



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ОБЩЕРОССИЙСКАЯ ОБЩЕСТВЕННАЯ ОРГАНИЗАЦИЯ
«НАЦИОНАЛЬНАЯ СИСТЕМА РАЗВИТИЯ НАУЧНОЙ, ТВОРЧЕСКОЙ
И ИННОВАЦИОННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ МОЛОДЕЖИ РОССИИ «ИНТЕГРАЦИЯ»»

СБОРНИК

**работ победителей XVI Конкурса
научно-технических разработок среди
молодёжи предприятий и организаций
топливно-энергетического комплекса**



МОСКВА
2008

УДК 371.84(06)
ББК 74.2.Я7
С23

ISBN 978-5-89552-366-7

Сборник работ победителей XVI Конкурса научно-технических разработок среди молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса - Министерство энергетики Российской Федерации, Общероссийская общественная организация «Национальная система развития научной, творческой и инновационной деятельности молодежи России «ИНТЕГРАЦИЯ», 2008 г. — 299 стр.

Настоящий Сборник включает в себя выступления победителей XVI Конкурса молодежных разработок по проблемам топливно-энергетического комплекса на Итоговой конференции, состоявшейся 20 февраля 2008 года в Зале Коллегии Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации.

Адрес оргкомитета конференции:

129090, Москва, ул. Шепкина, д. 22
Телефоны: (495) 688-21-85, 631-11-18, 684-82-47
E-mail: eltek21@mail.ru
Интернет: www.nauka21.ru

Редакционная коллегия:

Главный редактор — Обручников А.С.
Заместитель главного редактора — Минаева Э.В.
Автор - составитель — Мельникова Л.С.

Макет, компьютерная вёрстка - Издательство научной литературы Н.Ф. Бочкарёвой
Лицензия ИД 06130 от 26.10.01 выдана Министерством РФ по делам печати
тел. (4842) 547107 E-Mail: Romario@kaluga.ru
Сдано в набор 01.11.2008. Подписано в печать 30.11.2008
Формат 60x90 $\frac{1}{16}$ Бумага офсетная. Тираж 150 экз.
Отпечатано в ЗАО «Гриф», г. Тула, Зак. 19

ISBN 589552366-8



© Министерство энергетики РФ, 2008
© НС «Интеграция», 2008



СОДЕРЖАНИЕ

Введение	11
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ХРАНЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОДОРАНТА	13
<i>М.Ю.Адаев</i> Филиал ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» Пензенское ЛПУМГ	
ВЕНТИЛЬНЫЙ ПРИВОД В НЕФТЕДОБЫЧЕ	19
<i>И.В.Азанов, А.К. Шамигулов</i> ОАО «ТНК-Нижневартовск», СНГДУ №2 ОАО «Самотлорнефтегаз»	
МЕТОДОЛОГИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ШЕЛЬФОВОЙ ЧАСТИ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ	25
<i>А.Г. Алексеев, А.П.Бяков, М.А.Сибилёв, С.В.Яночкин</i> ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»	
ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ	28
<i>Э.Н. Аминова</i> ОАО «Самотлорнефтегаз» ОАО «ТНК-ВР»	
РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ И ОСВОЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВА ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫХ ПРОДУКТОВ НА ОСНОВЕ ПРОДУКТОВ ВТОРИЧНЫХ ПРОЦЕССОВ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА И ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ	32
<i>И.В.Кудрин, Ж.Н.Артемьева</i> ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»	
ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ХРАНЕНИЯ, ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И УЧЕТА ОДОРАНТА	39
<i>А.В.Артюхин, А.П.Ларин</i> Филиал ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» – Арзамасское ЛПУМГ	
ДИСТАНЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРАМИ СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ УЭЦН	46
<i>С.Г. Басов</i> ООО «РН-Юганскнефтегаз»	



- ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ НА УСТАНОВКАХ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЛАСТИНЧАТЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ** 51
В.В.Белокаменский
ООО «РН - Туапсинский НПЗ»
- УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГУМИНОВЫХ ВЕЩЕСТВ** 58
Е.Н.Березнева
Филиал «Астраханьбургаз»
- ИССЛЕДОВАНИЕ КВАЗИПЛАСТИЧЕСКОГО УДАРА УДАРНОЙ СИСТЕМЫ «ПОРШЕНЬ-БОЕК-ИНСТРУМЕНТ» ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ПРОХОДЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СПЕЦВЫРАБОТОК НЕБОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ** 65
А.Я.Бурак
Санкт-Петербургский государственный горный институт
- МОДЕРНИЗАЦИЯ УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ АБСОРБЦИИ ЦЕХА ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА УППНГ** 73
Ф.Б.Ясинский, Д.А.Василевич
ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Лангепаснефтегаз»
- ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВГВ НА ШЕРШНЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ И РАСЧЕТ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ** 79
И.В.Васильева
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»
- СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ ВОДЫ ДЛЯ ППД ПУТЕМ СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ КВЧ** 84
М.К.Васютин, И.А.Рябихин
ООО «РН-Юганскнефтегаз»
- РАЗРАБОТКА СПОСОБА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НАНОТЕХНОЛОГИЙ** 90
М.А.Веклич
ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК»
- РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ СОВМЕСТНО С КРОШКОЙ РЕЗИНОТЕХНИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННЫХ ДОРОЖНЫХ ПОКРЫТИЙ** 95
Е.Е.Горлова
ФГУП Институт горючих ископаемых



**РАЗРАБОТКА НАУЧНЫХ ОСНОВ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ
ГИДРОГЕНИЗАЦИИ ТВЕРДЫХ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ** 98

М.А.Гольмалиева

*ФГУП «Институт горючих ископаемых - НТЦ по комплексной
переработке твердых горючих ископаемых»*

**ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ПОВЫШЕНИЯ
КАЧЕСТВА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ
УПРАВЛЕНИЯ НА ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ** 102

Р.С.Дианов

ООО «Астраханьгазпром»

**ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОДОПТУ-
МОРЕ (СЕВЕРНЫЙ КУПОЛ)** 104

И.Е.Донской

ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»

**РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ МЕТОДА
КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПРИ ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ
ТРУБОПРОВОДНЫХ ОБВЯЗОК ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ
ПРОИЗВОДСТВ** 110

А.П.Завьялов, Т.В.Филиппова

ДАО «Оргэнергогаз»

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА
ВОДОИЗОЛЯЦИИ ГЕЛЕВЫМИ СОСТАВАМИ ПРИ ПОВЫШЕНИИ
НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ** 115

В.П.Захаров, И.Р.Магзянов, С.А.Рабцевич

ООО «РН-УфаНИПИнефть»

**ОПЫТ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ СКВАЖИННОГО
ОБОРУДОВАНИЯ БЕЗ ПРОВЕДЕНИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА** 122

Р.Е.Зонтов, Д.Н. Гриньчак

ООО «Газпром добыча Астрахань»

**ПЛАНИРОВАНИЕ И РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОГРАММЫ ЦЕЛОСТНОСТИ
ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАСЧЕТНОЙ
МОДЕЛИ НА ПРИМЕРЕ СИСТЕМ ЛИНЕЙНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ
ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЕДИНИЦЫ ОАО «ННП»** 125

Р.Т.Исрафилов

ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»



**РАЗРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ
ПО УЛУЧШЕНИЮ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ
ХАРАКТЕРИСТИК АВТОМОБИЛЬНЫХ БЕНЗИНОВ В ОАО «АНХК» ПУТЕМ
ЭТЕРИФИКАЦИИ ПРОДУКТОВ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА** 132

В.А. Кабышев, А.В. Турова

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ
ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ ДОРАБОТОК НА ОБОРУДОВАНИИ В ПРОЦЕССЕ
ЭКСПЛУАТАЦИИ** 135

А.С. Кайдаш, А.В. Лукьянов

Торжокское ЛПУМГ КС «Торжокская» ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

**МОЛОДЕЖНАЯ ПОЛИТИКА ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ САНКТ-
ПЕТЕРБУРГ» НА ПРИМЕРЕ ПИКАЛЕВСКОГО ЛПУМГ. МЕСТО В
ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОЛИТИКЕ. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ** 141

А.А. Калимулина

Пикалевское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

**ГИПСО-МАГНЕЗИАЛЬНЫЙ ТАМПОНАЖНЫЙ СОСТАВ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ
ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ПРИ БУРЕНИИ
СКВАЖИН** 148

А.С. Козлов, Ю.С. Угольников, В.А. Мясин

Научный руководитель профессор Г. М. Толкачев

Пермский государственный технический университет

**СТРУЙНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ СМЕСИТЕЛЬ СГС ДЛЯ
ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И РАЗМЫВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ
В РЕЗЕРВУАРАХ БОЛЬШОЙ ЕМКОСТИ** 150

О.В. Кононов

Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет

**МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ОТДЕЛЕНИЯ
РЕГЕНЕРАЦИИ РАСТВОРИТЕЛЯ С ЦЕЛЬЮ ОСУШКИ ЦИРКУЛИРУЮЩЕГО
РАСТВОРИТЕЛЯ И ПОЛУЧАЕМЫХ ПРОДУКТОВ** 156

А.Н. Коныхин, А.Н. Поляков

ООО «Новокуйбышевский завод масел и присадок»

**СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ
ГУМИНОВЫХ ПРЕПАРАТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АКУСТИЧЕСКОЙ
ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ЭКОЛОГИИ И
ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ** 162

А.Н. Костяной

ФГУП «Институт горючих ископаемых»



**АДАПТАЦИЯ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
НОВОЙ ТЕХНИКИ К УСЛОВИЯМ БУРОВОГО ПРОИЗВОДСТВА** 165

И.В.Кузнецова

Филиал «Севербургаз»

**ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ
КАЧЕСТВОМ ВОДЫ В СИСТЕМЕ ОБОРОТНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ
УСТАНОВКИ ЭЛОУ АВТ-4** 170

И.В.Кулаков

ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»

**УСКОРЕНИЕ ПРОЦЕССА БИОРЕМЕДИАЦИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ
ЗЕМЕЛЬ ПРИ ОБРАБОТКЕ ИХ БИОПРЕПАРАТОМ БИОР-АВ** 175

В.В. Кухта

ОАО МНИИЭКО ТЭК

**ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ ВЛ ПРИ
ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ** 177

Р.И.Латыпов

ООО «Удмуртэнергогаз»

**ИЗУЧЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ
ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ (НА ПРИМЕРЕ
КАРМАЛИНОВСКОГО УЧАСТКА СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ)** 182

М.С.Лебедев, А.Г. Рюмкин

ООО «Кавказтрансгаз»

**ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ И УТИЛИЗАЦИИ
НЕФТЕШЛАМА НА БАЗЕ ИНСИНЕРАТОРА ИН-50.8В** 185

А.В. Луговой

ООО «РН-Юганскнефтегаз»

**ЛАБОРАТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ВОДОГАЗОВОГО
ВОЗДЕЙСТВИЯ В ОСЛОЖНЕННЫХ ГОРНО-ГЕОЛОГИЧЕСКИХ
УСЛОВИЯХ** 190

А.К. Макатров

ООО «РН-УфаНИПИнефть»

**МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОЧКИ РОСЫ ГАЗА ПРИ ИЗМЕНЕНИИ
ДАВЛЕНИЯ В ГАЗОПРОВОДЕ С УЧЕТОМ ЭФФЕКТИВНОСТИ
СЕПАРАЦИИ** 196

А.С. Маслов

ООО «Газпром трансгаз Томск»



- ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА РЕГЕНЕРАЦИИ С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ ТОВАРНОГО ГАЗА** 202
Ю.В.Минеев
ООО «Астраханьгазпром»
- ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ БУРЕНИЯ БННС НА БАШКИРСКИЙ ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ** 207
А.Г.Миннихметов
НГДУ «Киенгоп» ОАО «Удмуртнефть»
- КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОШНОСТИ В СЕТЯХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КОЛИК – ЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ В ЦЕЛЯХ УМЕНЬШЕНИЯ ЗАТРАТ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ** 211
А.А.Мищенко
ООО «Нижевартовскэнергонефть»
- РЕАЛИЗАЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ СЛОЖНОЙ СИСТЕМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ В ИНФОРМАЦИОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПРЕДПРИЯТИЯ** 215
Г.С.Мырзин, Е.Р. Мошев
Пермский государственный технический университет
- ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ ФИРМЫ «КОЛТЕК» ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ И ВНУТРИТРУБНОГО ДАВЛЕНИЯ** 218
М.А.Нужнов, В.В.Пшеничнов
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть»
- ПРЕДЛОЖЕНИЕ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ МЕЖКОЛОННЫХ ПРОЯВЛЕНИЙ НА СКВАЖИНАХ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ** 223
А.В.Пушкин
Филиал «Астраханьбургаз» ООО «Бургаз»
- ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»** 229
А.И.Пшеничный, А.В.Глинянов, Ю.С.Текутова
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижеволжскнефть»
- МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ РЕСУРСА НАСОСНЫХ ШТАНГ** 231
Д.Ю.Ренев
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»



МОДЕРНИЗАЦИЯ СРЕДСТВ КИП и А УСТАНОВОК А-35-11/300, АЧ-35-11/600. СОЗДАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СХЕМЫ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ДОЗИРОВАНИЯ ХЛОРООРГАНИКИ И ВОДЫ НА УСТАНОВКАХ А-35-11/300 И АЧ-35-11/600 НА БАЗЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ И ПАЗ 234

А.Р. Сагиян, А.Ф. Силкин
ОАО «Саратовский НПЗ»

ЗАЩИТА ПЛАСТА АВ 1 (1-2) «РЯБЧИК» ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ И НЕФТЕПРОДУКТОВ БОЛЕЕ КАЧЕСТВЕННО ПОДГОТОВЛЕННОЙ ПОДТОВАРНОЙ ВОДОЙ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ КИН С 0,22 ДО 0,36 237

Э.М. Салиев
ОАО «Самотлорнефтегаз» ОАО «ТНК-ВР»

ВЫСОКОПРОЧНОЕ КОРРОЗИОННОСТОЙКОЕ ПОКРЫТИЕ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ЗАЩИТЫ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА 241

Р.И. Сапелкин, С.И. Матренинский, Ю.М. Борисов
ООО «Газпром добыча Ямбург»

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЮМОСИЛИКАТНЫХ ОТХОДОВ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА В ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД 246

И.В. Стрепегов, А.С. Лучин
ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ КНБК В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ОНГКМ 251

Е.В. Тимофеев
Филиал «Оренбургбургаз»

СПОСОБ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСКРОБЕЗОПАСНОСТИ ПЕРЕНОСНЫХ ПРИБОРОВ 255

Р.Ю. Толченкин
Институт проблем комплексного освоения недр РАН

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ИЗ ВСПЕНЕННОГО КАУЧУКА ДЛЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ 259

А.В. Треногин
ООО «Нарьянмарнефтегаз»



- ВСЕСТОРОННИЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ПОКРЫТИЙ И МАТЕРИАЛОВ
СОГЛАСНО ПРОГРАММЫ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НАРАБОТКИ
ОБОРУДОВАНИЯ НА ОТКАЗ** 269
Р.Ф. Уразбахтин
ОАО «Нижневартовское нетегазодобывающее предприятие»
- СОЗДАНИЕ МЕТОДИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ И ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ
ЭКОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ООО «КАВКАЗТРАНСГАЗ»** 272
Г.А. Фелченко
ООО «Кавказтрансгаз»
- ОПЫТ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ
«ДРЕССЕР-РЭНД» НА КОРОБКОВСКОМ ГПЗ** 278
С.Н. Колокольцев, Д.А. Фоменко
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»
- ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКУЛЬТИВАЦИОННЫХ РАБОТ КАК
ЭЛЕМЕНТ ДОЛГОСРОЧНОГО МОНИТОРИНГА НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ
ЗЕМЕЛЬ ОАО «ТНК-НИЖНЕВАРТОВСК»** 280
Г.А. Чернушенко
ОАО «ТНК-Нижневартовск»
- ШФЛУ - ИСТОЧНИК ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ПРИБЫЛИ** 285
Д.А. Олефиренко
ОАО «ННП» ТНК-ВР
А.Н. Шавкун
ООО «Юграгазпереработка»
- РАЗРАБОТКА НАУЧНО-ИНЖЕНЕРНЫХ ОСНОВ ПРОЦЕССОВ
ИНГИБИРОВАНИЯ ВНУТРЕННИХ ПОВЕРХНОСТЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ В
ЦЕХЕ МЕТИЛМЕТАКРИЛАТА ПРОИЗВОДСТВА ОРГАНИЧЕСКОГО СИНТЕЗА
ООО «САРАТОВОРГСИНТЕЗ»** 289
А.В. Шаров, А.В. Шантроха, Ю.Б. Муратов
ООО «Саратоворгсинтез»
- ИНТЕГРАЦИЯ ПРОЦЕССОВ АВТОМАТИЗАЦИИ УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ
И ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОБЪЕКТАМИ В ОАО
«УДМУРТНЕФТЬ»** 294
Б.В. Юпашевский
ООО «Удмуртэнергонефть»



ВВЕДЕНИЕ

В соответствии с основными направлениями государственной молодежной политики, распоряжения Правительства РФ № 598-р от 28.03.92 г., признавая необходимость объединения усилий по созданию организационных и экономических условий для раскрытия творческих способностей, поиска и поддержки талантливой молодежи и восполнения на этой основе интеллектуального потенциала России, Министерство энергетики Российской Федерации и Общероссийская общественная организация «Национальная система развития научной, творческой и инновационной деятельности молодежи России «Интеграция» (НС «Интеграция») проводят, начиная с 1993 года, ежегодные всероссийские конкурсы молодежных разработок среди предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса.

В конкурсах участвуют молодые специалисты и ученые предприятий и организаций ОАО «Газпром», ОАО «НК «Роснефть», ОАО «НК «ЛУКОЙЛ», АК «Транснефть», РАО «ЕЭС России», ОАО «ТНК-ВР», предприятий угольной промышленности, студенты высших учебных заведений, готовящих специалистов для ТЭК.

На конкурсы представляются разработки с индивидуальной и коллективной формой творчества, в которых решаются как частные технические проблемы предприятий и организаций, города или региона, так и более широкие отраслевые проблемы. Тематика конкурсных работ: экономика, организация и управление предприятия, энергоэффективность и энергосбережение; экология и природопользование; финансово-хозяйственная деятельность, бухгалтерский учет, аудит, налогообложение; промыслово-геологические исследования; совершенствование технологических процессов; модернизация и ремонт оборудования, совершенствование организации и условий труда, механизация ручного труда; охрана труда и техники безопасности; повышение качества продукции и услуг; информатика и вычислительная техника, компьютерные технологии; автоматизированные системы обработки информации и управления; проблемы развития творческого потенциала молодежи. В ходе проведения конкурсов тематика работ была расширена: работа по подготовке кадров, организация работы с молодежью, решение правовых аспектов молодежной политики.

Конкурсные работы связаны с современными тенденциями развития новых видов оборудования, контрольно-измерительных и аналитических приборов для нефтегазового комплекса, совершенствованием технологических процессов, решением проблем охраны окружающей среды, автоматизацией процессов с разработкой компьютерных программ, использованием интеллектуальной собственности в хозяйственной деятельности предприятий, ремонтом и диагностикой оборудования, промыслово-геологическими исследованиями, комплексными обследованиями с целью повышения надежности и сроков службы оборудования, решением правовых аспектов освоения природных ресурсов, реализацией готовой продукции, созданием и выполнением программ по организации молодежной политики, разработкой методики



определения трудового потенциала на предприятиях и др.

Анализ представляемых на конкурс работ свидетельствует о большом творческом потенциале и высоком интеллектуальном уровне молодежи предприятий и организаций ТЭКа.

Необходимо отметить, что проведение ежегодных конкурсов ТЭК активизировало работу с молодежью внутри компаний. Аналогичные конкурсы уже проводятся среди предприятий и организаций ОАО «НК «ЛУКОЙЛ», ОАО «НК «Роснефть», АК «Транснефть», ОАО «ТНК-ВР», РАО «ЕЭС России».

