. Исследование влияния каждого параметра на интенсивность запарафинивания, а также всей совокупности параметров позволит успешно подбирать рациональные методы борьбы с парафинизацией.

В работе показана природа влияния постоянного магнитного поля на нефтяные дисперсные системы. Отмечено, что НДС являются ковалентными жидкостями, в которых отсутствуют заряженные частицы, но возможно присутствие некоторого количества соединений, обладающих выраженным дипольным моментом, как например, азотсодержащие соединения. Как показали экспериментальные исследования, воздействие магнитного поля на нефтяные остатки приводит к снижению размеров дисперсных частиц на 7 – 28 % (фотоколориметрический метод анализа). Особенности реологического поведения парафинистых нефтей в постоянном магнитном поле определяются содержанием в них парафиновых углеводородов, смол и асфальтенов. Все это дает основание полагать, что энергетически слабые внешние воздействия способны оказывать заметное влияние на состояние НДС как на уровне межмолекулярного взаимодействия, так и на уровне внутримолекулярных преобразований.

Депрессорные присадки к нефтям и тяжелым нефтепродуктам - это нефтерастворимые синтетические полимерные продукты, которые при введении в небольших количествах в мазут или нефть с повышенным содержанием парафина способны изменять ее реологические свойства, особенно вязкость и напряжение сдвига. Механизм действия депрессорной присадки, состоит в том, что ее применение приводит к изменению размера, формы и строения частиц дисперсной фазы высокозастывающей нефти таким образом, что возникающая при низких температурах структура оказывается менее прочной и не мешает течению подвижной части нефти. Значительный интерес в последнее время приобретают комбинированные депрессоры, включающие поверхностно-активный и полимерный компоненты. Предлагается следующий вариант теоретического обоснования - действия комбинированных депрессорных присадок. При понижении температуры наличие молекул поверхностно-активного вещества способствует двум взаимно независимым процессам. Во-первых,

возможно образование новых центров кристаллизации, которые активно связывают молекулы кристаллизующихся твердых углеводородов, уменьшая их локальную концентрацию и нарушая налаживание прочных связей между ними. Во-вторых, молекулы поверхностно-активного вещества могут сорбироваться на поверхности растущего кристалла, что приводит к образованию в системе более рыхлых пространственных структур дендритного вида. Экономически наиболее выгодным способом улучшения низкотемпературных свойств топлив является введение депрессорных присадок. Такие присадки в концентрации до 0,5 % значительно снижают температуру застывания топлива. Разработанные до настоящего времени депрессорные присадки практически не влияют на растворимость твердых углеводородов с понижением температуры. Таким образом, действие депрессорной присадки заключается в снижении температуры застывания топлива при неизменной температуре помутнения или начала кристаллизации.

Объектами исследований служила нефть Корчагинского месторождения на Каспии. В качестве депрессорной присадки применяли присадку Пральт. Для определения размеров частиц нефтяной дисперсной системы применяли фотоэлектроколориметрический метод. Измерения на фотоэлектроколориметре КФК-2 проводились для шести образцов нефти. Смешивание с депрессорной присадкой провели после волновых воздействий.

Для магнитной обработки нефтяной дисперсной системы использовали проточную установку, включающую магнитный туннель, в котором магнитное поле создается электромагнитами. В момент прохождения через зазор жидкость подвергается воздействию магнитного поля, направленного перпендикулярно потоку жидкости. В качестве ультразвукового излучателя использовали устройство "Ретона" с основной частотой излучателя 45 кГц. по ТУ II -96 ГКДЖ 433533. расположенное внутри емкости, через которую проходил поток углеводородного сырья. Температуру застывания Корчагинской нефти измеряли так же для шести образцов.

В ходе экспериментальной части были измерены температуры застывания и измерены диаметры частиц дисперсной фазы образцов Корчагинской нефти в десяти различных режимах.

На основе проделанных опытов видно, что наибольший эффект в улучшении низкотемпературных свойств нефти (температура застывания) достигается в режимах, при использовании магнитной обработки с магнитной индукцией 0,15 Тл и 0,31 Тл, а также при использовании магнитной обработки с магнитной индукцией 0,15 Тл и 0,31Тл с добавкой депрессорной присадки в количестве 5 грамм на тонну нефти и 20 грамм на тонну нефти. Также стоит отметить, что ультразвуковое воздействие заметно ухудшает низкотемпературные свойства Корчагинской нефти как при воздействии только ультразвуком, так и в любой комбинации с использованием ультразвука.

Известно, что одним из наиболее значимых факторов устойчивости НДС является размер дисперсной фазы. В связи с этим нами была поставлена цель изучения влияния на дисперсное состояние обезвоженной и обессоленной нефти волновых воздействий и добавок. В результате различных способов предварительной обработки сырья размер дисперсных частиц имеет тенденцию уменьшаться, что свидетельствует о разрушении надмолекулярных структур, и упорядочении ССЕ (сложная структурная единица) в направлении вектора магнитного поля, особенно данный эффект заметен при обработке ультразвуком и комбинированной обработке ультразвуком и магнитным полем. Вследствие этого гомогенность нефтяной системы возрастает, некоторая часть углеводородов переходит в дисперсионную среду.

Таким образом, совместное использование волновых воздействий и депрессорных присадок в транспортировке нефти снизит нагрузку на перекачивающие оборудование, что позволит снизить себестоимость продукта.

ОБЕСПЕЧЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОГО И БЕЗАВАРИЙНОГО ТРАНСПОРТА ЖУВ ПО МК «УРЕНГОЙ – СУРГУТ» С ПРИМЕНЕНИЕМ РЕАГЕНТА КОМПЛЕКСНОГО ДЕЙСТВИЯ

*Солодов Ю.Д.
ООО «Газпром переработка»*

В 2012 году ООО "Газпром переработка" совместно с ООО "Миррико" были проведены опытно-промышленные испытания противотурбулентной присадки "M-FLOWTREAT" (далее - ПТП). В результате внедрения ПТП в производственную деятельность ООО «Газпром переработка» удалось увеличить пропускную способность МК "Уренгой - Сургут".

Применение ПТП было обусловлено тем, что увеличение производительности и количества насосных агрегатов приводило к нарушению вибродиагностических параметров работы головной насосной станции ЗПКТ (ГНС), выходу насосов из строя и дестабилизации гидродинамического режима транспортировки НГКС по конденсатопроводу.

Кроме того, прогнозные балансы добычи жидких углеводородов показывают кратное увеличение доли тяжёлого парафинистого сырья - нефти и ачимовского конденсата, в общем объёме добычи жидких углеводородов на месторождениях ОАО «Газпром» на севере Тюменской области. Увеличение доли парафинов в сырье приведёт к осложнению транспорта конденсата по трубопроводам, а именно к увеличению толщины слоя отложений, что приведёт к сужению внутреннего диаметра труб и затруднению или невозможности поддержания проектного режима работы трубопровода и оборудования.

Таким образом, возникла необходимость в поиске эффективного метода борьбы с парафиноотложениями без изменения существующей технологии транспорта. И в результате был разработан новый композиционный реагент со свойствами ингибитора парафиноотложений и противотурбулентной присадки.

Экономический эффект от использования нового реагента достигаться за счёт синергетического взаимодействия изменения структуры парафинов в перекачиваемой углеводородной среде и скоростей течения в пристенной области конденсатопровода, а также экономии за счёт применения одного реагента вместо трёх, причём экономия наблюдается так же за счёт использования одной дозирующей станции и снижения количества процедур поршневания конденсатопровода.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ТЕХНИЧЕСКИХ ПРЕДЛОЖЕНИЙ ПО СНИЖЕНИЮ СТОИМОСТИ СТРОИТЕЛЬСТВА СКВАЖИН

Сафрыгина Е.Ю.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Одной из основных задач, стоящих перед нефтегазовым комплексом России является повышение эффективности строительства скважин, связанное с рациональным использованием оборудования на всех этапах обустройства.

Добыча сырья на Астраханском газоконденсатном месторождении осуществляется Газопромысловым управлением ООО «Газпром добыча Астрахань».

За период 2007-2015 годы из обустройства в эксплуатацию введено 53% от общего количества построенных скважин. Из всего действующего фонда 6% находятся в периодической эксплуатации, их вклад в годовую добычу газа составляет всего 0,15%; 22% скважин имеют суточный дебит ниже 150 тыс.м³, вследствие чего основная нагрузка приходится на 103 скважины, которые не в состоянии обеспечить полную загрузку АГПЗ. Достижение максимальной плановой загрузки АГПЗ возможно при условии ввода до сентября 2017 года в эксплуатацию 4 скважин, находящихся в обустройстве.

В целях повышения технико-экономической эффективности ввода в эксплуатацию скважин актуальным является принятие технических решений с учетом мероприятий по снижению затрат и минимизации (исключения) периода ожидания завершения работ по обустройству скважин Астраханского ГКМ.

Одним из таких технических решений является применение гидравлических станков типа НН на этапе вскрытия продуктивного горизонта и освоения скважин. Главный принцип выбора бурового оборудования - минимизация производственных затрат и сокращение времени цикла строительства скважин.

Целью данной работы является проведение оценки экономической целесообразности применения гидравлических станков типа НН на этапе вскрытия продуктивного горизонта и освоения скважин. Ожидается снижение стоимости строительства скважин и минимизация (исключение) периода ожидания завершения работ по обустройству скважин, законченных бурением со вскрытым продуктивным интервалом.

В рамках работы выполнено:

- анализ организационно-технической схемы бурения на этапе вскрытия продуктивного горизонта скважины и предлагаемых изменений;

- расчет показателей экономической эффективности технического предложения методом денежных потоков.

Результаты технико-экономического обоснования будут использованы при принятии решения ПАО «Газпром» об изменении организационно-технической схемы бурения на этапе вскрытия продуктивного горизонта скважины.

Список литературы:

«Пульс Аксарайска». Еженедельник ООО «Газпром добыча Астрахань» №3 (1229) от 20.01.2017 г., с.3.

**ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ АНАЛИЗ ВАРИАНТОВ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ
ЛИНЕЙНЫХ ПОТРЕБИТЕЛЕЙ МАГИСТРАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ**

*Богачков И. М.; Овчинников П. А.
ООО «Газпром проектирование»*

В настоящее время ПАО «Газпром» реализует политику энергосбережения и повышения энергетической эффективности производственных процессов на основе государственных и корпоративных требований [1], которая направлена, в первую очередь, на снижение расходов топливно-энергетических ресурсов (ТЭР) по наиболее значимым статьям затрат на собственные технологические нужды. Одним из самых энергоемких видов деятельности, с точки зрения ТЭР, является транспорт газа, конденсата и метанола. С целью сокращения потребления энергоресурсов широкое применение получают инновационные решения с использованием возобновляемых источников энергии для линейных и удаленных потребителей.

Однако такие решения должны сопровождаться экономической оценкой целесообразности их использования, которая и является основанием для технико-экономического анализа вариантов электроснабжения потребителей магистральных трубопроводов.

Объектом для исследования является четвертый участок Ачимовских отложений Уренгойского НГКМ. В работе рассматривается два варианта электроснабжения линейных объектов с учетом наиболее рационального использованного технологического оборудования. В первом варианте источником электроснабжения является энергосистема, энергия от которой передается по воздушным линиям (ВЛ) 10 кВ к потребителям. Во втором варианте потребители конденсатопровода (КП) запитываются от возобновляемых источников энергии: на каждом крановом узле (КУ) устанавливается неэлектрифицируемый контролируемый пункт линейной телемеханики. В работе [2] приводится несколько вариантов функциональных схем возобновляемых источников энергии.

На основе сформулированных вариантов электроснабжения линейных потребителей был выполнен технико-экономический расчет капитальных вложений и эксплуатационных затрат, значения которого было решено представить в виде кривых (рис.1).

Z, тыс. руб.

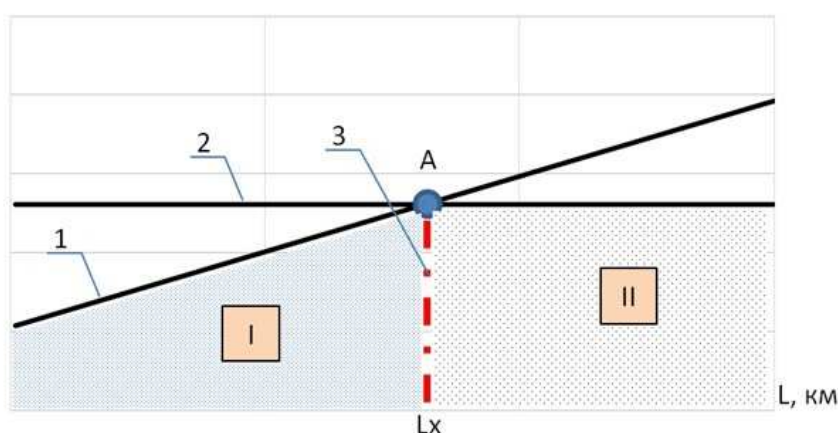


Рисунок 1.

График затрат по первому и второму варианту электроснабжения КП с 15 КУ:
1 – кривая затрат для первого варианта; 2 – кривая затрат для второго варианта;

3 – кривая границы экономической эффективности двух вариантов; А – точка пересечения двух кривых (точка равновесия); I – область экономической эффективности первого варианта; II – область экономической эффективности второго варианта.

Образовавшаяся в результате пересечения этих кривых точка (точка равновесия, в которой затраты по двум вариантам одинаковы) является границей экономической эффективности между вариантами электроснабжения линейных потребителей.

Данный аналитический способ позволяет оценить и выбрать вариант электроснабжения потребителей КП только для конкретного случая при известном количестве крановых узлов. С целью определения границы экономической эффективности при любом заданном количестве КУ необходимо построить кривую равновесия (рис. 2), которая выражается функцией:

$$L_{\text{КП}} = f(N_{\text{КУ}}) = \frac{Z_{\text{авт}} - Z_{\text{БКУЭ}}}{Z_{\text{ВЛ}}} \cdot N_{\text{КУ}}$$

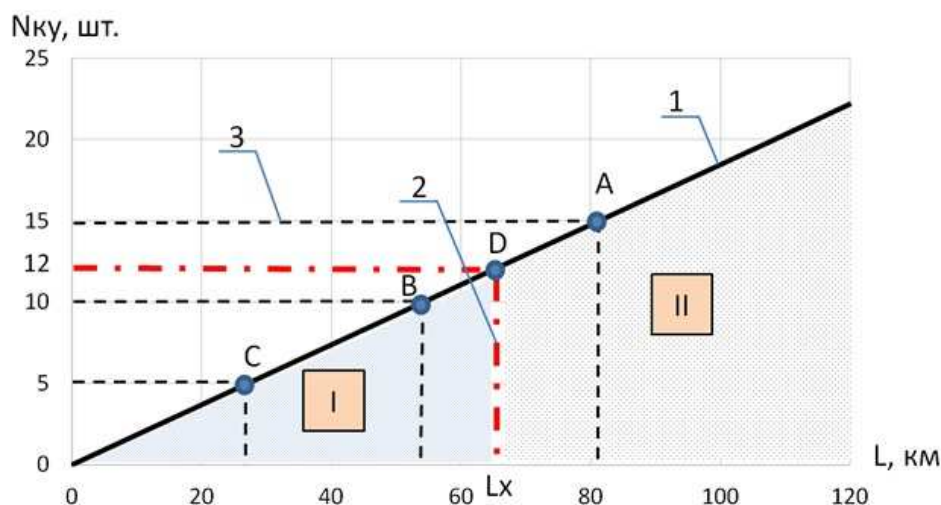


Рисунок 2.

График выбора варианта схемы электроснабжения потребителей КП:

1 – кривая равновесия; 2 – кривая границы экономической эффективности для 12 КУ; 3 – вспомогательные линии для построения точек А, В, С; I – область экономической эффективности первого варианта; II – область экономической эффективности второго варианта; А, В, С, – точки равновесия при 15, 10, 5 КУ соответственно; D – точка равновесия при 12 КУ

По функции разработана программа для выбора внешнего или автономного электроснабжения линейных потребителей магистральных трубопроводов.

В целом результаты исследования показывают возможность эффективного применения возобновляемых источников энергии исключительно в районах со слабо развитой энергосистемой, с подходящими климатическими условиями и на объектах с протяженными магистральными трубопроводами.

Список литературы:

- Энергосбережение: экологический отчет 2013 г. / ОАО «Газпром». – М., 2013. – 68 с.
 Агапова О. Р. Особенности использования возобновляемых источников энергии в системах электроснабжения вдольтрассовых потребителей на магистральных газопроводах / О. Р. Агапова, С. В. Бондаренко, О. А. Горюнов, Н. А. Сингаевский, А. Е. Церковный, А. А. Шаповало, П. В. Яцынин // Территория нефтегаз. 2013. № 4. С. 88–91.

ЭКСПЛУАТАЦИЯ РЕДУКЦИОННО-ОХЛАДИТЕЛЬНОГО УСТРОЙСТВА СОВМЕСТНО С ТУРБОГЕНЕРАТОРНОЙ УСТАНОВКОЙ

*Стрекачев Д.А., Лямин Л.А., Бурмистров С.В.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Вопросы энергосбережения, повышения энергоэффективности технологических процессов на промышленных предприятиях всегда имели особую актуальность, как непосредственно связанные с экономией финансовых ресурсов, особенно в условиях современного рынка, на который значительное влияние оказывает как курс национальной валюты, так и экономические санкции. На сегодня проблемы энергоэффективности завода требуют решений не меньше, чем проблемы реконструкции химической части. Очевидно, что сокращение расходов предприятия на собственные нужды ведет к снижению себестоимости выпускаемой продукции, а, следовательно, к увеличению прибыли.

В рамках действующего проекта обеспечения паром для технологических нужд объектов Астраханского газоперерабатывающего завода (далее – АГПЗ) предусмотрена эксплуатация редуционных охладительных устройств различных параметров. В рамках данного проекта внимание уделяется работе непосредственно РОУ 39/24 и РОУ 24/5, находящихся в эксплуатации в цехе теплоснабжения и межцеховых коммуникаций (далее – ТСиМЦК). РОУ 39/24 используется для редуцирования пара высокого давления VH, вырабатываемого котлами БКЗ 75-39 Производственно-пусковой котельной ООО «Газпром энерго» с параметрами: давление 3,9 МПа и температура 400 °С, в пар среднего давления VS с параметрами: давление 2,4 МПа и температура 325 °С. Соответственно РОУ 24/5 используется для редуцирования пара VS, вырабатываемого как на РОУ 39/24, так и на установках получения элементарной серы, в пар низкого давления с параметрами: давление 0,5 МПа и температуру 200 °С.

Принцип действия данных устройств основан на дросселировании пара через регулирующий клапан до необходимого давления с последующим охлаждением в пароохладителе до необходимой температуры за счет впрыска питательной воды. Давление и температура пара на выходе поддерживается регуляторами, которые определяют степень открытия регулирующих клапанов. Приборы КИП обеспечивают автоматическую регулировку подачи воды на впрыск и подачи пара для редуцирования.

Стоит отметить, что в процессе дросселирования безвозвратно теряется потенциальная энергия пара, которую экономически выгодно использовать не в РОУ, а на рабочих лопатках противоавтоматической паровой турбины для привода генератора с получением электрической энергии при минимальных дополнительных затратах. Замена РОУ турбинами с противоавтоматическим, как метод энергосбережения, в общей постановке не вызывает никаких сомнений. Очевидно, что вместо рассеяния высокопотенциальной тепловой энергии в РОУ, на турбогенераторной установке осуществляется выработка электроэнергии на базе теплового потребления.

Паровая турбина турбогенераторной установки преобразует тепловую энергию водяного пара в механическую работу. Поток водяного пара поступает через направляющие аппарата на криволинейные лопатки, закрепленные по окружности ротора и воздействуя на них, приводит ротор во вращение. Для выработки электрической энергии паровая турбина использует кинетическую энергию пара.

Несмотря на то, что турбогенераторная установка достаточно часто считается заменой для сравнительно менее энергоэффективной РОУ, в рамках данного проекта мы рассматриваем их параллельное использование на АГПЗ. Нужно понимать, что при одновременной работе РОУ и турбогенераторной установки их эксплуатация становится более вариативной.

Принципиальная схема работы паровой турбины совместно с редуционной охладительной установкой представлена на рисунке 1.

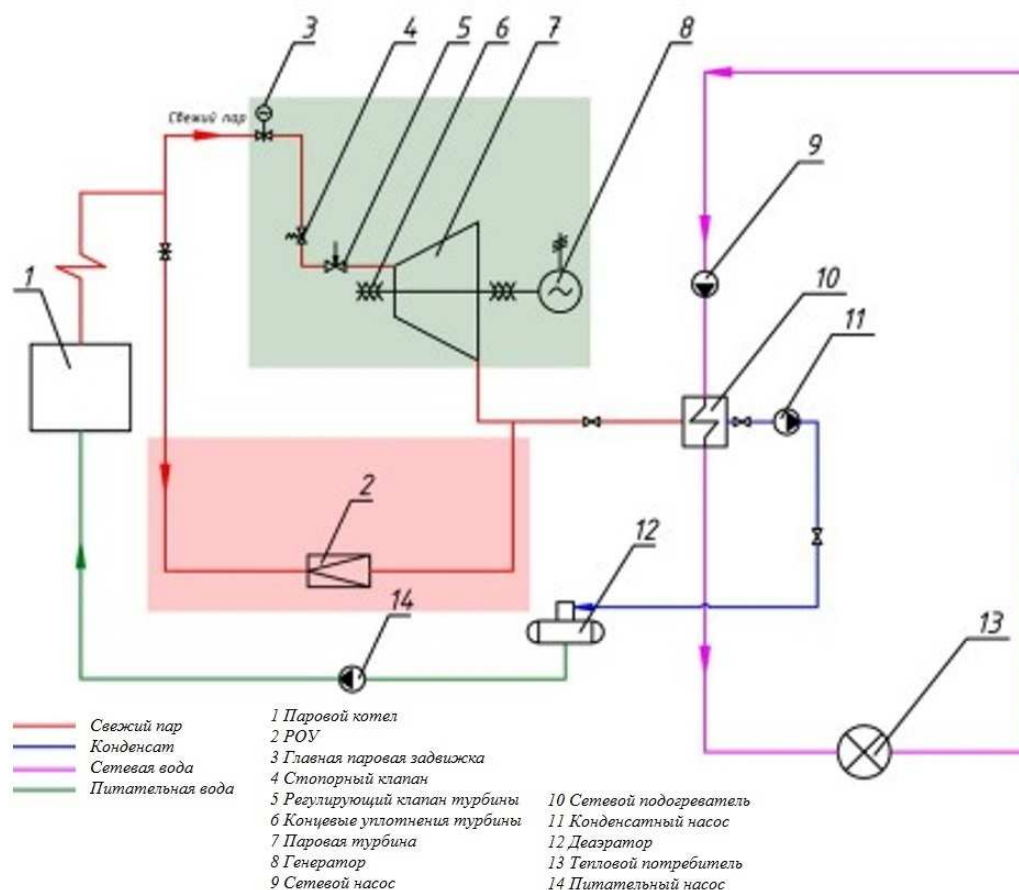


Рисунок 1.

Принципиальная схема паровой турбины совместно с редуцирующей охлаждающей установкой.

Вырабатываемая на турбогенераторной установке электроэнергия может быть использована для собственных нужд завода. В рамках данной работы предлагается принять за срок внедрения мероприятия 2020 год – планируемый год следующего останова 1 очереди АГПЗ. Так как завершить монтаж турбогенераторных установок, подключение соответствующей обвязки оборудования и пуско-наладочные работы с точки зрения бесперебойной эксплуатации РОУ более целесообразно при остановке очереди.

В качестве возможного производителя, а также предприятия по разработке проектной и сметной документации, монтажу и пуско-наладку турбин рассматривается компания ООО «Ютрон - Паровые турбины» г. Смоленск. По запросу, на основании представленных данных о выработке пара на действующих РОУ, от данных организаций получены коммерческие предложения на поставку турбогенераторных установок на базе паровой турбины с противодавлением Р-1,5-3,5/2,3 для РОУ 39/24, номинальной мощностью 1500 кВт, и Р-5-2,4/0,5 для РОУ 24/5, номинальной мощностью 4750 кВт.

На основании данных о мощности турбогенераторных установок и режимах работы РОУ в 2015 году произведены расчеты. Результаты расчета приведены в таблице 1.

По предварительным подсчетам в результате реализации данного проекта суммарная мощность всех турбогенераторных установках составит: 224 420,2 кВт, что в денежном эквиваленте приведет к снижению затрат на приобретение электроэнергии на 515 933,06 в год. Инвестиции составят 782 033,68 тыс. рублей. По сведениям завода изготовителя срок эксплуатации турбогенераторных установок равен 45 годам, но для упрощения расчета жизненный цикл принят за 10 лет с момента начала эксплуатации. В соответствии с расчетом, выполненным методом денежных потоков, срок окупаемости проекта: на шестой год с начала инвестиционной фазы.

После ввода в эксплуатацию турбогенераторных установок возможно рассмотрение вопроса об исключении из технологической схемы промышленного пароснабжения АГПЗ РОУ 39/24 и РОУ 24/5 с целью импортозамещения.

Таблица 1. Результаты расчета выработки электроэнергии турбогенераторными установками на основании потребления пара в 2015 году.

	Янв	Фев	Март	Апр	Май	Июнь	Июль	Авг	Сент	Окт	Ноя	Дек	Итого
Потребление пара VН, т/ч	295,13	300,93	252,4	234,87	141,74	152,97	149,03	153,87	140,13	226,32	327,3	354,84	
Мощность, кВт	5902,6	6018,6	5048	4697,4	2834,8	3059,4	2980,6	3077,4	2802,6	4526,4	6546	7096,8	54 590,60
Стоимость эл.энергии, тыс. руб.	13 570	13 837	11 605	10 799	6 517	7 033	6 852	7 075	6 443	10 406	15 049	16 315	125 501,61
Потребление пара VS, т/ч	313,4	299,31	218,14	144,86	174,12	141,07	156,87	185,53	239,56	229,29	281,82	297,55	
Мощность, кВт	19848,7	18956,3	13815,5	9174,5	11027,6	8934,4	9935,1	11750,2	15172,1	14521,7	17848,6	18844,8	169 829,60
Стоимость эл.энергии, тыс. руб.	45 631	43 580	31 761	21 092	25 352	20 540	22 840	27 013	34 880	33 385	41 033	43 324	390 431,46
Суммарная мощность, кВт												224 420,20	
Суммарная стоимость эл.энергии, тыс. руб.												515 933,06	

Мероприятия, связанные с повышением энергоэффективности всегда имеют особую актуальность, так как направлены на повышение прибыли предприятия за счет снижения издержек. С учетом того, что на редукционно-охладительной установке (далее – РОУ) в процессе дросселирования теряется потенциальная энергия пара, которую экономически более выгодно использовать для привода паровой турбины, установка на РОУ турбогенераторной установки – мероприятие, направленное на повышение энергоэффективности.

ПРОИЗВОДСТВО СПГ НА АГПЗ

Арабов С.М., Лоркиш Е.М., Межиев Б.М.

ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»

Данная работа показывает возможность получения сжиженного природного газа на нефтегазоперерабатывающих предприятиях без существенных изменений процесса производства и больших капитальных вложений.

Существующая ситуация на АГПЗ:

Для собственных нужд (для пусковой котельной, технологических печей, факелов высокого и низкого давления, на ГПУ для регулирования приборов КИПиА и АСУТП) на Астраханском газоконденсатном месторождении используется около ~80 000м³/ч природного газа из магистрального трубопровода с Р=45-55 атм.

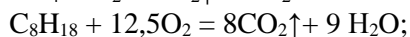
Предлагаем:

Использовать эффект Джоуля-Томсона для производства СПГ при переводе газа с магистрального трубопровода на собственные нужды АГПЗ (Р=0,6МПа) используя готовые блок-модули Криогенмаш или других производителей. Это позволит получать до 10% СПГ;

Установить динамо-машину на выходе с магистрального трубопровода для производства дополнительного количества электроэнергии.

Преимущества использования сжиженного природного газа(СПГ) как топлива:

Экологически чистый продукт и соответственно при работе на бензине сброс: CO₂ в атмосферу уменьшится более, чем 8 раз. Например:



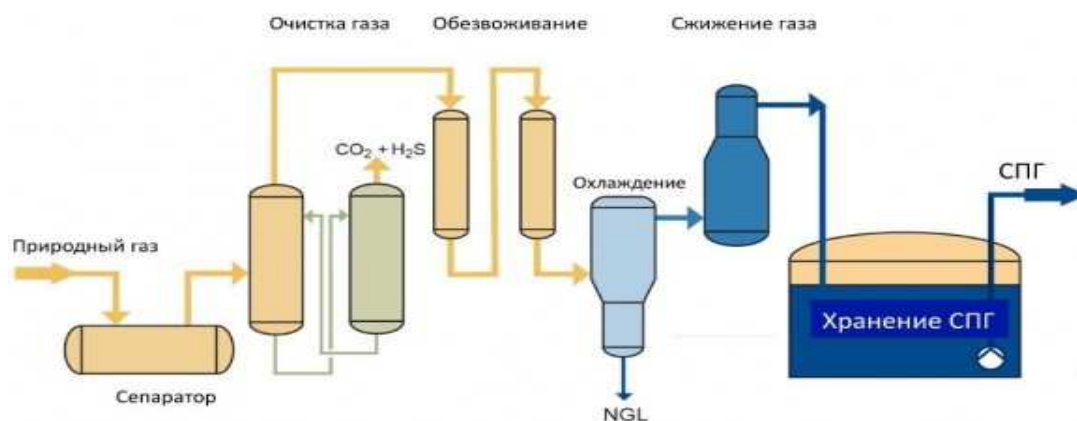
Возможность автоматизации производства;

Относительная дешевизна производства СПГ, по сравнению с Евро-5 более чем в 10 раз;

Высокая октановое число моторного топлива СПГ,- свыше 105;

Гибкость поставки СПГ потребителям.

Способ получения СПГ:



В настоящее время процесс получения сжиженного природного газа включает в себя несколько стадий. Сепарация: во время этого процесса, газ из магистрального трубопровода попадает в сепаратор, в котором частицы природного газа отделяются от мелкодисперсной фазы (продукты коррозии оборудования). Следующая стадия-очистка газа в адсорберах от кислых компонентов (CO_2 , H_2S) ДЭА (диэтаноламином). После очистки газ попадает на стадию дегидратации-осушки. Здесь происходит осушка газа до точки росы –минус 76°C .

После этого очищенный газ попадает на стадию редуцирования и ожижения. Полученный сжиженный природный газ хранится в изотермических резервуарах хранения и отпуска потребителям.

Преимущества

Дополнительная выработка электроэнергии за счет динамо-машины – до 1,1МВт.

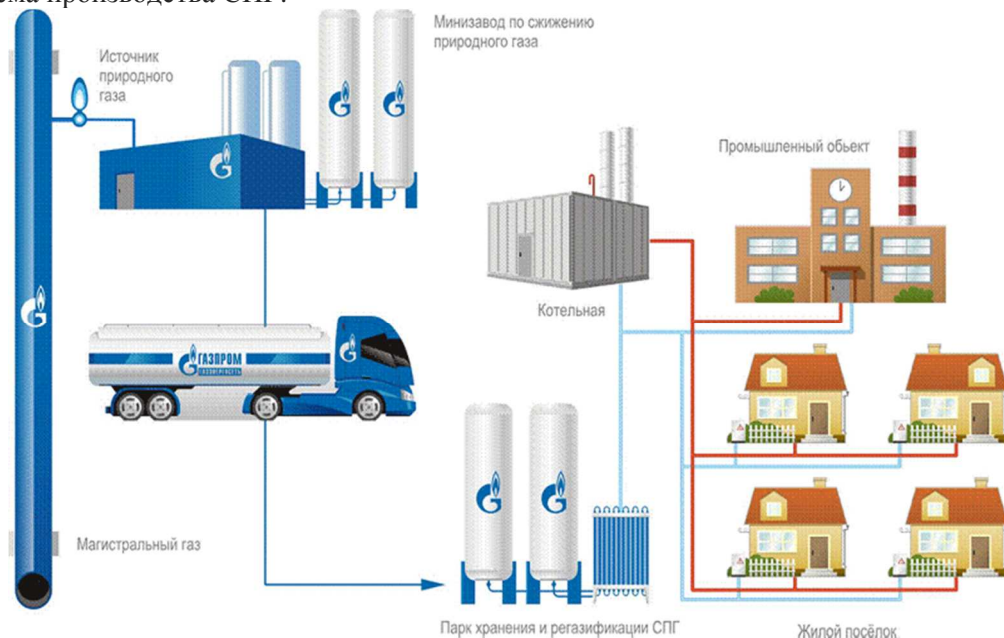
Получение СПГ на АГПЗ для собственных нужд (для автотранспорта ООО "Газпром добыча Астрахань") и для посторонних потребителей.

Вывод

Смоделировав данный процесс производства на АГПЗ мы получили производительность в 5,7 тонн СПГ в час и выработку до 1,1МВт.