Правительством Российской Федерации принято Постановление от 11 июля 2005 г. № 422 « О государственной Программе «Патриотическое воспитание граждан Российской Федерации на 2006-2010 годы».

Программа представляет собой комплекс нормативно-правовых, организационных, научно-исследовательских мероприятий, призванных обеспечить решение основных задач в области патриотического воспитания. В нее включено проведение ежегодных всероссийских конкурсов научно-исследовательских и творческих работ молодежи.

В настоящее время проходит ежегодный XVII Конкурс научно-технических разработок среди молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса под девизом «Меня оценят в XXI веке».



СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ХРАНЕНИЯ И ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ОДОРАНТА

М.Ю.Алаев

Филиал ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» Пензенское ЛПУМГ

Важным аспектом при распределении природного газа в населенных пунктах является безопасность его использования. Для придания газу специфического запаха в него добавляют специальные вещества – одоранты, которые позволяют обнаружить его утечку. В тоже время одорант относится к веществам второго класса опасности.

Физико-химические свойства одоранта и действие одоранта на организм человека.

Одорант СПМ – смесь природных меркаптанов, состоит из метил-, этил-, пропил- и бутилмеркаптанов (тиолов) и предназначен для одоризации природных газов промышленного и коммунально-бытового назначения.

Одорант представляет собой легко летучую высоко кипящую прозрачную жидкость с резким специфическим неприятным запахом, который ощущается при концентрациях порядка миллионных долей объемного процента.

Плохо растворим в воде. Хорошо в спирте и эфире. Пары одоранта тяжелее воздуха. Легко поглощаются почвой.

Температура начала кипения – ниже 35⁰ С.

Температура застывания – минус 147,9⁰ С.

Плотность одоранта при 20⁰ С – 0,81 – 0,84 г/см³.

Нижний и верхний концентрационные пределы воспламенения составляют 2,8% - 18,2% по объему в смеси с воздухом.

Одорант – сильный нервный яд, обладающий наркотическим эффектом, раздражающим действием на слизистые оболочки глаз, верхние дыхательные пути и кожу.

В ничтожных концентрациях пары одоранта вызывают тошноту и головную боль, при более высоких – рвоту и понос. Тяжелое отравление сопровождается длительным бессознательным состоянием, судорогами и слепотой.

Наиболее поражаемые органы и системы: центральная нервная система, печень, почки, сердечно-сосудистая система, органы зрения, верхние дыхательные пути.

ПДК атмосферного воздуха этил меркаптана – 5x10⁻⁵ мг/м³.

Высокая токсичность, коррозионная агрессивность одоранта обуславливает необходимость некоторых специфических требований, обеспечивающих пожаровзрывобезопасность, безопасность работающих, экологическую безопасность.

Хранение смесей природных меркаптанов (одорантов) на газораспределительных станциях ОАО «Газпром» осуществляется в подземных одностенных металлических емкостях, изготовленных из низколегированных углеродистых сталей, являющихся сосудами высокого давления. В процессе эксплуатации,



при взаимодействии меркаптанов с железом корпуса емкости, происходит образование сульфидов металлов внутри емкости, а также корродирование наружной поверхности под воздействием грунтовых вод, электрохимической коррозии и т.д. В результате со временем происходит местное разрушение корпуса емкости, что может привести к утечке одоранта в грунт. Конструкция емкостей не позволяет контролировать момент начала утечки одоранта. В случае утечки одоранта произойдет попадание его в грунтовые воды и далее в систему водоснабжения населенных пунктов, что может повлечь массовые отравления населения. В соответствии

с нормами проектирования для обеспечения экологической безопасности емкости должны монтироваться в защитных подземных бетонных бункерах, стоимость которых превышает стоимость емкости.

Недостатками существующего способа хранения и применения одорантов являются:

- загрязнение одоранта продуктами коррозии внутренней поверхности металлических емкостей;
- отсутствие системы контроля утечек одоранта (п. 9.7.7. СТО Газпром 2-3.5-051-2006);
- отсутствие постоянного контроля герметичности емкостей;
- сложность проведения гидравлических испытаний, что при хранении смесей природных меркаптанов является весьма сложной и небезопасной процедурой;
- малый срок эксплуатации емкостей хранения одоранта (10 лет);
- отсутствие учета количества одоранта в емкости, а в связи с этим сложность слива одоранта в емкость из контейнера или автоцистерны;
- необходимость строительства громоздких и низкоэффективных защитных подземных бункеров.

Техническое освидетельствование существующих емкостей представляет собой целый комплекс работ: демонтаж емкости из бункера, освобождение емкости от одоранта, очистка емкости от шлама, нейтрализация остатков одоранта, наружный и внутренний осмотр, определение толщины стенок емкости, гидравлические испытания и последующий монтаж емкости. Кроме того, возникает проблемы с утилизацией остатков одоранта, шлама и воды после гидравлических испытаний.

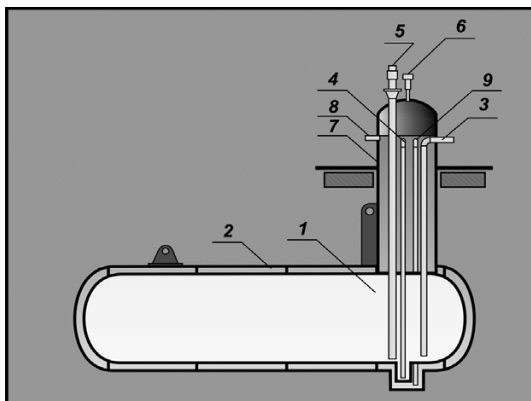
К недостаткам существующих емкостей хранения одоранта относится также малый срок эксплуатации, с этим связана проблема утилизации отработавших свой ресурс емкостей. Кроме того, способ утилизации емкостей одоранта на сегодняшний день не регламентируется ни одним документом.

ПРЕДЛАГАЕМАЯ СИСТЕМА.

Двустенная емкость, (Рис.1) конструкция, которой предложена специалистами Пензенского ЛПУМГ, а технология производства разработана ОАО «ВНИИПХИММАШ» г. Пенза, позволяет избавиться от этих недостатков, предотвратить угрозу загрязнения одорантом окружающей среды при экс-



платуации и контроле состояния стенок емкости в процессе эксплуатации, проводить гидравлические испытания на рабочее давление межстенного пространства.



а



б

Рис.1. Двустенная емкость хранения одоранта

а – конструкция емкости, б – внешний вид.

1 – внутренний сосуд, 2 – внешний сосуд, 3 – штуцер подачи одоранта, 4 - штуцер для удаления загрязнений, 5 – датчик уровня одоранта, 6 – датчик давления, 7 – горловина, 8 – штуцер подачи воды, 9 – штуцер для удаления загрязнений.

Емкость состоит из наружной 2 и внутренней 1 оболочек. Внутренняя оболочка выполнена из коррозионно-стойкой высоколегированной стали. Для удаления загрязнений из корпуса 1 предусмотрен патрубок 4; для перекачки одоранта в расходные бачки предназначен штуцер 3.

Заводом изготовителем разработана и согласована с Ростехнадзором методика проведения периодических испытаний. Поскольку пространство корпуса сосуда 1 двустенной емкости недоступно для проведения внутреннего осмотра, проводится постоянный контроль герметичности корпусов сосудов и межстенного пространства двустенного сосуда путем непрерывного автоматического контроля избыточного давления в корпусе 1 и межстенном пространстве сосуда при помощи датчика давления 6. Давление инертного газа, которым заполнено межстенное пространство ниже, чем давление одоранта в сосуде 1. В случае аварийной ситуации – утечка одоранта из сосуда 1, где он находится под давлением выше, чем давление инертного газа, одорант попадет в полость сосуда 2 и горловины 7. При этом в указанных полостях, объем которых минимален, происходит резкое повышение давления, которое фиксируется датчиком давления 6. При поступлении сигнала о повышении давления в рубашке 2 горловине 7, т.е. сигнала об утечке одоранта в полость с инертным газом, необходимо произвести передавливание одоранта из аварийной емкости в резервную емкость, а аварийная емкость подвергается дегазации и утилизации. При этом одоризация газа не прекращается. В случае



уменьшения давления инертного газа – сигнализирует о разгерметизации сосуда 2.

В течение всего периода эксплуатации емкости, в том числе во время слива одоранта, давление инертного газа постоянно контролируется, и даже в случае утечки одоранта из внутренней емкости исключается загрязнение окружающей среды.

Для проведения испытаний (гидравлических или пневматических), не обязательно удалять одорант из сосуда 1, необходимо лишь снизить давление внутри сосуда 1 до атмосферного. Полость рубашки 2 и горловины 7 с расчетным давлением, превышающим номинальное рабочее давление емкости, заполняется испытуемой средой. В случае сохранения герметичности сосуда 1, сосуда 2 и горловины 7, емкость считается пригодной для дальнейшей эксплуатации. Таким образом, при гидравлических испытаниях вода не соприкасается с одорантом, т.е. не загрязняется и исключается необходимость в использовании дополнительного оборудования для хранения, транспортирования и утилизации загрязненной одорантом воды. При этом испытания можно производить практически в любой момент эксплуатации емкости.

Решение проблемы учета остатков одоранта в емкости хранения реализовано путем применения **интеллектуального датчика уровня одоранта (ДАКЖ.407641.001-01)** производства НТК ФГУП «ПО Старт» г. Заречный Пензенской области), который позволяет, имея тарированную заводом изготовителем емкость, преобразовать с помощью программного расчета уровень одоранта в его массу. Затем данные о количестве одоранта передаются в систему телемеханики.

Устройство и работа. Поток гамма-излучения от излучателя 1 ослабляется контролируемой средой и регистрируется в блоке детектирования 2, в котором этот поток преобразуется в последовательность статически распределенных импульсов со средней частотой следования прямо пропорциональной плотности потока гамма-излучения.

Импульсы с блока детектирования поступают на блок обработки 3, который преобразует частоту следования импульсов и отображает измерения уровня на индикаторе. Токовый сигнал поступает на измерительный вход контролируемого пункта, в котором осуществляется преобразование значения тока в остаточную массу одоранта.

Конструкция системы измерения выполнена таким образом, что ни один элемент системы не соприкасается с одорантом, поэтому данная система свободно может подвергаться техническому обслуживанию, тарировке и поверке.

Применение интеллектуального датчика уровня позволяет производить точный учет количества остатков одоранта как на одной ГРС в отдельности, так и на предприятии в целом.

Таким образом, применение системы хранения и учета одоранта, состоящей из двустенной емкости и интеллектуального датчика уровня позволяет:

- обеспечить гарантированную защиту окружающей среды от разгерме-



тизации емкости за счет постоянного контроля пространства между стенками емкости;

- осуществлять проведение периодических испытаний без освобождения внутренней емкости от одоранта;
- обеспечить учет израсходованного одоранта и остатков одоранта;
- создать автоматизированные рабочие места;
- увеличить срок безопасной эксплуатации подземных емкостей с 10 до 30 лет за счет применения высоколегированных сталей в сосуде 1, что соответствует существующим требованиям ОАО «Газпром» к ресурсу систем и оборудованию, используемым на ГРС. При положительных результатах испытаний после гарантированного времени использования, срок эксплуатации продлевается.

На данном этапе разработана конструкторская документация двустенной емкости, изготовлен опытный образец.

Получены:

- разрешения Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору на применение оборудования;
- сертификаты соответствия на оборудование;
- санитарно-эпидемиологические заключения на оборудование;
- патент на разработку №65876.
- проведены межведомственные квалификационные испытания опытного образца. По результатам испытаний двустенная емкость хранения рекомендована к применению на предприятиях ОАО «Газпром».

В этой работе рассмотрена совершенно новая система, которая наиболее полно отвечает современным требованиям, предъявляемым к процессу одоризации газа. Но кроме высоких технических характеристик ее применение должно быть экономически обосновано.

Сравнительный анализ, приведенный в Таблице , где представлены затраты на установку и техническое обслуживание существующей и предлагаемой системы, позволяет сделать вывод, что она не только технологически эффективна, но и позволяет достичь значительной экономии.



Показатели	Существующая система	Затраты на 30 лет	Предлагаемая система	Затраты на 30 лет
Стоимость емкости	704446	4029431	847360	847360
Строительство бункера	447708	447708	0	0
Монтаж емкости	4808	4808	5090	5090
Гидроиспытания 1 раз в 8 лет	64563	537879	18144	153358
Наружный и внутренний осмотры 1 раз в 2 года	61038	1831656	18144	544472
Итого затраты:	1282563	6851482	888738	1550280

Вывод: из вышеприведенных расчетов мы можем видеть, что применение предлагаемой системы одоризации газа экономически целесообразно. Эффект применения данной системы на одной ГРС составляет **5301202** рубля за 30 лет эксплуатации.

На сегодняшний день большая часть эксплуатируемых газораспределительных станций находится на надомной (обслуживание двумя операторами) и периодической (обслуживание одним оператором) формах обслуживания. Основной проблемой перевода ГРС на централизованную форму обслуживания (безлюдная технология) в настоящее время является несовершенная система одоризации и отсутствие системы контроля и сигнализации процесса одоризации. Внедрение предлагаемой системы позволит перейти к централизованной форме обслуживания и создать условия для надежного газоснабжения потребителей. Кроме того, применение этой системы позволит исключить риск экологической катастрофы, обеспечение промышленной безопасности, создать автоматизированные рабочие места и осуществлять постоянный контроль за работой системы, увеличить срок службы оборудования до срока эксплуатации ГРС, экономить денежные средства: экономический эффект от внедрения данной системы на одной ГРС по предварительным данным составит: **5301202** рубля на 30 лет эксплуатации.



ВЕНТИЛЬНЫЙ ПРИВОД В НЕФТЕДОБЫЧЕ

И.В.Азанов, А.К. Шамигулов

ОАО «ТНК-Нижневартовск», СНГДУ №2 ОАО «Самотлорнефтегаз»

ТНК-НВ и СНГДУ-2 являются первыми предприятиями в ТНК-ВР, на которых начали применять вентильные электродвигатели в качестве привода УЭЦН. Опытнo-промышленная эксплуатация вентильных двигателей началась в 2005 году.

Сейчас в качестве привода УЭЦН в основном используются асинхронные двигатели. Однако этой технологии уже более 100 лет, максимальный КПД составляет не более 85% и возможности дальнейшего улучшения показателей практически исчерпаны.

В то же время существуют вентильные электродвигатели, которые обладают более высокими характеристиками, и уже давно используются в Военно-промышленном комплексе, космонавтике. Они так же нашли свое применение в качестве привода высокоскоростных поездов Великобритании, Франции, Испании и Японии.

Еще недавно вентильные электродвигатели не использовались в нефтяной промышленности, сейчас они применяются в насосных станциях добывающих предприятий, и, конечно же, в качестве привода УЭЦН.

В ТНК-НВ и СНГДУ-2 применяются вентильные электродвигатели производства компании «Борец». Именно на наших предприятиях проходила опытнo-промышленная эксплуатация этих двигателей, сейчас опытнo-промышленная эксплуатация завершена, и готовится их масштабное серийное производство.

Компания «Борец» постоянно совершенствует свое оборудование. Так за полтора года мощность выпускаемых двигателей возросла в 4 раза с 62 до 250 кВт.

Другие компании также заинтересовались опытом применения вентильных электродвигателей компании «Борец» на предприятиях ТНК-ВР.

В настоящий момент вентильные двигатели находятся в эксплуатации в таких компаниях как:

- Роснефть – Юганскнефтегаз
- Газпромнефть
- Салым петролеум Девелопмент
- Сургутнефтегаз
- СП «Черногорское» - Русснефть

Однако наша компания лидирует по количеству эксплуатируемых вентильных электродвигателей, компании «Борец».



Помимо ТНК-НВ и СНГДУ-2 вентильными двигателями заинтересовались такие предприятия ТНК-ВР как:

- Самотлорнефтегаз
- ТНК-Нягань
- Оренбургнефтегаз
- Варьеганнефтегаз
- ННП

Основные преимущества вентильных электродвигателей:

в первую очередь, это их функциональные возможности, расширенные в сравнении с обычными асинхронными двигателями.

Эти функциональные возможности позволяют:

- ◆ Увеличить ресурс УЭЦН
- ◆ Улучшить энергетические характеристики
- ◆ Улучшить ситуацию в области промышленной безопасности

Функциональные возможности вентильного электродвигателя:

- ❖ ВЭД имеет бесконтактную конструкцию, в них отсутствуют скользящие контакты, что существенно повышает ресурс в сравнении с традиционными ПЭД с обмоткой на роторе.
- ❖ Конструкция вентильного двигателя позволяет осуществлять плавный пуск без использования ЧРП. Плавный пуск очень важен при освоении, выводе на режим, а также в случае периодической работы скважины. Он позволяет избежать массового выноса мехпримесей, повышенных нагрузок на вал.
- ❖ В отличие от асинхронных ПЭД КПД вентильного двигателя мало меняется при изменении нагрузки двигателя по мощности и при колебаниях напряжения.
- ❖ Минимальное значение токов холостого хода и рабочего тока позволяет точно измерить нагрузку на привод, оптимизировать работу УЭЦН.
- ❖ Легче отстроить защиту по минимальному току, т.е. в случае прорыва газа не произойдет пробоя изоляции.
- ❖ Вентильные двигатели позволяют регулировать частоту вращения вала в расширенном диапазоне.

При запуске, выводе на режим и эксплуатации существует необходимость регулирования параметров системы: насос-скважина. Регулирование частоты вращения позволяет оперативно реагировать на изменения дебита, динамического уровня, без остановок и СПО.

У обычных УЭЦН для решения этих проблем прибегают к штуцерованию,



изменению глубины подвески, получая при этом, большой износ оборудования, повышенное расходование электроэнергии и увеличивая вероятность аварии.

- ❖ Уникальная и более простая конструкция двигателя позволяет регулировать обороты без использования ЧРП, данная возможность заложена в саму конструкцию двигателя.
- ❖ За счет более высокого КПД у вентильных электродвигателей низкий перегрев, т.к. меньше энергии рассеивается в виде тепла. Соответственно выше ресурс изоляционных материалов, что позволяет сократить отказы по такой причине как оплавление кабельного удлинителя в месте кабельного ввода.
- ❖ Кроме того, при освоении скважин с использованием обычных ПЭД необходимо обеспечить охлаждение двигателя, поэтому двигатель периодически останавливают. Вентильный электродвигатель позволяет вывести скважину на режим без остановок на охлаждение.

№	Скважина	Мощность двигателя	Дата монтажа	Наработка, дней
1	30838	45	09.12.06	316
2	29621	36	10.12.06	315
3	14135	36	02.01.07	292
4	6929	36	08.01.07	286
5	3310	36	14.01.07	280
6	10736Б	36	02.03.07	233
7	35433	36	18.03.07	217
8	20207	36	21.03.07	214
9	25356	36	25.03.07	210
10	43061	36	02.04.07	202
11	25259	36	03.04.07	201
12	65008	36	07.04.07	197
13	43055	36	08.04.07	196
14	43054	36	23.04.07	181
15	43114	36	12.05.07	162
16	80542	45	15.06.07	128
17	80646	36	25.06.07	118
18	4132	36	25.07.07	88
19	39264	36	21.08.07	61
20	27406	36	27.08.07	55
21	14161	36	10.09.07	41
22	85038	36	17.09.07	34
23	2547Б	26	24.09.07	27
24	60271	45	28.09.07	23

СНГДУ-2

№	Скважина	Мощность двигателя	Дата монтажа	Наработка, дней
1	26201	72	10.12.2005	680
2	50749	36	30.09.2006	386
3	61504	45	14.10.2006	372
4	61511	45	22.10.2006	364
5	18854	45	28.10.2006	358
6	51165	72	20.12.2006	305
7	51126	72	05.04.2007	199
8	25912	36	02.06.2007	141

ОАО ТНК-Нижневартовск

В таблицах представлен действующий фонд добывающих скважин ТНК-Нижневартовск и СНГДУ-2, оборудованных вентильными электродвигателями.

По состоянию на 20 октября 2007 г. максимальная наработка по СНГДУ-2 составила **316 дней**, а по ТНК-Нижневартовск – **680 дней**



Скв.	Мощность Двигателя, кВт	Тип ПЭД	Потребление энергии, кВт*ч/сут	Отклонение от ВЭДБТ, кВт*ч/сут	Экономия при применении ВЭДБТ, за месяц (30 дн), кВт*ч	Экономия при применении ВЭДБТ, за год, кВт*ч
16095	32	1ВЭДБТ32-117	584,19			
14262	32	32-117 "Алнас"	672,76	88,57	2657,1	32328,1
20025	32	32-117 "Алнас"	718,67	134,48	4034,4	49085,2
26201	72	1ВЭДБТ72-117	1165,87			
8040	63	63-117 "Алмаз"	1355,27	189,40	5682,0	69131,0
16140	63	63-117 "Борец"	1400,89	235,02	7050,6	85782,3
5706	63	63-117 "Алнас"	1606,48	440,61	13218,3	160822,7
38027	70	70-117 "Борец"	1681,99	516,12	15483,6	188383,8

Расчет наработки по методике ТНК-ВР показал, что в результате применения вентильных электродвигателей наработка на единицу оборудования увеличилась следующим образом:

на 540 дней или 72.5% по СНГДУ-2

на 225 дней или 38.5 % по ТНК-Нижневартовск

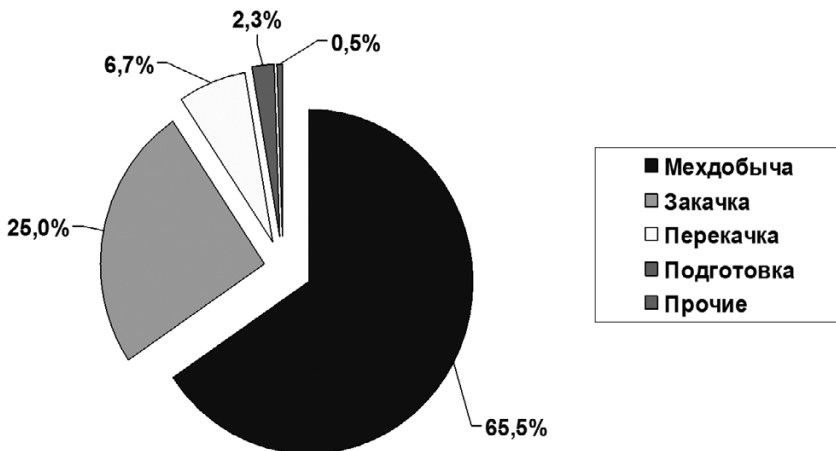
Одним из ключевых направлений управления энергетикой компании является ЭНЕРГОСБЕРЕЖЕНИЕ.

Тарифы на электроэнергию постоянно растут, кроме того растут удельные затраты на подъем 1 тонны жидкости. Так за 3 года они возросли со 100 до 160 кВт, это происходит в связи с постоянным ростом обводненности скважинной продукции. Программа по энергосбережению на 2006-2007 годы подразумевает реализацию локальных эффективных проектов энергосбережения.

В 2006 году доля затрат на потребление электроэнергии на подъем жидкости механическим способом составила 5% от себестоимости подъема нефти или 480 млн. рублей для ТНК-Нижневартовск и СНГДУ-2 вместе взятых



Структура потребления электроэнергии



На диаграмме наглядно видно, что 65.5 % потребления электроэнергии приходится на механическую добычу, из них 96.5 % приходится на УЭЦН.

В ТНК-Нижневартовск были осуществлены замеры потребления электроэнергии с использованием сертифицированных счетчиков и по утвержденным методикам.

Замеры производились на скважинах с похожими скважинными условиями.

В таблице вы можете увидеть разницу в потреблении электроэнергии между ВЭД и традиционными ПЭДами, а так же экономию электроэнергии за год.

Для того чтобы уйти от конкретных скважинных условия был произведен следующий расчет:

Были отобраны 6 скважин с асинхр. ПЭД и 6 скважин с ВЭД с одинаковой средней мощностью двигателей.

№ п/п	Куст	Скважина	Тип ПЭД	Потребление кВт*ч/сут
1	373	14262	32-117 "Алнас"	672,76
2	588	7083	32-117 "Алнас"	580,43
3	2063	40692	45-117 "Борец"	811,66
4	2015	40510	45-117 "Алнас"	871,84
5	1543	16140	63-117 "Борец"	1400,89

949 кВт*ч / сутки
100 %

Среднее потребление энергии при использовании традиционных ПЭД (949 кВт.Ч) примем за 100 %,



№ п/п	Куст	Скважина	Тип ПЭД	Потребление кВт*ч/сут
1	1534	16095	1ВЭДБТ32-117	584,19
2	373	7143	1ВЭДБТ32-117	549,05
3	2141	50749	1ВЭДБТ36-117	861,43
4	2135	25780	1ВЭДБТ45-117	641,13
5	882	18854	1ВЭДБТ45-117	575,43
6	912	26201	1ВЭДБТ72-117	1165,87

730 кВт*ч / сутки
76,88 %

тогда среднее потребление энергии при использовании ВЭД – 730 кВт.Ч – составляет 76,88 % от потребления энергии асинхронными ПЭД.

Разница в потреблении составляет 23,12%

Экономия при применении ВЭД на всём фонде скважин ТНК-Нижневартовск и СНГДУ-2, оборудованных УЭЦН, составила бы **70,15 млн. рублей в год.**

Эксплуатация УЭЦН неразрывно связана с таким понятием как гармоники – продолжительные возмущения или искажения в электрической сети.

Для достижения тех же функциональных возможностей, что и ВД, традиционные ПЭД необходимо использовать в связке с ЧРП – частотно-регулируемым приводом. Исследования показали, что применение ЧРП приводит к возникновению гармоник, и следовательно к появлению таких негативных явлений как:

- Искажение формы питающего напряжения
- Падение напряжения
- Резонансные явления
- Вибрация
- Нагрев конденсаторов

Был зарегистрирован ряд случаев, когда на трансформаторных подстанциях происходил взрыв БСК – батарей статических конденсаторов. Расследования показали, что взрывы БСК были вызваны негативным влиянием гармоник. Выход из строя БСК имеет следующие последствия: остановка и простой скважин, потери в добыче нефти, незапланированные затраты на ремонт оборудования

Исследования, проведенные в ТНК-НВ, а так же в Газпромнефть показали, что использование вентильных электродвигателей позволяет избежать вышеописанных проблем.

Одним из основных приоритетов компании ТНК-ВР является охрана труда и промышленная безопасность. Более высокая надежность вентильных электродвигателей и их уникальные характеристики позволяют сократить количе-



ство операций ПРС по причине выхода из строя погружного электродвигателя, а также исключают работы по замене установки, связанных с изменением скважинных условий.

Как известно работы на устье скважины являются одними из самых опасных операций. Вентильный двигатель позволяет сократить количество работ на устье скважины.

Регулирование частоты вращения вала без использования ЧРП, отсутствие вредного влияния гармоник позволяет сократить количество потенциально опасных работ по обслуживанию и ремонту энергетического оборудования.

Если применение вентильного электродвигателя позволит избежать хотя бы одного несчастного случая или спасет чью-то жизнь, мы в праве считать это достойным результатом нашей работы.

Дальнейшие действия включают в себя: мониторинг наработки на отказ, анализ причин отказов скважин, оборудованных УЭЦН с ВЭД, взаимодействие с заводом-изготовителем.

С учетом существующих преимуществ мы рекомендуем масштабное применение вентильных электродвигателей в Компании в качестве привода УЭЦН.

МЕТОДОЛОГИЯ ЭФФЕКТИВНОГО ПРИМЕНЕНИЯ СОВРЕМЕННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ПРОВЕДЕНИЯ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ ПРИМЕНИТЕЛЬНО К ШЕЛЬФОВОЙ ЧАСТИ СЕВЕРНОГО КАСПИЯ

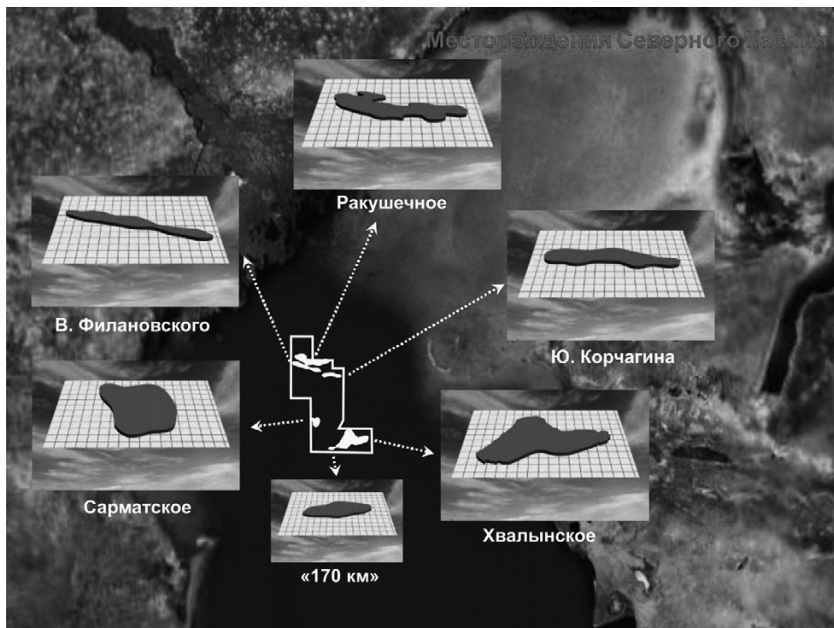
А.Г. Алексеев , А.П.Бяков , М.А.Сибилёв , С.В.Яночкин

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

Каспийское море – это ближайшее будущее российской нефтегазодобычи. Новые открытия на Каспии обусловлены оптимизацией комплекса ГРП.

Базисом для данных открытий послужил ряд работ, проведенных в этом районе: 2Д, 3Д сейсморазведка, электроразведка, аэромагнитная съемка, геохимическая съемка.

В результате проведенных исследований впервые для акватории Каспия выработаны надежные, апробированные в производственных условиях, комплексы технологий использования различных геолого-геофизических методов, позволяющих успешно решать задачи поисков, доразведки и подготовки выявляемых объектов к бурению. Это позволило резко сократить сроки выявления и подготовки нефтегазоперспективных объектов к бурению, повысить качество и надежность их подготовки, обеспечить оптимальный режим проводки и исследований бурящихся скважин.



Высокая подтверждаемость подготовленных к поисковому бурению структур, во многом определялась качеством проведенных сейсмических исследований. Кроме того, в акватории Каспия были применены новейшие методы исследований геолого-геофизической информации, такие как, технология «AVO-Литоскан», моделирование петрофизических свойств коллекторов, проведение переинтерпретации сейсмических материалов 3D новым методом структурно-формационной и динамической интерпретации.

На сегодняшний день сейсморазведкой и другими методами исследований подготовлено к глубокому бурению 12 структур, на которые выданы паспорта. Проверены бурением шесть структур, что привело к открытию новой нефтегазоносной провинции с доказанными запасами категории C1+C2 свыше миллиарда т.у.т.

Район региональных работ территориально находится на юге Астраханской области и восточной части республики Калмыкия на суши и простирается до 44 параллели на акватории Каспийского моря. Большая часть района работ расположена в сложных орогидрографических условиях, что существенно осложняет проведение ГРП на данном этапе и требует существенной оптимизации комплекса работ.

Разработка методологии подразумевает использование оптимального комплекса исследований для решения задач ГРП на различных этапах. Для этого необходимо осветить ряд проблем, присущих территории исследова-



ния:

1. ГРП в морских условиях подразумевают большие затраты;
2. Сезонность работ в пределах Северного Каспия представляет определенные неудобства;
3. Отсутствие необходимой техники для проведения поисково-разведочных работ на участках, где глубина моря превышает 40 м отметку;
4. Экологические факторы;
5. Поиск неструктурных ловушек.

Именно эти вышеописанные факторы явились предпосылками для разработки методики комплексирования применительно для шельфов морей, на примере Каспийского моря.

Как известно, уже существует стандартная схема проведения ГРП в условиях суши, которая представляет собой определенную этапность - последовательность проведения геологоразведочных работ:

1. Региональный этап
2. Поисково-оценочный этап
3. Разведочный этап

В данной работе рассмотрена новая концепция реализации данных этапов в морских условиях, позволяющая минимизировать упомянутые проблемы как с геологической, так и с экономической точки зрения.

На поисково - оценочном этапе основной проблемой является неопределенность скоростной модели среды, что существенно влияет на точность структурных построений, изучение особенностей структурного строения в пределах выявленных поднятий и необходимость проведения работ по опережающему прогнозу коллекторов и УВ-насыщения для опоскования и разбровки перспективных объектов до поисково-оценочного бурения.

На разведочном этапе основная проблема – низкая степень изученности месторождений бурением и ряд других отрицательных факторов, влияющих на риски освоения месторождений.

В целом, все вышеописанные проблемы являются характерными для морских работ на акватории Каспия. В рамках предлагаемой авторами методики оптимизирован стандартный комплекс ГРП для достижения максимальной эффективности. Разработанная технология представляет оптимальный комплекс методов, применяемых на каждом этапе, апробирована на лицензионных участках ОАО «ЛУКОЙЛ», позволяет на всех этапах ГРП достигать высокой экономической эффективности, а также применение данной методики соответствует критериям политики Компании в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.



ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКОЕ ОБОСНОВАНИЕ ВЫБОРА МЕТОДОВ ЗАЩИТЫ ОТ КОРРОЗИИ ТРУБОПРОВОДОВ, ПРИМЕНЯЕМЫХ НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Э.Н. Аминова

ОАО «Самотлорнефтегаз» ОАО «ТНК-ВР»

В связи со вступлением Самотлорского месторождения в позднюю стадию разработки и, соответственно, значительным ростом обводненности скважин и большими объемами закачиваемых в разрабатываемые пласты химических реагентов, одной из актуальных является проблема коррозионного разрушения оборудования и трубопроводов. Все виды коррозии – наружной и внутренней, - нарушают герметичность и соответственно приводят к потере нефти. Коррозия металла является основной причиной большинства аварий на трубопроводах, при этом ущерб наносится вследствие не только недополучения продукции, но и загрязнения окружающей среды.

Поздняя стадия разработки Самотлорского месторождения также обуславливает устаревание трубопроводного парка - возраст трубопроводов достигает 20 лет. Наибольшее количество трубопроводов приходится на нефтесборные сети. Таким образом, принимая во внимание актуальность проблемы коррозионного разрушения оборудования и трубопроводов, объектом анализа в научно-практической работе были выбраны нефтесборные сети.

Снижение или предотвращение коррозии нефтепромыслового оборудования в ОАО «Самотлорнефтегаз» достигают за счет использования специальных средств защиты, в том числе защитных покрытий и использования ингибиторов коррозии. Разработке технико-экономического обоснования выбора действенных методов защиты от коррозии трубопроводов, применяемых на Самотлорском месторождении, посвящена данная работа.

Среди эксплуатируемых трубопроводов нефтесборных сетей присутствуют следующие их разновидности:

- стальные, изготовленные из обычных низкоуглеродистых марок сталей без внутреннего защитного покрытия (так называемые «черные трубы»);
- стальные, изготовленные из труб с повышенными коррозионными свойствами, с полным защитным покрытием без защиты сварного шва, а также с защитой сварного стыка втулками, протектором, биметаллическими кольцами;
- неметаллические трубопроводы (полиэтиленовые, армированные синтетическими и базальтовыми нитями (ТАН); стеклопластиковые).

Причинами невыбора неметаллических труб для анализа является ряд особенностей их использования на Самотлорском месторождении, которые позволяют сделать вывод о неравнозначности сравнения методов защиты от коррозии.

Согласно статистическим данным, получаем следующие результаты:

- Трубопроводы, выполненные из стали повышенной коррозионной стой-



кости, с полным покрытием и защитой сварного шва втулками отказов не имеют.

- Больше всего отказов приходится на трубопроводы, которые выполнены из обычных марок стали и не имеют внутреннего антикоррозионного покрытия. Так же отказы присутствуют на трубопроводах с защитой сварного стыка протектором и биметаллическими кольцами.

Так как эффективность эксплуатации трубопроводов в ОАО «Самотлор-нефтегаз» наряду с использованием полного покрытия достигается также и за счет применения ингибиторной защиты, предлагается технико-экономическое обоснование использования данных методов защиты.

Особенностью применения ингибиторов коррозии состоит в том, что реагент защищает внутреннюю поверхность трубопровода на всем протяжении своего следования в потоке рабочей жидкости. На Самотлорском месторождении в виду высокой обводненности продукции используются водорастворимые ингибиторы коррозии, которые адсорбируются к стальной поверхности и образуют барьер на пути электрического тока. За последние 3 года – существенная доля в общем объеме мероприятий по предупреждению коррозии трубопроводов. На 01.01.2007 всего под ингибиторной защитой находятся 251,2 км., в том числе нефтесборные сети 44,9 км.

Распределение трубопроводов по диаметрам значительно – от 57 мм до 720 мм, наиболее распространенным для нефтесборных сетей является диаметр – 114 мм и 273 мм. В то время как диаметр 114 мм применяется на выкидных линиях трубопроводов, диаметр 273 мм - на трубопроводах основных стволов, т.е. являются наиболее капиталоемкими, поэтому в дальнейшем, для простоты анализа, мы будем использовать этот типоразмер.

В основе экономического анализа лежит выбор наименьших приведенных затрат. При проведении реконструкции предпочтение следует отдавать варианту с наименьшими приведенными затратами.

$$Costs = \sum_{t=0}^n CF_t (1+a)^t / (1+K)^t$$

где:

$Costs_t$ - ожидаемое вложение денежных средств в t -ый год (без учета инфляции).

a - коэффициент инфляции.

K - коэффициент дисконтирования.

Таким образом, в данной работе предлагается рассмотреть два вида труб – с полным покрытием и с внешним покрытием с использованием ингибиторной защиты. Для наглядности осуществляется расчет так называемой «черной трубы» - с внешним покрытием, но без использования дополнительной защиты. Данные виды трубопроводов отличаются по стоимости самих материалов, стоимости строительно-монтажных работ, эксплуатационных затрат,



сроку службы до их замены. Кроме этого следует отметить, что использование ингибиторов зависит от производительности трубопровода по жидкости, т.е. от объема перекачки реагента.

Согласно ЗАО «Управление по ремонту труб», были получены данные по стоимости строительства 1 км стальных труб $\varnothing 273$ мм., построенных из обычной марки стали (ст. 20 по ГОСТ) для Нижневартовского региона, а также стоимости наружного и полного покрытия, стоимости втулок для защиты сварного стыков. Средняя стоимость эксплуатационных затрат определена из сметы затрат Базы по эксплуатации, техническому обслуживанию и ремонту трубопроводов – 201 тыс.руб./год за 2006 год.

Последний, однако, очень существенный параметр, влияющий на экономические показатели - средний срок службы до замены. Здесь не существует четких пределов. Часть стальных трубопроводов, построенных на нефтесборных сетях из обычных марок сталей (Ст10, Ст20 по ГОСТ) из-за высокой аварийности, требуют замены уже через 1 год после строительства, некоторые служат до 7-10 лет. В дальнейших расчетах, на основе ретроспективного анализа сроков службы до замены стальных трубопроводов, срока службы защитного покрытия приняты следующие значения сроков службы:

- Стальные, изготовленные из обычных низкоуглеродистых марок сталей без внутреннего защитного покрытия (так называемая «черная труба») - 10 лет;
- Стальные, изготовленные из труб с повышенными коррозионными свойствами, с полным защитным покрытием и защитой сварного стыка втулками - 20 лет;
- Стальные, изготовленные из труб с повышенными коррозионными свойствами, с внешним защитным покрытием и защитой ингибиторами коррозии - 20 лет.