Данный способ производства СПГ может быть применен на всех газоперерабатывающих нефтеперерабатывающих заводах России.

Схема производства СПГ:



Список литературы:

1. Бармин И.В. Сжиженный природный газ вчера, сегодня, завтра / И.В. Бармин, И.Д. Кунис // -М.: МГТУ им. Н.Э. Баумана, 2009. -256 с;
2. Брагинский О.Б. Нефтегазовый комплекс мира. /О.Б. Брагинский / -М.: Изд. «Нефть и газ» РГУ нефти и газа им. И.М.Губкина, 2006. -640 с.;
3. Глобализация рынка природного газа / И.В. Мещерин, А.С. Казак, В.Н. Башкин, И.В. Демин и др. // под ред. И.В.Мещерина. -М.: Газпром ВНИИГАЗ, 2011. -348 с.

ПРИМЕНЕНИЕ МЕТОДИКИ ПЛАНИРОВАНИЯ ОЖИДАЕМОГО ЭЛЕКТРОПОТРЕБЛЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ, КАК СОСТАВНОЙ ЧАСТИ СИСТЕМЫ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА

Лезин Д.С.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Система энергетического менеджмента /1/ – это совокупность взаимосвязанных или взаимодействующих элементов, используемая для установления энергетической политики и энергетических целей, а также процедур для достижения этих целей.

Высокая стоимость энергоресурсов обусловила в последние годы кардинальное изменение отношения к организации энергоучета в промышленности и других энергоемких отраслях. Современная цивилизованная торговля энергоресурсами основана на использовании автоматизированного приборного энергоучета, сводящего к минимуму участие человека на этапе измерения, сбора и обработки данных. С этой целью, как поставщики, так и потребители создают на своих объектах автоматизированные системы контроля и учета энергоресурсов - АСКУЭ. При наличии современной АСКУЭ промышленное предприятие полностью контролирует весь свой процесс энергопотребления и имеет возможность по согласованию с поставщиками энергоресурсов гибко переходить к разным тарифным системам, минимизируя свои энергозатраты.

Рыночный отпуск электроэнергии по заявкам предприятий в настоящее время приобретает все более массовый характер, поскольку при переходе предприятия с регулируемого сектора на сектор свободной торговли можно добиться существенной экономии средств (объем заказа энергии произволен; рыночные цены ниже, чем государственные, в среднем на 2 – 5%).

При переходе в сектор свободной торговли помимо выигрыша от участия в конкурентных торгах, предприятие берет на себя некоторый риск, который связан с невозможностью точного планирования заявки на потребление электроэнергии. Известно, что мощности потребления электроэнергии крупными предприятиями весьма велики и составляют десятки, сотни мегаватт. Поэтому излишнее или недостаточное потребление электроэнергии, заказанное по предварительным заявкам предприятия, приводит к незапланированным издержкам поставщика в точке генерации. Существенную часть издержек, связанных с избыточным или недостаточным потреблением, берет на себя предприятие, заказывающее электроэнергию.



Технологические процессы потребления электроэнергии подчиняются циклическим, функциональным и случайным тенденциям, из которых наиболее прогнозируемы циклические зависимости (как правило, суточные, недельные и годовичные).

Эффективное управление энергоресурсами невозможно осуществлять без использования максимально более точного прогнозирования потребления электроэнергии. Проблема прогноза потребления электроэнергии представляет собой сложную многопараметрическую задачу. Любая задача прогнозирования опирается на сложные математические или эмпирические (интуитивные) методы поиска закономерностей в рассматриваемом временном процессе.

Для Астраханского газоперерабатывающего завода, с учетом высокого ежедневного потребления электроэнергии, повышение точности прогнозирования потребления электроэнергии имеет важное значение.

Появившаяся не так давно на заводе, система АСКУЭ дает большой простор для изучения фактических норм потребления электроэнергии предприятием. Обработка, полученных с помощью АСКУЭ, данных позволит наиболее достоверно прогнозировать потребление электроэнергии.

Данный проект разработан для его непосредственного использования на Астраханском газоперерабатывающем заводе ООО «Газпром добыча Астрахань» службой главного энергетика. Конечным результатом проекта является получение свода функциональных зависимостей потребления электроэнергии, от условий работы оборудования, необходимого специалисту службы главного энергетика, занимающегося планированием потребления электроэнергии заводом.

В рамках стандарта предприятия /2/ и системы энергетического менеджмента предприятие обязано ежегодно выполнять анализ энергопотребления по итогам года, проводя оценку резервов, связанных с повышением уровня эффективности использования топливно-энергетических ресурсов.

Ввиду усиления тенденции развития системы энергетического менеджмента Общества и проведения ежегодного инспекционного аудита сертификационным органом, данный свод зависимостей имеет важное значение.

Основой данного свода является математическая модель, получаемая посредством анализа энергопотребления завода, в разрезе технологических установок и административно-бытовых корпусов, отражающая зависимость расходуемой заводом электроэнергии времени года, температуры окружающей среды и загрузки технологических установок.

Основным результатом математической модели прогнозирования потребления электроэнергии является таблица и график прогноза, на основании которых, с учетом графика ремонтов электроустановок и плана производства продукции может составляться план потребления электроэнергии на несколько лет вперед.

Список литературы:

ГОСТ Р ИСО 50001-2012, пункт 3.9;

СТП-05780913.3.2013 «Анализ энергопотребления».

ВОПРОСЫ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ МУЛЬТИПРОЦЕССОРНОЙ СИСТЕМЫ КОМПЛЕКСНОГО УПРАВЛЕНИЯ МСКУ 5000-01 В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Имангалиева А.М.

ЧПОУ Газпром колледж Волгоград.

Вопросы энергосбережения в настоящее время выходят на одно из ведущих мест в мире, что связано, прежде всего, с экономической, социально-политической, экологической ситуацией развитых топливдобывающих стран. Рассматривается весьма депрессивное состояние, в котором – после ряда лет относительного равновесия – с середины 2014 г. оказалась мировая энергетика под воздействием разноплановых и разнонаправленных факторов. Основными задачами энергосберегающей политики ПАО «Газпром», определенными «Концепцией энергосбережения и повышения энергетической эффективности в ПАО «Газпром», является повышение энергетической эффективности дочерних обществ и организаций ПАО «Газпром» на основе применения инновационных технологий, оборудования в целях снижения техногенной нагрузки на окружающую среду. Для успешного достижения установленных целевых показателей в ПАО «Газпром» осуществляется систематическая деятельность повышения энергетической эффективности. Реализуемые компанией концепции и программы энергосбережения дают не только значительный экономический эффект, но и способствует снижению вредного воздействия на окружающую среду.

Энергоэффективность любого производства зависит от применяемых технологий. Большую роль здесь играет правильный выбор привода машин и исполнительных механизмов, а так же системы управления технологическим процессом. Значительной причиной понижения энергоэффективности на объектах газонефтяной промышленности стали устаревшие и энергорасточительные приборы и оборудования. В ходе работы газоперекачивающего агрегата происходили аварии и внештатные ситуации, которые приводили к потере газа и энергии на перезапуск ГПА.

Технологические процессы при добыче и транспортировке газа предполагают широкий спектр автоматизации. Одной из наиболее важных задач управления является максимально эффективное использование энергоресурсов. Для достижения этой цели является выбор и

поддержанию необходимых режимов работы агрегатов и исполнительных механизмов. Для улучшения работы и энергоэффективности в производство была внедрена микропроцессорная система комплексного управления МСКУ 5000-01-04-01.

Результатами внедрения МСКУ 5000 являются:

- повышение безопасности эксплуатации оборудования вследствие исключения человеческого фактора как источника нештатных и аварийных ситуаций (дифференцированный допуск операторов к отдельным операциям, защита системы от случайного и несанкционированного воздействия);
- минимизация потребления энергоресурсов;
- централизованный учет потребления энергоресурсов – газа, тепла, электроэнергии;
- сокращение численности персонала;
- снижение эксплуатационных расходов;
- увеличение срока службы оборудования вследствие оптимизации режимов его работы;
- увеличение срока службы оборудования вследствие обеспечения его равномерной наработки;
- обеспечение автоматизированного эффективного управления технологическими процессами в нормальных, переходных и предаварийных режимах работы;
- удаленная диагностика состояния оборудования;
- своевременное представление оперативному персоналу достоверной информации о ходе технологического процесса, состоянии оборудования и технологических средств управления;
- обеспечение персонала ретроспективной информацией в полном объеме для анализа, оптимизации и планирования работы оборудования и его ремонта.

Система обеспечивает выполнение полного комплекса управляющих, информационных функций, а также функций регулирования и контроля, необходимых для функционирования ГПА.

В нашем колледже разработан стенд- эмулятор работы МСКУ 5000, который наглядно показывает, как обеспечивается управление и контроль работы агрегата на примере управления и контроля исполнительным механизмом. Стенд максимально приближен к действующей в цеховых условиях системе агрегатной автоматики

Данный стенд моделирует работу ГПА с помощью программы- эмулятора и выдает управляющие сигналы на исполнительный механизм и считывает информацию с аналоговых датчиков.



Рисунок 1 – Внутреннее устройство стенда

УСТАНОВКА НА ОКНАХ ТЕПЛОТРАЖАЮЩИХ ПЛЕНОК И НИЗКОЭМИССИОННЫХ СТЕКОЛ КАК МЕРОПРИЯТИЕ ПО СНИЖЕНИЮ НЕРАЦИОНАЛЬНЫХ ПОТЕРЬ ПОТРЕБЛЯЕМЫХ ЭНЕРГОРЕСУРСОВ

*Тонконогова Н.В., Сундетов А.А.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Установка на окнах теплоотражающих пленок или низкоэмиссионных стекол позволяет отражать обратно, в помещение, инфракрасное излучение, генерируемое системой отопления и работниками, а также солнечное излучение, отраженное от стен, предметов и главного оборудования в помещении. За счет этого потери тепла через оконные проемы значительно уменьшаются.

Теплопоглощающие стекла в структуре имеют металлическую основу, которая поглощает лучи в инфракрасном диапазоне излучения (тепловые лучи). Коэффициент пропускания оконным стеклом тепловых лучей 0,3...0,75. При поглощении солнечных и инфракрасных лучей стекло нагревается, его температура повышается до 50...60 °С, что приводит к образованию естественных восходящих конвективных потоков от нагретых поверхностей стекла и между стеклами. Для отвода теплоты в летнее время целесообразно обдувать остекленные поверхности воздухом. Теплопоглощающее стекло следует устанавливать снаружи оконного блока.

Теплоотражающее стекла покрывают селективными или полимерными пленками на металлической основе, которые отражают лучи в инфракрасном диапазоне излучения (тепловые лучи). Коэффициент пропускания тепловых лучей у таких стекол составляет 0,2...0,6. Стекло монтируют в одном пакете с простым стеклом так, чтобы отражающая пленка находилась внутри пакета. Теплоотражающее стекло следует устанавливать всегда снаружи, при этом внутреннее простое стекло (без пленки) нагревается меньше.

Наибольшую эффективность имеют двойные или тройные стекла с толщиной воздушной прослойки между ними 10...15 мм. В этом случае естественная конвекция между стеклами дестабилизирована, а воздушная прослойка служит теплоизолятором, так как передача теплоты через оконный блок осуществляется только за счет кондуктивной теплопроводности воздуха. Применяют и многослойные теплоотражающие пленки, приклеиваемые к стеклам после окончания работ по остеклению, и тогда удается снизить пропуск тепловых лучей до 0,2.

В вечернее время пленка отражает в помещение искусственный свет. В холодный период года отражающее стекло уменьшает тепловые потери через окна. Применение теплоотражающих стекол позволяет снизить теплопотупления и затраты энергии на системы кондиционирования на 15...20%.

Наилучшие результаты получаются при покрытии стекла золотом, наносимым распылением при глубоком вакууме. Толщина слоя золота 0,1...0,2 мкм. Такое остекление дорого, но только золоту свойственно селективное отражение инфракрасных лучей и хорошая проводимость видимых световых лучей.

Список литературы:

1. Данилов О.Л. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях. МЭИ: электронный курс. 2010. 188 с.
2. Губин В.Е., Косяков С.А. Малоотходные и ресурсосберегающие технологии в энергетике. Томск: Издательство НТЛ. 2002. 252 с.
3. Данилов Н.И., Щелоков Я.М. Основы энергосбережения. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2006. 564 с.

ПРИМЕНЕНИЕ ИСТОЧНИКОВ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ГЕНЕРАЦИИ, КАК ОДИН ИЗ МЕТОДОВ УВЕЛИЧЕНИЕ ЭНЕРГОЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИ ТРАНСПОРТИРОВКЕ НЕФТИ

Д.В.Воронцов¹, В.В. Милованова¹, И.Н.Шушпанов², Е.В.Уколова²

¹ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа(НИУ) им.И.М.Губкина»,

²ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет»

На сегодняшний день Россия занимает важную роль в обеспечении баланса спроса и предложения на мировом рынке нефти. С точки зрения перспектив развития нефтедобычи в России приоритетными регионами являются Дальний Восток и Восточная Сибирь. Развитие должно предполагать рациональное использование нефтяных запасов, внедрение энергосберегающих технологий, уменьшение потерь на всех этапах добычи, транспортировки и переработки нефти.

Затраты на электроэнергию – основная составляющая операционных затрат на добычу нефти и газа (30 – 35% от общих затрат). Нефтяная промышленность потребляет 5,5% электроэнергии вырабатываемой на территории России (50 млрд. кВт·ч/год), а в себестоимости подготовки и транспортировки нефти доля затрат на электроэнергию составляет 8 – 23% [1]. Транспортировка нефти обладает потенциалом для снижения затрат на электроэнергию.

Техническое обслуживание и ремонт трубопроводов - трудоемкие процессы и требуют больших затрат. В связи с увеличением срока эксплуатации магистральных нефтепроводов объем работ по их обслуживанию и ремонту возрастает. Поэтому важнейшей задачей становится совершенствование технологии и технического обслуживания и ремонтных работ. Технология *замены поврежденного участка* с остановкой перекачки широко применяется при ремонте отечественных нефтепроводов. По этой технологии после остановки перекачки обнаруженный аварийный участок перекрывают от остальной трассы двумя линейными задвижками. При авариях на нефтепроводах с системой телемеханизации происходит автоматическое отключение насосных агрегатов и локализация поврежденного участка линейными задвижками [2].

Аварийная запорная арматура, устанавливаемая на нефтепроводах и трубопроводах сжиженного газа в местах перехода через реки или прохождения их на отметках выше населенных пунктов и промышленных предприятий на расстоянии менее 700 м, должна быть оборудована устройствами, обеспечивающими дистанционное управление. Средняя установленная электрическая мощность каждой задвижки составляет 13 кВт (3кВт на электропривод задвижек, 1кВт шкафа связи, 6 кВт на телеметрию, 3кВт собственные нужды (обогрев, вентиляция, освещение)) [3].

В основном, для электроснабжения устройств аварийной защиты используются дизельные генераторы мощностью 10 кВт, со средним потреблением топлива 3 л/ч. Однако для обеспечения их работы необходимо постоянное наличие топлива, что в условиях Восточной Сибири и Дальнего Востока весьма затруднительно и дорогостояще. Завоз топлива осуществляется либо зимой, либо на специальном гусеничном транспорте. Все это приводит к увеличению стоимости топлива в 2 – 3 раза по сравнению с розничными ценами.

Анализируется экономическая эффективность внедрения нового инновационного решения данной проблемы. Замена дизель-генераторов на солнечно-ветровые установки для снабжения электроэнергией оборудования аварийных задвижек. Это поможет экономить на закупках топлива и его транспортировке в тяжело проходимые места [4,5].

Апробация данного метода проведена на трубопроводе соединяющий месторождение Таас-Юрях в республике Саха (Якутия) с магистральным нефтепроводом Восточная Сибирь – Тихий океан, длиной 160 км и объемом перекачки нефти до 5 тыс. т. в год.

Экономия топлива составила примерно 140тыс. литров дизельного топлива в год или в денежном эквиваленте 11 млн.руб. Размеры площадки под территорию установки солнечно-ветровых установок составит 13х9 м. При затратах на возведение солнечно-ветровых станций окупаемость внедрения составляет 3,1 года, что является инвестиционно-привлекательным [6].

Проект является быстро окупаемым, что является одним из ключевых пунктов при реализации. Немало важный аспект, что солнечная и ветрогенерация не наносят вред окружающей среде [7].

Список литературы

1. РД 39-30-1268-85 «Методика нормирования расхода электроэнергии на транспорт нефти»
2. СП 36.13330.2012 Магистральные трубопроводы. Актуализированная редакция СНиП 2.05.06-85*.
3. Ямуров Н.Р., Крюков Н.И., Кускильдин Р.А. Промышленная безопасность в системе магистральных нефтепроводов // М.: РАЕН, 2001.
4. Ефимов Д.Н., Воропай Н.И., Сулов К.В. Виртуальные электростанции для изолированных и централизованных систем электроснабжения – перспективы и вызовы для России // IEEE Power and Energy Society General Meeting, 2011.
5. Солонина Н.Н., Сулов К.В., Смирнов А.С. Повышение надежности функционирования автономных систем электроснабжения // Вестник Иркутского государственного технического университета. 2012. № 10 (69). С. 240-245.
6. Техничко-экономические аспекты применения возобновляемых источников энергии / Сулов К.В., Конюхов В.Ю., Зимина Т.И., Шамарова Н.А.- Иркутск: ИрГТУ, 2014
7. Виртуальные станции для электроснабжения аварийных задвижек магистральных нефтепроводов Воронцов Д.В., Уколова Е.В., Шушпанов И.Н. Вестник Иркутского государственного технического университета. 2016. Т. 20. № 9 (116). С. 86-94.

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ И ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ НА АГКМ С ПЕРСПЕКТИВОЙ НАРАЩИВАНИЯ ОБЪЕМОВ ДОБЫЧИ И ПЕРЕРАБОТКИ УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ

*Давыдов В. А.
Южный филиал ООО «Газпром энерго»*

Одной из самых насущных проблем Газпрома в настоящее время является сокращение маржинальности внешнеэкономической деятельности при необходимости безусловного выполнения требований Правительства об обеспечении газом населения Российской Федерации, а также сохранении общего объема налоговых изъятий. В этих условиях сокращение издержек и оптимизация сырьевого баланса стало вопросом выживания отрасли.

Наиболее существенной составляющей себестоимости газа после налогов, является транспорт газа с месторождения до потребителя. Доставка с Западной Сибири в ЮФО обходится в 9 раз дороже, чем его добыча и подготовка.

Уникальность Астраханского газодобывающего региона заключается в наличии больших запасов пластового газа. Начальные суммарные ресурсы месторождений сероводородсодержащего газа Астраханского свода оцениваются более чем в 7 трлн. м³ газа.

Начальные запасы сероводородсодержащего газа открытых месторождений Астраханского свода категории А+В+С1 и С2 составляют порядка 5,4 трлн.м³, из них 3,4 трлн.м³, а это порядка 75% - на объектах, лицензии на которые принадлежат ООО «Газпром добыча Астрахань».

Для увеличения объемов добычи и переработки в этом регионе имеются важные предпосылки:

- дефицит в газе в Южном федеральном округе;
- близость месторождения к проходящим магистралям, а так же к самим потребителям газа;
- наличие в регионе развитой инфраструктуры и избытка трудовых ресурсов;
- удельные затраты на развитие добывающих мощностей в Восточной Сибири и на шельфе арктических морей сопоставимы или больше затрат, необходимых для увеличения объемов добычи месторождений Астраханского свода. При этом затраты на транспортировку Астраханского газа до потребителей в Европейской части России кратно ниже, чем из Сибири или месторождений шельфа.

При этом существует ряд экологических и технических факторов, сдерживающих наращивание добычи на АГКМ:

- жесткие ограничения по выбросам вредных веществ в окружающую среду;
- низкий спрос на серу, получаемую в процессе очистки пластового газа от сероводорода;
- высокая токсичность добываемого углеводородного сырья и его коррозионная активность.

Высокая теплотворная способность сероводорода – 35,83 МДж/м³ (что составляет 71% теплотворности метана), дает возможность рассматривать сероводород, как наиболее перспективный попутный источник дешевой электроэнергии.

Максимально эффективной и одновременно наиболее экологичной технологией, применительно к АГКМ является технологии утилизации сероводорода по методу «мокрого катализа».

Преимущества технологии:

- минимальное экологическое воздействие на окружающую среду с высокой степенью извлечения серы - 99,9%;
- достаточная изученность, с положительным опытом применения на Сызранском и Новокуйбышевском НПЗ;
- максимальное использование всего энергетического потенциала нарабатываемых «кислых газов» на производство пара, с последующей выработкой электроэнергии.

Это решает ряд актуальных задач в области охраны окружающей среды и значительно улучшает экологическую обстановку Астраханского региона, а именно:

- в 4 раза снизится нагрузка по валовым выбросам в атмосферу сернистых соединений (диоксида серы) в результате увеличения степени извлечения серных компонентов по сравнению с используемой технологией;

- минимизируется негативное воздействие на окружающую среду, сократив объемы складирования и долгосрочного хранения серы путем организации регулируемого, в зависимости от конъюнктуры рынка, производства нерентабельной товарной продукции.

Масштабы производства электроэнергии при переработке сероводорода с использованием потенциала Астраханского ГКМ и Астраханского свода в целом, в объемах примерно от 11 500,0 до 23 500,0 млн. кВт*ч/год, сопоставимы с производством электроэнергии такими станциями, как “Волжская” ГЭС (11 100,00 млн. кВт*ч/год), “Бурейская” ГЭС (6 066,00 млн. кВт*ч/год) и “Балаковская” АЭС (31 985,00 млн. кВт*ч/год).

В свою очередь, производство электроэнергии при увеличении уровня добычи газа до 100 млрд. м³/год, даст возможность покрытия ее дефицита в самой Астраханской области. На сегодняшний день эта цифра составляет - 47,0 млн. кВт*ч.

Получаемая в процессе переработки «мокрого катализа» серная кислота будет являться побочным попутным продуктом. Ее реализация представляется по нескольким возможным вариантам:

Во-первых, это экспорт самой серной кислоты на мировой рынок.

Вторым и наиболее привлекательным вариантом реализации серной кислоты может стать её закачка в промышленных масштабах в пласт на обедненных нефтеносных месторождениях с целью повышения нефтеотдачи.

На примере использования на Ромашкинском месторождении ПАО «Татнефть» серной кислоты и композиций на ее основе для проведения интенсификации нефтеотдачи на обедненных нефтеносных месторождениях имеющих высокую степень выработанности, а так же на месторождениях с коллекторами с ухудшенной проницаемостью, было получено около 10 млн. тонн нефти (54%) из общего объема всей дополнительной добычи.

Так же дешевую серную кислоту можно будет использовать при производстве строительных материалов в различных сочетаниях. Одним из главных направлений применения серной кислоты в мире является производство минеральных удобрений. На данном направлении расходуется до 50% всего вырабатываемого объема. На её основе производят азотные и фосфорные удобрения.

И наконец, использование серной кислоты в производстве различной продукции: взрывчатых веществ, моющих средств, лекарств, электролитов, химических волокон, глюкозы и патоки.

Отходящие газы ГПЗ имеют высокую температуру (350°C) и высокое содержание CO₂. Рационально использовать этот газ для получения горячей воды с CO₂, которую можно направить на отопление теплиц и разведение водорослей хлорелл, а не выбрасывать его в атмосферу.

Таким образом, CO₂ и горячие отходящие газы могут дать дополнительный фактор экономического и экологического развития региона.

СИСТЕМА ТЕХНИЧЕСКОГО КОНТРОЛЯ И ДИАГНОСТИКИ ПУНКТОВ РЕДУЦИРОВАНИЯ ГАЗА «PLEXOR»

Федорец Н.А.

ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»

Пункты редуцирования давления газа (ПРГ) являются наиболее важной частью сетей распределения газа. Безопасность, надежность и бесперебойность поставок газа потребителям в целом зависят от правильной работы ПРГ и установленного в них технологического оборудования. Вот почему газораспределительные организации (ГРО) уделяют так много времени и внимания контролю и обслуживанию ПРГ. [1]

На сегодняшнем рынке предложений традиционных способов и средств технического контроля ПРГ имеется большое количество, но они имеют ряд недостатков [1]:

а) необходимость вмешательства в работу ГРП, во время ТО приходится изменять настройку выходного давления регулятора либо подключать устройства создающие избыточное давление.

б) результаты выполняемых измерений вручную не точны, зависят от конкретного специалиста и точности применяемых средств измерений.

в) традиционные способы технического контроля, как правило, не обеспечивают получение информации в полном объеме.

На мой взгляд, перечисленные недостатки являются весьма значительными, поэтому для технического контроля ПРГ и установленного в них оборудования ГРО необходимо использовать более безопасное, бесперебойное и надежное диагностическое оборудование.

В данном приборе имеются неоспоримые преимущества по сравнению с традиционными методами контроля [2]:

- сокращение эксплуатационных расходов посредством экономии времени для проведения процедуры контроля технического состояния ПРГ;
- повышение качества проведения процедуры контроля посредством отсутствия человеческого фактора, в результате чего вероятность ошибки ничтожно мала. Процедура проводится в полностью автоматическом режиме с помощью карманного переносного компьютера (КПК) или персонального компьютера (РС);
- подходит для контроля технологического оборудования в соответствии с техническими характеристиками производителя;
- отсутствие бумажной документации;
- экономия времени за счет введения информации о визуальном осмотре состояния ПРГ в КПК или РС непосредственно на месте проведения работ, используя установленные коды;
- глобальное программное обеспечение позволяет выполнить анализ тенденций изменений технического состояния ПРГ, что позволяет осуществлять более осмысленную закупку и замену элементов технологического оборудования;
- возможность работы с ПРГ любого производителя и поставщика, предварительно оснащенными безопасными быстроразъемными штуцерами-адаптерами;
- отсутствие стравливания газа в атмосферу при проведении функционального теста.

Прибор для технического контроля и диагностики ПРГ «PLEXOR» состоит из [1]:

- 1) чемодан для хранения гибких шлангов из нержавеющей стали и внешнего регулятора давления EVDR;
- 2) быстроразъемные штуцеры для подключения гибких шлангов из нержавеющей стали;
- 3) встроенный радиомодуль для обеспечения беспроводной связи с КПК или РС;
- 4) аккумуляторный отсек;
- 5) цифровые манометры высокой точности для измерения давления на входе и выходе ПРГ, контрольного давления и выявления утечек;
- 6) ручка активирования процедур;
- 7) переключатель основных функций;
- 8) отсек для хранения документации;
- 9) место для наклеек с указанием текущего статуса поверки;
- 10) ударопрочный чемодан;
- 11) программное обеспечение (ПО) «CONNEXION».

Для выполнения технического контроля на ПРГ специалист подключает тестирующий прибор «PLEXOR» с помощью шлангов из нержавеющей стали к различным точкам на оборудовании. Данные точки оснащены специальными стационарными штуцерами. Специалист, осуществляющий контроль на ПРГ, имеет в своем распоряжении КПК и РС на котором установлен пакет ПО «CONNEXION», обеспечивающий управление процессами визуального контроля и функциональной проверки, хранение всех результатов и их передачу на все уровни управления [1].

Порядок осуществления контроля внесен в программные модули ПО «CONNEXION» и полностью соответствует регламенту ГРО и техническим характеристикам соответствующего ПРГ. Результаты диагностики и контроля по протоколу беспроводной связи автоматически отправляются на КПК или РС. Также в пакет программного обеспечения входит модуль для проведения визуального контроля ПРГ. Специалист выполняет все работы в соответствии с контрольным перечнем, внесенным в программу, и в ручном режиме вводит результаты контроля, используя установленные коды [1, 2].

При проведении контроля оборудования ПО КПК или РС сравнивает текущее состояние оборудования с заданными параметрами. Информация о заданном состоянии оборудования вводится для каждого ПРГ в ПО «CONNEXION». На основе информации, передаваемой прибором, специалист принимает решение относительно возможных действий по выполнению дополнительного контроля. После завершения работ прибор отключается от оборудования и переносится в следующий ПРГ.

Все результаты контроля с различных ПРГ и от различных специалистов хранятся в центральной базе данных. Таким образом, формируется единая база ценной информации, полезной при проведении работ по техническому обслуживанию, ремонту, замене конструктивных элементов, либо настройке технологического оборудования, а также для внесения изменений в порядок выполнения контроля и изменения периодичности его проведения.

Перечень функциональных проверок, выполняемых прибором «PLEXOR»:

- 1) давление полного закрытия регулятора давления газа;
- 2) герметичность регулятора давления газа при давлении полного закрытия;
- 3) уставка (точка настройки) регулятора давления газа;
- 4) уставка монитора – аварийного регулятора давления газа;
- 5) давление срабатывания (по максимальному и минимальному значениям) ПЗК;

- 6) герметичность клапана и мембраны главного и вспомогательного ПЗК;
- 7) давление срабатывания (по максимальному и минимальному значениям) вспомогательного ПЗК;
- 8) давление срабатывания и полного закрытия предохранительного сбросного клапана, герметичность ПСК;
- 9) герметичность входного и выходного запорного устройства ПРГ;
- 10) герметичность самого прибора «PLEXOR».

На мой взгляд, технические характеристики прибора «PLEXOR» показывают, что данное оборудование представляет собой инновационную систему, позволяющую ГРО обеспечить безопасную, безаварийную и надежную работу ПРГ. В связи с этим, на сегодняшний день, некоторые ГРО Германии, Бельгии, Нидерландов, РФ и стран бывшего Советского Союза уже освоили систему «PLEXOR» и применяют ее как в полном объеме, так и частично. Многие другие ГРО проявляют повышенный интерес к данной технологии. Опыт успешного промышленного внедрения системы «PLEXOR» на территории РФ имеется в таких ГРО как ОАО «Калининградгазификация», ОАО «МОСГАЗ». Эксклюзивным дистрибьютором системы «PLEXOR» в РФ (кроме Калининградской области) является ООО «Итгаз» город Волгоград. [2]

Список литературы:

1. Электронные ресурсы ООО «Итгаз». Форма доступа: <http://plexor.itgaz.ru>
2. Ежемесячная корпоративная газета ООО «Итгаз», сентябрь 2015 №2(2)

РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ПОФАЗНОЙ КОММУТАЦИЕЙ ДЛЯ ЗАЩИТЫ ЭЛЕКТРООБОРУДОВАНИЯ 660 В ОТ ИМПУЛЬСНЫХ КОММУТАЦИОННЫХ ПЕРЕНАПРЯЖЕНИЙ

Ноздрин М.М.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Коммутационные перенапряжения негативно воздействуют на изоляцию электрооборудования, т.к. имеют значительные амплитуды и высокую частоту возникновения перенапряжений. Это наиболее актуально для электродвигателей, длительно находящихся в эксплуатации (10 лет и более). Энергия перенапряжения для мощных двигателей, свыше 100 кВт, превышает 1 кДж. Поэтому целесообразна именно их защита.

В нефтегазовой отрасли электродвигатели используются для привода буровых лебедок, буровых насосов, электробура, промышленных компрессорных и насосных станций и других установок.

Целью проекта является уменьшение воздействия импульсных коммутационных перенапряжений (ИКП) на износ электрооборудования и изоляции кабелей.

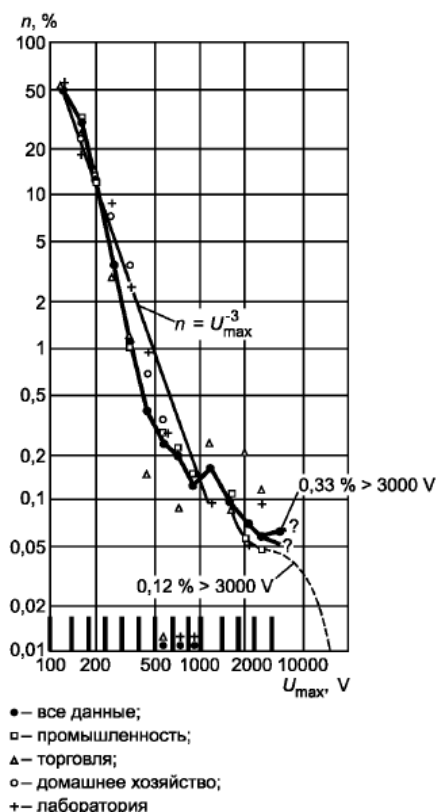


Рисунок 1 – Распределение импульсных коммутационных перенапряжений

Согласно данным ГОСТ Р 55630 – 2013 вероятность возникновения ИКП обратно пропорционально тройной амплитуде его мощности. Это явление, известное как закон тройной мощности, проиллюстрировано на рисунке 1.

В данной работе предлагается объединить несколько решений для улучшения показателей эффективности снижения перенапряжений.