Особенностью использования ингибиторной защиты является большая капиталоемкость – помимо затрат на трубу и покрытие, необходимы на установку дозирования химического реагента – УДХ - (каждые 10 лет), а также большие эксплуатационные затраты, включающие затраты на обслуживание УДХ и узла контроля коррозии. Непосредственно необходимо закупать ежегодно ингибитор, в зависимости от объема прокачиваемой жидкости.

Поскольку при большей протяженности трубопровода выгодней использовать ингибиторную защиты – в виду особых свойств ингибитора (образование барьеров на внутренней стороне трубопровода), - использование ингибиторной защиты на большем километраже проявляет себя эффективней в сравнении с полным покрытием трубопроводов.

Наряду с использованием метода приведенных затрат, оценку эффективности защиты трубопроводов от коррозии, можно также рассматривать как инвестиционный проект – то есть на основе расчета чистого дисконтированного дохода (Net present value, NPV) по формуле:



$$NPV = \sum_{k=1}^n \frac{P_k}{(1+r)^k} - \sum_{j=1}^m \frac{IC_j}{(1+i)^j}$$

где:

IC - ожидаемое вложение денежных средств в j -ый год;

P – ожидаемая величина доходов в k -ый год

n, m – период расчета

$n = m = 20$ лет

i, r - коэффициент дисконтирования

$i = r = 15\%$

При этом помимо расходной части (капитальные затраты на строительство трубопроводов и эксплуатационные расходы на обслуживание трубопроводов), в расчет принимается доходная часть, а именно: потери нефти; претензии за сверхлимитный сброс нефти; административные штрафы; затраты на ликвидацию последствий аварий; затраты на рекультивацию загрязненных земель.

Средние затраты на ликвидацию одного порыва определяются делением общих затрат на количество порывов. Санкции за экологический ущерб составили 46 млн. 476 тыс.руб. Затраты на ликвидацию порывов 1419 тыс.руб. Затраты на рекультивацию загрязненных земель 2 млн 274 тыс.руб. Кроме того, было безвозвратно потеряно 264 тн. нефти, при цене 5.432 тыс.руб./тн. финансовые потери составили 264 тыс.руб. В результате простоев из-за аварий добыча нефти снизилась на 483 тн. Без учета затрат на ее транспорт и переработку, составляющих незначительную часть ее стоимости, экономические потери предприятия составят 2 млн. 622 тыс.руб. При доле расходов на подготовку и транспорт нефти в размере 10% недополученный денежный поток составит 2 млн. 360 тыс.руб. Таким образом, 193 произошедших аварий по причине коррозии на нефтесборных сетях нанесли ОАО «Самотлорнефтегаз» экономический ущерб в размере 51 млн. 374 тыс. руб. Средние экономические издержки от одной аварии составили 51,374/199шт=265 тыс.руб.

На основе полученных данных были рассчитаны ключевые показатели эффективности инвестиционного проекта – чистый дисконтированный доход (NPV), индекс прибыльности (Profitable index, PI) и срок окупаемости. Сравнение полученных результатов позволяет сделать следующие выводы:

1. Наилучшие показатели по приведенным затратам и NPV имеют трубы с полным покрытием.

2. «Конкуренцию» трубопроводам с полным покрытием может составить применение труб без внутреннего покрытия с использованием ингибиторной защиты.

2.1. Экономическая эффективность применения ингибиторной защиты тем выше, чем меньше соотношение:

(Загрузка трубопровода, м3/сут) / (Длина трубопровода, км)

При этом экономически целесообразно использование ингибитора при



удельных расходах реагента - менее 7-9 тн./год на 1 км. При больших удельных расходах целесообразней в 2 раза чаще проводить замену (реконструкцию).

2.2. Более масштабное использование ингибиторной защиты на трубопроводах Самотлорского месторождения имеет ограничения по технико-экономическим причинам, в связи с высокой обводненностью (93%) продукции и высокими удельными расходами ингибитора – 11,9 тн/км/год.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ И ОСВОЕНИЕ ПРОИЗВОДСТВА ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТЫХ ПРОДУКТОВ НА ОСНОВЕ ПРОДУКТОВ ВТОРИЧНЫХ ПРОЦЕССОВ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА И ЗАМЕДЛЕННОГО КОКСОВАНИЯ

И.В.Кудрин, Ж.Н.Артемова

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН об изменении климата предписывает сократить к 2012 году выбросы парниковых газов в атмосферу на 5,2 %, исходя из объемов 1990 года. Федеральный закон «О ратификации Киотского протокола к Рамочной конвенции ООН об изменении климата» был принят Госдумой 22 октября 2004 года, одобрен Советом Федерации 27 октября и подписан Президентом РФ.

Принципиальными моментами в повышении экологичности автотранспорта является снижение удельного потребления топлива, а также улучшения его углеводородного и химического состава, обеспечивающего максимальную глубину сгорания без эмиссии загрязняющих веществ.

Качество дизельных топлив оказывает доминирующее влияние на формирование вредных выбросов сконцентрированных, в основном, в крупных населенных пунктах и на автострадах.

В настоящее время происходит глобальная работа по реализации принятых решений в практику:

- В апреле 2006 года вступил в силу специальный технический регламент «О требованиях к выбросам автомобильной техникой, выпускаемой в обращение на территории Российской Федерации, вредных (загрязняющих) веществ», регламентирующий экологические требования к автомобилям и моторным топливам.
- Разработан и доведен до стадии утверждения проект технического регламента «О требованиях к автомобильному и авиационному бензину, дизельному и судовому топливу, топливу для реактивных двигателей и топочному мазуту»
- Для выпуска дизельных топлив, соответствующих требованиям европейской нормы EN 590, разработан ГОСТ Р 52368 (EN 590:2004) «Топливо дизельное ЕВРО».



Основным отличием этих нормативных документов, от действующих ранее, являются жёсткие требования на содержание серы и цетановое число. При этом нормируются дополнительные показатели: смазывающая способность, полициклические ароматические углеводороды, окислительная стабильность.

В ГОСТ Р 52368 (EN 590:2004) предусмотрена дифференциация: низкотемпературных свойств дизельных топлив для умеренного климата – 6 сортов, для арктического – 5 классов и по содержанию серы 3 вида.

Для обеспечения производства современных дизельных топлив необходимо решение следующих задач:

1. Разработка и реализация технологии глубокого гидрооблагораживания среднестиллятных нефтепродуктов, в том числе, вторичного происхождения.
2. Внедрение современных методов испытаний дизельных топлив.
3. Разработка рецептур и технологии компаундирования присадок с дизельными фракциями.

С целью решения поставленных задач в ОАО АНХК разработана уникальная технология получения экологически чистого дизельного топлива (ДТЭЧ). ДТЭЧ получается путем глубокого гидрирования на блоках высокого давления смешесового сырья, содержащего газойли вторичного происхождения и тяжелые дизельные прямогонные фракции, с последующим выделением целевых фракций. Основные параметры процесса глубокого гидрирования сырья: давление до 28 МПа; температура 380-400°C, объемная скорость подачи сырья 1,0-1,2 ч⁻¹.

Проблема квалифицированной переработки вторичных газойлей каталитического крекинга стоит чрезвычайно остро для всей нефтеперерабатывающей отрасли мира, что связано с высоким содержанием в нем сернистых (1,6% и более) и ароматических соединений (сумма сульфорируемых соединений до 85%), высокой плотности, низкого цетанового числа (менее 20 ед.) и неудовлетворительной окислительной стабильности.

Качество получаемого базового ДТЭЧ достигает по ряду показателей требований стандарта Евро-5.

Известно, что в результате процессов глубокого гидрооблагораживания удаляются гетероатомные соединения и полициклические ароматические углеводороды, являющиеся природными антиоксидантами и противоизносными присадками. Поэтому с их удалением смазочные и антиокислительные свойства топлив существенно ухудшаются. Это приводит, прежде всего, к выходу из строя элементов топливной аппаратуры: резиновых прокладок, уплотнителей, плунжерных насосов.

Целью представленной научно-исследовательской работы является разработка требований к технологическим показателям работы установок производства базовых фракций ДТЭЧ и разработки рецептур товарных ДТЭЧ в соответствии с ГОСТ Р 52368(EN 590:2004) с учетом современных требований и созданием на основе полученных данных технологических карт, позво-



ляющих производить топлива во всем ассортименте с учетом видов, сортов и классов.

Исследования дизельных фракций установок АВТ-6, Л 24-6, 209 и 332, выпускаемых в ОАО «АНХК», показывают, что с уменьшением содержания серы менее 2000 ppm скорректированный диаметр пятна износа превышает 460 мкм и изменяется от 650 до 592 мкм для проб с содержанием серы до 500 ppm. Достаточным содержанием серы для удовлетворения требований смазывающей способности является 1500 ppm (рис. 1).

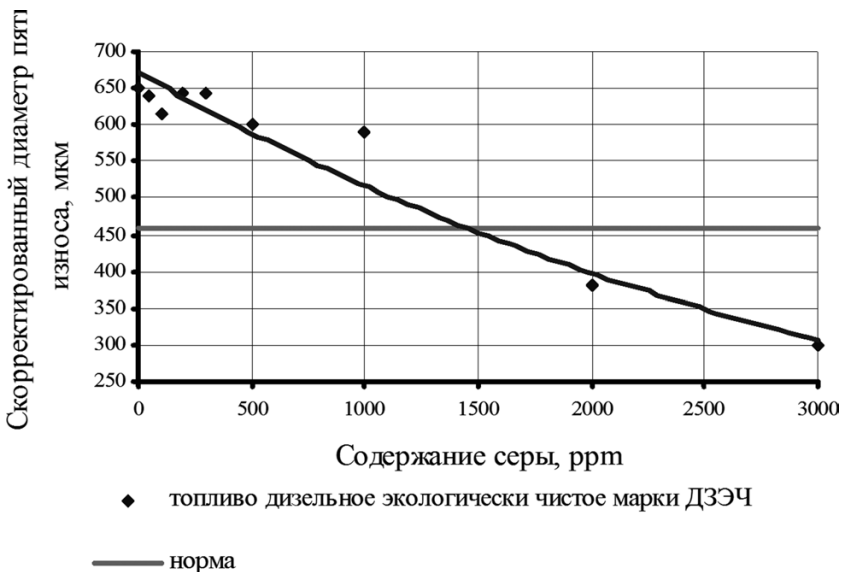


Рис. 1. Зависимость скорректированного диаметра пятна износа от содержания серы в топливе

Исследованиями установлено, что с увеличением глубины очистки окислительная стабильность ДТЭЧ возрастает (рис. 2).

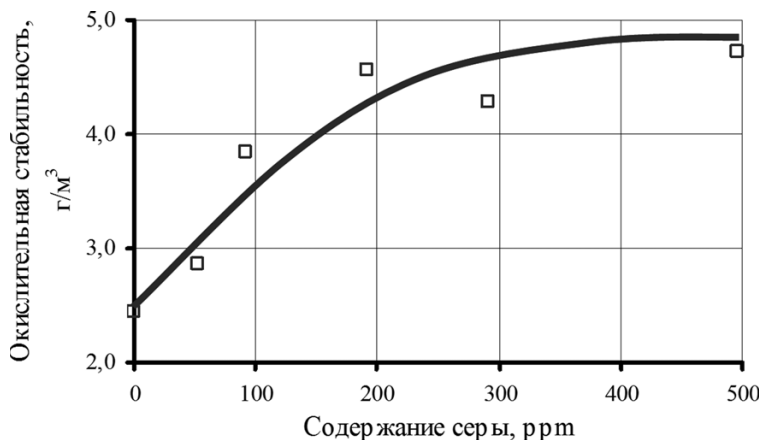


Рисунок 2 – Зависимость окислительной стабильности от содержания серы в топливе

Смазывающая способность зависит не только от содержания общей серы, но и от фракционного, группового углеводородного и полного химического состава, определяемого технологией получения дизельного топлива.

Исследования влияния фракционного состава глубокоочищенных дизельных фракций показали, что с облегчением фракционного состава ухудшается смазывающая способность дизельных топлив (рис. 3).

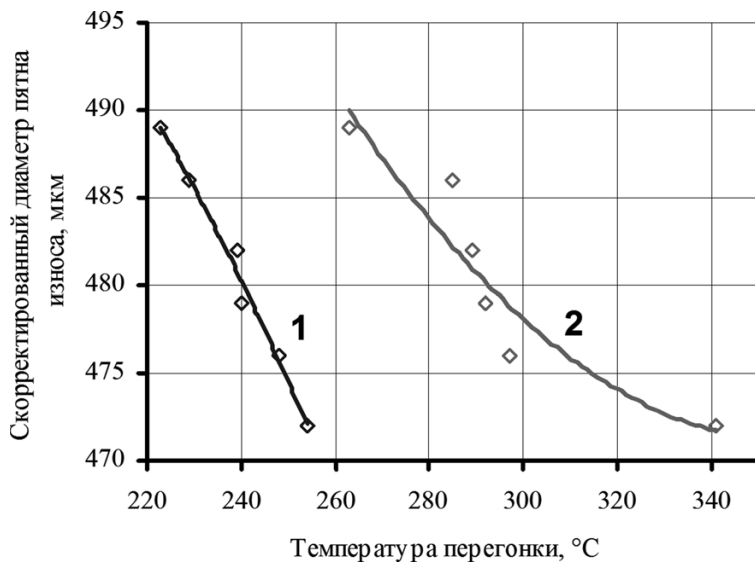


Рисунок 3 – Зависимость скорректированного диаметра пятна износа от фракционного состава топлив. (1 – 50 % отгон, 2 – 95 % отгон).



Экологические преимущества малосернистых дизельных топлив должны быть достигнуты без нанесения ущерба эксплуатации автомобилей, вызванного не удовлетворительными смазывающими свойствами топлив. Значит, обеспечение требований стандарта EN 590 по смазывающей способности невозможно без ввода в базовое топливо противоизносной присадки.

Принцип действия противоизносных присадок заключается в образовании прочной пленки на защищаемой поверхности.

Для доведения товарных дизельных топлив до регламентных требований нами изучалось влияние противоизносных присадок «Лубризол», и «Дипен», на смазывающую способность дизельных топлив с разным содержанием серы.

В результате исследований установлено, что достаточным количеством присадки «Лубризол» является 100 ppm. Количество присадки «Дипен» изменяется до 600 ppm в зависимости от содержания серы (рис. 4).

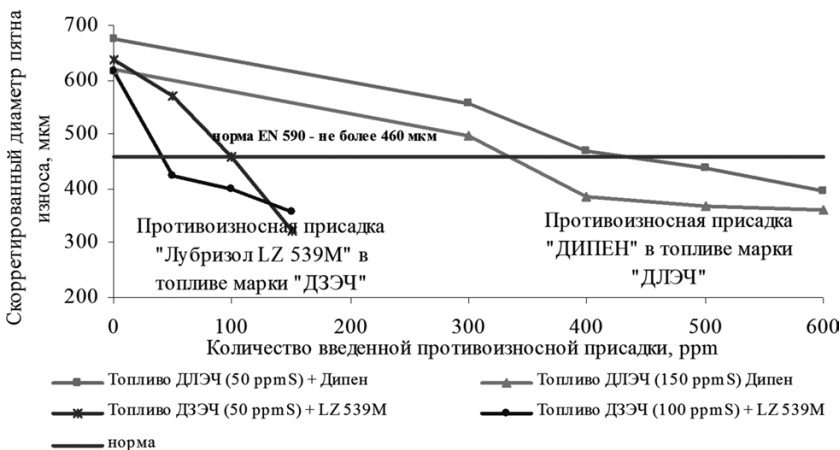
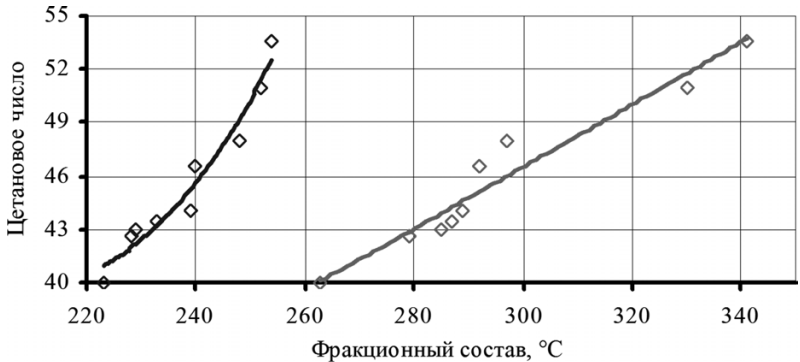


Рисунок 4 – Влияние противоизносных присадок на смазывающую способность экологически чистого дизельного топлива



◇ Зависимость цетанового числа от 50%-ной точки отгона

◇ Зависимость цетанового числа от 95%-ной точки отгона

Рисунок 5 – Зависимость цетанового числа от фракционного состава топлива

Одним из важнейших показателей качества дизельного топлива является цетановое число. Цетановые числа увеличиваются с утяжелением фракционного состава изученных экологически чистых дизельных топлив (рис. 5). Цетановое число реальных малосернистых топлив производства ОАО «АНХК» для классов 2 – 4 составляет 45-47 ед., для сортов С - F – 51-54 ед.

Важными взаимосвязанными эксплуатационными характеристиками являются предельная температура фильтруемости (ПТФ) и вязкость. На рис. 6 представлена зависимость предельной температуры фильтруемости, а на рис.7 зависимость вязкости от фракционного состава экологически чистого топлива.

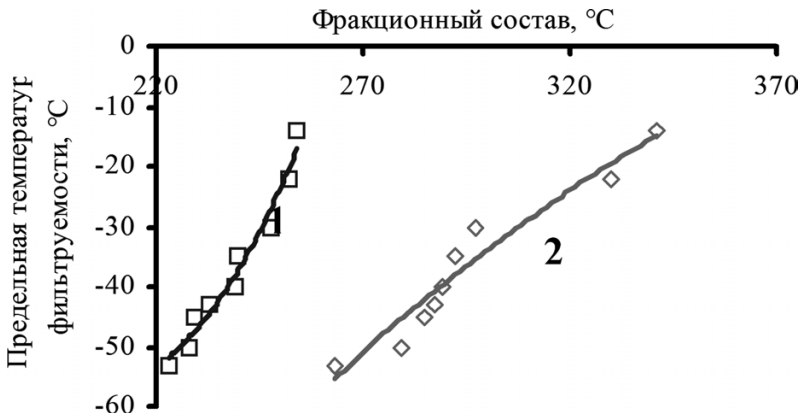


Рисунок 6 – Зависимость предельной температуры фильтруемости от фракционного состава топлива (1 – 50 % отгон; 2 – 95 % отгон)

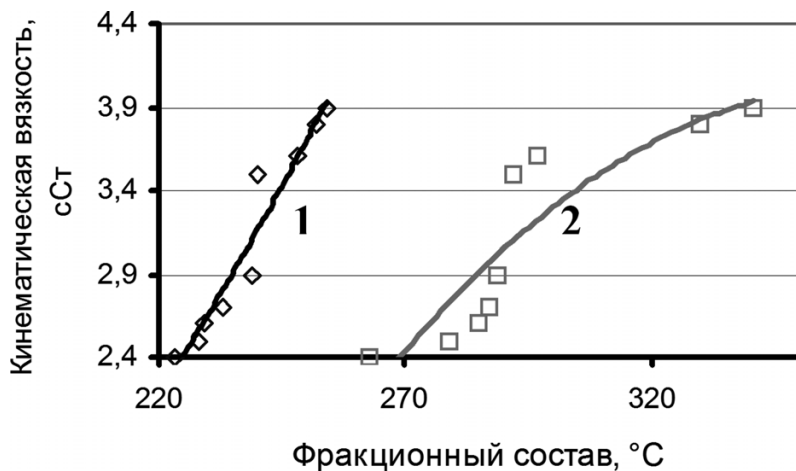


Рисунок 7 – Зависимость кинематической вязкости от фракционного состава топлива (1 – 50 % отгон; 2 – 95 % отгон)

Выводы:

В результате проведенной работы в ОАО «АНХК» реализована технология переработки вторичных газойлей установок каталитического крекинга и замедленного коксования, а также тяжелых дизельных прямогонных фракций с получением базовых дизельных фракций, соответствующих требованиям ЕВРО 5.

В ОАО «АНХК» создана испытательная база, позволяющая обеспечивать квалифицированную оценку соответствия ДТЭЧ требованиям современных спецификаций и осуществлять полный цикл работ по постановке современной продукции на производство.

В результате проведенной НИР созданы технологические карты производства базовых ДТЭЧ по всему спектру требований ГОСТ Р 52368 (ЕН-590), включая виды, сорта и классы, и других нефтепродуктов высокой степени очистки.

Разработаны и поставлены на производство рецептуры товарных ДТЭЧ в соответствие с ГОСТ Р 52368 (ЕН-590), подобраны и оптимизированы дозировочные характеристики присадок различного назначения: смазывающих, цетанповышающих и депрессорно-диспергирующих - функционально совместимых между собой.

Опыт производства и реализации ДТЭЧ показал, что актуально важным при использовании современных дизельных топлив является то, что существующие схемы транспортирования, хранения и реализации новых видов продукции должны обеспечить сохранение качества до потребителя. Требуется разработка совместных программ по доведению до норм ЕВРО всех нефтебаз, терминалов, АЗС и транспортных магистралей.



ПОВЫШЕНИЕ БЕЗОПАСНОСТИ СУЩЕСТВУЮЩИХ МЕТОДОВ ХРАНЕНИЯ, ИСПОЛЬЗОВАНИЯ И УЧЕТА ОДОРАНТА

А.В.Артюхин, А.П.Ларин

Филиал ООО «Газпром трансгаз Нижний Новгород» – Арзамасское ЛПУМГ

Данная разработка является авторским проектом, нацеленным на обеспечение безопасности при эксплуатации оборудования для хранения, использования и учёта одоранта.

Действующая в настоящее время нормативная документация чётко и жёстко прописывает меры безопасности при работе с одорантом, исключая его вредное воздействие на здоровье обслуживающего персонала и гражданского населения, а также на окружающую среду. Однако при всей строгости требований НТД, статистика свидетельствует о том, что причиной большинства происшедших аварий и инцидентов на опасных производственных объектах является человеческий фактор.

Устройства, представленные ниже, достаточно просты и предназначены, в первую очередь, для обеспечения безопасности обслуживающего персонала, а также призваны предотвратить вредные воздействия на окружающую среду и исключить аварийные ситуации.

1. АКТУАЛЬНОСТЬ ТЕМЫ

1.1. Газораспределительные станции, введенные в эксплуатацию в прошлом веке, в большинстве своем не имеют системы автоматики, позволяющей дистанционно контролировать и управлять процессом одоризации газа. Одним из параметров, характеризующих технологический режим одоризации газа, является контроль количества одоранта, имеющегося в подземной емкости. Особенно сложно это сделать на подземных емкостях хранения одоранта, которые находятся в эксплуатации не один десяток лет. Современные технологии предлагают для этих целей применение различных эхолокционных датчиков уровня, установка которых возможна только на новые емкости одоранта при реконструкции станций.

В данном тексте предлагается достаточно простой и эффективный метод расчета количества одоранта в подземной емкости, который определяется по его высоте (уровню) в емкости. Преимущество в том, что применить его возможно на любой уже действующей емкости, независимо от срока её эксплуатации. При этом достаточно незначительно изменить схему обвязки подземной емкости и установить манометр-перепадамер (рис. 1).

1.2. При сливе одоранта в подземную емкость практически невозможно контролировать степень её наполнения. Поэтому во время слива всегда имеется высокая вероятность разлива одоранта в результате переполнения емкости.

В качестве одного из вариантов решения этой проблемы предлагается установить в подземную емкость поплавковое отключающее устройство (рис. 2), которое позволит автоматически прекратить процедуру слива при



достижении им верхнего уровня, тем самым максимально обезопасив рабочую зону.

1.3. В связи с широким внедрением эжекторов на ГРС возникает риск попадания одоранта в магистраль потребителя через эжектор. Это связано с тем, что внутренний диаметр расходного бачка одоранта значительно превышает внутренние диаметры отверстий угловых игольчатых вентилей и равномерного стекла (рис. 5) и заполнение его одорантом происходит быстрее чем контур равномерного стекла. Поэтому при заправке уровень одоранта на равномерном стекле несколько ниже фактического уровня одоранта в расходном бачке.

Для того чтобы исключить подобные случаи, предлагается устройство (рис. 4), которое позволит предотвратить случайное попадание одоранта в магистраль потребителя через эжектор.

2. УСТРОЙСТВО И ПРИНЦИП ДЕЙСТВИЯ.

2.1. Устройство и принцип действия прибора замера количества одоранта в ПЁО.

В прибор входят дифманометр-перепадамер ДНПМ -100-М1-У3 (далее ДМП), отключающие краны КШ-10 (или аналогичные) и соединительные трубки (рис. 1). Принцип действия устройства основан на передавливании столба жидкости (одоранта) избыточным давлением. Чем выше уровень одоранта в подземной емкости хранения, тем большее давление необходимо для его вытеснения из патрубка. Следовательно, показания стрелочного дифманометра-перепадамера прямо пропорциональны уровню одоранта. Таким образом, зная характеристики ёмкости (длину, диаметр и следовательно объём), можно определить объём оставшейся жидкости по высоте её столба. При этом, для удобства вычисления, расчетные данные по объёму одоранта в ёмкости относительно высоты столба можно свести в тарировочную таблицу.

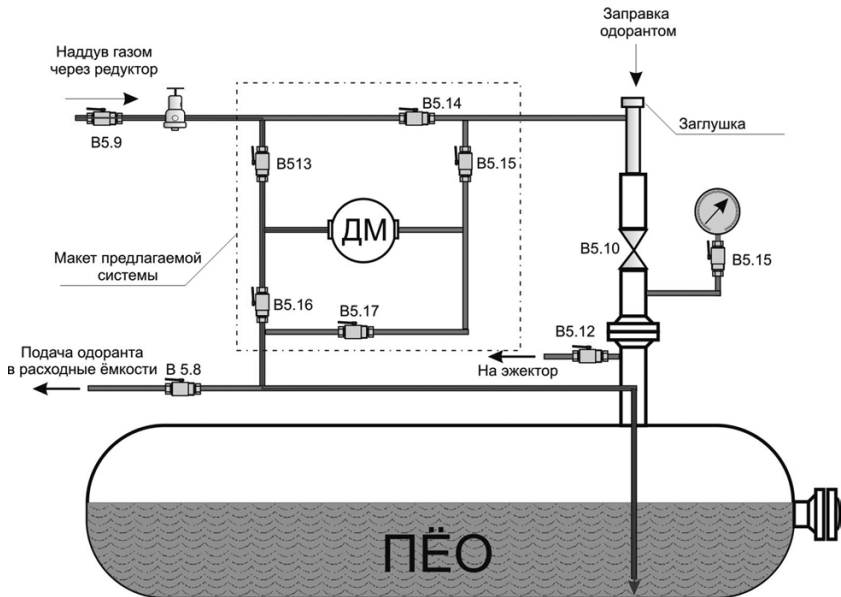


Рис.1

Работа устройства.

Технические характеристики применяемого ДМП:

- диапазон измерения избыточного давления от 0 до 4 кПа;
- цена одного деления 0,1 кПа;
- класс точности 1,5.

Для измерения уровня одоранта:

- краны B5.14, B5.12, B5.17, B5.8. перевести в положение «Закрыто»;
- краны B5.13, B5.15, B5.16, B5.10 перевести в положение «Открыто»

(рис. 1).

Примечание: (Пунктиром на рис.1 обозначена граница предлагаемого решения.)

Открыть кран B5.9, обеспечить подачей газа через редуктор плавное увеличение показаний ДМП до значения, при котором возникнет колебания стрелки ДМП. После этого закрыть вентиль B5.9, перекрыв подачу газа в емкость (при замере величина давления газа не должна превышать 4кПа). Зафиксировать показание ДМП с записью в журнал. Определить фактический остаток одоранта по тарировочной таблице (рассчитывается индивидуально для каждой емкости).

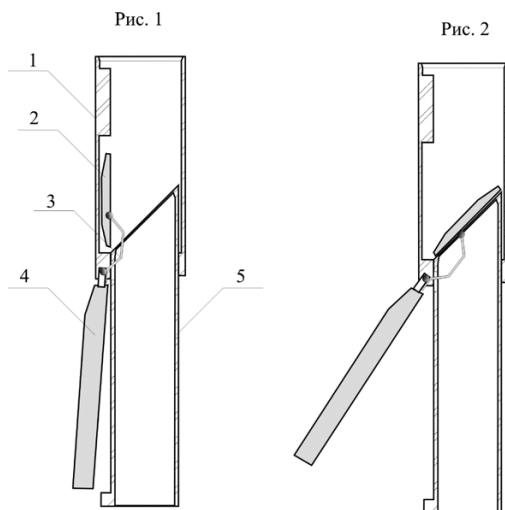
Экономический эффект от данного решения основывается на сравнении цен оборудования, описанного выше, и оборудования, предлагаемого промышленностью (эхолокационные датчики, новые ёмкости одоранта и т.д.).



Кроме того, в этом случае отпадает необходимость утилизации существующих ПЕО, что в настоящее время является практически неразрешимой проблемой.

Описанное выше устройство установлено и функционирует на ГРС Дивеево филиала ООО «Волготрансгаз»-Арзамасское ЛПУМГ. В настоящее время ведется его модернизация с использованием электронных дифманометров-перепадамеров с точностью показаний до 0,25, что позволит в несколько раз повысить точность измерений. В перспективе результаты измерений можно будет контролировать по системе телемеханики, что автоматизирует процесс учёта одоранта.

2.2. Устройство и принцип действия поплавкового отключающего устройства (поплавкового клапана).



1 - Корпус, 2 - запорный элемент клапана,
3 - Штанга, 4 - поплавок. 5 - корпус.

На рис. 1 клапан в открытом положении; рис 2 Клапан закрыт.

Рис.2

Данное устройство (рис. 2) не является новинкой. Оно широко используется в различных областях промышленности, но не имеет распространения на газотранспортных объектах.

Клапан устанавливается в ПЕО с помощью патрубка 6 (рис. 3). Одорант из автоцистерны по горловине 5 и патрубка 6 через клапан 1 поступает в ПЕО. По мере наполнения ёмкости поплавок клапана под действием Архимедовой силы приподнимается и через рычаг, увеличивающий силу, толкает запорный

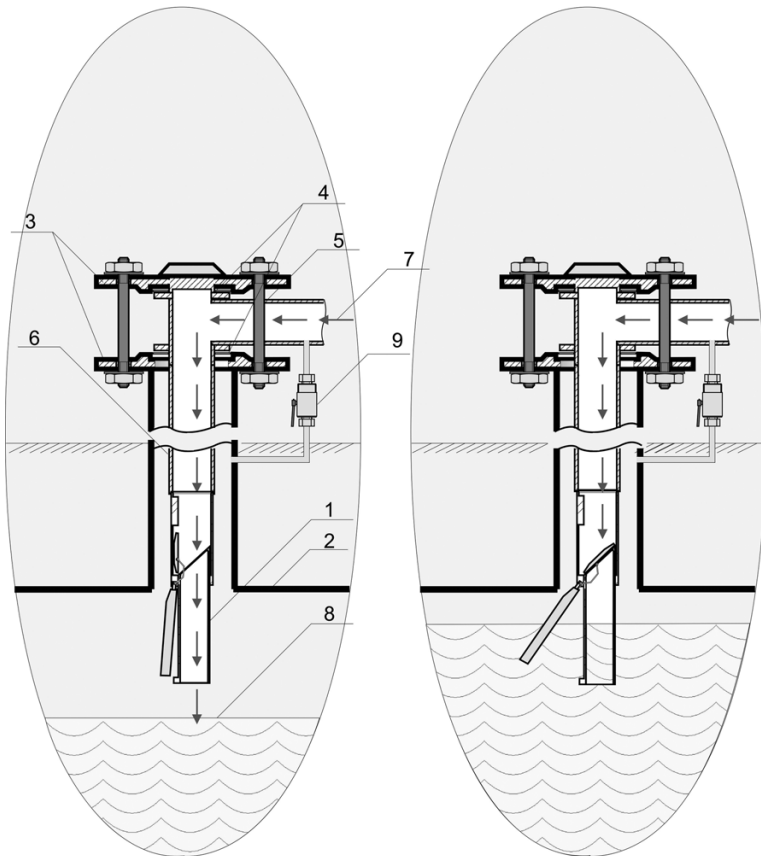


элемент клапана, который перекрывает подачу одоранта в ёмкость. После чего закрывается сливной кран К1 на автоцистерне (контейнере) и подземной ёмкости КЗ, затем открывается кран 9 и остатки одоранта из сливного шланга. перетекают в ПЁО минуя сливной патрубок 6.

Поплавковый клапан изготавливается под каждую конкретную ёмкость и монтируется в неё при помощи имеющихся на ней фланцев через уплотнительные прокладки. Важно учитывать глубину погружения клапана в ёмкость, с тем, чтобы заполнение её не превышало 90% от максимального объема.

Рис (а)

Рис (б)



1 - Поплавковый клапан; 2 - обечайка ПЁО; 3 - фланцы ёмкости (заводское оборудование); 4 - фторопластовые прокладки; 5 - заливная горловина; 6 - труба заливной горловины; 7 - одорант из цистерны; 8 - одорант в ПЁО; 9 - Кран.

Рис.3



2.3. Устройство и принцип действия клапана-отсекателя жидкости (одоранта, далее КОЖ).

Работа этого устройства схожа с устройством описанном в п.2.2 и так же в его основу входит поплавковый клапан, но, в отличии от предыдущего, оно способно пропускать газ и препятствует прохождению через него жидкости (одоранта), предотвращая тем самым его попадания в магистраль потребителя через эжектор.

Устройство состоит из следующих элементов (рис. 4):

крышки 1, клапана-отсекателя 2, толкателя 3, рычага 4, корпуса 5, поплавка 6.

КОЖ устанавливается на расходный бачек одоранта в верхней его части на магистрали отсоса паров одоранта.

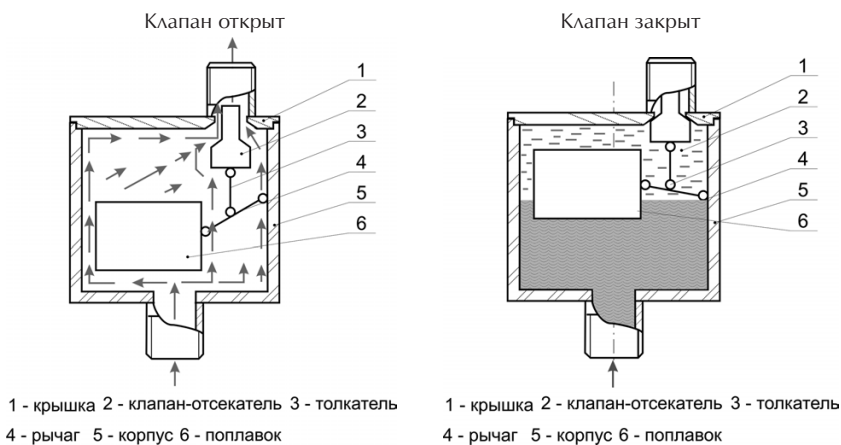
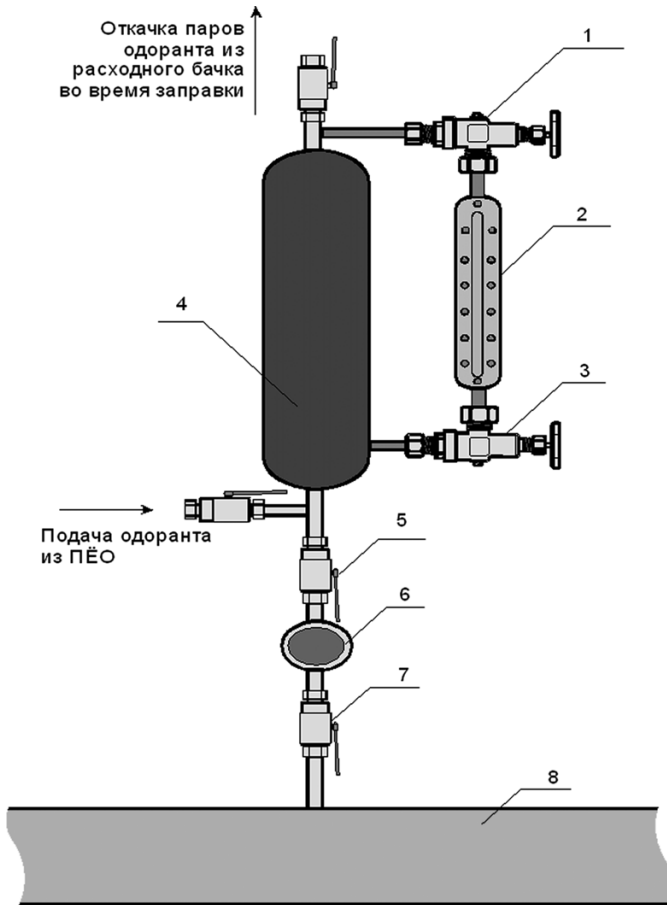


Рис.5

При прохождении через поплавковую камеру паров одоранта поплавок 6 остаётся не подвижным. При попадании одоранта в устройство, поплавок 6 под действием Архимедовой силы поднимается вверх и через рычаг 4 и толкатель 3 поднимает клапан-отсекатель 2 вверх и перекрывает доступ одоранта в магистраль потребителя.



1,3 - угловые вентили; 2 - уравнивающая линейка 4 - расходный бачок одоранта
5 - вентиль регулировки подачи одоранта в магистраль потребителя 6 - капельница
7 - кран 8 - магистраль потребителя.

Рис.5

ВЫВОД: Предложенные элементарные устройства безопасности или их аналоги не предусмотрены НТД и не устанавливаются заводами-изготовителями на выпускаемом оборудовании. Однако, применение подобных устройств безопасности, должно быть обязательным, так как с их помощью можно оградить от вредного воздействия одоранта жизнь и здоровье людей.



ДИСТАНЦИОННОЕ УПРАВЛЕНИЕ ПАРАМЕТРАМИ СТАНЦИИ УПРАВЛЕНИЯ УЭЦН

С.Г. Басов

ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Ежегодно ООО «РН-Юганскнефтегаз» теряет тонны нефти во время незапусков скважин после аварийного отключения или просто после текущих остановок (ЗСП (срыв по газу), неисправность СУ, или простое превышение АПВ, дисбаланс токов или другой причины остановки). Большое количество часов тратится, чтобы просто доехать до скважины (особенно в период паводков и снежных заносов). Каждый год технологи цехов и руководство компании с ужасом ждёт наступления грозового периода зная, что неизбежно будут аварийные отключения. В такие периоды наиболее актуально становится дистанционное управление УЭЦН. Управление, когда мы не зависимо от погодных условий, и места расположения объекта, можем запустить скважину за считанные минуты.