Одним из них является управляемая коммутация полюсов коммутационного аппарата. Во-первых, команды замыкания/размыкания контактов подаются в оптимальный момент времени по отношению к фазовому углу напряжения. Здесь должно учитывать время расхождения контактов на расстояние, достаточное для успешного гашения дуги. Количество энергии, выделяющейся в дуге, значительно уменьшается, что позволяет сократить время ее горения. Во-вторых, метод предполагает поэтапное отключение электрической нагрузки с размыканием в начале одной фазы и последующим размыканием через некоторое время двух оставшихся фаз. В момент размыкания одной фазы

электродвигатель переходит в двухфазный режим работы с пониженным значением тока, и отключение нагрузки происходит в щадящем режиме.

Другим решением является использование в качестве коммутационного аппарата мощных управляемых электронных ключей, рассчитанных на напряжение 660 В, для обеспечения возможности отключения фаз и для увеличения быстродействия коммутации. Это предложение связано со значительным временем срабатывания электромагнитных контакторов, которое составляет порядка 20 мс.

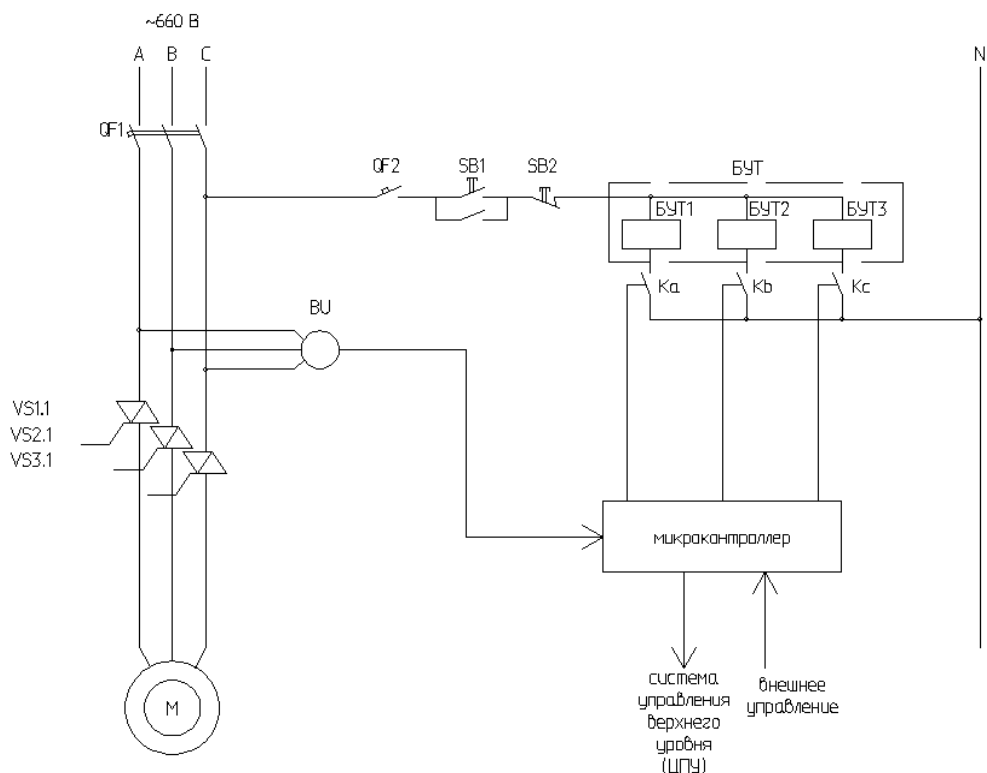


Рисунок 2

Принципиальная схема системы пофазной коммутации

В заключение важно отметить, что, во-первых, управляемая коммутация способствует сохранению прочности изоляции, во-вторых, обеспечивает уменьшение электрической эрозии частей дугогасительного устройства и повышает ресурс коммутационной аппаратуры.

Список литературы

1. ГОСТ Р 55630-2013. Перенапряжения импульсные и защита от перенапряжений в низковольтных системах переменного тока. Общие положения.
2. Стандарт предприятия СТП 05780913.28.1 – 2009. Методика расчета параметров импульсных коммутационных перенапряжений и выбора ОПН в сетях 660 В.
3. Костенко М.В., Богатенков И.М., Михайлов Ю.А., Халилов Ф.Х. Коммутационные перенапряжения в энергосистемах. Л.: ЛГТУ, 1991.

БЕЗРАСХОДНАЯ, ЭЖЕКТОРНАЯ СХЕМА ПРОДУВКИ ФИЛЬТРОВ ОЧИСТКИ ГАЗА

Баймурзин А.М.

Сибайское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа»

ПАО «Газпром» – крупнейшая компания, которая видит свою миссию в максимально эффективном и сбалансированном газоснабжении потребителей Российской Федерации, выполнении с высокой степенью надежности долгосрочных контрактов по экспорту газа. В частности для стабильной работы газотранспортной системы ПАО «Газпром» существуют топливно-энергетические ресурсы (далее-ТЭР) – это потребление природного газа, электроэнергии, тепловой энергии.

В 2015 г. расход природного газа на собственные технологические нужды основных дочерних обществ ПАО «Газпром» по добыче, транспортировке, переработке, подземному хранению газа и газораспределению составил — 40,1 млрд м³, это 88 % от общего потребления ТЭР в 2015 г. Электроэнергия и тепловая энергия составили по 6 % каждой в общем балансе потребления ТЭР.

Объем газа стравленного в атмосферу при продувке фильтров очистки на объектах ООО «Газпром трансгаз Уфа» (далее - Общества) достиг за 2016 год 1,2 млн. м³ газа.

Согласно «Концепции энергосбережения и повышения энергетической эффективности ОАО «Газпром» на 2011–2020 гг.» экономия ТЭР оправдана и определена.

Для решения поставленных задач по экономии ТЭР в прошедшем году в Сибайском ЛПУМГ была опробована, а затем и внедрена с мая месяца эжекторная схема продувки фильтров очистки газа на ГРС Сибай. Схема данной установки показана на Рисунке 1. Принципиальная работа эжекторного узла заключается в следующем. Активный газ, отбираемый из трубопровода высокого давления, подается во входную камеру через сопло в эжекторе. Проходя сопло, газ расширяется до давления близкое к атмосферному (за счет регулировки потока газа входным краном). Газ за счет разницы давления в откачиваемой емкости и во входной камере эжектора поступает в смесительную камеру и подмешивается к струе активного газа. При этом обводной кран закрыт. На выходе давление смеси повышается до давления газа в выходном трубопроводе ГРС. Поток газа поступает на выходной трубопровод ГРС до узла измерения газа.

На ГРС Сибай внедренная система эжекторной безрасходной схемы продувки фильтров очистки газа позволяет при включении в работу после уравнивания давления в конденсатосборнике с выходным давлением ГРС отобрать остаток газа на потребителя. Таким образом, полностью обеспечивается безрасходная схема продувки газа и расходы на собственные нужды при продувках узлов очистки газа с применением эжектора газа сводятся к нулю.

Основные критерии к ГРС для возможности применения эжекторного узла являются: - расход на выходе ГРС не менее 400 м³/ч; - наличие системы продувки фильтров газа с подземной емкостью сбора конденсата; - периодическая или надомная форма обслуживания.

Использование эжекторной схемы продувки фильтров позволило:

- существенно сократить собственные технологические нужды ГРС (до 4%);
- улучшить экологические показатели по выбросам газа в окружающую среду;
- обеспечить лучшую степень очистки фильтров;

- также не маловажен тот факт, что с исключением выхода газа в рабочую зону снижается риски возникновения опасных производственных факторов на опасном производственном объекте. Тем самым выполняется одна из основных целей в области охраны труда и промышленной безопасности: снижение риска аварий на опасных производственных объектах.

Перспективный экономический эффект при реализации данной работы на всех ГРС Общества, попадающих под критерии достигнет в денежном эквиваленте порядка 4,9 млн. руб. это до 1,1 млн. м³ газа в год.

Помимо описанного выше метода, так же возможно применение эжекторного узла и для отдельно отсеченного участка при условии обеспечения эжектора газа постоянным давлением на входном трубопроводе. При автоматизации узла с алгоритмом управления приводных кранов и регулирующего клапана, появляется возможность применения данного решения и на ГРС с централизованной формой обслуживания.

На данный момент по описанному решению проводятся проектно-изыскательные работы направленные на разработку готового проекта к тиражированию на объектах Общества. Так же направлена заявка на оформление патента.

Таким образом, с уверенностью можно считать, что эжекторный узел на ГРС как узел для выработки газа с любого отсеченного участка, так и узел работающий в системе безрасходной продувки фильтров газа, найдет свое широкое применение в газотранспортной системе. И будучи полезным звеном, позволит еще повысить эффективность.

СИСТЕМА БЕЗРАСХОДНОЙ, ЭЖЕКТОРНОЙ СХЕМЫ ПРОДУВКИ ФИЛЬТРОВ ОЧИСТКИ ГАЗА				
Ф – Фильтр, пылеуловитель	Э – Эжектор газа	Е – Конденсатор-сборник	Рвх – давление во входном трубопроводе	Рвых – давление в выходном трубопроводе

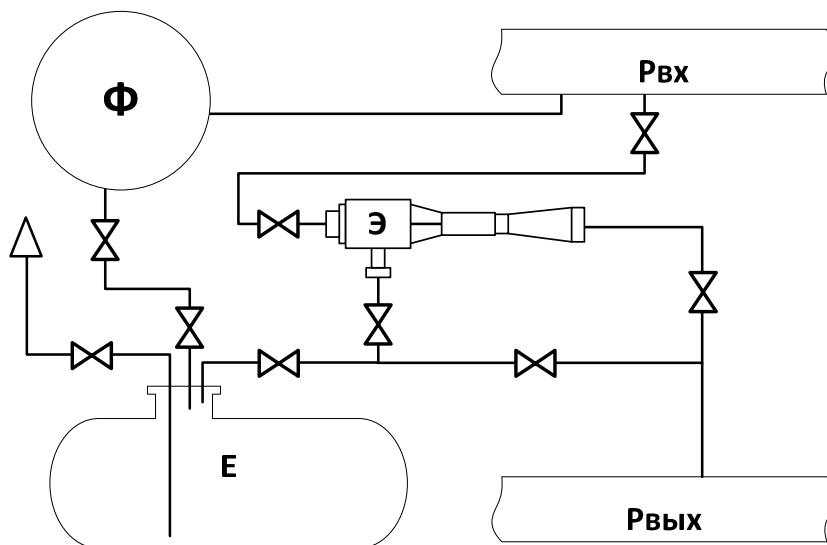


Рисунок 1.
Система безрасходной, эжекторной схемы продувки фильтров очистки газа.

ПРИМЕНЕНИЕ КОМПЛЕКСОНОВ ДЛЯ БОРЬБЫ С НАКИПЕОБРАЗОВАНИЯМИ И ОТЛОЖЕНИЯМИ В СИСТЕМАХ ГОРЯЧЕГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ

*Тонконогова Н.В., Сундетов А.А.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Среди методов водоподготовки, используемых в системе горячего водоснабжения Астраханского газоперерабатывающего завода, используется метод натрий-катионирования воды. Данный способ позволяет получить воду с низким остаточным содержанием солей жесткости, но связан с высокими эксплуатационными затратами и требует квалифицированного обслуживания. В последнее время для снижения процессов накипеобразования и коррозии получил распространение метод промывки с использованием комплексонов.

Комплексоны – вещества на основе фосфонатов, которые связывают катионы щелочноземельных металлов и железа в прочные комплексы при этом активируют центры кристаллизации малорастворимых соединений, препятствуя образованию накипи даже при концентрациях комплексонов в десятки и сотни раз меньше стехиометрических. Многие производные фосфоновой кислоты являются ингибиторами коррозии. Соединения (оксиэтилиденди-фосфоновая кислота, нитрилотриметилфосфоновая кислота и другие) образуют прочные комплексы с металлами.

Применение комплексонов, содержащих фосфоновые группировки $PO(OH)_2$, и комплексонов, производных от комплексонов, в системах горячего водоснабжения позволяет не только избежать отложения накипи, но и отмыть контуры систем от предыдущих отложений. Эффективность применения комплексонов зависит от их концентрации и химического состава воды. При обработке комплексонами воды с содержанием железа более 0,3 мг/л целесообразно предварительно провести ее обезжелезивание. До начала применения комплексонов системы с отложениями целесообразно отмыть, предпочтительно в несколько этапов, при больших дозировках концентрации комплексонов. При эксплуатации сетей с накопившимися отложениями поддерживается концентрация комплексонов, соответствующая равновесному состоянию, когда старые отложения не отмываются, а новые не образуются. На завершение очистки указывает стабильность во времени концентраций ионов железа, комплексона и значения рН.

В системах, использующих комплексоны, необходимо применять интенсивные методы шламоудаления, правильно размещая неполнопоточные шламоотделители. В процессе эксплуатации, в конечном счете, вся вода пройдет через них. Расход комплексонов рассчитывают, исходя из объема отмываемого контура и количества отложений.

Комплексонные технологии позволяют добиться снижения коррозии и чистоты внутренних поверхностей металла и трубопроводов, продления ресурса агрегата и запорной арматуры. При цене комплексона 35-50 руб./кг одного килограмма комплексона достаточно для обработки до 1500 м³ воды. Себестоимость обработки 1 м³ воды при этом достигает нескольких копеек; нет сброса хлоридов, металлов на очистные сооружения; трубы системы теплоснабжения подвергаются обработке, замедляющей химическую коррозию (при применении цинконата комплексонов); происходит отмывка системы теплоснабжения от ранее накопившихся отложений.

Список литературы:

1. Примак Л.В., Чернышов Л.Н. Энергосбережение в ЖКХ. Москва: Академический проект; Альма Матер. 2011. 622 с.
2. Данилов О.Л. Энергосбережение в теплоэнергетике и теплотехнологиях. МЭИ: электронный курс. 2010. 188 с.
3. Данилов Н.И., Щелоков Я.М. Основы энергосбережения. Екатеринбург: ГОУ ВПО УГТУ-УПИ. 2006. 564 с.

ДИАГНОСТИРОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОВЕДЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО РАЗРЫВА ПЛАСТА

Салимгараев А.А., Кучумов Р.Я.

ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина»

На современном этапе большинство нефтяных месторождений Западной Сибири находятся на поздней стадии разработки. Более 60% разрабатываемых нефтяных месторождений относятся к трудноизвлекаемым запасам (ТИЗ). В этих условиях для повышения эффективности разработки нефтяных месторождений требуется в каждом конкретном случае применять эффективные методы воздействия. К числу таких методов относится гидравлический разрыв пласта (ГРП). Несмотря на повышенный интерес к методу, он является недостаточно изученным.

В данной работе исследовано повышение эффективности геолого-технологических мероприятий (ГТМ) для конкретных месторождений Западной Сибири в осложнённых условиях. Объектом исследования является Когалымская группа месторождений, которые находятся на поздней стадии разработки.

Для решения поставленной задачи использован метод потенциальных функций и метод последовательной диагностической процедуры Вальда, которая обеспечивает высокую эффективность результатов прогнозирования эффективности метода ГРП по небольшой выборке скважин. Оценили информативность факторов по критерию Манна-Уитни и по более сильному методу Кульбака. Применение этих методов позволило исключить не значимые факторы такие как: глубина искусственного забоя, длина НКТ и т.д.[1]

Эффективность метода ГРП исследуется с применением следующих параметров: коэффициент вскрытия пласта, коэффициент пористости, коэффициент проницаемости, дебит скважины по жидкости до ГРП, дебит по нефти до ГРП, обводненность скважин до ГРП, отношение геланта к активатору, объем подушки, объем закачки жидкости с пропантом, объем жидкости продавки, количество пропанта в пласте, давление ISIP, давление разрыва, потери давления при ГРП, среднее давление при ГРП.[2]

В результате проведенных расчётов построены графики средневзвешенных частотей параметров, по которым производится оценка о возможности отнесения скважин, подвергавшихся к ГРП, в класс А или В. Вместе с тем построена потенциальная функция, которая применяется для оценки информативности параметров и для подбора скважин кандидатов для формирования новой выборки.

Для подбора скважин под ГРП вначале обрабатываем исходные данные методом потенциальных функций, далее путем диагностирования параметров, определяющих эффективность ГРП относим в классы «А» и «В». Для оценки ожидаемого эффекта от ГРП применяем метод

последовательного анализа Вальда для ранней диагностики результатов обработки скважин. По результатам которой скважины распределили по классам.

Данная процедура реализована в программном продукте Microsoft Office Excel для месторождений Западной Сибири. Применение программного продукта обеспечивает 85% распознавание. Оставшиеся 15% скважин подвергнуты воздействию с целью перевода их из неопределенной области в класс «А».

Применение данных методов отдельно дает низкий процент распознавания, но в тандеме они дают хороший результат.

Список литературы:

Мирзаджанзаде А., Степанова Г., Математическая теория эксперимента в нефтяной и газовой промышленности. – М.: Недра, 1977.

Кучумов Р., Занкиев И., Моделирование эффективности технологии ГРП в условиях Западной Сибири.

ЭНЕРГЕТИЧЕСКИЙ МЕНЕДЖМЕНТ КАК ФАКТОР ОБЕСПЕЧЕНИЯ РОСТА ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОТДЕЛЬНОГО ЭКОНОМИЧЕСКОГО СУБЪЕКТА И НАЦИОНАЛЬНОЙ ЭКОНОМИКИ СТРАН

Летичевская В.Е.

ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный экономический университет»

Трансформация структуры мировой экономики, глобализация бизнеса предопределили активизацию процессов реиндустриализации в национальных экономических системах в 21 веке, основной целью которых является восстановление места и роли высокотехнологичных секторов промышленности.

В этой связи возрастает значение конкуренции за источники энергоресурсов и способы их эффективного использования.

Перспективы развития рынка энергоресурсов в течение длительного периода являются предметом исследований ученых и экономистов-аналитиков. Проблематика исследований аналитиков обширна, но все они констатируют тот факт, что в настоящее время весь мир находится на грани энергетического кризиса, последствия которого предсказать практически невозможно. Данный аспект стал платформой для развития новой системы управления – энергетического менеджмента (ЭМ).

Несмотря на то, что возобновляемые источники энергии находят всё большее применение в экономически развитых странах, они покрывают лишь 20% мирового энергопотребления. Спрос на нефть и газ увеличивается с каждым годом и по прогнозам достигнет своего пика к 2025- 2030гг.

Современный этап развития мировой экономики, характеризующийся ценовой войной на рынке нефти, пересмотром политики ООН в отношении Ирана, формированием новых глобальных торгово-экономических объединений (Трансатлантического и Транстихоокеанского партнерств), обусловил и изменения на мировом рынке энергетике: модификацию структуры спроса и предложения на первичную энергию, изменения инфраструктуры транспортных потоков энергоносителей, а также обострение политической ситуации [1, с. 17].

Быстрое развитие ЭМ исторически обусловлено возрастающей на протяжении длительного периода зависимости стран от импорта энергоресурсов. Более того, данная тенденция продолжается в настоящее время и по прогнозам, сохранится до 2030 года. Опыт высокотехнологичных стран показал, что достигнутые ими показатели эффективности энергосбережения стали возможны в результате грамотного внедрения национальных и глобальных стратегий, а так же применения международных стандартов (в частности ISO 50001). Система энергосбережения включает в себя не только решение технических задач, но и внедрение эффективной системы управления получением и доставкой энергии конечным потребителям.

Энергетическая стратегия Российской Федерации до 2030 года оценивает организационно – технический потенциал энергосбережения отечественной промышленности в 40 %. Тем не менее, в современных российских условиях приходится констатировать факты недостаточной информированности потребителей, а также потенциальных инвесторов относительно конечной эффективности энергосбережения на практике [2].

По данным Международной финансовой корпорации (IFC), большинство руководителей крупных предприятий России считают, что внедрение системы энергосбережения снизит затраты на потребление топливно-энергетических ресурсов на 10%. Опыт практического внедрения показывает, что в среднем эта цифра составляет 20-35% в России и 30-40% в зарубежных промышленных компаниях, своевременно внедривших основные инструменты энергосбережения [3].

Международная экспертная группа Energy Management, имеющая статус Project Committee, разработала проект стандарта в области энергетического менеджмента – Международный стандарт ISO 50001, который позволяет решать управленческую проблему повышения уровня энергоэффективности промышленного предприятия. Стандарт предусматривает системный подход к энергоменеджменту, основанный на анализе всех аспектов влияющих на энергоэффективность, разработку чётко определённых и проверяемых бизнес-процессов энергосбережения, планирование, анализ достигнутых результатов и постоянное улучшение на основе передового мирового опыта.

Практика внедрения стандарта ISO 50001 показывает, что у предприятий возникает три основных источника снижающих расходы на модернизацию основных фондов:

снижение энергопотребления за счёт технической модернизации;

снижение энергопотребления в результате улучшения энергоменеджмента;

возможность получения по результатам инновационных мероприятий дополнительного финансирования по киотскому протоколу.

Россия поддержала инициативу проведения глобальной Кампании по внедрению системы энергетического менеджмента по стандарту ISO 50001.

Российские лидеры бизнеса, внедрившие систему энергетического менеджмента (ПАО «Газпром нефть», ОАО «НК «Роснефть», ПАО «ЛУКОЙЛ», ПАО «Россети», ГК «Росатом», ОАО «РЖД» и другие), демонстрируют устойчивую динамику роста значений основных показателей в области энергосбережения и повышения энергоэффективности по сравнению с компаниями, выполняющими только обязательные требования по технической модернизации производства [3].

Таким образом, энергетический менеджмент как система управления энергосбережением, позволяет не только решить реальные проблемы рационализации энергопотребления на уровне отдельных предприятий в результате снижения операционных затрат, но и способствует инновационному развитию энергетических систем в национальных экономиках.

Список литературы:

1. Иванов А. С., Матвеев И. Е., Глобальная энергетика на рубеже 2016 г.: борьба за ресурсы, обострение конкуренции/ А. С. Иванов, И. Е. Матвеев// Российский внешнеэкономический вестник. – 2016. - №1. – С. 16-41

2. Киямов И.К. Особенности формирования инновационного потенциала в современном экономическом пространстве России // European Social Science Journal. – 2012. – № 5 (21). – С. 359-361

3. Новые горизонты энергоменеджмента. Дан старт глобальной кампании по внедрению ISO 50001 – 10 июня 2016. – [Электронный ресурс] – Режим доступа (URL:http://rosenergo.gov.ru/cur_news/2016-06-10/232/) – (Дата обращения: 30.11.2016)

4. Бурлака В.Г. Энергетический менеджмент как механизм активизации инновационной деятельности в экономике / В. Г. Бурлака // Экономика промышленности. – 2011. - № 2-3. – С.54-55

5. Киямов И. К., Алафузов И. Г. Ключевые принципы энергетического менеджмента в энергосбережении/ И. К. Киямов, И. Г. Алафузов//Вестник экономики, права и социологии. – 2016. - № 1. – С. 38-42

6. Ковалишина Г.В. Риски на рынке энергоресурсов: классификация, последствия, угрозы – ИФИ – Москва. – 2010 – с. 28

РАЦИОНАЛЬНОЕ ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА

Кривоносов М.М., Бондаренко Е.М.

ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»

Попутный нефтяной газ (ПНГ) - это природный углеводородный газ, растворенный в нефти или находящийся в «шапках» нефтяных и газоконденсатных месторождений.

Попутный газ выделяется из скважины, и из пластовой нефти при ее сепарации, по сути, он является побочным продуктом нефтедобычи. В зависимости от района добычи с одной тонны нефти

получают от 25 до 800 м³ попутного нефтяного газа. Но, хоть он и является побочным, сам по себе он представляет ценное сырье для дальнейшей переработки.

К сожалению, значительная часть попутного нефтяного газа сжигается, нанося при этом огромный урон окружающей среде. По официальным данным, в России ежегодно сжигается около 17 млрд куб. метров попутного нефтяного газа. По расчетам Министерства природных ресурсов, из-за сжигания попутного газа Россия ежегодно теряет около 139 млрд рублей (консолидированная стоимость жидких углеводородов, пропана, бутана и сухого газа, производимых при переработке попутного газа). При этом необходимо отметить, что при сжигании 1000 куб. метров газа в атмосферу выбрасывается около трех тонн углекислого газа, то есть 90 млн. тонн углекислого газа в год. Из-за огромного потребления кислорода и теплового излучения при сжигании попутного газа усиливается парниковый эффект. Сжигание попутного нефтяного газа в факелах и его выброс в атмосферу также наносит ущерб здоровью человека, так как в результате сжигания в воздухе образуются токсичные вещества, которые абсорбируются растениями и могут попасть в пищевую цепь. Вредные металлы, содержащиеся в выбросах, могут стать причиной раковых заболеваний, врожденных пороков, заболеваний крови и центральной нервной системы.

Перед нами стоит проблема, которая включает в себя 3 аспекта: экономический, экологический, социальный. Встает вопрос, как ее решить?

Наиболее рациональным вариантом решения этой проблемы является строительство крупных комплексов парогазовых установок со станциями подготовки попутного газа, к которым будет подведена линия газопровода. Парогазовая установка состоит из двух отдельных установок: паросиловой и газотурбинной. В газотурбинной установке турбину вращают газообразные продукты сгорания топлива. Топливом будет служить попутный газ, предварительно прошедший процедуру подготовки газа. На одном валу с турбиной находится первый генератор, который за счет вращения ротора вырабатывает электрический ток. Проходя через газовую турбину, продукты сгорания отдают ей лишь часть своей энергии и на выходе из газотурбины все еще имеют высокую температуру. Выходя из газотурбины продукты сгорания попадают в паросиловую установку, в котел-утилизатор, где нагревают воду и образующийся водяной пар. Температура продуктов сгорания достаточна для того, чтобы довести пар до состояния, необходимого для использования в паровой турбине (температура дымовых газов около 500 градусов по Цельсию позволяет получать перегретый пар при добавлении около 100 атмосфер). Паровая турбина приводит в действие второй электрогенератор. Мощность одной такой установки достигает 495 МВт, что больше, чем производится, например, на Астраханской ТЭЦ-2 на 115 МВт. Главное преимущество газопаровой электростанции – высокий КПД (до 64%). Продукты сгорания используются вторично для выработки электроэнергии, обеспечивая максимальную выработку электричества при малых затратах.

Строительство такой станции потребует меньшее количество воды, нежели для обычной паросиловой установки, а также сэкономит средства на доставку топлива по железной дороге или морским транспортом. Еще одним преимуществом является то, что такая установка экологически безопасна, так как все выхлопные газы утилизируются в котле-утилизаторе. В результате, мы решим все 3 аспекта проблемы, которая встает перед нами при использовании попутного газа.

Список литературы:

[Зысин Л. В. Парогазовые и газотурбинные тепловые электростанции: учеб. пособие. – СПб. : Изд.-во Политехн. ун-та, 2010-368с.]

[Книжников. А, Пусенкова.Н, Проблемы и перспективы использования нефтяного попутного газа в России: Выпуск 1 (рабочие материалы)-Москва, 2009-28с.]

[<https://ria.ru/economy/20100201/206673791.html>]

[<http://www.manbw.ru/analitics/png.html>]

[http://www.wwf.ru/about/what_we_do/oil/casingheadgas]

[http://neftegaz.ru/tech_library/view/4055-Poputnyj-neftyanoj-gaz-PNG]

[<http://dic.academic.ru/dic.nsf/ruwiki/364540>]

[<http://www.manbw.ru/analitics/pgu.html>]

СИСТЕМА ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО МЕНЕДЖМЕНТА В АО «ГАЗПРОМНЕФТЬ-НОЯБРЬСКНЕФТЕГАЗ»

Другов П.Е.
ПАО «Газпром Нефть»

Постоянный рост операционных затрат стимулирует нефтедобывающие предприятия больше внимания уделять вопросам их оптимизации. Одним из основных источников затрат в себестоимости добываемой нефти является потребление электроэнергии, доля которой составляет порядка 40%.

Самыми энергоемкими процессами АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» (далее Общество) являются:

Механизированный подъем жидкости (МП) – доля в потреблении электроэнергии 62%;

Поддержание пластового давления (ППД) – доля в потреблении электроэнергии 32%;

Подготовка и транспорт нефти (ПиТ) - доля в потреблении электроэнергии 5%.

В Обществе утверждена Энергетическая политика, основной целью которой является снижение удельных расходов энергии (УРЭ) в технологических процессах на основе энергоменеджмента, наилучших доступных технологий и развития существующих систем учета энергоресурсов.

АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» - первое дочернее общество ПАО «Газпром нефть», которое получило сертификат соответствия Международному стандарту ISO 50001:2011. В июне 2016 года в Обществе успешно прошел уже 2-ой инспекционный аудит Системы энергетического менеджмента (СЭнМ). Результатом проверки стало продление сертификата соответствия Международному стандарту ISO 50001:2011 до 2017 года. Аудитор инспектировал СЭнМ в такой области сертификации, как разработка, обустройство и эксплуатация нефтегазовых месторождений. В ходе инспекционного аудита эксперт компании ООО «ДЭКУЭС» отметил сильные стороны предприятия, а так же потенциал для улучшения в области энергоменеджмента. В настоящее время Международный стандарт ISO 50001:2011 уже адаптирован под российские предприятия. Он подразумевает использование передовых методов и подходов в управлении, оптимизацию существующих производственно-технологических и связанных с ними процессов, повышение энергоэффективности систем добычи углеводородов, энергоснабжения, других систем; применение энергоэффективных технологий и оборудования, учёт энергоэффективности при закупках оборудования и проектировании новых объектов; внедрение современных систем учета энергии и технологических параметров.

Эффективность энергоменеджмента предприятия базируется на оперативном анализе энергопотребления: ежедневном мониторинге энергопотребления в разрезе месторождений, ежемесячном факторном анализе УРЭ по процессам, а также регулярных совещаниях рабочей группы по энергоэффективности под председательством главного инженера, на которых актуализируются задачи в области повышения энергоэффективности.

В Обществе ежегодно разрабатывается программа энергосбережения, куда включаются технические и организационные мероприятия по всем энергоемким процессам. Для процесса МП основные энергосберегающие мероприятия – это внедрение вентильных электродвигателей, перевод низкодебитных скважин в режим кратковременной эксплуатации, применение терморегуляторов. Для процессов ППД и ПиТ - это оптимизация насосного оборудования, а так же установка высоковольтных и низковольтных станций управления электродвигателями с частотно регулируемыми приводами (ЧРП). В 2016 году эффект от программы энергосбережения составил более 200 млн.кВт*ч. Основным драйвером являются геологические мероприятия по ограничению водопритока в скважину.

Поскольку энергосбережение невозможно без учета потребления электроэнергии, в Обществе утверждена программа «Оснащение технологическим учетом». Так, в системах ППД и ПиТ уже организован стопроцентный поагрегатный учет. В целях повышения эффективности оперативного мониторинга введена в действие автоматизированная форма учета параметров работы оборудования, позволяющая поагрегатно контролировать КПД насосных агрегатов. Так же в оперативную сводку ППД с 2016 года добавлен показатель УРЭ, позволяющий осуществлять мониторинг в режиме онлайн каждые два часа.

Много внимания в Обществе уделяется экологическим аспектам энергоменеджмента, так уровень утилизации попутного нефтяного газа в 2016 году превысил 95%, что соответствует постановлению Правительства РФ от 8 января 2009 г. № 7 "О мерах по стимулированию сокращения

загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках".

Для получения больших результатов, в процесс энергоменеджмента необходимо вовлечение всего персонала предприятия. Для популяризации СЭнМ в Обществе внедрен новый обучающий модуль «Энергосбережение». Эта разработка - уникальная практика специалистов предприятия не только для дочерних обществ «Газпром нефти», но и для всей российской нефтяной отрасли. Инициатива создания нового программного продукта принадлежит рабочей группе по энергоэффективности. Модуль разработан на базе обучающе-контролирующей системы «Олимпокс», правообладателем которой является ООО «Термика-плюс». Он включает в себя обучающий курс, а также блок из вопросов для подготовки и проверки знаний инженерного состава по теме «Энергосбережение». Для рабочего персонала тема «Энергосбережение» включена в блок вопросов для проверки знаний по профессии. При проведении вводного инструктажа для вновь устроившихся сотрудников и представителей подрядных организаций предусмотрено обязательное ознакомление с Энергетической политикой Общества.

В Обществе внедрена система мотивации персонала по энергоэффективности на все производственные управления, включая цеховой персонал в рамках квартального премирования. У руководителей производственных управлений показатель УРЭ включен в годовое премирование.

В 2016 Система энергетического менеджмента АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» признана лучшей в Ямало-Ненецком Автономном Округе, а на Всероссийском конкурсе реализованных проектов в области энергосбережения и повышения энергоэффективности ENES-2016 заняла 2 место в категории промышленных предприятий. В Обществе достигнуты лидирующие показатели УРЭ по процессам среди дочерних обществ ПАО «Газпром нефть».

СИСТЕМА АВТОНОМНОГО ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ САЭ-110

*Игнатъев Е.М., Ионцева О.А.
ООО «Газпром георесурс»*

Автономное электроснабжение становится все более актуальным вопросом в свете территориальной удаленности технологических объектов от существующей инфраструктуры электрических сетей, для осуществления электроснабжения которых предполагается строительство линий электропередач различной протяженности. Транспортировка электрической энергии на дальние расстояния влечет за собой значительное увеличение стоимости строительства и обслуживания объекта, к тому же существуют территории, на которых невозможно строительство, например, болото, мерзлота, скалистый грунт, горы и другие условия ландшафта, что не исключает необходимости в обеспечении электроснабжения [1].