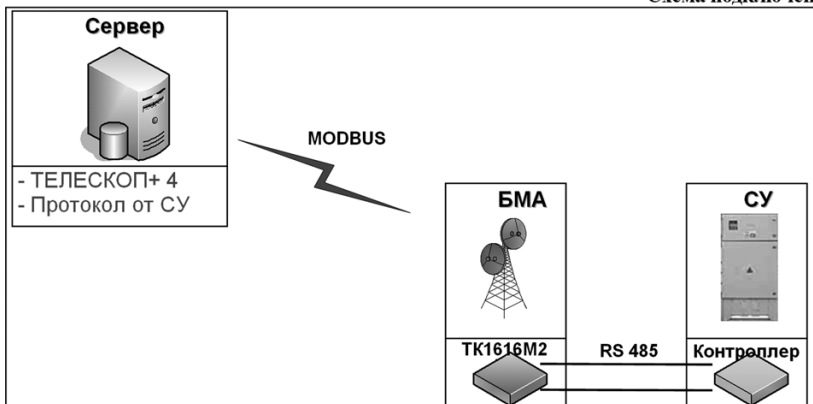
До недавнего времени считалось, что подобные системы очень дорогостоящие и требуют переоборудования большей части телемеханики. Но это не так, чтобы наладить такую систему требуется не больше одного дня. А заменить надо всего лишь малую часть имеющегося оборудования.

Подключение Материалы для подключения

1. Оптоволоконный кабель 3-5м, как правило, (по проекту) площадка СУ находится в непосредственной близости от БМА.
2. Программный модуль (протокол) для Телескоп+ от завода изготовителя станции управления, которую подключают (распространяется бесплатно).
3. Станция управления со встроенным интерфейсом RS-485, для подключения к системе телемеханики по протоколу Modbus. (Есть у большинства современных станций управления и ЧП).
4. Установка и наладка системы – производится силами РН-Нефтеавтоматика и АСУ.



Схема подключения



2.1.2 Подключение СУ

Подключение СУ Электон 05 к системе телемеханики.

Первой пробной станцией подключённой к системе телемеханики в ЦДНГ-12, стала скважина 2345 куст 141.



Рис. 1. Боковая стенка ЧП Электон 05

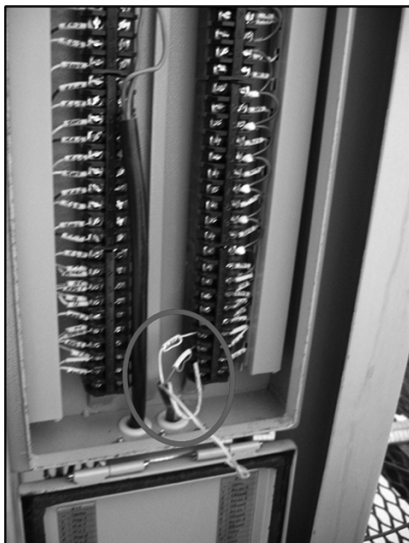


Рис. 2. Подключение кабеля по RS 485

На рисунке 1,2 показана боковая стенка ЧП Электон 05, где оптоволоконным кабелем по RS 485 производится подключение станции управления к TK1616M2 в БМА (Рис3).



Рис.3 БМА на кусту 141

Второй конец кабеля необходимо подсоединить в ТК1616М2. После чего на СУ необходимо установить протокол передачи данных ModBus, скорость передачи данных 9600 бот/сек. и номер порта по которому станция управления будет определяться сервером.

2.1.3 Настройка на сервере

Далее переходим к настройке на сервере: зная версию контроллера на СУ, необходимо запросить у производителя СУ протокол, по которому будет соединяться СУ и сервер (для каждой версии контроллера свой протокол). Пример контроллера версии 9.12 от Электон .

После всех настроек у нас появляется кнопка фонд КЭЦН, в главном меню Телескоп + 4 , где будут все подключенные скважины.

Теперь мы можем считывать основные параметры с контроллера СУ. А также изменять любые уставки и настройки СУ.

Предложения и рекомендации

С каждым месяцем СУ с эл. контроллером появляется всё больше, так на 1.05.07 в ЦДНГ-12, таких станций насчитывается 180шт. , это 46% от общего



количества СУ. Т.е теоретически мы можем вывести параметры с этих станций управления на пульт, а это почти половина фонда ЦДНГ-12.

Сейчас после остановки скважины в цехах действуют примерно по такому алгоритму (рис.4). В среднем чтобы доехать до куста после остановки оператору требуется 25 мин, и если потребуется помощь эл. монтера или работников РЭС для запуска, скважина простоит ещё 35 мин. Таким образом в среднем на запуск скважины с участием электриков и/или погружников уходит около 1 часа.

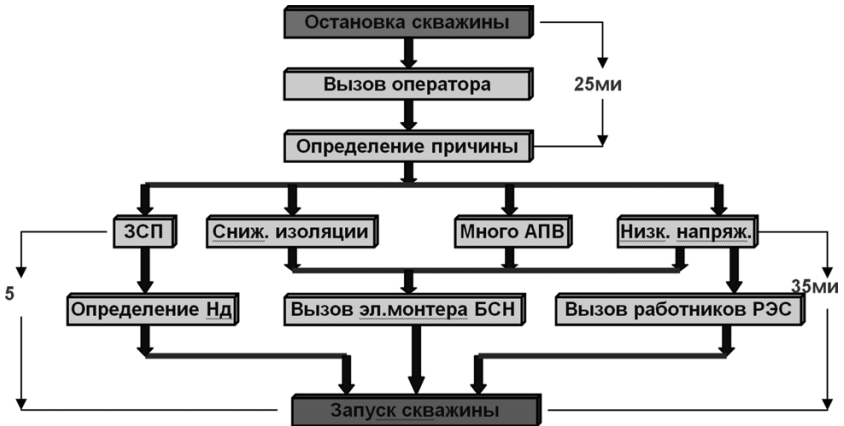


Рис.4 Схема (алгоритм) действий после остановки скважины.

Если бы работало дистанционное управление СУ то запуск скважины занял у нас не больше 5 минут (рис.5).

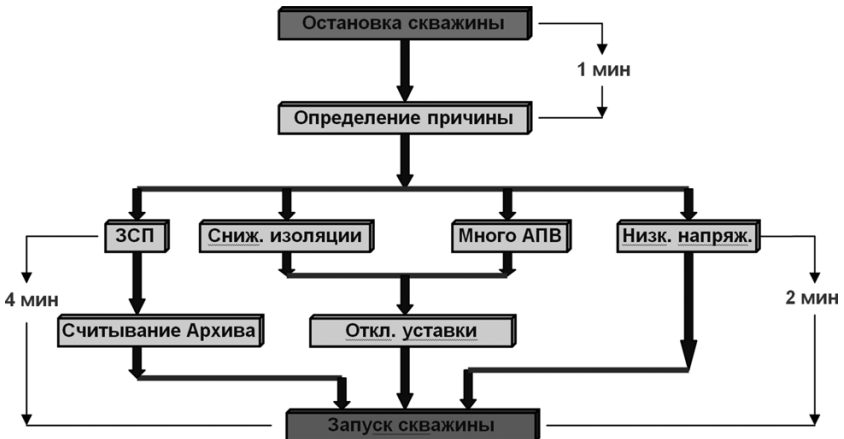


Рис.5 Схема (алгоритм) действий после остановки скважины при наличии ДУ СУ.



К основным задачам дистанционного управления УЭЦН относится:

- ✓ Контроль, как измеряемых параметров, так и значений уставок, установленных персоналом БСН, постоянный контроль при выводе скважины на режим (за токовыми нагрузками, уставкой ЗСП).
- ✓ Дистанционное изменение уставок в случае несоответствия их значений значениям действующей документации (регламентов, инструкций, указаний), в том числе и для случаев затруднения подъезда в паводковый период и заносов подъездных путей в зимний период.
- ✓ Дистанционный запуск ПЭД в случаях блокирования контроллеров станций управления при достижении количества АПВ по ЗП, ЗСП, срабатыванию других защит, устранения последствий аварий.
- ✓ Для оперативного принятия решения (останов по снижению изоляции, останов по причине отсутствия напряжения, открыта дверь СУ, и тд.).

Выводы

Внедрение технологии дистанционного управления УЭЦН в ООО «РН-Юганскнефтегаз» позволяет:

1. Сократить потери добычи нефти при ликвидации последствий аварийных отключений электроснабжения.
2. Снизить транспортные расходы и сэкономить трудовые ресурсы.
3. Объективно учитывать фактическую наработку, простои УЭЦН, количество остановов и запусков от момента первого запуска до последнего останова УЭЦН, что позволяет более достоверно определять надежность работы оборудования, в том числе в зависимости от количества остановов.
4. Возможность считывания информации со СУ в любой момент, что позволяет более детально и своевременно анализировать работу скважины.
5. Выявлять неквалифицированные действия персонала, выполняющего работы непосредственно на скважине, с последующим устранением выявленных отклонений без выезда на скважины.
6. Максимально улучшить качество, полноту, достоверность и увеличить объемы собираемых данных, что повысило эффективность контроля и управления УЭЦН.



ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ТЕПЛОПЕРЕДАЧИ НА УСТАНОВКАХ ПЕРВИЧНОЙ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЛАСТИНЧАТЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ

В.В.Белокаменский

ООО «РН - Туапсинский НПЗ»

Особенностью Туапсинского нефтеперерабатывающего завода является то, что он находится в курортной зоне на местности с очень сложным рельефом. Поэтому для развития предприятия и увеличения производительности могут использоваться только интенсивные методы, где одними из главных факторов становятся повышение эффективности процессов и экономия производственной площади.

На Туапсинском нефтеперерабатывающем заводе, в системах теплообмена технологических установок, самым распространённым и хорошо зарекомендовавшим себя видом теплообменного оборудования являются традиционные кожухотрубные теплообменники.

Их преимущества - эксплуатационная надёжность и долговечность, но имеется и ряд существенных недостатков:

- 1) Низкий коэффициент теплопередачи
- 2) Большие гидравлические сопротивления парожидкостной смеси в процессе теплообмена
- 3) Большая металлоёмкость и масса
- 4) Большие габариты данного оборудования и площади, занимаемые им
- 5) Высокие эксплуатационные затраты на ремонт и обслуживание

Причём эти теплообменники должны быть расположены таким образом, чтобы с одной стороны оставалось свободное пространство, равное размерам теплообменника, поскольку во время технического обслуживания или ремонта необходимо извлекать из корпуса трубный пучок. В результате, довольно большие производственные площади используются неэффективно и неэкономно. Но главная проблема кожухотрубчатых теплообменников заключается в невысокой эффективности самого процесса теплообмена.

Перечисленные недостатки обусловили поиск современных технических решений по интенсификации процесса теплообмена. Особенно актуальна эта проблема для установок первичной переработки нефти, где первичный подогрев нефти теплом отходящих товарных продуктов и тепловой баланс этого процесса определяют в целом, весь процесс разделения нефти. Это, в свою очередь, напрямую связано с нагревом в печах и экономичностью всего процесса. Исходя из этого, встал вопрос, чем можно заменить громоздкие и малоэффективные кожухотрубчатые теплообменники.

На базе имеющихся литературных данных по повышению эффективности теплопередачи, а также практического использования различных видов и



конструкций теплообменников необходимо выбрать наиболее приемлемый тип аппарата применительно к нашему заводу.

Необходим такой тип теплообменного аппарата, который даст возможность существенно оптимизировать сложные теплообменные процессы, упростит и удешевит проведение сервисного обслуживания, позволит сэкономить производственные площади.

Был проведён сравнительный анализ технико-экономических показателей различных моделей кожухотрубчатых, пластинчатых, спиральных и других типов теплообменников. Наиболее полно, обозначенным выше критериям отвечают компактные пластинчатые теплообменники. Технологически пластинчатые теплообменники идеально подходят для оптимизации процессов теплопередачи. Использование гофрированных пластин, являющихся основой пластинчатого теплообменника, обеспечивает большую поверхность теплообмена. Несмотря на это, пластинчатые теплообменники являются гораздо более компактным решением, нежели другие технологии теплообмена. Конфигурация каналов в гофрированных пластинах обеспечивает высокую турбулентность потока теплоносителей, что значительно повышает эффективность теплообмена. Благодаря высокой турбулентности потока пластинчатые теплообменники гораздо меньше подвержены загрязнению, чем традиционные кожухотрубные. В настоящее время пластинчатые теплообменники изготавливают и поставляют многие российские и зарубежные предприятия, в частности - ЗАО «РИДАН», ОАО «Машинпекс» (Россия), ОАО «Павлоградхиммаш» (Украина), НПО «Вогез» (Беларусь), «Альборн» (Германия), «Альфа Лаваль», «СВЕП» (Швеция) и т.д.

В результате после изучения рынка современных моделей пластинчатых теплообменников, сравнения их технико-экономических показателей и опираясь на опыт эксплуатации на нашем заводе подобных аппаратов, выбор был сделан в пользу сварного пластинчатого теплообменника «Компаблок» фирмы «Альфа Лаваль» (Швеция).

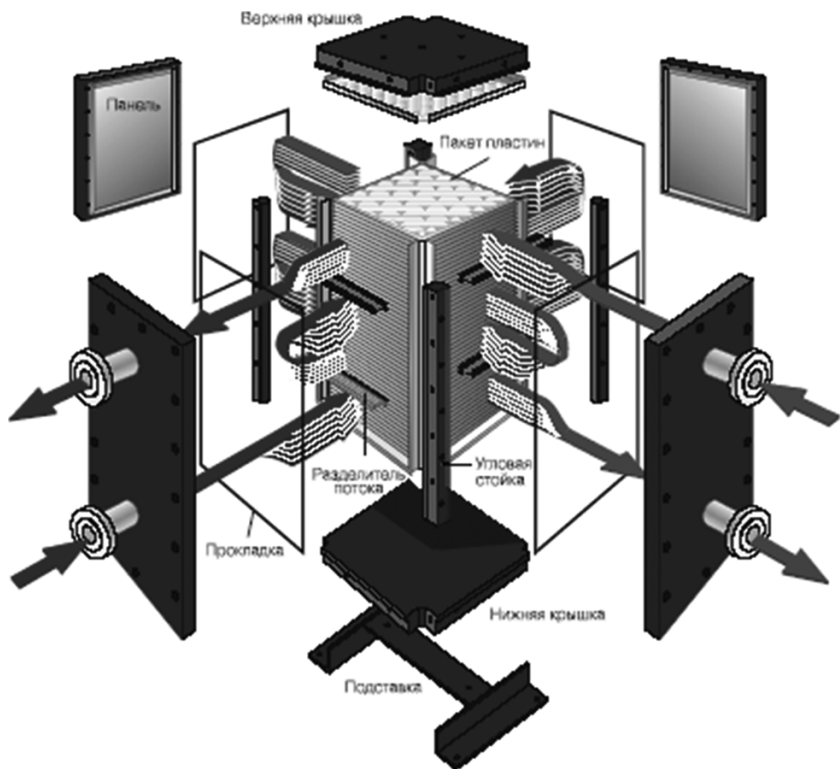


Рис. 1. Конструкция многоходового теплообменника Компаблос

Теплообменник «Компаблок» - это пакет гофрированных прямоугольных пластин, изготовленных из нержавеющей стали или другого материала и поочередно сваренных между собой на верхних, нижних и боковых кромках. В процессе сварки образуется ряд перпендикулярных каналов. Два потока движутся в каналах между гофрированными пластинами. Потoki движутся в перекрестном направлении, причем процесс теплообмена идет в противотоке. При необходимости можно спроектировать теплообменник, работающий в параллельном режиме. Каждый ход среды отделен от соседнего разделителем, который направляет поток между пакетом пластин и панелью. Разделитель потока устанавливается в пакете пластин. Разделители потока рассчитаны на использование в полном вакууме и могут быть переставлены при изменении условий работы аппарата. Компаблок очень компактен. С поверхностью теплообмена в 320 м² он занимает лишь 1 м² установочной площади. Компаблок, в зависимости от модели, может работать в диапазоне давлений от полного вакуума до 37 бар и температурах от -100°С до 400°С (ASME). Ком-



паблок может быть изготовлен из различных металлов, пригодных для сварки и штамповки:

- AISI 304L
- AISI 316L
- титан
- титан (стабилизированный палладием)

Преимущества перед кожухотрубным теплообменником:

- конструкция пакета пластин позволяет его легко осматривать и чистить;
- отсутствие прокладок между пластинами дает возможность работать с очень агрессивными средами, температурами и давлениями;
- гофрированные пластины создают турбулентные потоки, которые обеспечивают коэффициент теплопередачи в 3-5 раза больший, чем в кожухотрубных теплообменниках;
- благодаря вихревому потоку, практически полностью исключают образование отложений и загрязнений на стенках канал

Область применения:

- Генераторы пара
- Охлаждение бензиновой, керосиновой и дизельной фракций
- Охлаждение и нагрев тяжелых фракций типа битумов
- Утилизация тепла фракционатора
- Подогрев сырой нефти
- Утилизация тепла обессоливающей воды
- Различные процессы конденсации и ребойлинга, утилизация тепла, охлаждение и нагрев в системах.

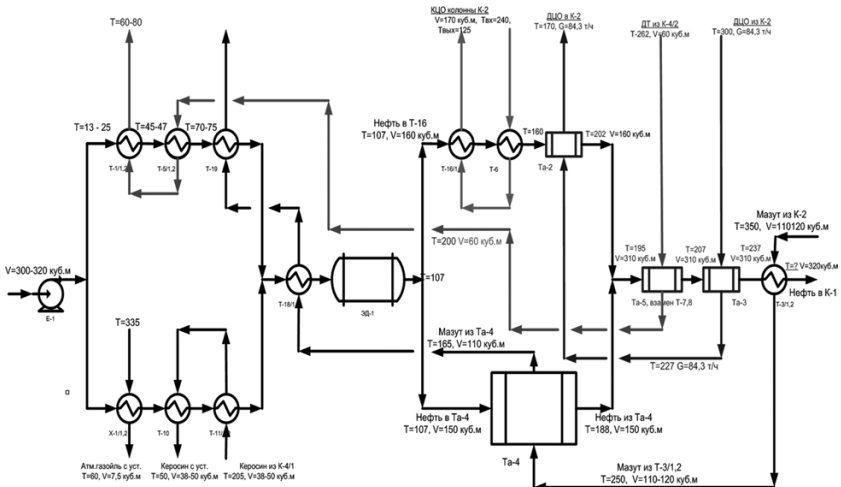
5. Практическое применение на производстве

При реконструкции установки первичной переработки нефти АТУ-1, для оптимизации технологического процесса и повышения качества получаемых продуктов в схему теплообмена включается дизельное циркуляционное орошение (ДЦО) колонны К-2. Первоначально, ввиду большого объёма тепла, которое несётся дизельным топливом, предполагалось для охлаждения дизельного циркуляционного орошения колонны К-2 применить три двояных кожухотрубчатых теплообменника, а также заменить два физически изношенных кожухотрубчатых теплообменника дизельного топлива на новые аппараты.

Но было предложено заменить их пластинчатыми теплообменниками «Компаблок». Был проведён расчёт, который показал, что для охлаждения дизельного циркуляционного орошения достаточно установить два пластинчатых теплообменника «Компаблок», а вместо двух физически изношенных кожухотрубчатых теплообменников дизельного топлива можно установить один пластинчатый теплообменник «Компаблок» с сохранением тех же ра-



бочих параметров процесса. Также предлагается изменить существующую схему теплообмена:



1. Расход нефти и нефтепродуктов указан в куб.м/час
2. При проведении расчётов компоновок обеспечить выполнение условий:
 - Температура выхода ДЦО в К-2 из Та-2 должна быть 170 град.
 - Температура выхода нефти из Та-2 на смешение с потоком нефти из Та-4 должна находиться в пределах 190-210 град.
 - Обеспечить максимальное использование тепла потока ДТ из К-4/2 в Та-5, чтобы ДТ поступало в Т-5/1,2 с меньшей температурой.
 - Обеспечить максимальное использование тепла потоков ДТ и ДЦО для обеспечения максимальной температуры нефти из Т-3/1,2 в К-1

В схему нагрева нефти включаются три новых пластинчатых теплообменника Компаблок, два - для охлаждения ДЦО колонны К-2 (новые теплообменники Та-2, Та-3), и один - взамен двух старых кожухотрубчатых теплообменников Т-7, Т-8 нагрева нефти дизельным топливом из колонны К-4/2 (новый аппарат Та-5).