Разработанная компанией ООО «Газпром георесурс» система автономного электроснабжения 110 Вт (САЭ-110) позволяет решить проблему с электрификацией удаленных маломощных энергетических объектов.

Цель работы заключается в создании гибридной установки, работающей на основе преобразования солнечной энергии химической реакции метанола в электрическую энергию напряжением 12/24 В для бесперебойного, круглосуточного, круглогодичного электроснабжения оборудования с низким потреблением электроэнергии в условиях отсутствия внешних электрических сетей.

Для достижения поставленной цели решались следующие задачи:

- разработка принципа действия совместной и отдельной работы метанольного генератора и солнечной батареи для генерирования электрической энергии;
- получение выходных параметров согласно техническому заданию;
- технико-экономический анализ по целесообразности использования гибридной системы электроснабжения на базе метанольного генератора и солнечных батарей;
- проведение испытаний опытного образца;
- получение сертификации для массового производства.

Объекты внедрения САЭ-110:

- измерение потока и уровня воды в устьях и руслах рек;
- детекторы лавин и оползней;
- детекторы сейсмоактивности;

- мобильные системы раннего обнаружения пожаров;
- метеорологические станции;
- камеры наблюдения на транспорте;
- охранные системы;
- мобильные предупреждающие табло отображения информации;
- телекоммуникации (спутниковая связь, базовые радиостанции и др.);
- системы автоматики и телемеханики, датчики и контроллеры;
- системы обнаружения утечек в кобухах переходов под автомобильными и железными дорогами. Система автономного электроснабжения (САЭ-110) предназначена для использования в качестве источника энергии напряжением = 24В / =12 В/ ~ 220 В с возможностью выдачи пиковых нагрузок и состоит из термошкафа и подключенной к ней солнечной батареи. Внутри термошкафа расположены основные узлы системы (рисунок 1): топливный генератор, топливные картриджи с метанолом, литий-ионный накопитель энергии, системный контроллер и инвертор на ~ 220В (опционально).

Системный контроллер обеспечивает контроль заряда и разряда аккумуляторной батареи, приоритетность выбора источников заряда, информационное взаимодействие, управляет системой вентиляции и охлаждения.

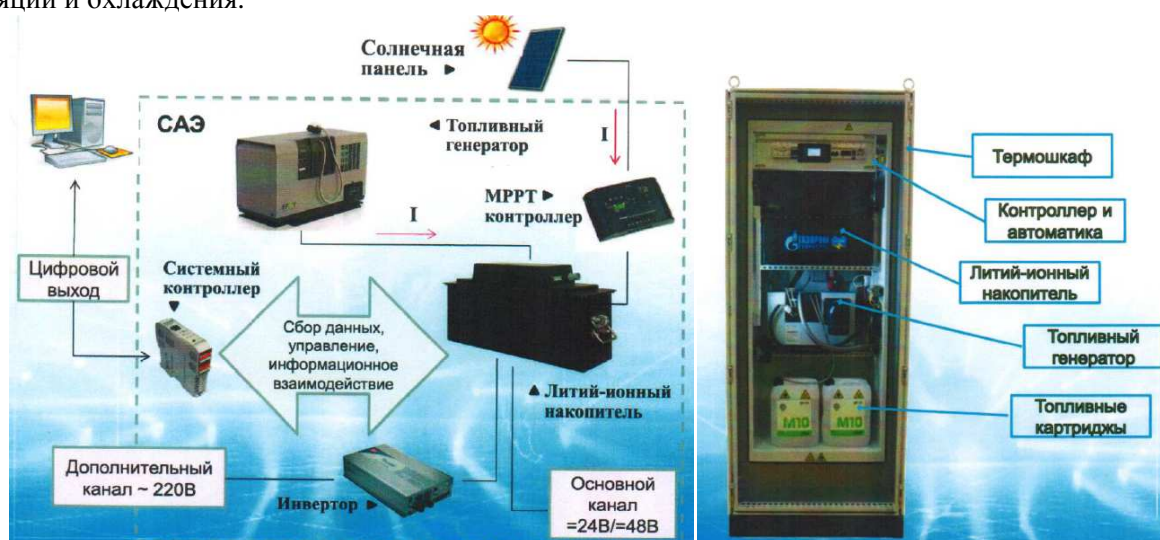


Рисунок 1
Устройство и принцип работы САЭ-110

Топливный генератор с прямой подачей метанола из двух картриджей с метанолом (28 литров) используется для заряда аккумуляторной батареи в период низкой солнечной активности. Работа топливных элементов основана на реакции окисления метанола на катализаторе в диоксид углерода. Вода выделяется на катоде. Протоны (H+) проходят через протонообменную мембрану к катоду, где они взаимодействуют с кислородом и образуют воду. Электроны проходят через внешнюю цепь от анода к катоду, осуществляя электроснабжение внешней нагрузки [2]. В топливной ячейке отсутствуют движущиеся части, преобразование энергии происходит практически без потерь.

Панель солнечных батарей, имеющая уличное исполнение, обеспечивает заряд аккумуляторной батареи в периоды высокой солнечной активности.

Основные критерии выбора и преимущества данного типа генератора, применяемого в САЭ:

- высокий КПД;
- высокая экологичность (выхлопные газы представляют собой водяной пар и углекислый газ);
- низкие эксплуатационные издержки;
- компактность;
- низкий уровень шума и отсутствие вибраций.

На данный момент достигнуты следующие результаты:

- проведены заводские и приемочные испытания первого и второго этапов по утвержденной Программе и методике САЭ-110;
- проведена опытно-промышленная эксплуатация САЭ-110 в ООО «Газпром трансгаз Самара» в объеме 8520 часов.

Следующий этап - получение сертификации в «Газпромсерт» и внедрение на объекты ПАО «Газпром».

Список литературы:

1. Попель О.С., Туманов В.Л. Возобновляемые источники энергии: состояние и перспективы развития / Международный научный журнал Альтернативная энергетика и экология, АЭЭ, №2(46) (2007) – 135 с.

2. Лукутин Б.В. Возобновляемая энергетика в децентрализованном электроснабжении: монография / Лукутин Б.В., Суржикова О.А., Шандрова Е.Б. – М.: Энергоатомиздат, 2008. – 231 с.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОКЛАДКИ ТРУБОПРОВОДОВ ПОД ЛИНЕЙНО-ПРОТЯЖЕННЫМИ СООРУЖЕНИЯМИ

*Лабынцев В.В., Смирнов Ю.Н., Вилявин А.П.
ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»*

В работе предлагается технология бестраншейной прокладки нефтяных, газовых и иных трубопроводов под линейно-протяженными сооружениями (автотрассами, железными дорогами, и т.п.), расположенными преимущественно в монолитных скальных грунтах с расширением и обустройством предварительно пробуренной пилотной скважины.

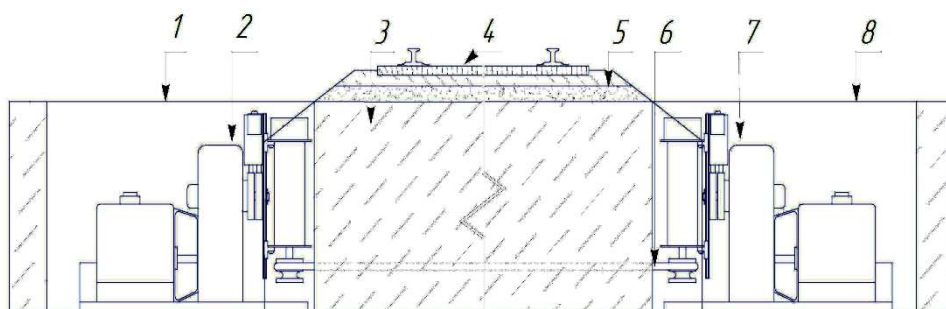


Рисунок 1.

Технология прокладки трубопровода под линейно-протяженными сооружениями

1 – стартовый котлован, 2 – привод рабочего органа, 1;3 – скальный грунт, 4 – железнодорожное полотно, 5 – основание железнодорожного полотна, 6 – рабочий орган, 7 – привод рабочего органа, 2;8 – конечный котлован.

Технологию выполняют в следующей последовательности: на первом этапе осуществляют подготовку стартового и конечного котлованов (приямков) на рассматриваемом участке с установкой оборудования известного типа и осуществлением бурения горизонтальных технологических отверстий на угол 90 и 225 градусов относительно оси предполагаемой выработки; на втором этапе производят выемку бурового оборудования из стартового котлована и установку алмазно-канатной машины предназначенной для добычи блоков природного камня в открытых карьерах в стартовый и конечный котлованы; на третьем этапе осуществляют установку рабочего органа в технологическое отверстие на угол 225 с последующим пропиливанием участка на 225-315 градусов относительно оси предполагаемой выработки и установку упорных пластин в образованный пропили по обе стороны рассматриваемого участка; на четвертом этапе осуществляют установку рабочего органа в технологическое отверстие на угол 90 градусов с последующим пропиливанием поочередно в два направления по часовой стрелке на 90-315 и 90-225 градусов против часовой стрелки относительно оси предполагаемой выработки соответственно (Рис 2). На пятом этапе производят выемку алмазно-канатной машины из стартового и конечного котлованов; на шестом этапе производят засверливание анкера имеющего в конструкции зацепное устройство по оси предполагаемой выработки в стартовом котловане; на седьмом этапе устанавливают полые перфорированные пластины, в пространство между упорных пластин на расстояние рассматриваемого участка после этого роликовые опоры и тяговое устройство известного типа (лебёдку), производят монтаж троса тягового устройства к зацепному устройству анкера; на восьмом этапе в горизонтальное технологическое отверстие на угол

90 градусов относительно оси предполагаемой выработки устанавливают перфорированную трубу на расстояние рассматриваемого участка и при помощи компрессорного оборудования нагнетают гелий при этом в месте установки опорной пластин с перфорацией предусмотрена сборная ёмкость гелия; на девятом этапе по средствам тягового устройства (лебедки), осуществляют вытягивание монолитной скальной выработки на роликовые опоры; на десятом этапе осуществляют извлечение из стартового котлована монолитной скальной выработки и вспомогательного оборудования с последующим применением стартового котлована под монтаж футляра известным способом.

Предлагаемая технология обеспечит, в конечном итоге, существенное расширение возможностей – прокладку нефтяных, газовых и иных трубопроводов под линейно-протяженными сооружениями (автотрассами, железными дорогами, и т.п.) расположенными преимущественно в монолитных скальных грунтах.

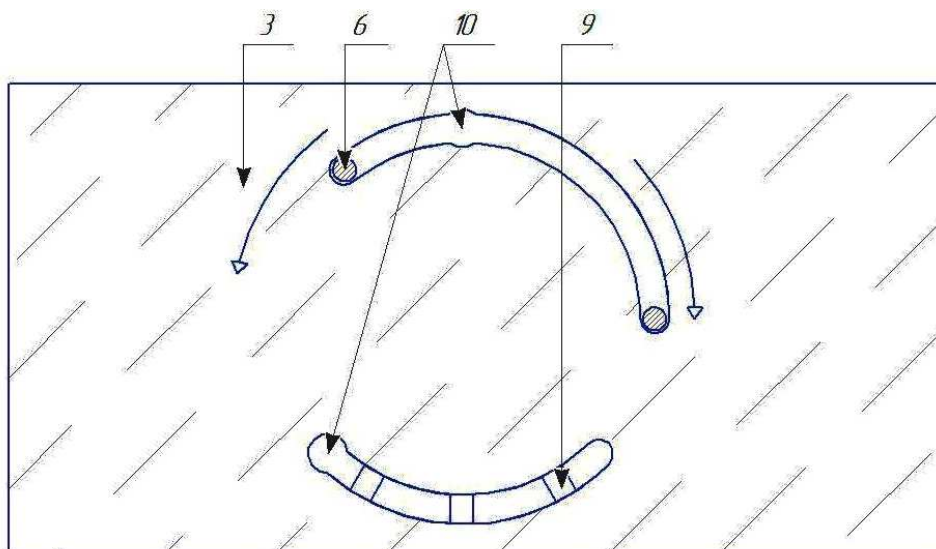


Рисунок 2.

Технология прокладки трубопровода под линейно-протяженными сооружениями
3 – скальный грунт, 6 – рабочий орган, 9 – упор, 10- технологическое отверстие.

АВТОНОМНЫЕ ТЕПЛОЭНЕРГЕТИЧЕСКИЕ КОМПЛЕКСЫ С ВОЗОБНОВЛЯЕМЫМИ ИСТОЧНИКАМИ ЭНЕРГИИ ДЛЯ ПРИМЕНЕНИЯ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Петров Д.Н.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

На промышленных производственных объектах нефтегазовых комплексов и перерабатывающих заводах для нагрева нефтяного сырья в различных технологических процессах, а также для транспортировки по трубопроводам и хранения высоковязких нефтей используются котельные станции, потребляющие различные виды топливно-энергетических ресурсов (ТЭР), такие как природный и попутный газ, нефть, мазут, печное топливо и др.

Под автономным теплоэнергетическим комплексом (АТК) понимается, совокупность источников теплоты, аккумуляторов энергии, энергопроводов (теплопроводов) и потребителей энергии. АТК могут быть классифицированы по типам объектов, на которых они используются, по видам систем инженерного оборудования, входящего в состав АТК, по типам энергоресурсов, а также по видам используемых источников энергии каждого из типов энергоресурсов.

Потребности в создании АТК в нефтегазовой отрасли России весьма велики, т.к. использование централизованного теплоснабжения для многих промышленных объектов, объектов транспорта и хранения нефти и газа ввиду их значительной удаленности нецелесообразно по техническим, экономическим и экологическим соображениям.

Таким образом, весьма актуальным представляется создание высокоэффективных трансформаторов возобновляемых источников энергии (ВИЭ), разработка методических основ

рационального комбинирования нескольких источников тепла в АТК и создание научно обоснованных методов расчета их оптимальных вариантов.

Автором разработана морфология основных элементов АТК с ВИЭ: гелиоколлекторов, ветродвигателей и аккумуляторов, позволяющая осуществить предварительный выбор элементов АТК с ВИЭ. Многообразие трансформаторов и аккумуляторов ВИЭ дает возможность создания множества вариантов структурно-морфологических моделей АТК с ВИЭ.

В варианте применения гелиоустановки гравитационного типа с многоступенчатым гелиоколлектором (ГТМГ) в сочетании с ветроэнергетической установкой (ВЭУ) (рис. 1) нагретая в многоступенчатом коллекторе солнечной энергии (КСЭ) 1 вода, температура которой с помощью регулятора температуры 2 поддерживается в диапазоне 45-55 °С, поступает в бак-аккумулятор. Из бака-аккумулятора вода, нагретая с помощью теплоэлектронагревателя (ТЕН) 5 до температуры 55-65 °С поступает в систему обогрева резервуаров. Электроэнергия для ТЕНа 5 вырабатывается с помощью ВЭУ 4.

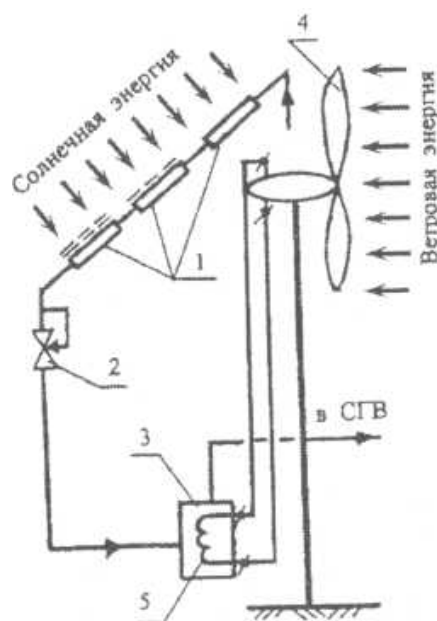


Рисунок 1.

Варианты применения ГТМГ в сочетании с ВЭУ и электронагревателем:

1 - многоступенчатый КСЭ; 2 – регулятор температуры; 3 – бак-аккумулятор; 4- ВЭУ; 5 – теплоэлектронагреватель.

ОТНОШЕНИЕ МОЛОДЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ К ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЮ

Панова А.А., Савина В.В.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Энергосбережение играет важную роль в формировании и реализации общего топливно-энергетического баланса страны, обеспечивая не только корректировку спроса на различные энергоносители, но и являясь дополнительным ресурсом за счет снижения издержек при добыче и производстве энергии. Поэтому к энергосбережению, как совокупности организационно-технологических мер экономии ресурсов в различных секторах экономики, в т. ч. и в отраслях ТЭК, вполне применимы те же методы оценки потенциала, что и к другим видам ТЭР.

Энергосбережение как дополнительный ресурс экономии топлива и снижения потерь может оцениваться по физическому, экономическому и организационно-технологическому программному бизнес-потенциалу. Последний связан с реальными финансовыми и материальными возможностями предприятий по снижению своих издержек, что предусматривается в планах и программах предприятий ТЭК. Недостаточно эффективное взаимодействие высшего руководства и технических специалистов энергослужб приводит к тому, что перспективные проекты, требующие существенных инвестиций, могут оказаться нереализованными. Значительная часть предприятий внедряют

энергосберегающие технологии, но некоторые мероприятия так и не доходят до реализации. При этом руководители и специалисты считают, что они хорошо осведомлены об энергозатратах и о возможностях их сокращения. В связи с этим, нас- студентов 3 курса кафедры МТЭК ТИУ заинтересовал вопрос об отношении молодых специалистов к актуальным вопросам и проблемам энергосбережения.

Изучение мнений было проведено методом анкетирования молодых специалистов нефтегазовой отрасли. Всего в опросе приняло участие 67 человек. Из них 58% девушки, 42% молодые люди.

Первый вывод, который можно сделать по результатам исследования: это **низкий интерес к вопросам энергосбережения, неосведомленность**. **Второй вывод**: интерес к энергосбережению проявляют специалисты предприятий, для которых вопрос снижения потребления - это вопрос их выживания в среднесрочной и долгосрочной перспективе. Все выводы, приведенные ниже, фактически сделаны на основании анкетирования работников предприятий, заинтересованных в энергосбережении и осуществляющих практическую реализацию мероприятий, направленных на повышение энергоэффективности.

Актуальность энергосбережения: 97% опрошенных специалистов считают задачу повышения энергоэффективности актуальной для развития бизнеса; 80% опрошенных считают, что основной причиной, которая делает снижение энергопотребления актуальным, являются высокие затраты на энергоресурсы и их негативное влияние на конкурентоспособность предприятия. Второй причиной, побуждающей специалистов предприятий задумываться об энергосбережении, является высокий износ технологического оборудования (оценка 35% опрошенных).

Оценка потенциала энергосбережения: подавляющее большинство опрошенных специалистов предприятий консервативно оценивают потенциал энергосбережения. Фактически средний потенциал энергосбережения, приводимый в оценках предприятий, является финансово-обеспеченным, т.е. реализация потенциала предусмотрена программами энергосбережения предприятий, на которые выделено финансирование.

Число реализуемых мероприятий по энергосбережению: в среднем, одновременно одно предприятие реализует 4,6 мероприятий в области энергосбережения.

Проведение энергетических обследований: из общего числа участвовавших в анкетировании, процедуру обязательного энергоаудита должны были пройти 87% респондентов, из этих респондентов 49% уже провели или проводили на момент опроса обязательное энергетическое обследование.

Развитие систем энергоменеджмента на промышленных предприятиях: подавляющая часть предприятий (70%) включают вопросы энергосбережения в свою стратегию развития, 20% предприятий начали формирование системы энергоменеджмента, а 17% только планируют.

Реализация технических мероприятий по энергосбережению: наиболее популярным проектом, который реализуют около половины предприятий, является установка приборов учета.

Барьеры для реализации потенциала энергосбережения. Как показал проведенный анализ, основным препятствием для реализации мероприятий по энергосбережению являются экономические и финансовые барьеры. Второй по значимости группой барьеров являются административные барьеры. Третье место по значимости по технические и технологические барьеры. В отдельный блок можно выделить информационные барьеры. Среди всех информационных барьеров самым значимым респонденты назвали отсутствие демонстрационных зон, позволяющих ознакомиться с практикой внедрения энергосберегающих технологий. Seriously затрудняет применение энергосберегающих технологий и недостаток информации.

Проведённое исследование показывает, что энергосбережение может приносить существенную экономию электроэнергии и экономические выгоды. Задача лишь в том, чтобы эта работа стала государственной политикой, подкреплённой законодательно и финансово. Среди основных мер можно выделить следующие:

-воспитание сознательного стремления и умения реализовывать энергосберегающие мероприятия;

-формирование энергосберегающего образа жизни за счет мотивации рационального энергоиспользования;

-осуществление неформальной ревизии энергетического хозяйства с целью выявления наиболее энергоёмких источников потребления, а также временных периодов повышения уровня расходов энергетических ресурсов;

-разработка и принятие системы нормативных правовых актов, стимулирующих энергосбережение;

-разработка и внедрение форм наблюдения за показателями, характеризующими эффективность использования основных видов энергетических ресурсов и энергоемкости.

Данные мероприятия помогут преодолеть барьеры как в экономической и административной, так и в технологической сферах. При этом особо актуальным является повышение информационной осведомленности молодых специалистов.

Список литературы:

1. Андрижиевский, А.А. Энергосбережение и энергетический менеджмент: учеб. пособие/ Андрижиевский А.А., Володин В.И.-М: Вышшая школа, 2005.-294 с.

2. Гаврилин, А.И. Введение в энергосбережение: учебное пособие для студентов/ А.И. Гаврилин, С.А. Косяков.-Т.: Курсив плюс, 2000.-218 с.

3. Малашенков, Д.К. Система энергетического менеджмента в образовательных организациях впо: необходимость внедрения и практические рекомендации/ Д. К. Малашенков//Вестник энергоэффективности.-2014.- № 5.- С.68-81

4. Сайт Государственной информационной системы в области энергосбережения и повышения энергоэффективности [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.gisee.ru/>

5. Сайт Министерства энергетики РФ [Электронный ресурс]: Режим доступа: <http://www.minenergo.gov.ru/>

ОСОБЕННОСТИ ПРОЯВЛЕНИЯ КОРРОЗИОННОГО РАСТРЕСКИВАНИЯ ПОД НАПРЯЖЕНИЕМ СТАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ НА ТЕРРИТОРИИ АСТРАХАНСКОЙ ОБЛАСТИ

Богданов Р.И.¹, Ряховских И.В.¹, Шепелев Р.Е.²

¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ² ПАО «Газпром»

Результаты диагностических обследований участков магистральных газопроводов (МГ) в России и за рубежом показали, что вне зависимости от производителей труб и режимов эксплуатации газопроводов коррозионному растрескиванию под напряжением (КРН) подвержены участки поверхности труб, находящиеся в контакте с грунтовым электролитом под несквозными повреждениями покрытия. При этом в зависимости от состава подпленочного электролита выделяют два типа КРН трубных сталей – «классическое» межкристаллитное растрескивание в концентрированных карбонатных электролитах с высокими значениями рН (рН 9,0 ÷ 12,5), транскристаллитное растрескивание в разбавленных электролитах с рН, близким к нейтральному (рН 5,0 ÷ 7,5). Случаи «классического» КРН зафиксированы в США и бывшем СССР на МГ, проложенных в пустынных и полупустынных районах Средней Азии и Казахстана. Анализ проб грунта, взятых с мест аварий МГ России по причине КРН, свидетельствует о том, что отечественные газопроводы подвержены рН-нейтральному КРН.

В работе объектом исследования служили фрагменты труб с дефектами КРН, а также пробы грунта и грунтового электролита отобранные в местах экскавации участков МГ, пролегающего по территории Астраханской области. МГ выполнен из труб Ø 1020x10,0 мм, изготовленных из стали 17Г1С-У класса прочности К-52 и изолированных пленочным защитным покрытием трассового нанесения. Период эксплуатации МГ составляет 30 лет. В области прокладки МГ почва представляет собой солончаки.

По результатам выполненных металлографических исследований установлено, что трещины имеют нетипичный для территории РФ характер распространения (узкие, ветвистые, распространяющиеся вглубь трубной стали межкристаллитно с четко очерченным контуром границ зерен, по сечению трещин отмечены признаки макро и микро ветвления). По результатам химического анализа проб грунта установлены следующие особенности ионно-солевого состава околотрубной среды: значение рН находится в диапазоне от 7,9 до 8,2 единиц; низкая концентрация карбонатсодержащих соединений, наличие сульфид и бисульфид ионов, влияние которых на распространение межкристаллитного КРН в средах с высоким рН не исследовано, высокая концентрация хлорид ионов, которые ранее не указывались как опасный компонент грунта для КРН. Указанные особенности химического состава грунта нехарактерны для коррозионно-активной среды, провоцирующей межкристаллитное КРН трубных сталей.

В работе показано, что ранее установленные модельные представления о реализации «классического» растрескивания в концентрированных карбонатных электролитах не позволяет описать все случаи межкристаллитного КРН трубных сталей. Проведенное исследование указывает на то, что область распространения «классического» КРН может быть несколько шире, чем представлялось ранее; в частности оно может быть связано с различным анионным составом грунтового электролита и протекать в разных геолого-климатических условиях.

Для проведения дальнейших исследований, описанного в настоящей работе случая стресс-коррозионного разрушения МГ необходимо выполнение научно-исследовательской разработки (НИР).

Актуальность НИР обусловлена повышением эффективности и эксплуатационной надежности газотранспортной системы функционирующей в Астраханской области за счет разработки комплекса мероприятий по прогнозированию, техническому диагностированию и ремонту участков МГ потенциально опасных в отношении межкристаллитного КРН, в том числе не подготовленных к проведению внутритрубной дефектоскопии.

По предварительной оценке потенциальный экономический эффект НИР проявится в виде оптимизации затрат при планировании технического диагностирования и ремонта участков магистральных газопроводов за счет повышения эффективности и обоснованности принятия управленческих решений.

Результатами НИР должны стать инновационные материалы и технологии, исключающие повторное образование и развитие дефектов межкристаллитного КРН, а также дополнения (изменения) в нормативно-техническую документацию в области диагностического обследования газопроводов и лабораторных испытаний трубных сталей на КРН.

СПОСОБЫ ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ ЗАЩИТНОГО ЗАЕМЛЕНИЯ ЭЛЕКТРОУСТАНОВОК В ПЕСЧАНЫХ ГРУНТАХ.

Печёнкин Н.Ю.

ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»

Существующие защитные заземления в достаточной степени обеспечивают защиту от поражения электрическим током в случае прикосновения к корпусу электроустановки и другим не токоведущим металлическим частям, оказавшимся под напряжением.

В установках катодной защиты МГ «Магат-Северный -Кавказ» применяется традиционный метод монтажа ЗЗ (защитного заземления) состоящего из горизонтального заземлителя- полосы стальной 40х4 выполненной в виде сетки, в местах соединения полосы забит стальной уголок 40х40 на глубину 1,5-2м (см. рис.1). Все соединения выполнены сваркой, что приводит к высокой металлоемкости конструкции заземления, значительным трудозатратами на монтаж, и последующий ремонт. Классическая конструкция заземлителя служит не более 7-11 лет, причём полное вскрытие ЗЗ производят 1 раз в 10лет. Для заземлителей существует еще один значимый фактор – это переходное электрическое сопротивление электрод – грунт. Данная характеристика важна как показатель эффективности заземлителя, при этом следует отметить, что продукты коррозии со временем значительно ухудшают характеристики ЗЗ,(сопротивление растеканию тока защитного заземления не должно превышать 4 Ом, согласно ПУЭ) т.к. ржавчина имеет пористую структуру и примерно в 5 раз больший объём по отношению к металлу, что приводит к отодвиганию почвы от ЗУ.

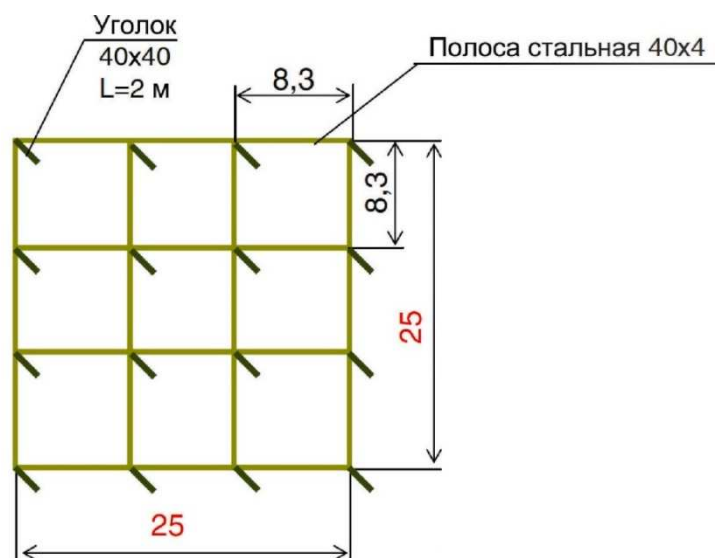


Рисунок 1.

Для достижения нормативных значений сопротивлений контура заземления в настоящее время используются множество способов. Наиболее известными, являются вертикальные (штыревые) заземлители, либо горизонтальные лучевые, из черной углеродистой стали, защищенные от коррозии горячим цинкованием или омеднением, которые забиваются или забуриваются в грунт. В условиях высокоомных грунтов (например, скальные породы, сухой песок или вечномёрзлые грунты) часто применяются глубинные заземлители либо горизонтальные протяженные заземлители из полосовой стали или круглого сечения.

Для снижения переходного электрического сопротивления электрод – грунт и повышения эффективности заземлителей, сегодня используются различные виды около электродных заполнителей, такие как: засыпка из минеральных солей, засыпка из глины, а также угольная засыпка или коксовая мелочь и некоторые другие.

В докладе предложено применение модульно-штыревых систем заземляющих устройств и электролитической системы заземления «Бипрон» (на примере заземляющих устройств установок катодной защиты), как альтернатива существующим системам заземления. Рассмотрено конструктивное исполнение заземления, его особенности, характеристики, преимущества и недостатки. Приведены сравнительные расчёты монтажа и эксплуатации предлагаемых конструкций защитного заземления и существующих заземлений.

Доказана эффективность использования предложенных конструкций защитного заземления в электроустановках Зензелинского ЛПУМГ и получен значительный экономический эффект.

ВНЕДРЕНИЕ В ПРОЦЕСС ПОДГОТОВКИ БУДУЩИХ СПЕЦИАЛИСТОВ ПРОГРЕССИВНОГО ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩЕГО ОБОРУДОВАНИЯ

*Сорокина Д.А.
ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»*

Энергоресурсы являются основой мировой экономики. А нефтегазовый сектор по праву считается важнейшей составляющей этих ресурсов. Государства, обладающие значительными запасами нефти и газа, зачастую играют определяющую экономическую роль, поскольку без них, невозможно нормальное функционирование энергетики абсолютного большинства стран в современном мире. Ведущие мировые энергетические компании одним из приоритетных направлений своей работы считают энергосбережение и энергоэффективность.

Одной из основных причин понижения энергоэффективности во многих крупных энергетических компаниях являются устаревшие энергорасточительные технологии, оборудование и приборы, которые приводят к немалым потерям энергоресурсов.

ПАО «Газпром», как мировой энергетический лидер, уделяет пристальное внимание оптимизации контроля потребления энергоресурсов на всех уровнях технологического процесса добычи, транспортирования, хранения, распределения и переработки природного газа.

До недавнего времени слабым звеном этой цепочки являлось отсутствие достоверного и оперативного учета энергоресурса и как следствие возникновение небаланса газа. Свести дисбаланс в учете газа между поставщиком и потребителем к нулю практически невозможно, но крайне важно свести его к минимуму. Данная проблема успешно решается благодаря совершенствованию действующей системы измерения и учета газа и внедрению автоматизированных средств коммерческого учета газа.

Для качественной автоматизации учета газа необходимо готовое комплексное решение, объединяющее измерительное и коммуникационное оборудование, физические линии связи, новейшие технологии передачи данных и программные средства верхнего уровня. Это обеспечит не только устойчивость работы системы газоснабжения, но повысит достоверность учёта потребляемого природного газа и тем самым понизит потерю энергоресурса.

ЧПОУ "Газпром колледж Волгоград", являясь структурным подразделением ПАО «Газпром», уделяет особое внимание при подготовке будущих специалистов изучению прогрессивного оборудования учета энергоресурсов.

В нашем колледже силами студентов - выпускников и при поддержке завода-изготовителя ООО «ЭЛЬСТЕР Газэлектроника» разработан и внедрен в процесс обучения стенд-тренажер, который является примером реализации комплексного подхода к учету газа и решению проблемы небаланса.

Предлагаемый стенд - тренажер позволяет изучать современные первичные средства учета энергоресурса (счетчик газа с электронным корректором) и работу коммуникационных модулей в системах автоматизированного учета.

Стенд - тренажер включает в себя следующее газоизмерительное оборудование: диафрагментарный счетчик газа ВК-G4 используемый совместно с электронным корректором ТС220. Данное оборудование является источником первичной информации и предназначено для коммерческого учёта количества потребляемого газа.

С корректором используются коммуникационный модуль с GSM/GPRS модемом и автономным питанием БПЭК-04/ТС, предназначенный для защищенного электропитания корректора и дистанционной передачи данных, а так же коммуникационный модуль с GSM модемом БПЭК-03Т, который обеспечивает беспроводную передачу информации от приборов коммерческого учета газа к серверу удаленной информационной системы.

Применение в учебном процессе стенда - тренажера обеспечивает получение важных практических навыков:

- анализа работоспособности измерительных приборов и средств автоматизации;
- диагностики измерительных приборов и средств автоматического управления;
- проверки измерительных приборов и средств автоматизации;
- ремонта технических средств и систем автоматического управления;
- контролирования и анализа функционирования параметров систем в процессе эксплуатации;
- снятия и анализа показания приборов.

Разработанный стенд - тренажер позволяет будущему специалисту не только познакомиться с комплексным подходом к учету газа и проблеме небаланса, но и в конкретной практической ситуации познакомиться с принципами обслуживания современного газоизмерительного, коммуникационного оборудования и систем.

ПРИМЕНЕНИЕ ЭЛЕКТРОМАГНИТНОГО СПЕКТРАЛЬНОГО МЕТОДА ДИАГНОСТИКИ ЭЛЕКТРОПРИВОДОВ МАШИННЫХ АГРЕГАТОВ

Самородов А.В.¹, Прахов И.В.²

¹ООО «Газпром нефтехим Салават» ²ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» филиал в г. Салават

Состояние промышленной безопасности на взрывопожароопасных и химически опасных производственных объектах во многом определяется техническим состоянием машинных агрегатов с электрическим приводом. Ввиду высокой опасности обращающихся в технологических циклах предприятий химических веществ, отказ машинных агрегатов может привести к созданию аварийных ситуаций, сопровождается значительным экономическим и экологическим ущербом.

Двигатели электропривода при определенных режимах работы, возникновении и развитии повреждений отдельных элементов электрической и механической части машинных агрегатов генерируют характерный спектр высших гармонических составляющих токов и напряжений. Выявление корреляционной связи между режимами работы машинных агрегатов, характерными повреждениями элементов электрической и механической части и параметрами генерируемых двигателем электропривода высших гармонических составляющих токов и напряжений позволит решить задачу мониторинга технического состояния и прогнозирования ресурса данного оборудования [1].

Экспериментальные исследования машинных агрегатов с электрическим приводом проводились в производственных условиях экспериментальной технологической установки ООО «НТЦ-Салаватнефтеоргсинтез», а также в научно-исследовательских лабораториях филиала ФГБОУ ВО УГНТУ в г. Салавате. В качестве объектов исследования были выбраны центробежные насосы с асинхронными электродвигателями. Структурная схема экспериментальной установки представлена на рисунке 1.

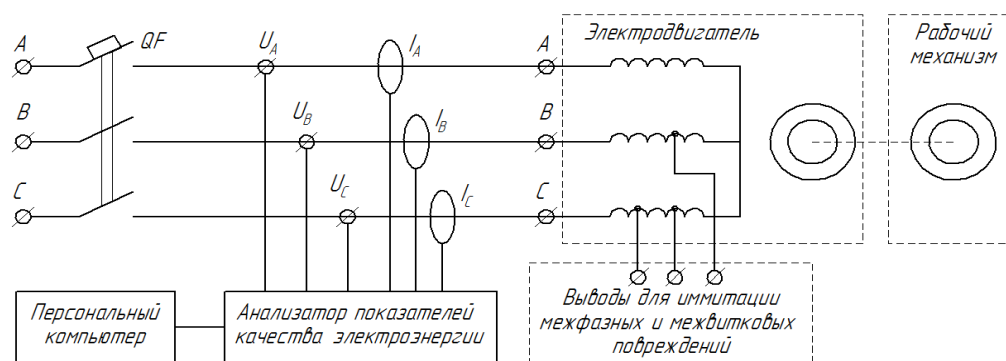


Рисунок 1
Структурная схема экспериментальной установки

Для оценки степени искажения формы кривых токов и напряжений определенными гармоническими составляющими использовались коэффициенты n -ых гармонических составляющих тока K_{In} и напряжения K_{Un} и углы сдвига по фазе $\varphi_{un}(n)$ между соответствующими гармоническими составляющими фазных токов $I_{(n)}$ и напряжений $U_{(n)}$. Измерение коэффициентов n -ых гармонических составляющих токов K_{In} и напряжений K_{Un} и углов $\varphi_{un}(n)$ осуществлялось измерителем показателей качества электроэнергии. Состояние подшипников качения контролировалось с помощью индикатора дефектов подшипников ИДП-03. Состояние изоляции и проводников элементов системы электропривода контролировалось с помощью микропроцессорного прибора 2801 IN и индикатора дефектов обмоток ИДО-05. Анализ результатов измерений осуществлялось с помощью переносного персонального компьютера со специализированным программным обеспечением [2].

В ходе экспериментов были исследованы следующие характерные повреждения рабочих механизмов и электродвигателей агрегатов: ухудшение состояния изоляции обмоток, дисбаланс ротора электродвигателя и вала машинного агрегата, неисправности подшипников, межвитковые короткие замыкания обмоток статора, межфазные короткие замыкания обмоток статора, однофазные замыкание фазы на корпус, обрыв фазы на выводах обмотки статора, обрыв стержней обмотки ротора, несоосность валов электродвигателя и машинного агрегата, эксцентриситет ротора.

На рисунке 2 приведен экспериментальный состав токов и напряжений при различных состояниях подшипников электродвигателя BA 100 S2.

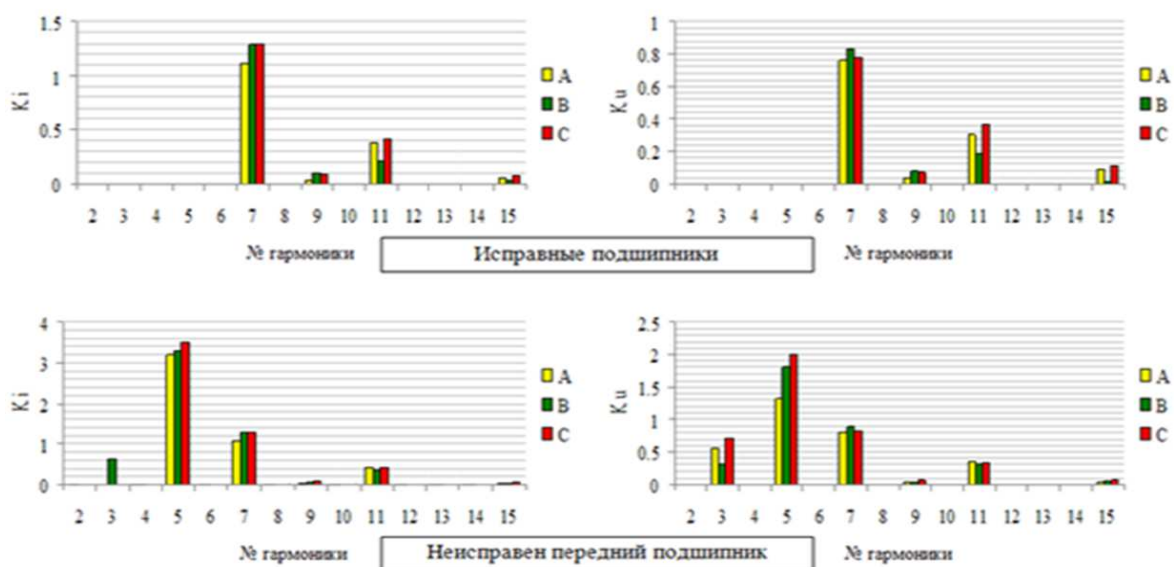


Рисунок 2

Гармонические составы токов и напряжений при различных состояниях подшипников электродвигателя ВА 100 S2

Результаты экспериментальных исследований показали, что двигатели электропривода при определенных режимах работы, возникновении и развитии повреждений отдельных элементов электрической и механической части машинных агрегатов генерируют характерный спектр гармонических составляющих токов и напряжений. Наиболее информативными являются параметры третьей, пятой, седьмой и одиннадцатой гармоник токов и напряжений.

Применение электромагнитного спектрального метода диагностики электроприводов машинных агрегатов позволит производить оценку энергоэффективности работы и технического состояния работающего оборудования. В свою очередь обнаружение дефектов на работающем оборудовании на ранней стадии их развития не только предупредит внезапную остановку производства в результате аварии, но и значительно снизит расходы на ремонт оборудования и увеличит срок его службы.

Список литературы:

1 Д.Г. Чурагулов, А.И. Азметов, А.В.Самородов. Программно-аппаратный комплекс для оценки энергоэффективности насосных агрегатов с электрическим приводом / Интеграция науки и образования в вузах нефтегазового профиля – фундамент подготовки специалистов будущего: материалы Международной научно-методической конференции. - Уфа: Изд-во УГНТУ, 2012.

2 И.В. Прахов, М.Г. Баширов, А.В.Самородов. Определение технического состояния насосно-компрессорного оборудования по значениям параметров высших гармонических составляющих токов и напряжений, генерируемых двигателем электропривода / Фундаментальные исследования, №12, 2010. – М.: ИД «Академия Естествознания», 2010.

ВНЕДРЕНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ЭНЕРГИИ НА ОБЪЕКТАХ ООО «ГАЗПРОМ ДОБЫЧА АСТРАХАНЬ»

*Панкратов Р.Е., Жданов В.А.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Целью настоящей работы является разработка предложений по внедрению и использованию на объектах промысла наиболее энергоэффективных технических решений на базе альтернативных источников энергии.

Для достижения поставленной цели в работе решались следующие задачи :

- изучение альтернативных источников энергии;
- анализ и сравнительная оценка данных источников;
- проработка возможности их использования на объектах ГПУ;
- разработка предложений по внедрению АИЭ на объектах ГПУ;

- оценка потенциального экономического эффекта от их внедрения.

ООО «Газпром добыча Астрахань» является крупным потребителем топливно-энергетических ресурсов. Основными потребителям ТЭР являются Газопромывловое управление и Астраханский газоперерабатывающий завод. Суммарное потребление по ГПУ Топливо- Энергетических Ресурсов в 2014 году составило около 182 тыс. тонн условного топлива или 815 млн.руб., из них на электроснабжение 33 млн.руб.

В связи с чем, снижение потребление ТЭР является для Общества актуальной задачей.

РАЗРАБОТКА МЕТОДА УДАЛЕНИЯ ОТЛОЖЕНИЙ В АППАРАТЕ Т-205 ПРОИЗВОДСТВА СТИРОЛА ЦЕХА №46 ЗАВОДА «МОНОМЕР». АДАПТАЦИЯ ВЫБРАННОГО МЕТОДА К СУЩЕСТВУЮЩЕМУ ПРОИЗВОДСТВУ ЦЕХА № 46 (ОПЫТНЫЙ ПРОБЕГ). ВНЕДРЕНИЕ РАЗРАБОТАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ В ПРОИЗВОДСТВО

*Будник В.А., Федосеева М.В.
ООО «НТК Салават»*

В настоящее время, в связи с вектором развития предприятий по части энергоэффективности, проблема отложений на технологическом оборудовании стоит достаточно остро. В данной работе рассмотрен реализованный на ОАО «Газпром нефтехим Салават» вариант оптимизации работы охладителя реакционных газов котла-утилизатора КУ Е-205А/Т-205. Основная проблема заключалась в отложении на поверхности теплообменника Т-205 (далее Т-205) каталитической пыли уносимой с реактора дегидрирования, что в свою очередь снижало коэффициент теплоотдачи и вызывало нарушения по температуре выхода газов с аппарата.

Через трубное пространство теплообменника ($D=3000 \times 25$ мм; $L_{общ}=11170$ мм) проходит контактный газ из реактора с температурой не ниже 535°C и давлением не более $0,075$ МПа ($0,75$ кгс/см²). Паропроизводительность котла-утилизатора не более 55 т/ч.

Помимо основной проблемы - каталитической пыли, в образцах также было обнаружено присутствие ионов железа. Наличие железа вероятнее всего вызвано коррозией оборудования на данном участке. По изначальному проекту каталитическая пыль должна откладываться в пенном аппарате, который установлен дальше по схеме после Т-205. Однако, как показала практика, большая часть ее откладывается еще в трубном пространстве теплообменника.

В результате тщательного анализа существующих технологий и вариантов решения данной проблемы было определено, что наиболее эффективным методом удаления отложений в Т-205 является физический метод защиты поверхности трубного пространства Т-205 от отложений, а именно акустическая (ультразвуковая) обработка. В августе 2014 был выполнен проект и монтаж акустических излучателей на трубные решетки Т-205. Схема установки устройства ультразвуковой обработки представлена на рисунке 1.

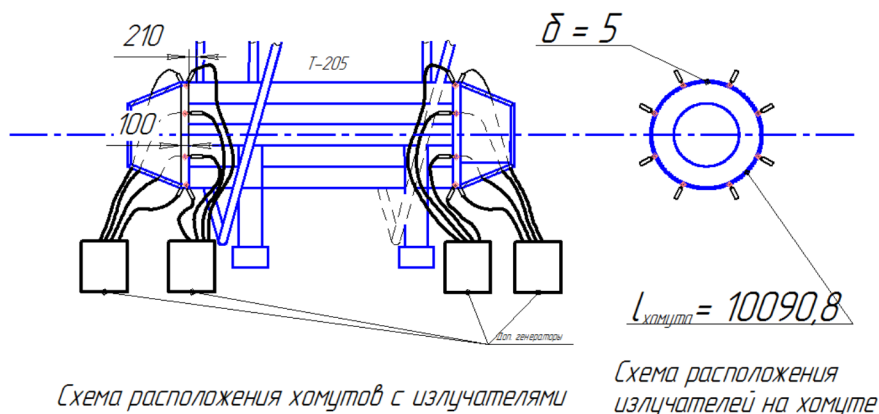


Рисунок 1

Схема установки излучателей

Для определения эффективности работы излучателей необходимо было сравнить работу Т-205 в разных условиях – до и после установки излучателей. Температура контактного газа после Т-205 является очевидным показателем наличия/отсутствия отложений. На рисунке 2 представлены

статистические данные по температуре контактного газа на выходе из котла-утилизатора КУ Е-205А/Т-205 за 2013–2017 гг.

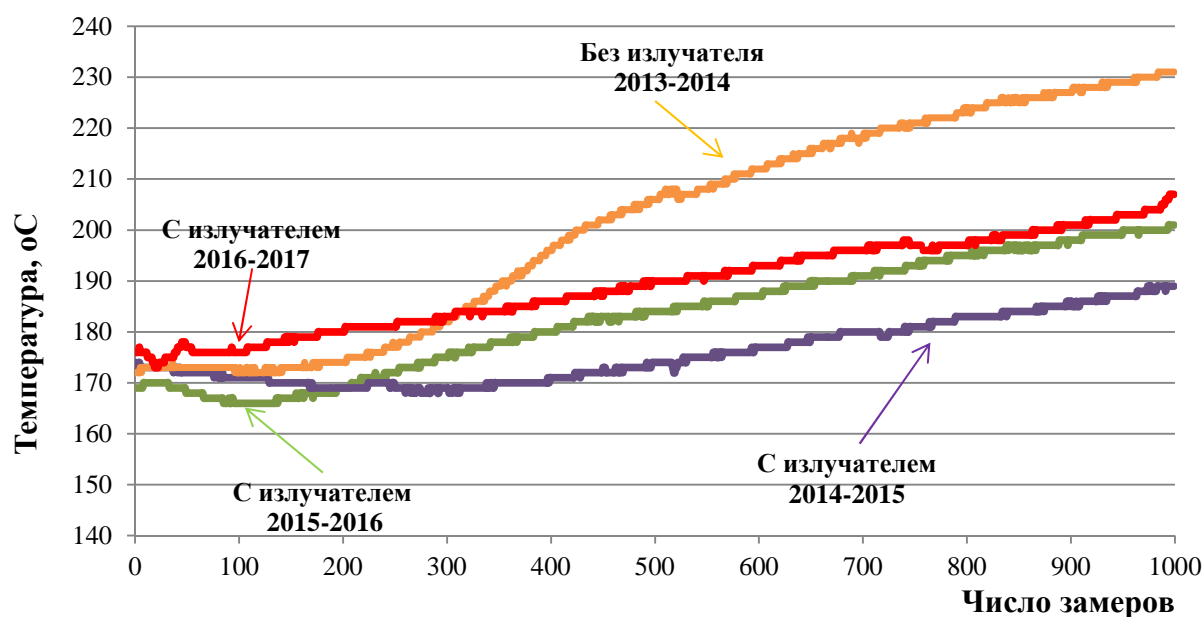


Рисунок 2 – Статистические данные по температуре контактного газа на выходе из котла-утилизатора Т-205 до установки излучателей 2013-2014 гг. и после установки излучателей за 2014–2015, 2015-2016, 2016-2017 гг.

Как видно из рисунка 2, интенсивность роста температуры газа на выходе из аппарата (а значит и интенсивность снижения коэффициента теплопередачи Т-205) значительно ниже в случаях с установленными излучателями. Данный эффект был впервые обнаружен на газовых средах в процессе выполнения работы на Т-205.

Наиболее объективным показателем, позволяющим провести количественную оценку эффективности работы излучателей, является выработка водяного пара. В работе была рассчитана суммарная выработка пара для цикла 2014-2015 гг. и 2015-2016 гг. в двух вариантах – фактическом и расчетном согласно полученной модели. В таблице 1 представлены данные по реальной и расчетной выработке пара (без излучателей), а также упрощенный расчет экономического эффекта.

Таблица 1 – Расчет эффективности работы излучателей

Показатель	Цикл 2014-2015	Цикл 2015-2016
Фактическая выработка пара, т	355387	306634
Расчетная выработка пара (без излучателей), т	350223	296182
Дополнительная выработка пара, т	5164	10452
Затраты на эл. энергию*, руб/год	33037	33037
Прибыль от дополнительной выработки пара, руб/год**	2 827 135	5 772 156
Экономический эффект, руб/год	2 794 098	5 739 119

*2,581 руб. за кВт*ч

** стоимость пара 547,47 руб/т

Таким образом, согласно расчетам, установка излучателей позволяет получать экономию средств в размере около 2,8-5,7 млн. руб./год.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ ПОГРУЖНЫХ НАСОСОВ НА ОСНОВЕ ПАРАМЕТРИЧЕСКИХ КОЛЕБАНИЙ ВАЛОВ. ТЕОРЕТИЧЕСКОЕ И ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНОЕ ИССЛЕДОВАНИЕ.

Мигунов А.А.¹, Борисовский А.В.², Халявкин А.А.³

¹ ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»; ² ГОУ СПО «Астраханский государственный политехнический колледж»; ³ ООО «Газпром добыча Астрахань».

Для предприятий нефтегазовой отрасли, эксплуатирующих оборудование в труднодоступных районах, важнейшей характеристикой нефтегазового оборудования является его надёжность. Затраты на ремонт насосов, компрессоров или запорной арматуры, находящихся в труднодоступных местах, а также потери от их простоя могут превысить стоимость самого оборудования.

Как правило, срок эксплуатации погружных насосов зависит от величины зазора между валом и подшипником скольжения, который в процессе износа увеличивается. При увеличении износа и действие знакопеременных и, динамических нагрузок контакт вала с подшипником меняется, а это является причиной возникновения квазигармонических (параметрических) колебаний.

При теоретическом исследовании влияния величины износа подшипников скольжения на параметрические колебания вала расчетная схема представляет собой балку постоянного по длине сечения опирающиеся на шарнирно-неподвижную и упругую опоры. Упругая опора моделирует подшипник скольжения. Данная расчетная схема сводится к решению уравнения Матье, которая позволит учитывать переменность во времени одного параметра системы, в нашем случае изменение контакта вала с подшипником скольжения. Уравнение Матье имеет вид:

$$\frac{d^2 y}{d\tau^2} + a(1 - 2q \cos 2\tau)y = 0 \quad (1)$$

Уравнение Матье в отличие от уравнения механических колебаний имеет целые области неустойчивости. На рисунке 1 представлена диаграмма Айнса-Стретта, характеризующая устойчивые и неустойчивые решения уравнения Матье. Как видно, отличие параметрического резонанса от линейного является то, что здесь существуют целые частотные области резонанса, в то время как в линейном резонансе речь идет о конкретной частоте.

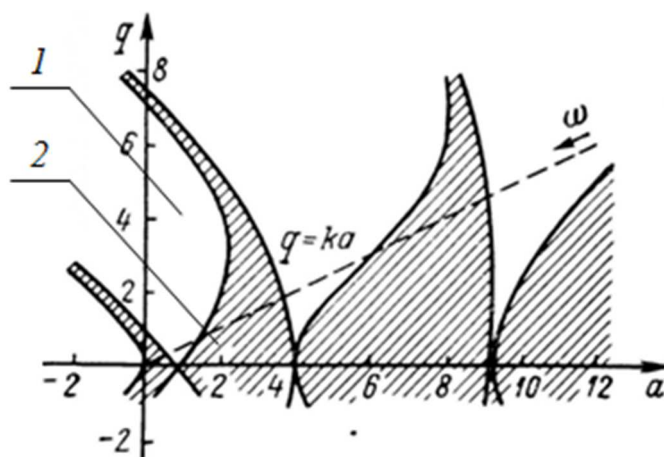


Рисунок 1.

Диаграмма Айнса-Стретта. 1- зоны неустойчивого состояния;
2- зоны устойчивого состояния.

Для проведения экспериментальных исследований была спроектирована и изготовлена экспериментальная установка (рис. 2).

Экспериментальная установка представляет собой систему валов 1, 2 и 3 (далее-вал), которые соединены между собой фланцами 4. На конце вала 3 установлен диск 5. Диск изготовлен из Стали 12Х18Н10Т. В диске имеется отверстие, в которое устанавливается втулка из Стали 20 диаметром 30 мм и длиной 25 мм. Вал установки опирается на два подшипника качения 6 и на один подшипник

скольжения 7. Сами подшипники установлены на двух опорах 8. Для вращения диска 5 используется асинхронный двигатель 9, который передает вращения через клиноременную передачу 10. На определенном расстоянии от диска расположен магнит 11, который установлен на подвижной фиксируемой опоре 12. Все элементы установки устанавливаются на металлической раме 13.

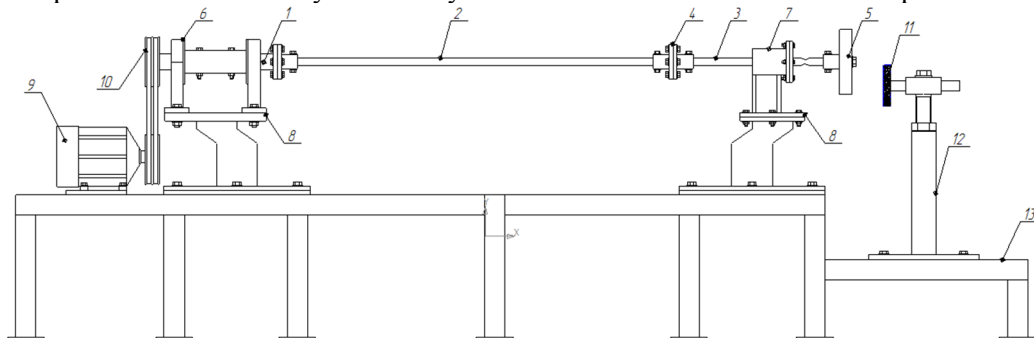


Рисунок 2.

Общий вид экспериментальной установки

1,2,3 - система валов; 4 - фланцевое соединение; 5 - диск; 6 - подшипники качения; 7 - подшипник скольжения; 8 - опоры; 9 - электродвигатель; 10 - клиноременная передача; 11 - магнит; 12 - подвижная фиксируемая опора; 13 - металлическая рама

Принцип работы устройства заключается в следующем: асинхронный двигатель 9, через клиноременную передачу 10 передает вращение вала установки. В процессе вращения на диск 5 действует сила со стороны магнита 11. Частота возбуждающей нагрузки регулируется изменением скорости вращения вала асинхронного двигателя при помощи преобразователя частоты.

Для определения резонансного состояния и регистрации амплитуды колебаний была изготовлена тензостанция. Измерительный комплекс состоит из первичных преобразователей-тензорезисторов, промежуточного преобразователя, измерительного прибора и ЭВМ. Тензостанция представляет собой упругую пластину из пружинной стали с расположенными на поверхности тензодатчиками. Один конец пластины соединен с роликом, обеспечивающим контакт с нагрузочным диском экспериментальной установки, другой конец фиксирует пластину на корпусе установки.

По результатам проведенной работы экспериментально и теоретически установлено снижение собственной частоты системы при увеличении зазора между валом 3 и подшипником скольжения установки 7. Установлено влияние отрыва вала от подшипника на возникновение параметрических колебаний и величину области резонансного состояния. Изучение параметрических колебаний позволит глубже понять процессы, происходящие в подшипниках погружного насоса и прогнозировать работоспособность вала с учетом износа самих подшипников.

Расчет параметрических колебаний вала погружного насоса позволяет определить допустимый износ подшипника скольжения с учетом его упругих и геометрических свойств. Полученные результаты могут быть использованы для любой динамической машины, где вращающим элементом является вал, опирающийся на подшипники скольжения и качения.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ПОДАЧИ ПРИСАДОК В ДИЗЕЛЬНЫЕ ТОПЛИВА НА УЗЛЕ ДОЗИРОВАНИЯ

*Томашевский И.А.
АО «Газпромнефть-ОМПЗ».*

В настоящее время на нефтеперерабатывающих заводах (НПЗ) все большее значение приобретает строгий учет реагентов, используемых непосредственно в процессе приготовления готовой продукции. В масштабах и мощностях производства Омского НПЗ, потребление вспомогательных компонентов формирует ключевые показатели работы завода в целом и затратную часть предприятия в частности.

Существующая схема дозирования присадок в дизельные топлива (ДТ) на Омском НПЗ имеет большое время отклика между изменением свойств топлива, поступающего на установку и непосредственной корректировкой расхода присадок. Не учитывается изменение расхода ДТ и легкого газойля (ЛГ) во времени, при этом, происходит антагонизм присадок, и, что самое важное, параметры работы существующих контрольно-измерительных приборов (КИП) и насосов на узле

дозирования не рассчитаны на текущий технологический режим. В конечном счете, возникает картина, как, например, на рис. 1:

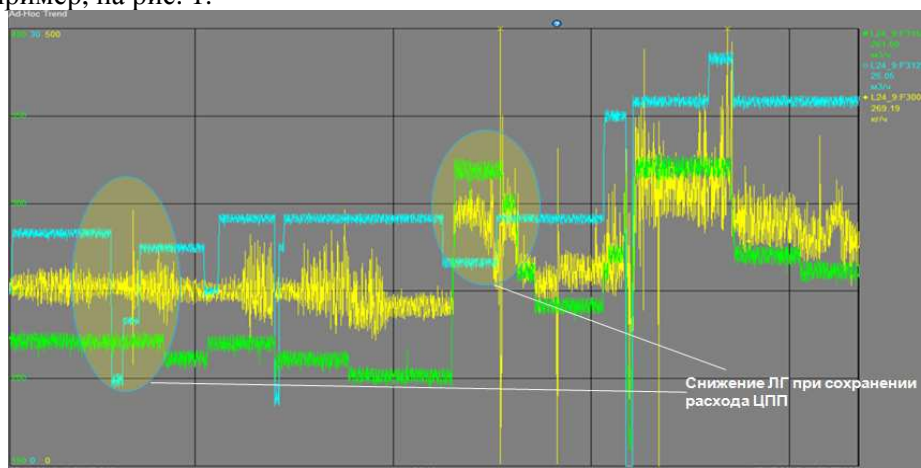


Рисунок 1.

Расход ЛГ, ДТ, цетаноповышающей присадки (ЦПП) для установки Л-24/9 с 07.06.2016 по 07.07.2016

Все это приводит к созданию нерационально большого запаса по качеству по ЦПП и депрессорно-диспергирующей (ДДП) присадкам, и, как следствие, неоптимальным затратам на их приобретение. Согласно этому, требуется создание готового решения, учитывающего все особенности Омского НПЗ.

Цель и задачи проекта

Цель проекта: Оценка возможности оптимизации процесса подачи присадок и демонстрация готовых комплексных вариантов по изменению схемы работы узла дозирования.

Задачи проекта:

- Нахождение допустимого запаса по качеству по видам ДТ;
 - Выявление проблем, связанных с неоптимальной точностью оборудования узла дозирования и нахождение путей их решения;
 - Проработка вариантов изменения существующей ситуации;
 - Обоснование предлагаемых вариантов решения;
 - Расчет экономического эффекта проекта
- Процесс исследования последовательно проходил в пять этапов.

Для начала проработки данного проекта были собраны соответствующие технологические данные ОНПЗ. Были установлены точные запасы по качеству по цетановому числу (ЦЧ) и предельной температуре фильтруемости (ПТФ) по сортам ДТ (пример - рис. 2):

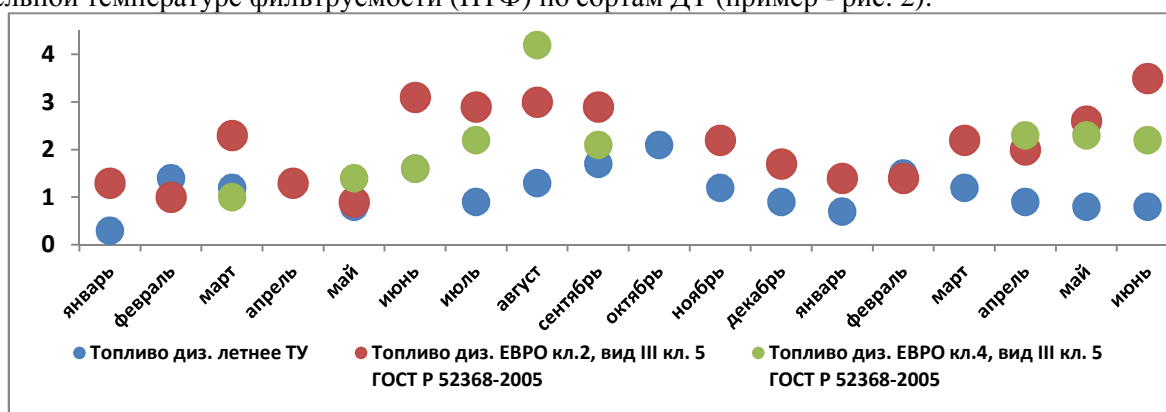


Рисунок 2.

Усредненные данные за месяц по величине запаса качества (дельта факт – норма) для ряда сортов ДТ по ЦЧ за период 2015-2016 гг.

Для снижения запасов по качеству совместно с руководителями ЛТК была разработана и проведена программа испытаний ДТ. Для приготовления моделирующих реальное ДТ смесей были взяты сырьевые потоки в том соотношении, в котором они используются для приготовления готовых товарных продуктов. После этого были выбраны концентрации присадок, которые будут добавляться к той или иной смеси.

После приготовления для всех проб, моделирующих ДТ, были произведены измерения ЦЧ и ПТФ. Для создания необходимого запаса в ДТЗ необходимо добавлять 200-500 ppm ЦПП, в ДТЛ 600 ppm, при этом, в ДТЛ ТУ достаточно добавлять 500 ppm ДДП, в ДТЛ Евро 300 ppm ДДП. Текущая норма потребления присадок выше примерно в 2-2,5 раза.

Для того, чтобы было возможно снизить запас по качеству, необходима установка многопоточного ИК-Фурье анализатора топологическим алгоритмом онлайн-определения характеристик. Проба будет отбираться на линии ДТ до добавления присадки, после очистки от воды и мех.примесей ДТ в онлайн-режиме будет проходить через ячейку многопоточного анализатора, и в непрерывном режиме снимается ИК-спектр данной пробы. Это быстрый, точный, универсальный, селективный метод, он позволит нивелировать ряд особенностей схемы.

По улучшению точности дозирования (ликвидации пульсации, противодавлений со стороны установок, изменения типа массометров, установления СУУТП) возможны два варианта:

Один из вариантов – это модернизация существующего узла дозирования, то есть замена насосов на центробежный, создание системы сброса части присадки обратно в емкость, замена массометров на больший расход присадки, установка тангенциальных смесителей и регулировка существующих клапанов. К существующему узлу и АСУТП будет подключен многопоточный анализатор со вспомогательными системами (рис. 3).

Второй вариант улучшения точности дозирования – это перенос узла дозирования в товарное производство. Он потребует строительства узла с нуля и является не в пример более затратным.

Экономия в обоих случаях рассчитана на основании факта 9 месяцев и прогноза 3 месяцев 2016 года. После расчета он был уменьшен на 30% с учетом возможных рисков, в итоге получен эффект в размере 322,4 млн.руб. (табл. 1,2).