При проведении реконструкции установки АТ-1, первоначально предполагалось, для охлаждения дизельного циркуляционного орошения колонны К-2 применить три новых сдвоенных кожухотрубчатых теплообменника моделей: 1000ТП/25-6-4, 1000ТП/25-9-4, 1200ТП/25-6-4. Теплообменники данного типа имеют большие габариты и массу, а также невысокий коэффициент теплопередачи, что для современных условий развития производства не приемлемо.

Было предложено заменить громоздкие кожухотрубчатые теплообменники на компактные пластинчатые теплообменники «Компаблок» фирмы «Альфа Лаваль». По заданным параметрам, специалисты компании провели расчёт, который показал, что вместо трех сдвоенных кожухотрубчатых теплообменников с общей поверхностью теплообмена 2164 м² можно установить два пластинчатых теплообменника Компаблок с общей поверхностью теплообмена 362,4 м², с сохранением тех же рабочих параметров процесса. При



этом один Компаблок занимает около 1 м² установочной площади. Аппараты выполнены из коррозионностойкого сплава SMO 254 (20% Cr; 18% Ni; 6,2% Mo), с толщиной пластин 1 мм. Имеют суммарный расчётный коэффициент теплопередачи в 5 раз выше, чем у кожухотрубчатых теплообменников и в 4,5 раза меньшую массу.

Сравнительные технико-экономические показатели этих аппаратов приведены в следующей таблице:

Показатели	Та-2	Та-3	Т-9/1,2	Т-14/1,2	Т-100/1,2
Модель	Компаблок CPL 75	Компаблок CPL 75	1000ТП/25-9-4	1000ТП/25-6-4	1200ТП/25-6-4
Расход ДЦО	120 м ³ /ч	131,3 м ³ /ч	84,3 т/ч	84,3 т/ч	84,3 т/ч
Нефть	160 м ³ /ч	310 м ³ /ч	125 т/ч	125 т/ч	225 т/ч
Температура ДЦО	227° С-170° С	300° С-227° С	182° С-170° С	228° С-182° С	300° С-228° С
Нефть	160° С-202° С	207° С-237° С	106° С-115° С	155° С-186° С	208° С-234° С
Мощность	2,85 Гкал/ч	4,02 Гкал/ч	0,59 Гкал/ч	2,34 Гкал/ч	3,99 Гкал/ч
Коэффициент теплопередачи	869,2 Ккал/м ² ч °С	981 Ккал/м ² ч °С	106,4 Ккал/м ² ч °С	135,7 Ккал/м ² ч °С	136,1 Ккал/м ² ч °С
Поверхность теплообмена	230,6 м ²	131,8 м ²	806 м ²	538 м ²	820 м ²
Расчётное давление	25 кгс/см ²	25 кгс/см ²	25 кгс/см ²	25 кгс/см ²	25 кгс/см ²
Расчётная температура	350°С	350°С	450°С	450°С	450°С
Число ходов	8	4	4	4	4
Вес аппарата	11851 кг	6768 кг	2 × 14150 кг	2 × 11400 кг	2 × 15350 кг
Объём	1,65 м ³	0,97 м ³	15м ³	10м ³	12 м ³
Цена аппарата	7429611 руб.	4797063 руб.	2 × 2550000 руб.	2 × 1700000 руб.	2 × 2300000 руб.

В существующей схеме теплообмена, для нагрева нефти дизельным топливом используются кожухотрубчатые теплообменники: Т-1/1,2; Т-5/1,2; Т-7, Т-8. Причём если теплообменники Т-1/1,2 и Т-5/1,2 относительно новые, то аппараты Т-7 и Т-8 эксплуатируются с 1981 года и уже требуют замены. Было предложено также заменить их компактными пластинчатыми теплообменниками. По заданным параметрам, специалисты компании «Альфа Лаваль» провели расчёт, который показал, что два кожухотрубчатых теплообменника модели 1000ТП/25-6-4 с общей площадью теплообмена 568 м² с успехом могут быть заменены одним пластинчатым теплообменником Компаблок с поверхностью теплообмена 98,8 м² с условием сохранения тех же рабочих параметров процесса. При этом пластины Компаблока изготовлены из коррозионностойкого сплава SMO 254 (20% Cr; 18% Ni; 6,2% Mo) с толщиной 1 мм, весит аппарат в 3 раза меньше, чем два кожухотрубчатых теплообменника и имеет в 5 раз больший коэффициент теплопередачи. Сравнительные технико-экономические показатели этих аппаратов приведены в таблице:



Показатели	Та-5 Компаблок CPL 75	Т-7 1000ТП/25-6-4	Т-8 1000ТП/25-6-4
Расход Дизельное топливо	60 м ³ /ч	60 т/ч	60 т/ч
Нефть	310 м ³ /ч	100 т/ч	100 т/ч
Температура Дизельное топливо	262 °С -200 °С	252 °С -214 °С	214 °С -209 °С
Нефть	195 °С -207 °С	168 °С -191 °С	165 °С -168 °С
Мощность	1,56 Гкал/ч	1,41 Гкал/ч	0,2 Гкал/ч
Коэффициент теплопередачи	908,6 Ккал/м ² ч °С	98,57 Ккал/м ² ч °С	95,76 Ккал/м ² ч °С
Площадь поверхности теплообмена	98,8 м ²	284 м ²	284 м ²
Расчётное давление	25 кгс/см ²	25 кгс/см ²	25 кгс/см ²
Расчётная температура	350 °С	450 °С	450 °С
Число ходов	6	4	4
Габаритные размеры	1660 × 1632 × 1031 мм	7640 × 1285 × 1558 мм	7640 × 1285 × 1558 мм
Вес пустого аппарата	7351 кг	11400 кг	11400 кг
Объём	0,73 м ³	5 м ³	5 м ³
Материал Корпуса	Alloy 254 SMO	16 ГС	16 ГС
Пучка	Alloy 254 SMO	Ст 20	Ст 20
Цена аппарата	4080492 руб.	1700000 руб.	1700000 руб.

В данном случае экономический эффект рассчитывается из сопоставления приведённых затрат на установку и обслуживание пластинчатых теплообменников «Компаблок» и кожухотрубчатых теплообменников.

Затраты на пластинчатые теплообменники:

Стоимость оборудования (с установкой) – 17110681 рублей.

Стоимость обслуживания за три года – 450000 рублей.

Затраты на кожухотрубчатые теплообменники:

Стоимость оборудования (с установкой) – 18834167 рублей.

Стоимость (минимальная) обслуживания за три года – 1327790,4 рубля.

Экономия на обслуживании за три года составит – 877790,4 рубля. Таким образом, экономия на обслуживании за год составит – 292596,8 рубля + единовременная экономия на установке оборудования – 1723486 рублей.

Теплообменники «Компаблок» применяются в различных процессах на многих предприятиях химической, нефтехимической, нефтеперерабатывающей промышленности и в энергетике, во многих странах мира. И зарекомендовали себя как очень надёжное, простое и экономичное в эксплуатации оборудование.

Выбор пластинчатых теплообменников «Компаблок», по сравнению с установкой кожухотрубчатых теплообменников, имеет ряд важных преимуществ.



шеств с технической и экономической точек зрения:

- сокращение затрат на монтаж
- снижение расходов на техническое обслуживание
- минимальные эксплуатационные затраты
- уменьшение площади теплопередачи
- высокий коэффициент теплопередачи
- увеличение межсервисных периодов (до 3-х лет и более)
- низкая металлоёмкость конструкции (в несколько раз)

Установка теплообменников Компаблок даст возможность существенно сэкономить производственные площади, оптимизировать теплообменные процессы и гораздо реже проводить сервисное обслуживание. При этом капитальный ремонт теплообменников Компаблок вообще не предусмотрен, все ремонты могут быть только текущими, и не подразумевают ремонт пакета пластин.

У теплообменников Компаблок более высокие технико-экономические показатели и меньшие массогабаритные характеристики. Они технологичны в исполнении, меньше подвержены загрязнению и просты в эксплуатации. В нашем, конкретном случае, несмотря на несколько большую стоимость теплообменников Компаблок, стоимость монтажа, обвязки и технического обслуживания, в среднем, будет ниже, чем для кожухотрубчатых теплообменников.

Из всего выше сказанного можно сделать вывод, что пластинчатые теплообменники способны весьма существенно повысить эффективность теплопередачи на установках первичной переработки нефти, сократить издержки, повысить экономику процесса в целом.

УТИЛИЗАЦИЯ ОТХОДОВ БУРЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ГУМИНОВЫХ ВЕЩЕСТВ

Е.Н.Березнева

Филиал «Астраханьбургаз»

По масштабам и физическим особенностям воздействия на природную среду Астраханский Газовый Комплекс (АГК) относится к числу отраслей, обладающих высокой экологической опасностью.

Основными источниками техногенного воздействия на природную среду при строительстве скважин в филиале «Астраханьбургаз» являются дорожная техника, утечки при обработке и утяжелении бурового раствора, поступление токсичных веществ из шламовых амбаров, в которых накапливаются отходы бурения и т.д. Следствием всех этих факторов становится разрушение почвенно-растительного покрова, загрязнение подземных вод, нарушение состояния экологически сбалансированной природной среды.



Наибольшую опасность представляют образующиеся в процессе строительства скважины отходы бурения (отработанный буровой раствор, буровой шлам, буровые сточные воды), так как в своем составе содержат широкий спектр загрязнителей. На данный момент в нашем филиале отходы бурения, сдаются на утилизацию в ЗАО «ПК «ЭКО +».

Предлагается технология утилизации буровых отходов, основанная на смешивании отходов бурения с гумино-минеральным концентратом (ГМК), в результате чего устраняются токсичные свойства первых. При этом затраты на детоксикацию буровых отходов ГМК значительно меньше, чем затраты на их вывоз в ЗАО «ПК «ЭКО +».

В отходах бурения содержится широкая гамма загрязнителей, представленных применяемыми химическими реагентами, а также токсикантами, поступающими из разбуриваемых пород и пластовых вод (легкорастворимые соли, в т.ч. сода, ионы тяжелых металлов, жидкие углеводороды), поэтому буровые отходы являются источником загрязнения для окружающей среды, что затрудняет их практическое применение.

В связи с этим Управление по технологическому и экологическому надзору Ростехнадзор по Астраханской области в соответствии с Законами Российской Федерации «Об охране окружающей среды», «Об отходах производства и потребления» запрещает захоронение отходов бурения в земляных шламовых амбарах на территории буровой площадки.

В последние годы освоена эффективная технология производства гуминовых кислот из дешевого и доступного сырья — бурого угля в форме гумино-минерального концентрата (ГМК) - ТУ 2189-004-52388344-00.

Технология детоксикации отработанных буровых растворов, основанная на применении гумино-минерального концентрата (ГМК), является высокоэффективной, экономичной и достаточно простой в применении.

В результате смешивания отработанного бурового раствора с гумино-минеральным концентратом образуется гумино-минеральный мелиорант (ТУ 2189-001-54765226-01). При этом происходит нейтрализация токсичных свойств ОБР и БШ. Образующуюся массу можно использовать в качестве мелиоранта для рекультивации нарушенных почв и земель.

Характеристика гумино-минерального концентрата, применяемого для приготовления мелиоранта на основе отработанных буровых растворов, приведена в таблице 1.



Таблица 1.

Характеристики гумино-минерального концентрата (ГМК)

№ п/п	Показатель	Норма
1	2	3
1.	Назначение	Формирование почв из грунтов естественно-го и искусственного происхождения, восстановление свойств и плодородия деградированных почв, связывание тяжелых металлов, сорбция и ускоренное разложение органических экотоксикантов.
2.	Внешний вид	Гелеобразная масса черного цвета.
3.	Массовая доля гуминовых кислот в пересчете на сухое вещество, %, не менее	15
4.	pH препарата, в пределах	6,5-7,5

Гумино - минеральный концентрат, как самостоятельное вещество, применяется для решения многих экологических проблем: восстановления свойств и плодородия деградированных почв, детоксикации (санации) загрязненных почв и т.д.

Многочисленными экспериментальными исследованиями и опытом практической работы подтверждена высокая эффективность ГМК. Ниже приведены результаты испытаний технологии детоксикации ОБР, БСВ, БШ и их утилизации.

Технология утилизации отходов бурения, основанная на применении гумино-минерального концентрата (ГМК), позволяет получать из БСВ гумино-минеральный мелиорант в виде текучего геля, удобного для внесения в нарушенные земли, а из БШ – мелиорант в виде раздельно-зернистой сыпучей массы. Эти рекультиванты обеспечивают не только восстановление свойств и функций нарушенного почвенного покрова, но и эффективно защищают почву от водной и ветровой эрозии. Предлагаемая технология обеспечивает комплексное решение проблемы утилизации БСВ и БШ.

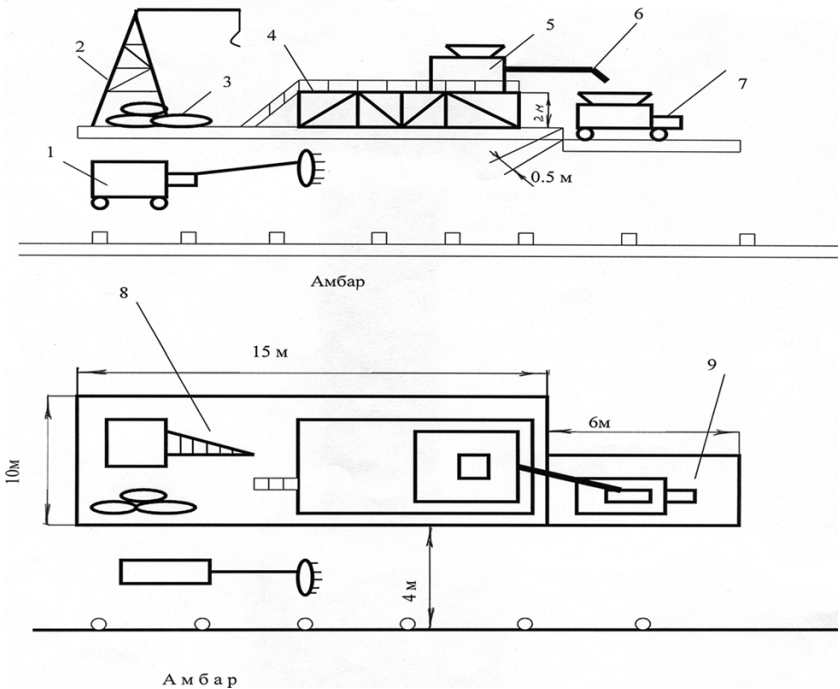
Приготовление ГММ осуществляется по мере образования и накопления отработанного бурового раствора. Либо в местах складирования (захоронения) отходов. Возможно приготовление ГММ в стационарных условиях в пунктах сбора, обезвреживания и утилизации БСВ, БШ.

ГМК и отходы смешиваются в устанавливаемой пропорции до получения однородного по цвету и составу гумино-минерального мелиоранта в виде геля текучей консистенции.



Схема применения ГМК.

1. У шламowego амбара монтируется оборудование (см. схему)
 2. Буровой шлам экскаватором из шламowego амбара загружают в глиномешалку вместе с гумино – минеральным концентратом. Все перемешивают.
 3. Смесь из глиномешалки самотеком поступает в снегоуборочную машину, которая разбрасывает ее по отведенной территории. После этого территорию поливают.
- После внесения ГММ производят вспашку и боронование земли трактором с навесным оборудованием в направлениях, перпендикулярных направлению внесения ГММ. Вспашку производят на глубину корнеобитаемого слоя.



«Рис. 1. Схема расположения оборудования и площадок для детоксикации буровых отходов: 1-Экскаватор; 2-автокран; 3-мешки с ГМК; 4-площадка под глиномешалку; 5-глиномешалка; 6- желоб для слива смеси; 7-снегоуборочная машина; 8-общая бетонная площадка; 9- бетонная площадка под загрузку автомобиля».

Отходами бурения являются буровая сточная вода (БСВ) и буровой шлам (БШ). Решающим фактором, определяющим загрязняющее действие БСВ и БШ, а также возможность нейтрализации вредного воздействия на объекты природной среды, являются их состав и физико-химические свойства. По



агрегатному состоянию указанные отходы могут быть систематизированы как жидкие (текучие), полужидкие (пастообразные) и твердые. При этом основным признаком отнесения к тому или иному виду в данной систематизации является содержание твердой и жидкой фазы.

Так же как и БСВ, буровые шламы подлежат обезвреживанию и утилизации. Для подтверждения возможности использования БШ в качестве компонента гумино-минерального мелиоранта проведен модельный опыт с использованием бурового шлама со скважины Девонская № 1 (Астраханская область).

Модельный (лабораторный) опыт проведен с учетом конкретных условий для определения оптимальной дозы внесения мелиоранта, приготовленного из ГМК и БШ, взятых в отношении 1 : 20 и 1 : 10. Были использованы две дозы: 150 т/га (доза 1) и 300 т/га (доза 2) по сухому веществу. В данном случае модельный опыт является двухфакторным: изучаются два вида мелиоранта, отличающиеся количеством ГМК в его составе.

В качестве тестовой культуры использовался ячмень (сорт «Дина»).

Таблица 2

Всхожесть семян ячменя (усредненные данные)

Варианты		Всхожесть семян (%)
1	Контроль	100.0
2	Почва + ГММ (доза 1)	15.4
3	Почва + ГММ (доза 2)	92.3

Применительно к условиям скважины Девонская № 1 (Астраханская область) оптимальный состав ГММ обеспечивается при смешивании ГМК и бурового шлама, взятых в отношении 1 : 10 (по сухому веществу). Оптимальная доза внесения ГММ составляет 150 т/га по сухому веществу. Внесение ГММ в этой дозе обеспечивает почти 100 %-ную всхожесть семян и продуктивность растений на уровне контрольного варианта. Активность каталазы возрастает на 42 %, увеличивается полная и наименьшая влагоемкость.

1. На основании результатов проведенных испытаний технологии детоксикации отработанных буровых растворов, шламов и их утилизации в качестве мелиорантов для рекультивации нарушенных земель, установлено соответствие полученных результатов и всех основных технологических показателей и характеристик на изготовление гумино-минерального мелиоранта из отработанных буровых растворов и гумино-минерального концентрата и его применение для рекультивации нарушенных земель.

Были проведены аналогичные опыты в Оренбургской области на скважине №1 Южно-Линевская и в Новом Уренгое на скважине № 5392-5393, куст 196.

В обоих случаях получены положительные результаты. Соотношение отходов бурения и ГМК зависит от структурируемости почвы.



Выводы и рекомендации:

1. Установлены основные качественно-количественные зависимости детоксикации отработанных буровых растворов и особенности их утилизации с учетом местных почвенно-климатических условий. При этом определены оптимальные составы гумино-минерального мелиоранта при смешивании ГМК и ОБР, дозы внесения ГМК в почву, применение которых приводит к получению нелинейных эффектов по всхожести семян растений, прибавке надземной биомассы и каталазной активности.

2. По результатам лабораторных исследований и полевых испытаний технологии детоксикации ОБР, шламов и их утилизации в качестве мелиорантов для рекультивации нарушенных земель, установлено соответствие полученных технологических показателей и характеристик требованиям ТУ 2189-001-54765226-01. Разработаны рекомендации по применению технологии рекультивации нарушенных земель гумино-минеральным мелиорантом на объектах ООО «Бургаз».

Анализ экономической эффективности

Сравнивая стоимость утилизации отходов бурения при вывозе их в ЗАО «ЭКО +» и при использовании ГМК (таб. 3.) следует отметить снижение экономических затрат:

Таблица 3.