Затраты по многопоточному анализатору были рассчитаны на основании совместной проработки с потенциальным подрядчиком, затраты на изменение работы узла дозирования – экспертным путем.

Уже по итогам первичного рассмотрения, наблюдается ряд плюсов и минусов реализации каждого из вариантов. Однако, чтобы более точно оценить затраты на СМР, оборудование и прочие затраты по 2 вариантам решения этого вопроса, необходимо провести проектирование по обоим вариантам и дать им оценку в денежном отношении (табл. 3).

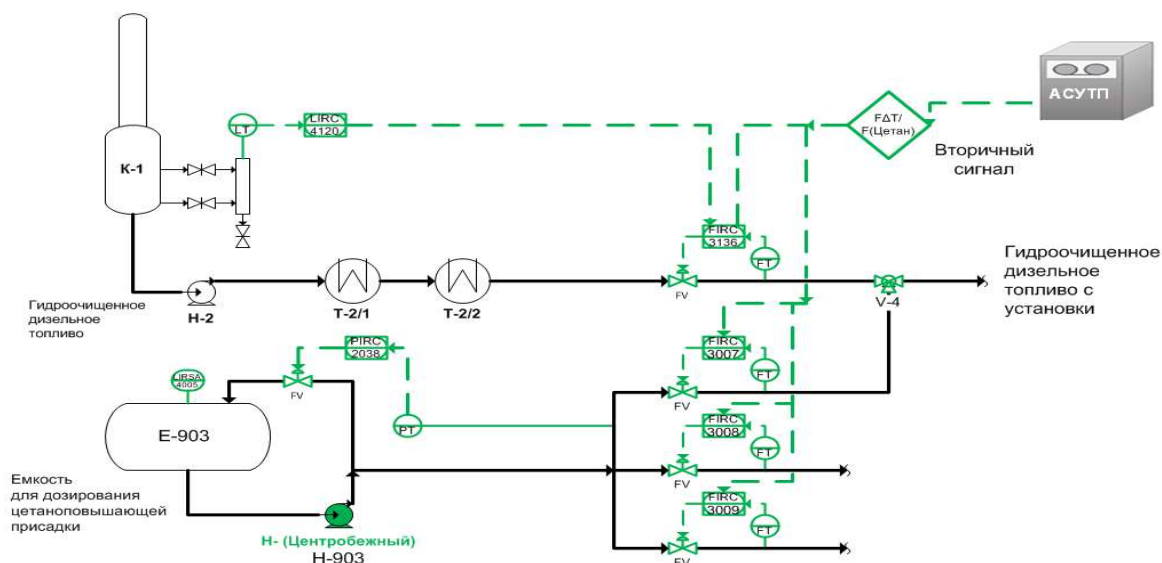


Рисунок 3.
Модернизация существующего узла дозирования

Дизельное топливо	Продукция, к которой добавляется присадка, тонн	Расход присадки, кг /тонн	Общее количество израсходованной присадки, тонн	Расход присадки после реализации мероприятия, кг присадки /тонн	Количество израсходованной присадки после реализации мероприятия, тонн присадки	Стоимость присадки, млн.руб./тонн присадки без НДС	Экономический эффект, млн. руб.
Топливо диз. летнее Л-55 (ДТ-Л-К5)	2 523 028	1,1418	2881	0,6000	1514		171
Топливо диз. ЕВРО класс 2, вид III (ДТ-3-К5)	438 639	0,6751	296	0,5000	219		10
Топливо диз. ЕВРО класс 4, вид III (ДТ-А-К5)	112 278	0,7877	88	0,5000	56	0,125	4
Топливо диз. ДТ-3-К5 минус 32	714 702	0,8065	576	0,5000	357		27
Топливо диз. ДТ-А-К5 минус 44	34 061	1,0000	34	0,5000	17		2
Экономический эффект, млн. руб.						ЦПП	214

Дизельное топливо	Продукция, к которой добавляется присадка, тонн	Расход присадки, кг /тонн	Общее количество израсходованной присадки, тонн	Расход присадки после реализации мероприятия, кг присадки /тонн	Количество израсходованной присадки после реализации мероприятия, тонн присадки	Стоимость присадки, млн.руб./тонн присадки без НДС	Экономический эффект, млн. руб.
Топливо диз. летнее Л-55 (ДТ-Л-К5)	663 554	0,7805	518	0,5000	332		93
Топливо диз. ЕВРО сорт С, вид III (ДТ-Л-К5)	166 998	0,5904	99	0,3000	50		24
Топливо диз. ЕВРО сорт F, вид III (ДТ-Л-К5)	4 600	0,9391	4	0,5000	2	0,500	1
Топливо диз. ЕВРО сорт С, К5 (ДТ-Л-К5)	1 022 130	0,5471	559	0,3000	307		126
Топливо диз. ЕВРО сорт F, К5 (ДТ-Л-К5)	14 107	0,8391	12	0,5000	7		2
Экономический эффект, млн. руб.						ДДП	247

Эффект за 9 месяцев факта и 3 месяца прогноза
с учетом 30-% рисков = (214+247)*(1-0,3) = 322,4 млн. руб.

Табл. 1,2. Расчет экономии в результате реализации мероприятия.



Показатель	Модернизация существующего узла	Строительство нового узла
Эффект	322,4	
Затраты	172,0	500,0
В т.ч. ПИР на проектирование схем дозирования присадок	20,0	20,0
NPV, млн. руб.	1027,3	737,8
IRR, %	141,7	48,4
PI	7,9	2,7
DPP, лет	2,8	4,7
Достоинства 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Меньшие затраты на реализацию 2. Оптимальное расположение шельтера по отношению к уст. Л-24/9, ГОДТ 3. Относительно меньшая длительность выполнения проекта 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Отсутствие загруженности эстакад 2. Подача в единые потоки товарного ДТ 3. Нет привязки к ремонтам
Недостатки 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Удаленность новых объектов (ГОДТ ДП, КГПН) от узла дозирования 2. Затруднения при выводе в ремонт уст. Л-24/9 3. Высокая загруженность эстакад вдоль дороги планшета №61а 	<ol style="list-style-type: none"> 1. Большие затраты на реализацию 2. Длительное выполнение проекта 3. Возможное расширение численности персонала при реализации в ТП и необходимость обучения работников

Табл. 3. Основные экономические показатели при возможной реализации каждого из вариантов.

В заключение, хотелось бы отметить, что оба варианта реализации данного проекта являются экономически окупаемыми, а чистый дисконтированный доход от реализации превышает 700 млн. рублей.

РАЗРАБОТКА МЕРОПРИЯТИЙ ПО СНИЖЕНИЮ ТЕМПЕРАТУРЫ БИТУМА ПО ГОСТ-33133

Обратнов А.М., Каменев Д.А.
АО «Газпромнефть-МНПЗ»

В соответствии с приказом от 29.05.2015г., с 1 октября 2015 года для добровольного применения в Российской Федерации в качестве национального стандарта введен ГОСТ 33133-2014 "Дороги автомобильные общего пользования. Битумы нефтяные дорожные вязкие. Технические требования" с правом досрочного применения». [1] (Температура налива в автоцистерны ≤ 160 °С, в данный момент ≈ 205 °С).

В компании Газпромнефть существует политика в области энергоэффективности, целью которой является: «Повышение энергетической эффективности организации при сохранении или повышении уровня надежности, безопасности и производительности, а также сокращения потребления невозполнимых энергетических ресурсов и снижение вредного воздействия на окружающую среду».

Цель работы: Разработать мероприятия по снижению температуры налива для выпуска дорожных битумов по ГОСТ-33133, удовлетворяющие политике компании.

Задачи: Провести анализ приготовления и налива битумов; разработать мероприятия по снижению температуры налива дорожных битумов до температуры ≤ 160 °С; рассчитать экономическую привлекательность данных предложений.

В результате анализа было выявлено: во-первых, процесс окисления гудрона сопровождается выделением тепла, следовательно, отходящий битум с колонны будет иметь температуру выше, чем у приходящего гудрона; во-вторых, наибольшее количество тепла выделяется в начальный период окисления – повышение температуры на 45÷58 °С; и в-третьих, при снижении температуры окисления с 250 до 190÷220 °С скорость реакции становится слишком мала.[2] Из этого следует: снизить температуру в окислительной колонне не представляется возможным по технологическим соображениям.

Для снижения температуры битумов на выходе из колонн перед резервуарами были рассмотрены несколько вариантов, из которых выбран оптимальный, удовлетворяющий политике компании в области энергоэффективности, производственной и экологической безопасности.

Установка теплообменников гудрон/битум позволяет: снизить расход топливного газа на П-1/1 установки ЭЛОУ-АВТ-6 за счет более эффективного теплообмена перед К-1; снизить температуру гудрона на УПБ с ЭЛОУ-АВТ-6 на 50°С; снизить нагрузку на электродвигатели АВО на УПБ за счет меньшей температуры битума после данных теплообменников.

Данное мероприятие является экономически привлекательным для предприятия. Его **возможно внедрить до 2019 года**. Инвестиции на весь проект **составляют 122,5 млн. руб.**, а экономический эффект **50,7 млн. руб. в год**. [5]

Библиография:

ГОСТ 33133-2014 "Дороги автомобильные общего пользования. Битумы нефтяные дорожные вязкие. Технические требования"

Технологический регламент установки УПБ

План локализации и ликвидации аварийных ситуаций на установке УПБ

Учебное пособие «Выбор и расчет теплообменников»

Экономика организаций (предприятий) Акмаева Р.И., Епифанова Н.Ш.

ДОРАБОТКА БЛОКОВ ПИТАНИЯ ТЕРМИНАЛОВ РЕЛЕЙНОЙ ЗАЩИТЫ ЗАКРЫТЫХ РАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ УСТРОЙСТВ КОМПРЕССОРНЫХ ЦЕХОВ

Журавлев С.А., Уляшов М.М.

Филиал ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» - Смоленское ЛПУМГ

Релейная защита и автоматика это комплекс автоматических устройств, предназначенных для выявления повреждения и отделения поврежденных элементов от электроэнергетической системы. Они являются важной и неотъемлемой частью системы электроснабжения предприятия, от надежности их работы зависит надежность всей системы электроснабжения.

В Смоленском линейном производственном управлении магистральных газопроводов (ЛПУМГ) в период с 2002 по 2006 год была проведена реконструкция закрытых распределительных устройств (ЗРУ) 10 кВ №1-3 в рамках которой установлено новое оборудование. В частности цифровые терминалы релейной защиты серии Sepam 2000 производства фирмы «Merlin Gerin». Техническое обслуживание данного оборудования осуществляет персонал Службы энерговодоснабжения филиала.

Микропроцессорный терминал Sepam, как и любое электронное устройство, для работы требует низковольтный стабилизированный источник напряжения. Для этого каждый терминал оборудован блоком питания, который преобразует постоянное оперативное напряжение 230В в несколько стабилизированных постоянных напряжений низкого уровня, а именно 5 и 15В для питания микропроцессорной логики терминала Sepam. Несколько этих блоков питания (6 шт.) в процессе эксплуатации вышли из строя. Неисправность блоков питания приводит к неработоспособности терминалов Sepam.

Анализ схемотехники блоков питания (Рисунок 1) показал, что не работает микросхема, являющаяся генератором импульсов управления выходным транзисторным ключом. Микросхема не генерировала импульсы управления так как не получала питания по причине неустойчивой работы

узла запуска данной микросхемы, состоящего из нескольких транзисторов, конденсаторов и высокоомного резистора, изменившего со временем свои параметры (сопротивление).

Доработка блоков питания заключается в добавлении в цепь запуска микросхемы параллельно дефектному резистору другого высокоомного резистора сопротивлением такой величины, при которой блок питания устойчиво запускается и работает (Рисунок 2).

Таким образом при минимуме затрат осуществляется приведение в работоспособное состояние блоков питания терминала Seram. Затраты сводятся к покупке высокоомных резисторов. Сама работа не требует больших усилий.

Доработанные блоки питания были установлены на резервные ячейки ЗРУ 10кВ. Они устойчиво работали в тестовом режиме в течение двух недель.

Внедрение рационализаторского предложения по доработке блоков питания терминалов Seram имеет высокую экономическую эффективность за счет отказа от покупки дорогостоящих блоков питания и самостоятельного проведения работ по доработке.



Рисунок 1. Плата блока питания терминала Seram

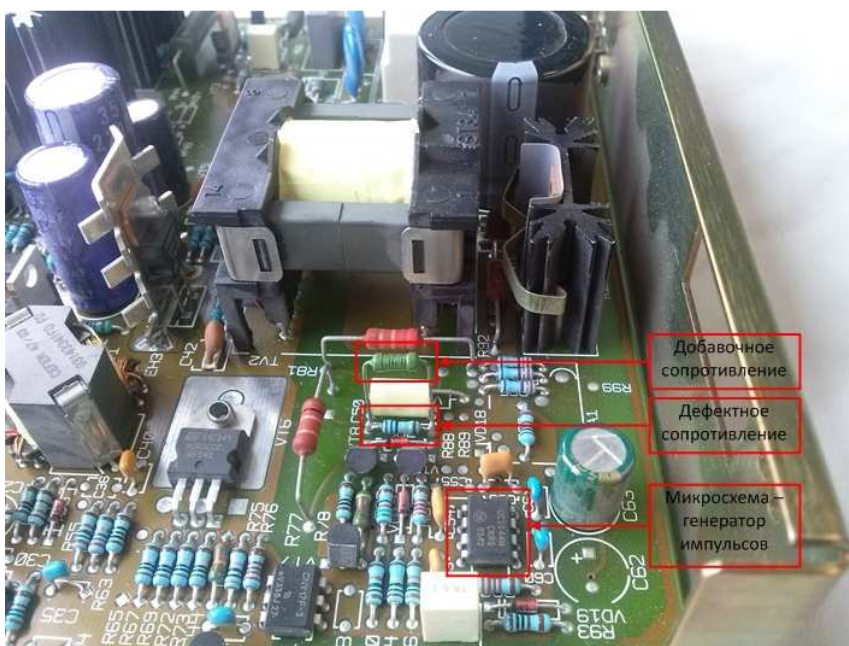


Рисунок 2. Элементы платы блока питания терминала Seram

СЕКЦИЯ 11

УПРАВЛЕНИЕ ЧЕЛОВЕЧЕСКИМИ РЕСУРСАМИ: АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ

ПРОФИЛАКТИКА ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО ВЫГОРАНИЯ РАБОТНИКОВ ОБЩЕСТВА: ОТ ФОРМУЛИРОВКИ ПРОБЛЕМЫ ДО АЛГОРИТМА ЕЕ РЕШЕНИЯ

*Караева В.В., Королева Е.В.
ООО «Газпром добыча Астрахань»*

Изучение синдрома профессионального «выгорания» является актуальной темой в зарубежной и отечественной психологии. В последнее время все больше внимание к данной проблеме отмечается в психологии управления, так как очевидным является факт негативного влияния профессионального «выгорания» на эффективность трудовой деятельности работников.

Важно отметить, что наиболее часто данный феномен изучается у работников определенных профессий, таких как: врачи, полицейские, спасатели, педагоги. Однако, «выгорание» присуще работникам всех профессий, что указывает на особую значимость внимания к данной проблеме со стороны исследователей и работодателей вне зависимости от характера профессиональной деятельности.

Исходя из вышеизложенного, можно сделать вывод о том, что работодателю необходимо осуществлять профилактику профессионального «выгорания» в рамках кадровой политики. Своевременно проведенная профилактика способствует повышению трудовой мотивации и производительности, увеличению профессиональной ответственности, инициативности и творческой активности. «Выгоревшие» работники рассматривают свою организацию как противника (негативно) и склонны психологически удаляться от нее.

Установлено, что профессиональное «выгорание» может возникнуть на любой стадии профессионального развития человека, независимо от стажа работы. Основными причинами профессионального «выгорания» являются: работа на износ, стереотипная работа, конфликты между сотрудниками, невозможность карьерного продвижения.

При организации профилактической работы в первую очередь необходимо определиться, на какой стадии «выгорания» находится работник. С этой целью можно воспользоваться классификацией фаз выгорания, предложенной В.В. Бойко.

Основное внимание в процессе профилактики профессионального «выгорания» важно уделить тому, чтобы работник смог определить свое состояние, осознать, что проблема существует.

Стоит отметить, что в Обществе реализуются мероприятия, способствующие профилактике профессионального «выгорания», такие как: создание комнат отдыха, нормирование режима труда и отдыха, организация регламентированных перерывов, проведение санаторно-курортного обеспечения работников. Также, опосредованно, профилактика «выгорания» осуществляется на базе Учебно-производственного центра при обучении по программам: «Тайм-менеджмент», «Управление малым трудовым коллективом», «Управление стрессом».

Одной из форм профилактики «выгорания» является участие работников Общества в процессе преподавания, так как это позволяет работнику посмотреть на свою профессиональную деятельность с иной стороны, почувствовать свою значимость и нужность, переоценить свои профессиональные качества.

Первичная диагностика синдрома «выгорания» может быть осуществлена при проведении аттестации работника, в ходе которой выявляется возможная фаза «выгорания» у данного конкретного работника.

Помимо помощи психологов и руководителей, эффективные средства предупреждения «выгорания» могут применяться самим работником. В частности, необходима первичная самодиагностика, самоанализ выраженности синдрома и последующая самопомощь.

С целью организации помощи предлагается проведение психопросветительской работы. Так в качестве прикладного средства может применяться алгоритм самостоятельной диагностики и профилактики профессионального «выгорания». Изучение алгоритма работниками позволит им осознать наличие признаков профессионального «выгорания», а также получить информацию о путях самопрофилактики «выгорания» и возможности получить помощь квалифицированных специалистов.

КЛАССИФИКАЦИЯ МЕТОДОВ КАДРОВОГО АУДИТА НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО СЕКТОРА ЭКОНОМИКИ

Костоусова Е.С.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Исследования в области управления персоналом с каждым годом становятся все более важными для компаний нефтегазовой отрасли, для этого есть несколько причин: во-первых, отдел кадров обязан исполнять требования трудового законодательства. Отказ от этого необходимого требования может служить предметом служебных разбирательств и подвергнуть организацию искам; во-вторых, деятельность службы управления персоналом имеет своей целью повышение эффективности труда; В-третьих, имидж компании, кроме прочего, складывается из отношения к своим сотрудникам, соблюдения их прав, предоставления гарантий [1].

Инструменты для управления персоналом достаточно многообразны, однако кадровый аудит является среди них самым значимым и наименее изученным. В последние годы востребованность кадрового аудита в практической жизни компаний нефтегазовой отрасли растет, что объясняется его способностью оценить правильность принятых управленческих решений и минимизировать риск управленческих ошибок. Кадровый аудит – инструмент периодической, комплексной, объективной и независимой диагностики, учета и контроля кадровых процессов, направленный на повышение эффективности социально-экономической деятельности в организации с целью проверки достоверности показателей, обнаружения проблем и выработки рекомендаций по их устранению.

Все существующие отрасли науки используют в процессе своих исследований различные приемы, способы, средства и инструменты, определяемые как методы. Метод в кадровом аудите - способ познания состояния внутренних процессов в управлении персоналом организации через анализ имеющихся данных. Ввиду имеющегося широкого спектра методов, существует множество их классификаций. Наиболее популярная среди них была предложена Кибановым А.Я., который разделил методы кадрового аудита на три группы (Таблица 1) [2].

Таблица 1.

Классификация методов кадрового аудита Кибанова А.Я.

Наименование группы методов	Краткая характеристика
Организационно-аналитические	Проверка документации, отчетности, анализ трудовых показателей
Социально-психологические	Проведение самостоятельных социологических опросов, анкетирования, бесед, интервьюирования персонала
Экономические	Оценка конкурентоспособности организации на рынке труда, эффективности функционирования служб управления персоналом

Представленная классификация охватывает большинство применяемых методов, однако данная группировка составлена на основе общенаучных, эмпирических методов и не учитывает специфику процесса кадрового аудита. Отличный подход для классификации методов применили Н. М. Заварихин и Ю. В. Потехина. В основе предложенной ими схемы положено комплексное взаимодействие методов и процедур, используемых в аудиторской деятельности, однако схема составлена общая, для методов аудита разных отраслей: бухгалтерского учета, управления

персоналом, системы качества и других. Выстроим новую классификацию методов кадрового аудита на основе их взаимосвязи с аудиторскими процедурами (рисунок 1).

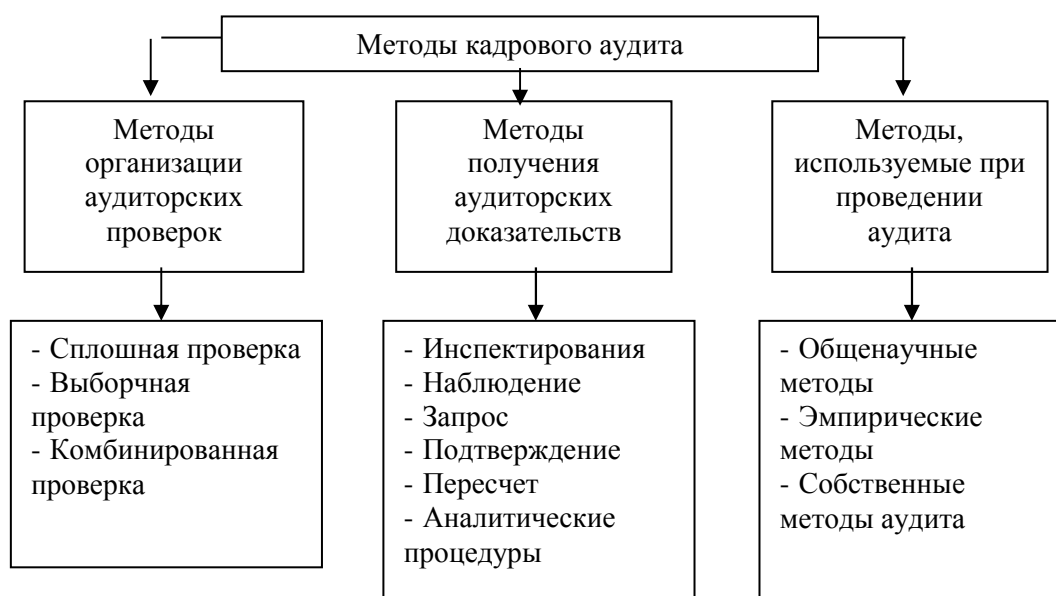


Рисунок 1. Классификация методов проведения кадрового аудита

К методам организации проведения аудиторских проверок относится такое понятие как «Аудиторская выборка» регламентированное одноименным Федеральным стандартом аудиторской деятельности N 16. Методы получения аудиторских доказательств регулируются Федеральным стандартом аудиторской деятельности N 7/2011 «Аудиторские доказательства» [3].

Методы, используемые при проведении аудита, являются важнейшим блоком классификации. Общенаучные методы включают в себя: анализ; синтез; индукцию и дедукцию; аналогию; эксперимент и т.д. К эмпирическим методам можно отнести: опросы; анкетирование; интервьюирование; тестирование. Собственные методы кадрового аудита не используют другие науки: метод существенности; аудиторский риск; методы формирования аудиторского заключения.

Аудит и кадровый аудит в частности представляет собой самостоятельную науку, которая имеет собственные методы исследования отличные по содержанию, характеру и исполнению. Их применение зависит от стадии аудита: организации, планирования, проведения, обобщения результатов.

Список литературы:

1. Баранова И.П. Handbook по дисциплине «Основы HR-аудита» / И.П. Баранова. – Москва: МФПУ «СИНЕРГИЯ», 2013. – 102 с.
2. Силин А.Н. Кадровый аудит: учебное пособие / А.Н. Силин, Н.А Шкляева. – Тюмень: ТюмГНГУ, 2012. – 192 с.
3. Постановление Правительства РФ от 23 сентября 2002 г. N 696 «Об утверждении федеральных правил (стандартов) аудиторской деятельности [Электронный ресурс]. – URL: <http://base.garant.ru/12128253/> (дата обращения 14.02.2017)

ПРОБЛЕМЫ ОЦЕНКИ КОРПОРАТИВНОЙ СОЦИАЛЬНОЙ ОТВЕТСТВЕННОСТИ ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ

Д.М.Салахов
ООО «Газпром добыча Астрахань»

Теоретическая разработка и обновление экономических знаний о корпоративной социальной ответственности бизнеса осуществляется отечественными экономистами и политологами уже давно, однако отсутствует ясность в вопросах учёта и оценки корпоративной ответственности, её отражения в отчётах компаний, формы и структуры данной отчётности, по результатам какого хозяйственного учёта она должна формироваться, механизм подтверждения достоверности и

объективности показателей социальной отчетности. На эффективность функционирования социально-ответственного бизнеса оказывают влияние следующие факторы: лояльность государственных структур к бизнесу; уровень экономической выгоды от привлекательного имиджа; корпоративная этика руководства по отношению к обществу.[1, С.117]

Начиная с 2000-ых годов, при выходе на мировые рынки крупные российские компании столкнулись с необходимостью отражения в отчетности показателей собственной корпоративной ответственности перед обществом, в целях обеспечения соответствия международным стандартам бизнеса.[2, С.121]

В отдельных социальных отчетах, представленных на обозрение общества, наблюдается формальный, шаблонный подход к соблюдению требований известных стандартов и руководств по составлению нефинансовой отчетности. Большинство компаний в России использует свободную форму социальной отчетности: красочные буклеты о благотворительных программах, поддержке образования, здравоохранения, культуры и спорта, о своих достижениях в области охраны окружающей среды, прав человека, филантропии, условий труда. Свободная форма социальной отчетности очень удобная, но не отвечает требованиям достоверности и сопоставимости с подобными отчетами, составляемыми по международным стандартам, поэтому не обеспечивает международного признания.

ПАО «Газпром» публикует свою социальную отчетность более 15 лет, которая включает экологический и социальный отчеты. Инвестиции компании в природоохранную деятельность в течение 2011-2015 гг. имеют тенденцию к незначительному росту (всего на 0,8%), однако по сравнению с 2014 г. – в 2015 году произошло сокращение величины инвестиций на 8,4%. (таблица 1)

Таблица 1

Динамика эколого-экономических показателей ПАО «Газпром» за 2011-2015 гг. [3]

Показатели	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
1. Инвестиции в основной капитал на охрану окружающей среды, млн.руб.	6840,8	10388,4	20671,2	7526,2	6893,2
2. Текущие затраты на охрану окружающей среды, млн.руб.	8806,6	10938,8	11957,8	12113	14787,9
В т.ч.- эксплуатационные затраты	7411,4	6517,2	7161,4	7141,8	8328,7
- затраты на оплату услуг природоохранного значения	-	2516,5	3274	3300,7	4284
-затраты на капитальный ремонт основных производственных фондов по охране окружающей среды	1395,2	1905,1	1522,4	1671	2175,2
3. Плата за негативное воздействие на окружающую среду, млн.руб.	391,9	400,4	584,6	452,4	375,1

Текущие расходы на окружающую среду имеют тенденцию к существенному росту - за 5 лет на 68%. Величина платежей за негативное воздействие на окружающую среду снизилось на 4,3% за этот же период.

За последние 5 лет компания ПАО «Газпром» снизила объемы прибыли от продаж, что видно по динамике налога на прибыль, однако сохранила темпы роста социальных расходов (на оплату труда и страховые взносы), показатель численности занятых работников в 2015 году снизился на 4,1% по сравнению с 2013-2014 гг., сравнялся с уровнем 2011 года.(таблица 3)

Таблица 2

Динамика социально-экономических показателей ПАО «Газпром» за 2011-2014 гг. [3]

Показатели	2011г.	2012г.	2013г.	2014г.	2015г.
Численность работников, тыс.чел.	23,1	23,3	24,1	24,1	23,1
Налог на прибыль, млрд.руб.	204,8	205	122,5	54,2	14,1
Расходы на оплату труда, млрд.руб.	21,8	25,3	31,5	34,9	37,2
Страховые взносы во внебюджетные социальные фонды, млрд.руб.	3,7	5	5,8	6,7	7,1

Однако показатели таблиц 1 и 2 слабо характеризуют уровень корпоративной социальной ответственности компании ПАО «Газпром» и не позволяют сравнить её уровень с величиной ответственности других представителей бизнеса. Неясна величина, динамика и структура социальных и экологических издержек компании, не дана оценка их доли в выручке от продаж или в других показателях деятельности компании.

В структуру социально-экологических отчётов целесообразно включать качественные показатели, характеризующие уровень и динамику корпоративной социальной ответственности. Например, за 5 лет доля расходов на природоохранную деятельность (инвестиции, текущие затраты и платежи за негативное воздействие на окружающую среду) в выручке от продаж ПАО «Газпром» в 2015г. выросла на 0,06 процентных пункта по сравнению с 2011годом (0,44%) и составила 0,5%, а удельный вес социальных расходов (налог на прибыль, расходы на оплату труда и страховые взносы) снизился на 5,17 процентных пункта и в 2015году составил 1,35% против 6,52% в 2011году. Для более точной картины величины корпоративной социальной ответственности компании необходимо тщательно произвести отбор информации и показателей, их группировку и отражение в социальной отчётности.

Таким образом, различия в формате, структуре и показателях социально-экологической отчётности компаний осложняет процессы адекватной общественной оценки величины вклада бизнеса в благополучие населения нашей страны.

Список литературы:

1.Капкина А.В. Проблемы социальной ответственности бизнеса в современной России.// Проблемный анализ и государственно-управленческое проектирование. Выпуск 4 , 2012. – С.109-117.

2. Салахова Э.К. Современные проблемы организации социально-экологического учёта и составления отчётности.//Вестник Астраханского государственного технического университета. Серия Экономика. 2014. № 2 (июнь).-С.120-128.

3.Финансовый отчет ПАО «Газпром» [Электронный ресурс]. Режим доступа: <http://www.gazprom.ru/f/posts/30/035480/financial-report-2015-rus.pdf>

ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ ПОДХОДОВ ДЛЯ ПОДДЕРЖКИ НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКОГО ТВОРЧЕСТВА

Нуреев Р.Р.

ООО "Газпром трансгаз Екатеринбург" Челябинское ЛПУМГ

Применение новых методов и инструментов для организации работы научно-технического направления деятельности Совета молодых специалистов ООО «Газпром трансгаз Екатеринбург».

Введение инструментов мотивации для популяризации и повышения качества и количества работ при проведении научно-технической конференции, методическая и практическая поддержка мероприятий (внутренних и внешних), планирование развития и повышения мотивации и статуса молодых работников и специалистов путем организации конкурсной деятельности, оценка результативности научно-технической деятельности, повышение коммуникации и взаимопомощи между молодыми работниками и специалистами.

Основная цель проекта: популяризировать и обеспечить результативное функционирование научно-технической деятельности к 31.12.2017 (1 этап 2016 год, 2 этап – планируемый 2017 год).

Основные задачи:

развитие научно-технического направления;

развитие рационализаторского направления;

развитие направления участия в грантах ПАО Газпром;

обеспечение прозрачности, доступности и открытости информации по направлению НТД;

взаимодействие с направлением СМИ СМС и СМИ Общества для информирования и повышения мотивации у молодежи.

Обоснование актуальности:

снижение активности участия МСиР в научно-технической деятельности;

не достаточное информирование МСиР о преимуществах платформы НТД для творческого и производственного развития;

отсутствие систематизированных информационных средств для хранения, актуализации информации по направлению и передачи и накоплению опыта;

необходимость постоянного улучшения и внедрения инновационных предложений МСиР для совершенствования производственных процессов.

СОВРЕМЕННЫЕ ОСОБЕННОСТИ И ПЕРСПЕКТИВЫ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ НОРМАТИВНО-ПРАВОВОЙ БАЗЫ, РЕГЛАМЕНТИРУЮЩЕЙ ПОРЯДОК ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПРЕДПРИЯТИЯМИ НЕФТЕГАЗОВОЙ СФЕРЫ ЛИЧНОГО АВТОТРАНСПОРТА И ИНОГО ИМУЩЕСТВА РАБОТНИКОВ

Капилина М.С.

ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»

Для компании порой намного выгоднее и удобнее воспользоваться имуществом принадлежащим её сотрудникам, нежели приобретать подобное имущество в собственность.

Данный вопрос актуален и для предприятий нефтегазового комплекса. Наиболее часто их работникам выплачивается компенсация за использование личного автотранспорта в служебных целях. Но действующее законодательство допускает возможность подобных выплат не только при использовании автомобилей, но и практически в отношении любых объектов, которые признаются имуществом и могут принадлежать физическим лицам. Более того, известна и практика компенсации расходов за авиаперелет сотрудника до места несения вахты. Подобным путем также производится фактическая компенсация расходов работника за использования личного имущества (личных денежных средств).

В соответствии со статьей 188 Трудового кодекса РФ при использовании работником с согласия или ведома работодателя и в его интересах личного имущества, работнику выплачивается компенсация за использование, износ (амортизацию) инструмента, личного транспорта, оборудования и других технических средств и материалов, принадлежащих работнику, а также возмещаются расходы, связанные с их использованием. Размер возмещения расходов определяется соглашением сторон трудового договора, выраженным в письменной форме.

Следует заметить, что на нормативном уровне в отношении термина «личное имущество» до настоящего времени не зафиксировано единого легального универсального определения.

В правоприменительной практике под личным имуществом работника применительно к ст.188 ТК РФ обычно понимается «имущество, принадлежащее работнику на любом законном основании» (см. напр.: Определение Арбитражного суда Северо-Западного округа от 06.08.2015 г. по делу № А56-73205/2014, Постановление Арбитражного суда Северо-Западного округа от 23.12.2014 г. №Ф07-428/14 по делу №А56-74147/2013).

Таким образом, личное имущество работника, используемое в интересах работодателя – это вещи и исключительные права, используемые работником при выполнении трудовой функции, в отношении которых у него есть соответствующее правовое основание [1, С.15]. Это может быть личный автомобиль, мобильный телефон, факс, компьютерная техника (или иная офисная техника) и др. Также, в некоторых случаях это могут быть денежные средства.

Предусмотреть выплату и размер компенсации за использование личного имущества можно как в отдельном пункте трудового договора, либо в тексте дополнительного соглашения к нему. Такой порядок оформления не следует отождествлять с предусмотренной ГК РФ возможностью передачи имущества по договору аренды [3], либо установленной тем же ГК РФ процедурой возмещения имущественного ущерба или вреда.

В случае отсутствия между работником и работодателем соответствующего письменного соглашения, возмещение таких расходов работодателем допустимо лишь в исключительных случаях. Например, если использование имущества работника было обусловлено интересами организации, и работник при выполнении трудовой функции был поставлен в такие условия, при которых он был вынужден использовать свое имущество, а работодатель знал и допускал данный факт (См. напр.: Решение Псковского областного суда от 24.01.2012 г. по делу № 33-142/2012).

Как правило, сами по себе, ни трудовой, ни коллективный договоры, не устанавливают нормы компенсационных выплат, а лишь предоставляют организации право самостоятельно определять порядок и размер возмещения затрат, связанных с возмещением расходов при использовании личного имущества работника (См. напр.: Постановление Арбитражного суда Северо-Западного округа от 23.12.2014 г. №Ф07-428/14 по делу №А56-74147/2013).

По этой причине, организация «вправе самостоятельно разработать порядок компенсации работникам таких расходов, установив отвечающие принципам экономической обоснованности и разумности условия выплаты компенсации, ее размеры и перечень подтверждающих документов при их необходимости» (См. напр.: Постановление Арбитражного суда Северо-Западного округа от 23.12.2014 г. №Ф07-428/14 по делу №А56-74147/2013).

В современных условиях актуальным является вопрос о необходимости индексации установленных нормативов.

Это предложение поддерживается и представителями Роструда, отмечающими в своем письме от 19.04.2010 г. № 1073-6-1, что в случаях, когда порядок индексации не предусмотрен в локальных нормативных актах организации, их нужно дополнить соответствующими положениями.

Также, текст трудового законодательства должен быть в большей степени гармонизирован с нормами иных отраслей законодательства. И это касается не только решения вопроса о закреплении в одном из действующих законов легального определения понятия «личное имущество». Законодателю следует, к примеру, более подробно регламентировать и вопросы, касающиеся возможностей и ограничения применения ст.188 ТК РФ к имуществу, находящемуся в общей собственности работника и иных лиц. Так, представляется целесообразным предусмотреть обязанность работника по уведомлению работодателя о наличии в отношении используемого в служебных целях имущества обременений и возможных претензий со стороны кредиторов. Данная обязанность представляет особую актуальность в свете участвовавших в настоящий период общемировых и национальных экономических и финансовых кризисов и кризисных явлений [2].

Список литературы:

1. Прасолов Б.В. Правовое регулирование отношений, связанных с использованием личного имущества работника в интересах работодателя: дис. ... к.ю.н. М., 2013.

2. Дарков А.А., Зрелов А.П., Миронов В.И. Фактор мирового финансового кризиса при разрешении хозяйственных, налоговых и трудовых споров. М., 2013.

3. Официальные разъяснения судов о порядке применения Гражданского кодекса Российской Федерации: особенности применения норм глав 30-58 части второй кодекса. М, 2015.

УЧАСТИЕ МОЛОДЕЖИ В НАУЧНОЙ И ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ КАК ОСНОВА ПРОФЕССИОНАЛЬНОГО РАЗВИТИЯ ПЕРСОНАЛА

Каргина М.В.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Развитие производства невозможно без постоянного обновления знаний, навыков и умений. Это обстоятельство создает резкое повышение спроса на высококвалифицированные кадры и необходимость пересмотра традиционных подходов к подготовке персонала. Значение квалификации персонала в современных реалиях очень важно для эффективности применения новых технологий [1]. В современных условиях быстрого устаревания профессиональных навыков способность организации постоянно повышать квалификацию своих сотрудников является одним из важнейших факторов успеха. При подготовке и развитии кадров должны быть точно определены задачи, строго соответствующие целям организации в целом. Человеческие ресурсы - основа инновационного развития любой компании. Именно поэтому проблематика профессионального развития сотрудников приобретает столь важное управленческое значение.

Политика организации в области обучения персонала и рационального использования человеческих ресурсов в первую очередь должна быть определена пониманием ценности сотрудников - как единственного источника капитализации человеческих ресурсов, а также необходимости грамотного инвестирования и эффективного управления этим ресурсом [2].

Необходимо понимать, что ценность человеческих ресурсов, в отличие от материальных ресурсов, со временем может и должна возрастать. Следовательно руководству современной организации необходимо постоянно работать над повышением потенциала персонала [3].

Вовлечение молодежи в научную и инновационную деятельность является важнейшей составляющей производственного процесса. Работа по развитию научного потенциала предприятия должна иметь регулярный и системный характер. Развитие инновационной деятельности невозможно без эффективной системы подготовки профессионально-ориентированных специалистов. Молодежь - ключевой участник инновационного развития любой компании. Именно поэтому проблематика вовлечения молодежи в инновационную деятельность приобретает столь важное научное, управленческое и социально-политическое значение. Апробация полученных в учебных заведениях знаний и навыков может способствовать усилению мотивации молодых специалистов, формированию интереса к дальнейшей профессиональной деятельности в сфере инноваций. Участие работников в научных исследованиях и в инновационной деятельности предприятия должно

рассматриваться как одно из наиболее значимых условий их успешного профессионального развития и формирования инновационно-ориентированных кадров.

Постоянное профессиональное развитие сотрудников является важнейшей составляющей производственного процесса. Рациональное использование человеческих ресурсов является необходимостью для стабильного развития предприятия.

Активное участие молодых специалистов разработке научных и проектов способствует развитию и укреплению инновационного потенциала организации, что является надёжным залогом успешного развития предприятия.

Список литературы:

1. Маслов Е.В. Управление персоналом предприятия: Учеб. пособие. - М.: Инфра-М; Новосибирск: НГАЭиУ, 2000. – 84 с.
2. Оганесян И. А. Управление персоналом организации: учеб. Пособие / И. А. Оганесян. – М. : Амалфея, 2000. – 201 с.
3. Кибанов А.Я., Дуракова И.Б. Управление персоналом организации: стратегия, маркетинг, интернационализация: Учеб. пособие. М.: ИНФРА-М, 2005 – С. 169.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ СПЕЦИАЛИСТОВ, ОСУЩЕСТВЛЯЮЩИХ СТРОИТЕЛЬНЫЙ КОНТРОЛЬ НА ОБЪЕКТАХ МАГИСТРАЛЬНОГО ГАЗОПРОВОДА «СИЛА СИБИРИ»

*Ячменева Е.В.
ООО «Газпром трансгаз Томск»*

21 мая 2014 г. ПАО «Газпром» и Китайская национальная нефтегазовая корпорация CNPC подписали контракт на поставку российского газа в Китай по восточному маршруту, что дало новый импульс строительству Магистрального газопровода «Сила Сибири». Заказчиком строительства газопровода является ООО «Газпром трансгаз Томск».

Распоряжением Заместителя Председателя Правления ПАО «Газпром» В.А. Маркелова был утвержден и с января 2015 года введен в действие стандарт ПАО «Газпром» 2-2.2-860-2014 «Положение об организации строительного контроля заказчика при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов ПАО «Газпром». Этим документом определено, что строительный контроль на объектах нового строительства в зоне своей деятельности организуется и осуществляется собственными силами дочерних эксплуатирующих обществ.

Во исполнение требований стандарта была утверждена принципиальная схема управления качеством строительства на объектах «Силы Сибири», согласно которой в составе Инженерно-технического центра нашего Общества была создана служба строительного контроля с потенциальной численностью на пике строительства до 600 человек. Возникла необходимость в оперативном режиме, в сжатые сроки, обеспечить массовый подбор и подготовку персонала в состав данной службы.

Традиционно оценка кандидатов при подборе персонала в Обществе производится на конкурсной основе, в ходе которой оцениваются личные качества претендентов, стаж работы по специальности и наличие необходимого образовательного уровня, подтвержденного документами об образовании [1]. В качестве метода оценки квалификации специалиста используется интервью, однако данный метод имеет ряд недостатков: субъективизм, низкая надежность, высокие временные затраты. В связи с этим возникла необходимость разработки автоматизированной системы оценки профессиональных знаний в области строительного контроля. Целью профессионального тестирования является определение наличия и уровня развития у кандидата необходимых для замещения целевой должности профессиональных компетенций.

В процессе разработки была собрана и изучена практически вся регламентирующая процесс нормативно-техническая документация, что позволило выделить 13 специализированных направлений деятельности в области строительного контроля (таблица 1). Выделенные специализации направлений строительного контроля максимально соответствуют нормативному документу «Перечень видов работ по инженерным изысканиям, по подготовке проектной документации, по строительству, реконструкции, капитальному ремонту объектов капитального строительства, которые оказывают влияние на безопасность объектов капитального строительства», утвержденному приказом Министерства регионального развития РФ от 30 декабря 2009 г. № 624.

Кроме того, методика содержит дополнительные направления, не охваченные вышеуказанным перечнем.

Таблица 1. Направления тестирования

0	Строительный контроль: общие вопросы и направления	
1	32.1 Строительный контроль за общестроительными работами	
2	32.9 Строительный контроль при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте объектов нефтяной и газовой промышленности	Сварочно-монтажные работы
3		Неразрушающий контроль
4		Электрохимическая защита от коррозии
5	Строительный контроль при выполнении геодезических работ	
6	Производственный экологический контроль и экологический мониторинг	
7	32.6 Строительный контроль за работами в области пожарной безопасности	
8	32.8 Строительный контроль при строительстве, реконструкции и капитальном ремонте сооружений связи	Работы по монтажу и наладке систем автоматизации технологических процессов и инженерного оборудования
9		Строительство, реконструкция и капитальный ремонт сооружений связи и телекоммуникаций
10	32.4 Строительный контроль за работами в области водоснабжения и канализации	
11	32.5 Строительный контроль за работами в области теплогазоснабжения и вентиляции	
12	32.7 Строительный контроль за работами в области электроснабжения	
13	Входной контроль МТР	
14	Строительный контроль инженерно-технических средств защиты и средств антитеррористической защиты ¹	

Каждый профессиональный тест разработан для конкретной должности службы строительного контроля с учетом специфики рабочих задач и состоит из перечня вопросов и вариантов ответов.

Методика тестирования автоматизирована на базе программного продукта «INDIGO». Данное решение обусловлено, прежде всего, относительно низкой стоимостью объекта и возможностью его настройки и администрирования силами работников службы управления персоналом без необходимости привлечения IT-специалистов.

Общая база тестовых вопросов содержит более 4200 вопросов (более 300 вопросов по каждому из направлений). На прохождение теста отводится 180 минут, в течение которых необходимо ответить на 150 вопросов. В процессе профессионального тестирования используются 5 типов вопросов: выбор одного варианта ответа, выбор нескольких вариантов ответа, ввод ответа с клавиатуры, установка соответствия, расстановка в нужном порядке [3].

Классификация вопросов в соответствии с уровнями развития компетенции позволяет определить профиль профессиональных компетенций специалиста. Каждый вопрос соответствует определенному разделу научно-технической документации. Таким образом, по итогам тестирования выдается развернутое заключение с рекомендациями по развитию профессиональных компетенций, со ссылками на профессиональную литературу.

Разработанная методика тестирования специалистов строительного контроля является уникальной, что подтверждается патентом Российской Федерации, полученным 19 августа 2015 года.

Список литературы:

1. СТО ГТТ 0112-028-2010 «Положение об управлении человеческими ресурсами в области формирования кадрового потенциала ООО «Газпром трансгаз Томск».
2. Положение об управлении персоналом по компетенциям в дочерних обществах и организациях ПАО «Газпром».
3. Руководство пользователя по работе с программным продуктом «Система тестирования INDIGO», Indigo Software Technologies.

¹ Данное направление на момент написания статьи находится в разработке

МОТИВАЦИЯ КАК ВАЖНЕЙШИЙ ЭЛЕМЕНТ СОЦИАЛЬНОЙ ПОЛИТИКИ КОМПАНИИ

Дьячкова Д.С.

ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»

Определяющим фактором успеха управления персоналом является, несомненно, обоснованная социальная политика предприятия. Социальная политика предприятия как составная часть менеджмента представляет собой мероприятия, связанные с предоставлением своим работникам дополнительных льгот, услуг и выплат социального характера.

Без мотивированных и квалифицированных сотрудников ни одна организация не в состоянии создать хорошо работающие системы маркетинга, продаж, финансов, бухгалтерского учета. Проблема мотивации труда не нова и была исследована многими выдающимися людьми. В настоящее время труд воспринимается работниками как бремя, способ выживания. Вследствие этого производительность труда не достигает высокой эффективности.

Мотивация рассматривается как процесс побуждения людей к труду, который предусматривает использование мотивов поведения человека для достижения личных целей или целей организации [1].

Отличительные особенности систем мотивации предприятий России от систем мотивации предприятий других стран весьма существенны по многим параметрам. Таким как:

- модели мотивации нашей страны были и остаются стандартизированными, всякое отклонение от этих стандартов считается нарушением существующих нормативных законодательных актов и локальных нормативных документов, которые базируются и функционируют на основе законодательных актов;

- трудовой вклад, оценивается необъективно, формально, что приводит к равнодушию и незаинтересованности как в индивидуальных, так и коллективных результатах труда, снижает социальную и творческую активность;

- соревнование, широко используемое в фирмах Германии, США, Японии и других стран, должно являться одним из движущих мотивов повышения социальной и творческой активности работников в ускорении темпов научно-технического прогресса. В России на современном этапе практическое применение этого метода почти сведено на нет. [2]

Знания и навыки сотрудников становятся главным источником процветания любой компании и нефтегазодобывающие, нефтетранспортирующие не являются исключением. Ни одна система управления не станет эффективно функционировать, если не будет разработана эффективная модель мотивации, так как мотивация побуждает конкретного индивида и коллектив в целом к достижению личных и коллективных целей.

С целью повышения управления трудовой мотивации можно предложить такую систему мотивации как балльную, которая будет способствовать укреплению трудовой дисциплины, формированию сплоченного трудового коллектива.

Предлагаемая система начисления баллов представлена на рисунке 1.

Сумма баллов может подразделяться следующим образом:

- от 1 до 50 баллов. В этом диапазоне работник получает товары с символикой предприятия такие как, ручки, тетради, книги. Кроме этого работнику вручается благодарственное письмо;

- от 51 до 75 баллов. В этом случае сотрудник может получить фирменную одежду (футболки, куртки, шапки и др.), плед, игрушки с символикой предприятия;

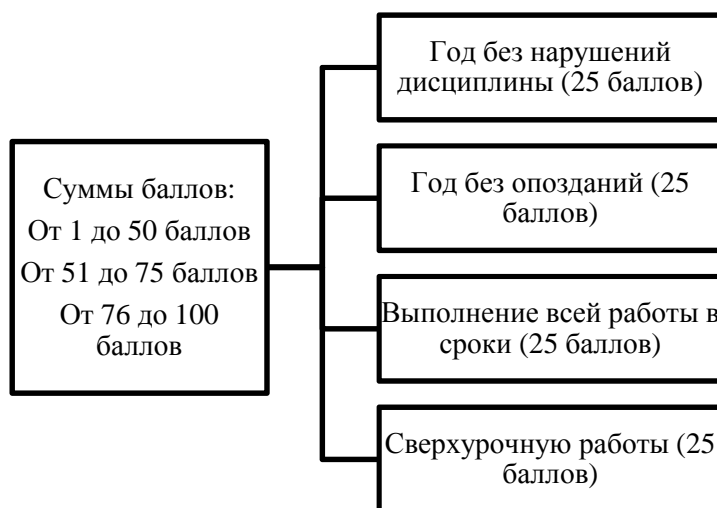


Рисунок 1

Балльная система мотивации труда

от 76 до 100 баллов. Если работник получил все возможные баллы, он получает любой товар с символикой, кроме этого один оплачиваемый внеплановый выходной день.

Безусловно, для эффективной деятельности организации необходимо стимулировать персонал к получению личного успеха, высокого результата, поскольку успех организации зависит от успешности конкретных людей, их знаний, компетентности, квалификации, дисциплины, мотиваций, способности решать проблемы.

Список литературы:

Башмаков В. И., Тихонова Е. В. Управление социальным развитием персонала; Академия - Москва, 2012. - 240 с.

Иванова Светлана Мотивация на 100%; Альпина Паблишер - Москва, 2014. - 884 с.

Журавлев П. В. Менеджмент персонала; Экзамен - Москва, 2014. - 448 с.

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ ПРОИЗВОДСТВЕННОГО ОБУЧЕНИЯ КАК ИНСТРУМЕНТ ПОВЫШЕНИЯ ПРОФЕССИОНАЛЬНЫХ НАВЫКОВ ПЕРСОНАЛА

Афанасов В.Г., Белошапка С.В. Ковалева А.Н.

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Предлагаемая к рассмотрению работа представляет собой видеоряд, иллюстрирующий последовательность операций с технологическим оборудованием (в предлагаемом варианте – пуск скважины после аварийного останова). Видеофильм сопровождается текстовыми пояснениями действий работника.

Предлагается усовершенствовать систему внутрипроизводственного обучения персонала цехов ДГиГК (здесь – операторов ДНГ) ООО «Газпром добыча Астрахань» посредством усовершенствования системы подачи обучающего материала, основанного на применении, помимо прочего, и видеоматериалов. Такой подход позволит дать наглядное представление о практическом воплощении полученных ранее теоретических знаний, более полно подготовить работника к реальным действиям с оборудованием. Такая методика может с равным успехом применяться как для обучения вновь прибывших работников, так и для повышения квалификации более опытных сотрудников.

Основная цель, которую позволит достичь применение усовершенствования системы обучения персонала: более полное и прочное усвоение теоретических знаний, повышение уровня профессиональных знаний у операторов добычи газа и газоконденсата с параллельным привитием практических навыков работы с технологическим оборудованием.

За счет применения предлагаемого усовершенствования системы обучения персонала планируется решить следующие задачи:

- эффективное освоение обучающимися теоретического материала, применение его в ходе практической деятельности, соблюдение и выполнение инструкций и требований по охране труда

(использование спецодежды, средств индивидуальной защиты соблюдение правил пожарной, электробезопасности);

- повышение качества выполнения работы операторами добычи: выполнение операций в строгом соответствии с производственными инструкциями, соблюдение должностных обязанностей в данной области;

- осознание важности соблюдения правильного порядка и высокого качества исполнения работ, позволяющих избежать выхода технологического оборудования из строя.

Внедрение автоматизированной системы обучения «Оператор по добыче нефти и газа» с новой концепцией подачи учебных материалов:

позволит усовершенствовать систему производственного обучения персонала;

позволит закрепить навыки работы с технологическим оборудованием при выполнении особо сложных задач;

позволит мотивировать и заинтересовать персонал к обучению;

позволит повысить и закрепить профессиональные знания и практические навыки у операторов добычи газа и газоконденсата;

позволит более полно усвоить и использовать знания и потенциал каждого работника.

СРЕДСТВА МАССОВОЙ КОММУНИКАЦИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ НА ПРИМЕРЕ ООО "ГАЗПРОМ ПЕРЕРАБОТКА"

Моисеев М.А.

ООО «Газпром переработка»

По общему признанию, коммуникации имеют огромное значение для успеха деятельности предприятий и представляют одну из сложных проблем менеджмента. По существу это своего рода «кровеносная система» единого организма фирмы. Эффективно работающими руководителями считают тех, кто эффективен в коммуникациях. Менеджеры должны в совершенстве владеть искусством коммуникации, так как, образно говоря, они выполняют работу «чужими руками».

Роль коммуникаций очевидна как на малых фирмах, так и в мощных компаниях и корпорациях. От эффективности коммуникационных связей и взаимодействий зависит будущее не только предприятия, как хозяйствующего субъекта на рынке, но также и людей, работающих на данном предприятии, а на глобальном уровне и благополучие всей страны в целом.

С появлением и распространением Интернета он стал сам по себе во многом использоваться как средство массовой коммуникации, и в его рамках стали действовать традиционные средства массовой коммуникации, появились интернет - СМК. Они быстро завоевали популярность, хотя их аудитория пока гораздо меньше, чем «традиционных» (как их стали называть) СМК. Почти все СМК имеют сайты в Интернете, на многих из них публикуются регулярно обновляемая информация: как правило, это интернет-версии тех же материалов, иногда они выходят с задержкой, иногда к материалам и/или архивам доступ является платным. Быстро развивается интернет-радио и интернет-телевидение. Благодаря развитию интернет-СМК, количество людей, предпочитающих бумажную прессу, с каждым годом сокращается. С каждым годом доля классических СМК в общей массе неуклонно падает.

На первый взгляд работу в нефтегазовой отрасли можно с прежним успехом вести дедовскими способами. Однако в том случае, если планируется повышение эффективности всех процессов без использования СМК обойтись уже практически невозможно.

Основные задачи, которые преследуют СМК, в этой отрасли сводится к донесению информации о ней простым обывателям, узкоспециализированной информации до работников отрасли, а так же освещение всевозможных аспектов культурной, спортивной жизни и работы людей, занятых в этой отрасли для всех интересующихся данными вопросами.

Огромный успех социальных сетей у людей привлек к этой технологии внимание предприятия, которое стало активно внедрять ее для внутреннего использования, чтобы повысить эффективность общения между сотрудниками, находить полезные знания неформальными способами и более целенаправленно доставлять нужную информацию.

В ООО «Газпром переработка» широко используются ресурсы социальной сети ВКонтакте. В компании много молодых рабочих и служащих по-этому информация со страничек сообществ более доступна для них, ведь почти каждый человек сейчас "серфит" интернет страницы во время пути на

работу и с работы, а так же во время перерывов в трудовой деятельности. На страницах сообществ представлены новости отрасли и предприятия, фотографии с мероприятий, интервью с работниками общества и другая интересная информация, которая позволяет быть в курсе многих дел, происходящих в ООО «Газпром переработка».

Например, Председатель ОПО ООО "Газпром переработка" Сергей Викторович Васин лично следит за вопросами, задаваемыми на странице профсоюза и по возможности отвечает на них и вообще ведёт активную работу в плане освещения работы профсоюзной организации в различных СМИ.

Работниками общества активно используется приложение Viber для быстрого оповещения большой группы работников о проведении спортивных и культурных мероприятий. Это очень удобно, так как можно сразу получить ответы от всех людей кому направлялось сообщение, есть возможность оперативно донести информацию о каких либо изменениях по времени проведения мероприятия или об его отмене.

Основное преимущество социальных сетей заключается в том, что они позволяют создать единую корпоративную платформу для обмена неструктурированной и неформальной информацией. На протяжении многих лет этим процессам не уделялось большое внимание, между тем такая информация гораздо менее статична, чем та, с которой работают традиционные информационные системы. Социальные сети, предназначенные для динамического обмена информацией, помогают раскрывать таланты и вовлекать в рабочий процесс партнеров, поставщиков, заказчиков и любые другие организации, принимающие участие в жизни предприятия. Благодаря возможности создавать рабочие группы, оперативно обмениваться комментариями в “живой ленте”, получать отклики в виде “лайков” многие вопросы решаются гораздо быстрее, так как уже не надо дожидаться очередного совещания или приема у руководителя, а можно написать ему или коллегам напрямую и сразу получить ответ. Другая уникальная особенность соцсети состоит том, что это самоорганизующаяся система. “Пользователи сами создают контент, обмениваются мнениями, общаются, участвуют в дискуссиях, пользуясь широкими коммуникационными возможностями. Это, во-первых, заставляет людей самоорганизовываться и, во-вторых, хорошо подходит для освещения социальной жизни предприятия. Так что, по сути, соцсеть — это база для работы сотрудников с внутренней и внешней информацией и для общения друг с другом. У разных предприятий разные задачи, бизнес-процессы, организационные структуры поэтому и способы общения людей в них различаются. В соцсетях имеются средства настройки, позволяющие это учитывать

Суммируя вышесказанное можно с уверенностью сказать, что применение СМИ в ООО "Газпром переработка" позволило достичь высокого уровня информированности работников и прорывных обывателей о происходящих процессах внутри компании и отрасли в целом. Это стало возможным благодаря проведению комплексной работы в плане освещения жизни компании в различных СМИ.

ПОПУЛЯРИЗАЦИЯ ПРИРОДНОГО ГАЗА КАК МОТОРНОГО ТОПЛИВА: ОПЫТ ООО «ГАЗПРОМ ГАЗОМОТОРНОЕ ТОПЛИВО».

Будкин А.М.

ООО «Газпром газомоторное топливо»

Производство и реализация природного газа в качестве моторного топлива – стратегическое направление деятельности «Газпром». Это имеет большое значение как для диверсификации поставок газа на внутреннем рынке, так и для решения ряда важнейших социальных проблем.

На данный момент природный газ является наиболее экономичным, экологичным и безопасным моторным топливом.

Единым оператором по развитию рынка газомоторного топлива от ПАО «Газпром» определена компания «Газпром газомоторное топливо».

Основная задача компании – расширение газозаправочной инфраструктуры и увеличение потребления природного газа в качестве моторного топлива. Информационная поддержка данных проектов является важной частью работы по популяризации использования газа на транспорте.

Специалистами «Газпром газомоторное топливо» разработана и реализуется стратегия информационной кампании, включающей комплекс PR инструментов.

Информационная поддержка включает в себя два основных этапа: подготовительный и основной. В рамках подготовительного этапа в регионе формируется тематическое информационное

поле, которое на следующем этапе позволяет обеспечить высокую информационную поддержку ввода в эксплуатацию газозаправочных объектов.

Для эффективной реализации стратегии информационной кампании используются самые различные каналы взаимодействия с целевыми аудиториями:

Публикации и телесюжеты в СМИ;

Спецпроекты;

Пресс-мероприятия;

Взаимодействие с лидерами мнений;

Корпоративные ресурсы – сайты и аккаунты в социальных сетях;

Участие в специализированных выставках;

Экспертная поддержка.

С помощью различных источников информации российская медиасфера наполняется материалами о ведении масштабной работы по развитию рынка газомоторного топлива на всех уровнях.

Информационная повестка о расширении газозаправочной инфраструктуры в регионах регулярно усиливается инфоповодами на федеральном уровне с помощью публикаций в федеральных и специализированных СМИ и реализацией спецпроектов.

В рамках информационной кампании в 2016 году наиболее активно использовались следующие каналы: пресс-мероприятия, работа с блогосферой, наполнение сайта и официальных аккаунтов компании в социальных сетях, участие в конгрессных и выставочных мероприятиях.

По итогам реализации информационной кампании в 2016 году охват аудитории составил более 100 миллионов человек.

СОДЕРЖАНИЕ

СЕКЦИЯ 1. ГЕОЛОГИЯ, РАЗРАБОТКА И ЭКСПЛУАТАЦИЯ УГЛЕВОДОРОДНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ	5
Результаты поэтапной доразведки восточного крыла Пильгунской площади Пильгун-Астохского месторождения, произведенной с морской платформы ПА-Б, первая пилотная скважина на восточное крыло <i>Фёдоров Н. В.</i> <i>«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»</i>	5
Опыт, проблемы и технологические особенности проведения ГДИС при разработке сложнопостроенных коллекторов горизонтальными скважинами <i>Ковязина Д.М.</i> <i>ООО «Газпромнефть НТЦ»</i>	7
Закачивание минерализованной воды как способ восстановления приемистости нагнетательных скважин Полигона захоронения промышленных сточных вод в пласт Астраханского ГПЗ в межремонтный период <i>Ильин Н.А., Пономарев М.С.</i> <i>ООО «Газпром добыча Астрахань»</i>	8
Методика выделения улучшенных коллекторов сенона <i>Карымова Я.О.</i> <i>ООО «Газпром геологоразведка»</i>	9
Метод «холодного стержня» для оценки эффективности действия ингибиторов, применяемых для профилактики и удаления асфальтосмолопарафиновых отложений (АСПО) <i>Коваль А.А., Егорова Е.В., Гольчикова Н.Н.</i> <i>ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»</i>	11
Применение современных методов петрофизического анализа для оптимизации траектории и типа заканчивания горизонтальной скважины <i>Береснев А.В.</i> <i>«Сахалин Энерджи Инвестмент Компани Лтд.»</i>	12
Создание и использование модели системы сбора и подготовки углеводородов Левобережной части Астраханского ГКМ <i>Боровский И.А., Старосек А.С.</i> <i>ООО «Газпром добыча Астрахань»</i>	13
Газоносность депрессионных зон Западно-Сибирского осадочного бассейна и проблемы картирования залежей углеводородов с аномально высоким пластовым давлением <i>Загоровский Ю.А.</i> <i>ООО «Газпром геологоразведка»</i>	14
Методика проведения экспертизы гидродинамической модели на примере неокомской залежи ЗНГКМ <i>Степанов М.М.</i> <i>ООО «Газпром добыча Ямбург»</i>	15
Возможности повышения эффективности эксплуатации газоконденсатных месторождений с помощью современных технологий бурения скважин <i>Ожередов И.С., Егорова Е.В.</i> <i>ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»</i>	17
Оценка целесообразности использования различных типов морских нефтегазопромысловых сооружений при освоении месторождений Обской губы <i>Караев И.П.</i> <i>ООО «Газпром ВНИИГАЗ»</i>	19
Мероприятия по ограничению выноса пластового песка из добывающих скважин <i>Кукулинская Е.Ю., Супрунов В.А.</i> <i>ОАО «СевКавНИПИгаз»</i>	20
Оптимизация эксплуатации скважин газоконденсатных месторождений путем повышения информативности газодинамических исследований <i>Еламская К.С., Калягин С.М., Егорова Е.В.</i> <i>ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»</i>	21
Адамантановые углеводороды в конденсате Астраханского месторождения <i>Охлобыстина А.В., Красильникова О.В., Антонова Н.А., Михальская Л.В.</i> <i>ООО «Газпром добыча Астрахань»</i>	22

Современные варианты заканчивания горизонтальных скважин, направленные на эффективный контроль притока к стволу скважины <i>Спивак К.С., Телков В.П.</i> ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина».....	23
Геотехнический мониторинг магистральных трубопроводов в различных типах многолетнемерзлых пород <i>Реутских Н.В.</i> Саратовский филиал ООО «Газпром проектирование».....	25
Локализация рапоопасных пластов для безаварийного бурения скважин Астраханского ГКМ <i>Ильин И.А., Старосек А.С., Ильин Н.А.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	27
Комплексный подход к разработке гидрофобных коллекторов с помощью горизонтальных скважин с МГРП на примере месторождения X <i>Перминов Д.Е., Евдокимова А.С.</i> ООО «Газпромнефть-НТЦ»	28
Опыт применения современных геофизических методов по контролю технического состояния скважин на объектах ПАО «Газпром» <i>Первушина В.Н.</i> ООО «Газпром георесурс» ПФ «Мосгазгеофизика».....	29
Технологическая жидкость для глушения газовых скважин с повышенными пластовыми температурами <i>Костюков С.В., Пушкарёва С.В.</i> ОАО «СевКавНИПИгаз».....	33
Методика картирования зон повышенной продуктивности сенонских отложений Западной Сибири на основе анализа временных толщин <i>Пережогин А.С.</i> ООО «Газпром геологоразведка»	34
Выбор устойчивой системы разработки – путь повышения ценности актива <i>Климов В.Ю.</i> ООО «Газпромнефть НТЦ».....	36
Совершенствование технологий восстановления и повышения производительности скважин на поздней стадии разработки газовых месторождений <i>Супрунов В.А., Пушкарёва С.В.</i> ОАО «СевКавНИПИгаз».....	37
Оценка ресурсного потенциала и перспектив освоения газа низкопроницаемых плотных коллекторов основных нефтегазоносных провинций России <i>Семёнова К.М., Ивченко О.В.</i> ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	38
Изменение фазовой проницаемости ПЗП как способ борьбы с водопитоками <i>Пушкарёва С.В., Супрунов В.А.</i> ОАО «СевКавНИПИгаз».....	40
Разработка промыслового депарафинизатора нефти <i>Мамитов Д. С., Марышева М. А., Шишкин Н.Д.</i> ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет».....	41
Предупреждение образования асфальто-смоло-парафиновых отложений с использованием аппарата вихревого слоя <i>Верхов Д. А.; Зинченко А. В.; Белых А. С., Арабов М. Ш.</i> ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет».....	42
Эффективное использование пластовой энергии с применением гидравлических машин нового типа <i>Мохов М.А., Ибрагимов З.Л.</i> ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина».....	44
Способы доизвлечения углеводородов C ₃₊ из низконапорного нефтяного газа при помощи эжекторов на ГКП-5 УНГКМ <i>Бикбаев А. В., Ракипов М.Ф.</i> ООО «Газпром добыча Уренгой»	45

СЕКЦИЯ 2. ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ С ФОНДОМ СКВАЖИН	46
Промысловое внедрение вязко – упругого состава (ВУС) на действующих шлейфах скважин месторождений ООО «Газпром добыча Краснодар» с изготовлением и разработкой технологии ввода ВУС без остановки газопровода <i>Кривда Я.А.</i> ООО «Газпром добыча Краснодар»	46
Марганец – новый индикатор коррозионных процессов промышленного оборудования АГКМ <i>Белозерова Н. В., Красильникова О.В., Охлобыстина А.В., Коротенкова Е.В.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань»	48
Разработка реагента-деэмульгатора для предотвращения образования нефтекислотных эмульсий <i>Набиев М. С., Мингазов Р.Р.</i> ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет»	49
Оптимальные решения, продлевающие срок службы скважин АГКМ <i>Рылов Я.Е., Иноземцев Д.С.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань»	50
Совершенствование оборудования для утилизации пластовых сточных вод на АГПЗ <i>Селиверстов А.В., Грибанов Д.С., Зиненко В.С.</i> ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»	52
Применение цвиттер-ионных ПАВ в технологиях повышения нефтеотдачи высокотемпературных пластов <i>Шарипов Р.Р., Мингазов Р.Р.</i> ФГБОУ ВО «Казанский национальный исследовательский технологический университет»	53
Придание магнитных свойств ингибитору коррозии путем смешивания с мелкодисперсным магнетитом <i>Нурматов Н.З., Аницупов К.С.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань»	55
Совершенствование оборудования для очистки бурового раствора от шлама в условиях Астраханского газоконденсатного месторождения <i>Дурин В.В.</i> ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»	57
Разработка метода прогноза эффективности проведения водоизоляционных работ на примере Ямбургского нефтегазоконденсатного месторождения <i>Легкоконец В.А., Мардашов Д.В.</i> ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»	58
СЕКЦИЯ 3. ПЕРЕРАБОТКА УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ.....	60
Технологический процесс тиолирования нафтен в условиях микроволновой активации сероводорода Астраханского ГКМ <i>Анисимова Е.Э., Захаров А.Д.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань»	60
Перспективы развития первичной переработки ЗПКТ. Развитие производства выпуска моторных топлив <i>Ухваров А.В.</i> ООО «Газпром переработка»	62
Процесс изомеризации легкой бензиновой фракции астраханского газоконденсата <i>Азарова К.В., Морозов А.Ю., Каратун О.Н.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань»	62
Использование озонных технологий для повышения качества газоконденсатных дизельных фракций <i>Ионов Н.Г., Джувалыкова Н.С., Тараканов Г.В.</i> ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»	64
Принципиальная возможность экстракционной очистки углеводородных фракций от сернистых соединений и ароматических углеводородов с помощью ионных жидкостей <i>Тагирова В.Ф., Охлобыстина А.В.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань»	66
Исследование влияния сульфокислот на водонефтяную эмульсию <i>Едигарьев Р.С., Очередко Ю.А.</i> ФГБОУ ВО «Астраханский государственный университет»	67
Введение установки извлечения бензола растворителем из фракции н.к. - 90°С с установки Титул 207 в технологическую схему переработки газового конденсата Астраханского газоперерабатывающего завода <i>Перепеченова Е.Э.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань»	69

К вопросу альтернативных способов переработки кубовых остатков атмосферной перегонки на Астраханском ГПЗ <i>Нигметов Р.И.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	70
Подготовка сырья для каталитического пиролиза бензиновых фракций с целью увеличения выхода низших олефинов <i>Суслова А.С., Морозов А.Ю., Каратун О.Н.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	71
Схема приема отработанных растворов NaOH с производства №3 Астраханского ГПЗ <i>Гужвин А.А., Кусалиев Ф.К.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	73
Модернизация установки №26 гелиевого завода ООО «Газпром добыча Оренбург» с целью получения продукции высокой чистоты и повышения энергоэффективности процесса с максимальным использованием имеющегося оборудования <i>Гребенникова Г.Р.</i> ООО «Газпром добыча Оренбург»	74
Совершенствование технологии снижения содержания сероводорода в мазуте АГПЗ <i>Алейникова М.В., Дядюнов Н.А., Дубасов Ф.А., Расмамбетова Д.Р.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань», ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»	76
Процесс ароматизации легкой бензиновой фракции астраханского газоконденсата <i>Золенко П.С., Морозов А.Ю., Каратун О.Н.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	78
Экстракционное облагораживание тяжелых остатков на примере Астраханского газоконденсатного мазута <i>Корчагина Е.О., Федоровцева И.А.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	79
К вопросу анализа оценки работы каталитических систем установки получения элементарной серы <i>Питикова О.В.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	80
Получение диметилового эфира (ДМЭ) из природного газа. Возможности его применения в качестве экологически чистого синтетического моторного топлива и присадки к дизельному топливу <i>Михайлова Ю.Ю.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	81
Использование влияния магнитного поля на качество продуктов первичной переработки стабильного газового конденсата <i>Рычагова Е. С.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	83
Улучшение качества продуктов первичной перегонки стабильного газового конденсата с помощью волновых воздействий <i>Гражданцева А.С., Колосов В.М., Власова Г.В.</i> ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет».....	84
Влияние компонентного состава сырья на материальный баланс процесса каталитического крекинга при работе на различных каталитических системах <i>Лутченко А.С.</i> АО «Газпромнефть-ОНПЗ»	86
Анализ и совершенствование работы узлов дегазации серы на установках Клауса Астраханского газоперерабатывающего завода <i>Коваль А.А.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	86
Модернизация емкости сбора, хранения раствора ДЭА для уменьшения (исключения) вспенивания растворов на аминовых установках <i>Хабиров М.А., Запорожин С.В.</i> ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет».....	88

СЕКЦИЯ 4. ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЕ ОБОРУДОВАНИЕ НЕФТЯНЫХ И ГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ	91
Предаттестационное обучение сварщиков и специалистов сварочного производства на предприятии как способ повышения надежности и безопасности эксплуатируемого технологического нефтегазового оборудования <i>Халявкин А.А.¹, Гаджиева О.Л.¹, Пышненко А.О.²</i>	
¹ ООО «Газпром добыча Астрахань», ² ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»	91
Изменение конструкции штока угловых дроссельных клапанов с автоматическим регулированием расхода ГЖС на эксплуатационных скважинах АГКМ <i>Ахметов А.М., Дудкин Д.В., Мирошников А.А.</i>	
ООО «Газпром добыча Астрахань»	92
Обеспечение режима номинальной мощности газотурбинного двигателя НК-14СТ при высоких температурах наружного воздуха <i>Корпан А.А.</i>	
Филиал ООО «Газпром ПХГ» Кущёвского УПХГ	93
Модульная эстакада налива нефтепродуктов <i>Волков Г.В., Симибратов А.С., Шейн А.А., Валеев О.И.</i>	
ООО «Газпром добыча Астрахань»	94
Разработка технологии морской транспортировки компримированного газа по Черному морю из России в Южную Европу <i>Соколов Ц.В. Волков А.В.</i>	
ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский горный университет»	95
Модернизация смесителя в системе розжига факела <i>Брунилин Д.А.</i>	
ООО «Газпром добыча Астрахань»	96
Опыт выполненных испытаний устьевого оборудования и запорно-регулирующей арматуры в условиях Астраханского ГКМ <i>Иванов Я.Д., Шапошников П.А.</i>	
ООО «Газпром добыча Астрахань»	96
Совершенствование системы контроля измерительных приборов уровня сред на объектах Газопромыслового управления <i>Кустов В.В.</i>	
ООО «Газпром добыча Астрахань»	98
Модернизация конструкции нефтегазового сепаратора <i>Мишагин А.П.</i>	
ООО «Газпром добыча Астрахань»	98
Модификация конструкции запорного органа клапанов кислого газа <i>Буянов Г.Н., Афанасов В.Г., Зиятдинов Р.Ф.</i>	
ООО «Газпром добыча Астрахань»	100
Применение автоматизированных сварочных процессов при ремонте нефтегазового оборудования на примере сравнительного анализа ручной дуговой наплавки и полуавтоматической наплавки под слоем флюса <i>Лубенцов А. Е.¹, Лежнев А.², Халявкин А.А.²</i>	
¹ ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»; ² ООО «Газпром добыча Астрахань»	102
Повышение надежности и долговечности змеевиков и совершенствование футеровки трубчатой печи П-51, служащей для нагрева сырья колонны К-51 установки У-1.731 АГПЗ. <i>Богатырев С.Ю.</i>	
ООО «Газпром добыча Астрахань»	103
Модернизация привода мерочной камеры счетчиков жидкости Alfons Naar МКА 2290 / МКА 3350 <i>Игнатьев М.В.</i>	
АО "Газпромнефть-Аэро" - ЗАО "Совэкс"	104
Внедрение систем коррозионного мониторинга на объектах ООО «Газпром добыча Уренгой» <i>Юсупов А.Д., Шустов И.Н., Александров В.В.</i>	
ООО «Газпром добыча Уренгой»	105
Совершенствование технологии эффективности работы основного оборудования на АГПЗ основе применения АБХМ <i>Головчун С.Н., Арабов М.Ш.</i>	
ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»	106

СЕКЦИЯ 5. ИНФОРМАЦИОННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ В НЕФТЕГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ	109
Автоматизация построения карт в векторном графическом редакторе CorelDRAW <i>Боровский И.А., Старосек А.С.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	109
Перспективы применения оборудования FSO (Free Space Optics) на технологической сети связи ООО "Газпром добыча Астрахань" <i>Рубан Е.А., Гостюнин Ю.А.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	110
Виртуальный симулятор оператора по добыче нефти и газа <i>Ибрагимов З.Л., Цагараев Р.В.</i> ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина», ООО «СТАЗ-ВИЖН».....	111
Автоматизированная система управления деятельностью Службы информационно-управляющих систем (Портал СИУС) <i>Володина Е.В., Буйлов К.В.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	112
Информационно- управляющая система управления охраной труда <i>Шакирова Л.Р.</i> ООО «Газпром трансгаз Казань»	113
Аналитический инструмент учета газоопасных работ подразделения <i>Иванова О.А.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	115
Разработка и использование программных продуктов в технологии сварочных процессов, в расчетах выбросов загрязняющих веществ в атмосферу от процессов сварочного производства, при построении разверток трубопроводов, а также использование автоматизированных систем для обучения и проверки знаний персонала <i>Татиков Р.Б., Прохоров А.Д.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	116
Автоматизированная информационная система управления и контроля рационализаторской деятельности в дочерних обществах ПАО «Газпром» <i>Ваннов В.В.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	118
Интеграционное решение для проектов ИУС П Д и М АСДУ ЕСГ <i>Рузанов А.С., Карьков Ю.А.</i> Филиал ООО «Газпром информ» в г.Астрахань.....	119
Автоматизация процесса формирования наряда – допуска на выполнение огневых работ <i>Ишиматов Р.Ш., Иванов Д.А.</i> ООО «Газпром добыча Уренгой»	121
СЕКЦИЯ 6. АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ПРОЦЕССОВ И ПРОИЗВОДСТВ	122
Реализация проекта система автоматизации идентификации подвижного состава при перевозках продукции ПАО «Газпром» железнодорожным транспортом <i>Евтеев А.С.</i> Астраханский филиал ООО «Газпромтранс».....	122
Многокритериальный выбор систем автоматического регулирования технологических параметров в условиях неопределенности <i>Джамбеков А.М.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	123
Беспроводная распределенная система контроля и управления крановым узлом <i>Артемов А.А.</i> ООО «Газпром переработка»	
Применение алгоритмов машинного обучения на основе анализа данных для повышения эффективности работы автоматизированных систем управления технологическими процессами ООО «Газпром добыча Астрахань» <i>Ушаков С.В., Родованов В.Е.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	126

Модель автоматизированной оценки рисков аварийных ситуаций для установок получения элементарной серы методом Клауса <i>Печенкин Д.В.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	127
Программно-аппаратный комплекс MagScan <i>Степанов Е.А., Садыков Р.Р.</i> ООО «Газпром нефтехим Салават».....	129
Учёт материальных потоков при реализации автоматизированного приготовления и потребления РИК на примере участка приготовления технологических растворов (УПТР) <i>Богданов А.А. Хачатуров В.Ю.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	131
Автоматизация процесса контроля достижения потенциала базовой добычи <i>Жданов И.А.</i> ООО «Газпромнефть НТЦ».....	132
Совершенствование методов вибродиагностики роторного оборудования в условиях образовательного учреждения <i>Смирнов Ю. Н., Лабынцев В.В.</i> ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»	133
Повышение устойчивости управления скважиной при нештатных ситуациях на основе виртуальных КИП <i>Разгонов М.А.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	134
Повышение уровня грозозащиты оборудования систем телемеханики, ИАСУ ГОФО-2 и корректоров учета газа <i>Анишкин А.Е.</i> ООО «Газпром трансгаз Москва».....	135
Инновационная система управления нагревателем теплоносителя с функциями автоматического приготовления топливно-воздушной смеси и самодиагностикой работы оборудования <i>Свиридов Д.А., Горбачев Н.П.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	136
Системный анализ и оптимизация автоматического процесса управления газовыми водогрейными котельными <i>Занин А.О.</i> ООО «Газпром переработка».....	138
Стенд для настройки силовых и измерительных элементов СЛТМ «Магистраль-2» <i>Егоров А.М.</i> ООО «Газпром трансгаз Самара»	139
«TUBING CAVERN SOLVER» (TCS) – система эффективного управления подземным хранилищем газа (ПХГ) <i>Попович А.П.</i> ООО «Газпром ВНИИГАЗ»	141
Интеллектуальная система диагностики насосных агрегатов <i>Прахов И.В.¹, Самородов А.В.²</i> ¹ ООО «Газпром нефтехим Салават», ² ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» филиал в г. Салават	142
СЕКЦИЯ 7. ЭКОЛОГИЯ И ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЕ.....	144
Утилизация загрязненного пропанта и его вторичное использование при гидравлическом разрыве пласта (ГРП) <i>Незифи Е.И.</i> ООО «Газпромнефть-Хантос»	144
Прогноз загрязнения почво-грунтов и подземных вод при аварийных разливах нефтепродуктов <i>Жижикина Е.В., Афанасьев Е.В.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	145
Оценка экологической эффективности внедрения теплоэнергетических систем в нефтегазовые комплексы <i>Кульбаракова М.Б., Руденко М.Ф.</i> ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет».....	147

Воздействие открытого хранения серы на окружающую среду и серная пыль Колодкина А. А., Пельменёва А.А. ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина».....	148
Адсорбция неионогенного поверхностно-активного вещества (ОП-10) на модифицированном сорбенте СВ-1-AL Онькова Д.В., Пшеничный Д.А. ООО «Газпром добыча Астрахань».....	149
Учет природных и антропогенных особенностей и экологических ограничений при разработке инженерно-технических мероприятий по охране окружающей среды в рамках проектирования линейных объектов нефтегазовой отрасли Зинченко Т.О., Шупляк О.Н. ООО «ВолгоУралНИПИгаз»	151
Создание каталитической системы для очистки воздуха от окиси углерода Джигола Л.А., Тихонова К.С. ФГБОУ ВО «Астраханский государственный университет»	152
Основные аспекты обеспечения экологической безопасности в районах присутствия «Газпромнефть-Сахалин» на арктическом шельфе Российской Федерации Мариневич Н.Б. ООО «Газпромнефть-Сахалин»	154
Экологическая оценка качества атмосферного воздуха санитарно-защитной зоны Астраханского газоперерабатывающего завода Горбунова А.Г. ООО «Газпром добыча Астрахань».....	156
Интегральный мониторинг аквальных комплексов Астраханской области Найдина Т.В., Волкова И.В. ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет».....	157
Направления использования липолитических микроорганизмов для санации труб канализационных стоков Чернова А.В. ООО «Газпром добыча Астрахань».....	158
Моделирование латеральной и вертикальной диффузии нефтешлама в почве Г.Б. Мусалиева, Л.А. Джигола, К.В. Каргина ФГБОУ ВО «Астраханский государственный университет»	160
Оценка степени загрязнения водотоков, окаймляющих АГКМ, на примере биотестирования моллюсками-фильтрами Клишин А.Ю., Чернов И.Н. ООО «Газпром добыча Астрахань».....	162
Проект создания Единой системы мониторинга подземных вод на всей территории АГКМ без привлечения дополнительных инвестиций Липилин П.М., Белов П.Ю. ООО «Газпром добыча Астрахань».....	163
СЕКЦИЯ 8. ЭКОНОМИКА И УПРАВЛЕНИЕ В ГАЗОВОЙ ОТРАСЛИ	165
Анализ причин, влияющих на отклонения сметной стоимости рабочей документации от проектной документации нефтегазовых проектов Бархатов В.Д., Власов Д.А. ООО «НИИГазЭкономика»	165
Развитие потребления природного газа в качестве моторного топлива на примере Республики Татарстан Фёдорова Ю.Ю. ООО «Газпром газомоторное топливо»	166
Мероприятия по совершенствованию инновационной среды в ООО «Газпром добыча Астрахань» Калинин А.Е. , Калинина Е.О. ООО «Газпром добыча Астрахань».....	167
Анализ движения инвестиционных потоков, поступающих на развитие нефтегазового комплекса РФ в условиях экономического кризиса на примере ПАО «Газпром» Седики Д.Б. ¹ , Швецова А.В. ¹ , Захаров А.Д. ² ¹ ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет», ² ООО «Газпром добыча Астрахань»	169

Анализ системной значимости объектов основных фондов ПАО «Газпром» (на примере ООО «Газпром добыча Астрахань») <i>Цикин А.М., Васичкина Е.П.</i> ООО «НИИгазэкономика».....	171
Построение эффективной системы бюджетного управления в дочерних обществах ПАО «Газпром» <i>Гагарин П.С.</i> ООО «Газпром добыча Ноябрьск»	173
Культура производственной безопасности как основной элемент системы управления охраной труда, промышленной, пожарной и экологической безопасностью на предприятиях нефтегазовой отрасли <i>Панова М.А.</i> ООО «НИИгазэкономика».....	176
Проблемы совершенствования оплаты труда в газовой отрасли <i>Сердюкова Н.М.</i> ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»	177
Автоматизация сметных расчетов <i>Говендяева Л.В., Шевелева К.Н.</i> ООО «Газпром проектирование»	179
Проблемные вопросы сметного нормирования при обустройстве шельфовых месторождений <i>Коляева К.А.</i> ООО «Газпром добыча шельф Южно-Сахалинск».....	180
СЕКЦИЯ 9. ОБЕСПЕЧЕНИЕ ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ЭКСПЛУАТАЦИИ ОПАСНЫХ ПРОИЗВОДСТВЕННЫХ ОБЪЕКТОВ.....	183
Метод ультразвуковой толщинометрии с применением образцов язвенной коррозии <i>Потапов П.П., Рубан В.В., Лепилов Р.Ю.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	183
Анализ результатов строительного контроля, влияющих на безопасную эксплуатацию зданий и сооружений <i>Третьяков Л. В.</i> ООО «Газпром переработка».....	184
Применение метода фазированных решеток в ультразвуковом контроле технологического оборудования в нефтегазовой промышленности <i>Бобков И.Г., Богомоллов Ю.Н., Лысенко А.В.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	185
Разработка, внедрение презентаций и тестовых анализов электротравматизма на объектах ПАО «Газпром» <i>Неповитов А. А.</i> ООО «Газпром добыча Оренбург».....	187
Коррозия высоколегированных (нержавеющих) сталей в сероводородсодержащих средах <i>Шиленко А.С., Рамазанов Д.М., Лысенко С.В.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	188
Испытание износостойкости защитных покрытий к газообразивному воздействию <i>Соколов Р. А., Кулак С. М., Новиков В. Ф., Тихонов К.В., Устинов В.П.</i> ВГБОУ ВО «Тюменский Индустриальный Университет»	189
Применение беспилотных летательных аппаратов, направленное на повышение безопасности ООО «Газпром добыча Астрахань» <i>Балбаев Ж.Т., Беляев В.А., Гостюнин Ю.А.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	191
Обеспечение безопасной эксплуатации магистральных газопроводов в условиях стресс – коррозионной повреждаемости (по результатам производственной практики в ООО «Газпром трансгаз Сургут) <i>Вилявин А.П., Лабынцев В.В.</i> ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»	192
Система дистанционного обнаружения и мониторинга утечек метана на промысловых объектах <i>Колесов С.В., Новиченко И.В.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	193
Рекомендации по определению высоты уступа при работе одноковшового гидравлического экскаватора типа обратная лопата <i>Горлов Ю.В. Гоманов М.Б. Тарасенко Е.П.</i> ФГБОУ ВО «Южно-Российский государственный политехнический университет (НПИ) имени М.И. Платова»	194

Автоматизированная система обучения устройству и работе ППДУ <i>Симонов О.А.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	196
Внедрение информационной системы, поддерживающей использование мобильных устройств, как способ повышения эффективности административно-производственного контроля 1 и 2 уровня <i>Арефьев Я.Б., Поляков Д.И., Тетерятников А.Н.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	197
Обустройству системы пылеподавления бункера В-910 на башне отгрузки №5 У-250/1 «Enersul» <i>Коваленко Е.А., Просянкин Н.Д., Муртазаев Р.Р.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	199
Использование "тревожных" браслетов для водителей автобусов. <i>Симонов О.А., Егорова Е.Д.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	201
Эффективность акустико-эмиссионного контроля при диагностировании технического состояния технологического оборудования ООО «Газпром нефтехим Салават» <i>Назмиев Ф.К.</i> ООО «Газпром нефтехим Салават»	201
Внедрение дистанционного мониторинга в ООО «Газпром добыча Астрахань» как результат реализации риск-ориентированного подхода <i>Поляков Д.И., Арефьев Я.Б.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	203
Комплекс оборудования для обслуживания средств пожаротушения» <i>Адельшин Р. Ф., Литвинов П. С.</i> ООО «Газпром трансгаз Волгоград»	204
Модернизация состава сульфонатной смазки с целью улучшения качества и снижения себестоимости путем применения сульфонатов собственного производства и стеарата кальция <i>Абакумов В.В.</i> ООО «Газпромнефть - Смазочные Материалы».....	206
Обеспечение промышленной безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов <i>Володина И.А.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	206
СЕКЦИЯ 10. ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ И ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА.....	208
Перспективное использование волновых воздействий и депрессорных присадок в транспортировке нефти <i>Ульбеков Р.Р., Немгеров А.О.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	208
Обеспечение эффективного и безаварийного транспорта ЖУВ по МК «Уренгой –Сургут» с применением реагента комплексного действия <i>Солодов Ю.Д.</i> ООО «Газпром переработка».....	209
Экономическая оценка технических предложений по снижению стоимости строительства скважин <i>Сафрыгина Е.Ю.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	210
Технико-экономический анализ вариантов электроснабжения линейных потребителей магистральных трубопроводов <i>Богачков И. М.; Овчинников П. А.</i> ООО «Газпром проектирование»	211
Эксплуатация редуциционно-охладительного устройства совместно с турбогенераторной установкой <i>Стрекачев Д.А., Лямин Л.А., Бурмистров С.В.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	213
Производство СПГ на АГПЗ <i>Арабов С.М., Лоркиш Е.М., Межиев Б.М.</i> ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет».....	215
Применение методики планирования ожидаемого электропотребления промышленного предприятия, как составной части системы энергетического менеджмента <i>Лезин Д.С.</i> ООО «Газпром добыча Астрахань».....	217

Вопросы энергоэффективности при эксплуатации мультипроцессорной системы комплексного управления МСКУ 5000-01 в газовой отрасли <i>Имангалиева А.М.</i>	
<i>ЧПОУ Газпром колледж Волгоград</i>	218
Установка на окнах теплоотражающих пленок и низкоэмиссионных стекол как мероприятие по снижению нерациональных потерь потребляемых энергоресурсов <i>Тонконогова Н.В., Сундетов А.А.</i>	
<i>ООО «Газпром добыча Астрахань»</i>	220
Применение источников альтернативной генерации, как один из методов увеличения энергоэффективности при транспортировке нефти <i>Д.В.Воронцов¹, В.В. Милованова¹, И.Н.Шушпанов², Е.В.Уколова²</i>	
¹ <i>ФГБОУ ВО «Российский государственный университет нефти и газа(НИУ) им.И.М.Губкина»,</i> ² <i>ФГБОУ ВО «Иркутский национальный исследовательский технический университет»</i>	220
Повышение экологической и энергетической эффективности на АГКМ с перспективой наращивания объемов добычи и переработки углеводородного сырья <i>Давыдов В. А.</i>	
<i>Южный филиал ООО «Газпром энерго»</i>	222
Система технического контроля и диагностики пунктов редуцирования газа «PLEXOR» <i>Федорец Н.А.</i>	
<i>ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»</i>	223
Разработка системы управления пофазной коммутацией для защиты электрооборудования 660 В от импульсных коммутационных перенапряжений <i>Ноздрин М.М.</i>	
<i>ООО «Газпром добыча Астрахань»</i>	225
Безрасходная, эжекторная схема продувки фильтров очистки газа <i>Баймурзин А.М.</i>	
<i>Сибайское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Уфа»</i>	227
Применение комплексонов для борьбы с накипеобразованиями и отложениями в системах горячего водоснабжения <i>Тонконогова Н.В., Сундетов А.А.</i>	
<i>ООО «Газпром добыча Астрахань»</i>	229
Диагностирование эффективности проведения гидравлического разрыва пласта <i>Салимгараев А.А., Кучумов Р.Я.</i>	
<i>ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) им. И.М. Губкина»</i>	230
Энергетический менеджмент как фактор обеспечения роста производственной эффективности отдельного экономического субъекта и национальной экономики стран <i>Летичевская В.Е.</i>	
<i>ФГБОУ ВО «Санкт-Петербургский государственный экономический университет»</i>	231
Рациональное использование попутного нефтяного газа <i>Кривоносов М.М., Бондаренко Е.М.</i>	
<i>ФГБОУ ВО «Астраханский государственный технический университет»</i>	232
Система энергетического менеджмента в АО «Газпромнефть-Ноябрьскнефтегаз» <i>Другов П.Е.</i>	
<i>ПАО «Газпром Нефть»</i>	234
Система автономного электроснабжения САЭ-110 <i>Игнатьев Е.М., Ионцева О.А.</i>	
<i>ООО «Газпром георесурс»</i>	235
Совершенствование технологии прокладки трубопроводов под линейно-протяженными сооружениями <i>Лабынцев В.В., Смирнов Ю.Н., Вилявин А.П.</i>	
<i>ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»</i>	237
Автономные теплоэнергетические комплексы с возобновляемыми источниками энергии для применения в нефтегазовой отрасли <i>Петров Д.Н.</i>	
<i>ООО «Газпром добыча Астрахань»</i>	238
Отношение молодых специалистов к энергосбережению <i>Панова А.А., Савина В.В.</i>	
<i>ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»</i>	239

Особенности проявления коррозионного растрескивания под напряжением стальных газопроводов на территории Астраханской области Богданов Р.И. ¹ , Ряховских И.В. ¹ , Шепелев Р.Е. ² ¹ ООО «Газпром ВНИИГАЗ», ² ПАО «Газпром».....	241
Способы повышения эффективности работы защитного заземления электроустановок в песчаных грунтах Печёнкин Н.Ю. ООО «Газпром трансгаз Ставрополь»	242
Внедрение в процесс подготовки будущих специалистов прогрессивного энергосберегающего оборудования Сорокина Д.А. ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»	243
Применение электромагнитного спектрального метода диагностики электроприводов машинных агрегатов Самородов А.В. ¹ , Прахов И.В. ² ¹ ООО «Газпром нефтехим Салават» ² ФГБОУ ВО «Уфимский государственный нефтяной технический университет» филиал в г. Салават	244
Внедрение альтернативных источников энергии на объектах ООО «Газпром добыча Астрахань» Панкратов Р.Е., Жданов В.А. ООО «Газпром добыча Астрахань».....	246
Разработка метода удаления отложений в аппарате Т-205 производства стирола цеха №46 завода «Мономер». Адаптация выбранного метода к существующему производству цеха № 46 (опытный пробег). Внедрение разработанных технологий в производство Будник В.А., Федосеева М.В. ООО «НТК Салават»	247
Повышение надежности погружных насосов на основе параметрических колебаний валов. Теоретическое и экспериментальное исследования. Мигунов А.А. ¹ , Борисовский А.В. ² , Халявкин А.А. ³ ¹ ЧПОУ «Газпром колледж Волгоград»; ² ГОУ СПО «Астраханский государственный политехнический колледж»; ³ ООО «Газпром добыча Астрахань».....	249
Оптимизация процесса подачи присадок в дизельные топлива на узле дозирования Томашевский И.А. АО «Газпромнефть-ОНПЗ».....	250
Разработка мероприятий по снижению температуры Битума по ГОСТ-33133 Обратнов А.М., Каменев Д.А. АО «Газпромнефть-МНПЗ».....	253
Доработка блоков питания терминалов релейной защиты закрытых распределительных устройств компрессорных цехов Журавлев С.А., Ульяшов М.М. Филиал ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» - Смоленское ЛПУМГ	254
СЕКЦИЯ 11. УПРАВЛЕНИЕ ЧЕЛОВЕЧЕСКИМИ РЕСУРСАМИ: АКТУАЛЬНЫЕ ПРОБЛЕМЫ И ПУТИ ИХ РЕШЕНИЯ.....	256
Профилактика профессионального выгорания работников Общества: от формулировки проблемы до алгоритма ее решения Караева В.В., Королева Е.В. ООО «Газпром добыча Астрахань».....	256
Классификация методов кадрового аудита на предприятиях нефтегазового сектора экономики Костоусова Е.С. ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»	257
Проблемы оценки корпоративной социальной ответственности газовой отрасли Д.М.Салахов ООО «Газпром добыча Астрахань».....	258
Применение новых подходов для поддержки научно-технического творчества Нуреев Р.Р. ООО "Газпром трансгаз Екатеринбург" Челябинское ЛПУМГ	260

Современные особенности и перспективы совершенствования нормативно-правовой базы, регламентирующей порядок использования предприятиями нефтегазовой сферы личного автотранспорта и иного имущества работников	
<i>Капилина М.С.</i>	
<i>ФГБОУ ВО «РГУ нефти и газа (НИУ) имени И.М. Губкина»</i>	261
Участие молодежи в научной и инновационной деятельности как основа профессионального развития персонала	
<i>Каргина М.В.</i>	
<i>ООО «Газпром добыча Астрахань»</i>	262
Разработка методики оценки специалистов, осуществляющих строительный контроль на объектах магистрального газопровода «СИЛА СИБИРИ»	
<i>Ячменева Е.В.</i>	
<i>ООО «Газпром трансгаз Томск»</i>	263
Мотивация как важнейший элемент социальной политики компании	
<i>Дьячкова Д.С.</i>	
<i>ФГБОУ ВО «Тюменский индустриальный университет»</i>	265
Оптимизация системы производственного обучения как инструмент повышения профессиональных навыков персонала	
<i>Афанасов В.Г., Белошапка С.В. Ковалева А.Н.</i>	
<i>ООО «Газпром добыча Астрахань»</i>	266
Средства массовой коммуникации в нефтегазовой отрасли на примере ООО "Газпром переработка"	
<i>Моисеев М.А.</i>	
<i>ООО «Газпром переработка»</i>	267
Популяризация природного газа как моторного топлива: опыт ООО «Газпром газомоторное топливо».	
<i>Будкин А.М.</i>	
<i>ООО «Газпром газомоторное топливо»</i>	268

VII открытая
научно-техническая конференция
молодых специалистов и молодых работников
«Знания. Опыт. Инновации»

ТЕЗИСЫ ДОКЛАДОВ

Издатель: Сорокин Роман Васильевич
414040, Астрахань, пл. К. Маркса, 33, 5-й этаж

Подписано в печать 10.03.2017 г. Формат 60×90/16
Гарнитура Times New Roman. Усл. печ. л. 17,75
Тираж 200 экз.

Отпечатано в Астраханской цифровой типографии
(ИП Сорокин Роман Васильевич)
414040, Астрахань, пл. К. Маркса, 33, 5-й этаж
Тел./факс (8512) 54-00-11, e-mail: RomanSorokin@list.ru