Стоимость утилизации 830 м ³ буровых отходов (БШ и БСВ) по договору с ЗАО «ЭКО +», руб., с НДС	Стоимость утилизации 830 м ³ буровых отходов с использованием ГМК и рекультивация нарушенных почв, руб., с НДС	Снижение затрат при применении ГМК, руб.
3 801051,4	3 170 904	630 147,4

При строительстве буровой скважины образуется до 830 м³ буровых отходов: БШ – 760 м³; БСВ – 70 м³. Стоимость утилизации БШ, БСВ в ЗАО «ЭКО +» приводится без учета возможного повышения цены, из-за избыточного содержания хлоридов, однако, как показывает практика, затраты филиала «Астраханьбургаз» на утилизацию 1 м³ отходов бурения увеличиваются в 2-3 раза.

Пример сметы затрат на проведение детоксикации отходов бурения ГМК на скважине представлена в Приложении 1.

Из приведенных выше данных можно сделать вывод, что использование ГМК в качестве альтернативного метода утилизации отходов бурения, приводит к снижению экономических затрат с каждой скважины на **630 147,4 рублей**, а также позволит решить вопрос о рекультивации нарушенных земель.



Перспективы применения предлагаемой технологии в других сферах деятельности

Гумино - минеральный концентрат может быть использован:

- для детоксикации загрязненных почв;
- для обработки СВ различной природы;
- для защиты и увеличения роста растений, произрастающих на территориях с повышенным содержанием экотоксикантов.

Приложение №1

РАСЧЕТ затрат на проведение детоксикации БШ и БСВ гумино-минеральным концентратом

№№ п/п	Статьи затрат	Сумма руб.
1	Стоимость ГМК на детоксикацию 130 м3	1736574
2	Транспортные затраты	10834
3	Основная зарплата	1346
4	Единый социалог 26%	832
5	Отчисление по страхованию от несчаст.случаев 0,4%	13
	Итого :	1749598
6	Накладные расходы 27,9%	488138
7	Расчетная рентабельность 20%	447547
	Итого :	2685284
8	Компенсации	1853
9	Транспортировка вахт (35*2)	70
	Итого:	2687207
	НДС:	483697
	Всего с НДС:	3170904



ИССЛЕДОВАНИЕ КВАЗИПЛАСТИЧЕСКОГО УДАРА УДАРНОЙ СИСТЕМЫ «ПОРШЕНЬ-БОЕК-ИНСТРУМЕНТ» ИСПОЛНИТЕЛЬНОГО ОРГАНА ПРОХОДЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ СПЕЦВЫРАБОТОК НЕБОЛЬШОЙ ПРОТЯЖЕННОСТИ

А.Я.Бурак

Санкт-Петербургский государственный горный институт

Тоннелестроение приобретает в настоящее время все большее значение для развития сетей дорог и городских коммуникаций. Строительство подземных сооружений осуществляется следующими способами: открытым, закрытым, опускным, горным, шитовым, механизированным и способом продавливания. Проведенные исследования современных способов проходки спецвыработок и станционных тоннелей небольшой протяженности в условиях ОАО «Метрострой» показали, что наименее эффективной, с точки зрения производительности проходческих работ и технологичности, является технология бесщитовой проходки тоннелей отбойными молотками с применением ручного труда и механизированного укладчика тоннельной обделки, который применяется до сих пор.

В связи с этим можно сделать прогноз возможности получения большого социально-экономического эффекта в случае внедрения в производство механизированного проходческого комплекса на основе стандартного оборудования, который обеспечил бы механизацию процессов отбойки, крепления и уборки отбитой породы, обладающий небольшими габаритными размерами и достаточно простой при монтаже и использовании. Оборудование по отбойке разрабатываемого забоя должно быть укомплектовано малогабаритными ударниками с высокой эффективностью передачи энергии удара на забой.

На рисунке 1 показана блок-схема проведения теоретических и экспериментальных исследований при разработке такого проходческого комплекса в условиях ОАО «Метрострой». Рассмотрение различных вариантов компоновок проходческого комплекса для проведения спецвыработок и станционных тоннелей в условиях ОАО «Метрострой» с использованием метода морфологического анализа позволило остановиться на варианте оснащения шагающего крепеустановщика конструкции ОАО «Метрострой» исполнительным органом, обеспечивающим механизацию процесса отбойки породы и исключая присутствие людей в призабойной зоне. Вариантами сменного рабочего оборудования по разработке забоя рассмотрены гидродарники или гидравлические фрезы.

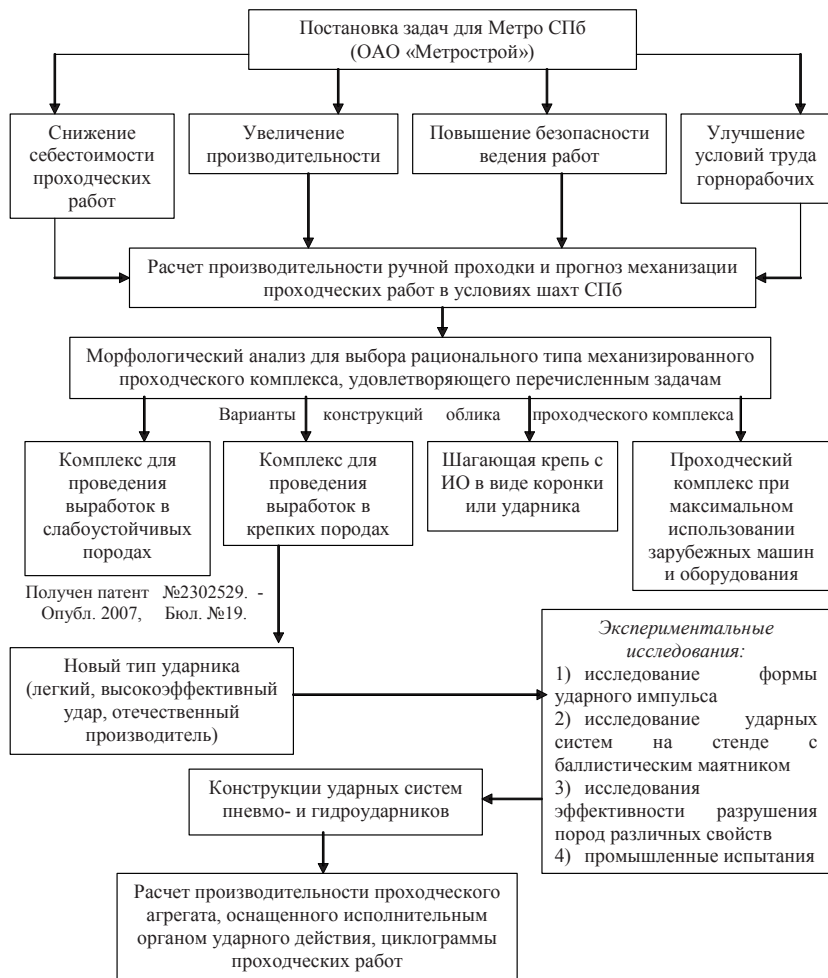


Рис. 1. Блок-схема проведения теоретических и экспериментальных исследований при разработке механизированного проходческого комплекса

На рисунке 2 представлена технологическая схема проходки спецвыработок.

Производительность гидроударника определяется по эмпирическим формулам:

$$Q_k = 60 / t_k, \text{ т/час}; Q_y = 60 / t_y, \text{ т/час},$$

где t_k - время отбойки 1т. породы в кутке; t_y - время отбойки 1т. породы в уступе.



Производительность фрезы определяется по следующей формуле:

$$Q_{теор} = 60 \cdot S \cdot V_{пб} \cdot K_{заг} \cdot K_{охв}, \text{ м}^3/\text{мин},$$

где S - площадь обрабатываемого забоя, перпендикулярная к скорости движения машины, м^2 ; $V_{пб}$ - скорость боковой подачи, $\text{м}/\text{с}$; $K_{заг}$ - коэффициент, зависящий от глубины заглублия фрезы в массив; $K_{охв}$ - коэффициент охвата.

В качестве фрезы с гидравлическим приводом может быть предложена фреза с продольно-режущей головкой, например ERKAT (серии ER 250L).

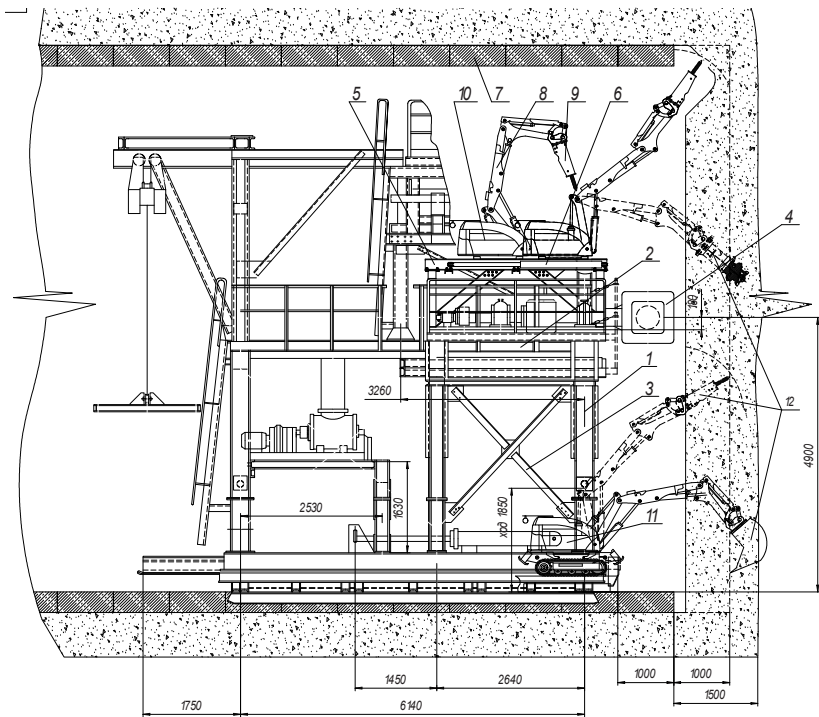


Рис. 2. Технологическая схема проходки спецвыработок с использованием проходческого агрегата на основе крепеустановщика, агрегатированного серийным манипулятором 1 – стойка; 2 – рама несущая; 3 – раскосы; 4 – рычаг крепеустановщика; 5 – платформа; 6 – механизм подачи манипулятора на забой; 7 – тубинг; 8 – манипулятор машины фирмы Brokk; 9 – гидродарник; 10 – поворотная платформа машины фирмы Brokk; 11 – самоходная машина фирмы Brokk легкой серии; 12 – навесное оборудование.

На основании экспериментальных данных, в условиях шахт ОАО «Метро-



строй», скорость боковой подачи фрезы может быть выбрана в диапазоне $V_{пб} = 0,03 \div 0,07 \text{ м/с}$.

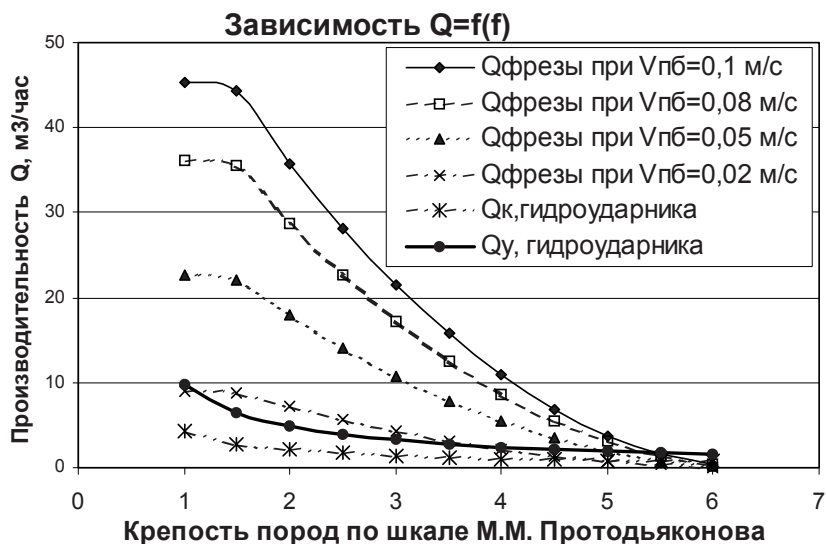


Рис. 3. Производительность отбойки породы проходческим комплексом, оснащенным различными вариантами исполнительного органа

Анализ зависимости производительности проходки от крепости пород по шкале М.М. Протождьяконова (см. рис. 3.) для различных вариантов исполнительных органов показывает, что для забоев шахт ОАО «Метрострой», особенно в тоннелях южных направлений, где сухая глина (f до 3) по напластованию через 5...10см включает пропластки крепких пород (закварцованный песчаник, например, в забоях шахты у станции «Обводный канал»), производительность фрезы недостаточно велика и составляет величину, меньшую производительности гидроударника.

Поэтому для разработки забоев шахт Санкт-Петербурга необходимо использовать гидравлический ударник, способный в весьма ограниченном пространстве (при малых габаритах) обладать значительной энергией удара и эффективным способом разрушать забой.

По сравнению с бесшпоровой проходкой тоннеля отбойными молотками и крепеустановщиком применение манипулятора с гидроударником, смонтированным на универсальном крепеустановщике имеет следующие преимущества: увеличивается скорость проходки выработки; значительно снижается трудоемкость ручных работ; повышается безопасность ведения работ и улучшаются условия труда горнорабочих.

Для повышения энергии удара и эксплуатационных показателей стандарт-



ных гидроударников может использоваться двоякая ударная система, которая работает по схеме «ударник - боек – инструмент». Установка бойка небольшой массы между ударником и инструментом реализует процесс дребезга.

Квазипластический удар в системе трех тел, движущихся прямолинейно, возникает в результате дребезга бойка, первоначально описанный Нагаевым Р.Ф. В частности, им было установлено, что для реализации дребезга необходимо выполнение неравенства:

$$\frac{(\sqrt{R_1} + \sqrt{R_2})^2}{(1 + R_1)(1 + R_2)} < \frac{m_1 m_2'}{(m_1 + m_2'')(m_2'' + m_2')} , (1)$$

где R_1 и R_2 - коэффициенты восстановления скорости при ударе бойка о штангу и о поршень; m_1 - условная масса штанги, активно воспринимающая ударную нагрузку, $m_1 = m_{шт} / 3$, $m_{шт}$ - полная масса штанги; m_2 - общая масса поршня-ударника, величина которого равна сумме масс промежуточного бойка (m_2'') и собственно ударника m_2' , то есть $m_2 = m_2'' + m_2'$.

В частном случае, когда $R_1 = R_2 = R$ и, введя следующие параметры: $\mu = m_2'' / m_2$ - коэффициент, характеризующий отношение массы малой части ударника (бойка) m_2'' к массе всего ударника; $\nu = m_2 / m_1$ - коэффициент, характеризующий отношение массы всего ударника m_2 к массе штанги, вместо (1) получаем:

$$\frac{4R}{(1 + R)^2} < \frac{1 - \mu}{1 + \mu\nu} (2)$$

Динамика ударного процесса двоякого ударника описывается следующим образом: в процессе соударения участвуют три тела: штанга-бойк-поршень.

Известно, что при распространении затухающего колебания для реализации поставленной задачи необходимо выполнить следующее условие: время удара должно быть меньше времени дребезга, которое должно быть меньше времени распространения волны ($T_{др} \ll T_{вол}$). Причем время цикла ограничивается значением частоты ударов, например, для ПП-54 равно 1/30 секунды.

$$T_{др} = \frac{1 + R_2}{h_1 + R_2} \cdot \frac{s}{v_{ny}} ,$$

где s - величина предварительного зазора между бойком и хвостовиком



штанги, м; $V_{пу}$ – скорость поршня-ударника, м/с; h – характеристическое число (изменяется в интервале от 0 до 1), определяемое из квадратичного уравнения при $R_1=R_2=R$:

$$h^2 + \left[2R - \frac{m_1 m_2' (1+R)^2}{(m_1 + m_2'') m_2} \right] h + R^2 = 0 \quad (3)$$

Соотношение масс ударной системы выбирается исходя из условия, что абсолютно неупругое соударение будет более выгодным, если масса штанги m_1 мала, то есть: $m_2 > m_1(2R + R^2)$. Это неравенство является необходимым, но не достаточным условием большей эффективности абсолютно неупругого соударения ударника и штанги.

Коэффициент при h в рассматриваемом квадратном уравнении ($a \cdot h^2 + b \cdot h + c = 0$) при различных соотношениях масс ударной системы для различных R представлен в таблице 1.

Таблица 1

Массы m_1 и m_2 , кг	Масса бойка m_2'' , кг	Коэффициенты восстановления скорости $R_1=R_2=R$				
		8/9	7/9	6/9	5/9	4/9
массы 2 и 5	0,001	-1,787627	-1,602727	-1,442501	-1,306949	-1,196071
массы 5 и 10	0,001	-1,789055	-1,603994	-1,443616	-1,307921	-1,196901
массы 500 и 100	0,2	-1,78158	-1,597372	-1,437796	-1,302851	-1,19253
массы 2 и 5	0,01	-1,765289	-1,582941	-1,425112	-1,291802	-1,183003
массы 2 и 5	0,022	-1,735846	-1,55686	-1,402189	-1,271834	-1,165786
массы 2 и 5	0,12	-1,509279	-1,356164	-1,225796	-1,118176	-1,033296
массы 5 и 5	0,3	-1,149132	-1,03714	-0,945404	-1,042464	-0,822693

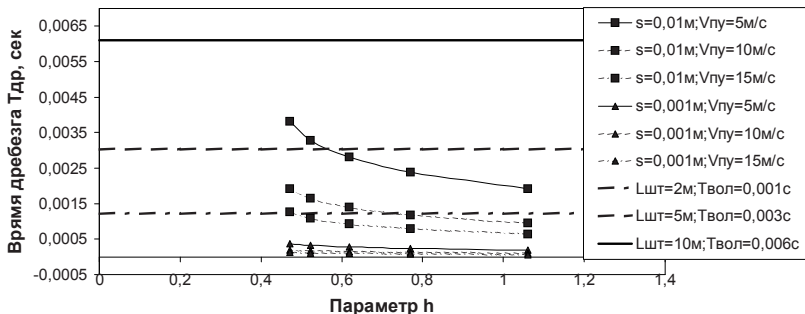
Сопоставляя различные соотношения масс для различных R , уравнение (3) имеет решение при положительном дискриминанте, что будет иметь место, если коэффициент при h по модулю изменяется в диапазоне от 0,8 до 1,12 (при $R=5/9$), а при $R=7/9$ коэффициент при h изменяется от 1,55 до 1,7.

На рисунке 4-а представлен график зависимости времени дребезга от параметра h (для случая $m_1=2$ кг; $m_2=5$ кг; $m_2'' = 0,12$ кг) при различных значениях величины зазора s и скорости поршня-ударника $V_{пу}$.

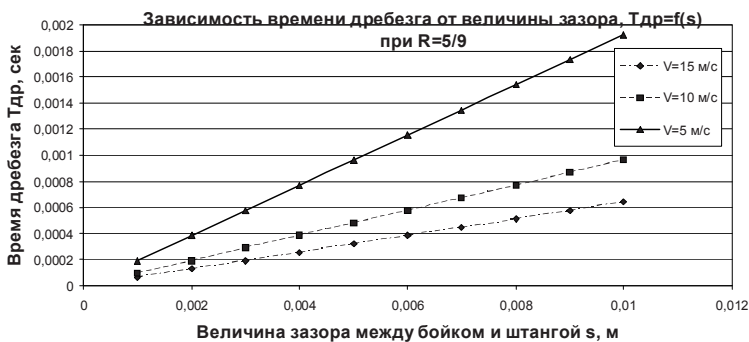
Для характеристики области реализации процесса дребезга на рисунке 4 а показаны кривые времени волнового процесса $T_{вол}$, ограничивающие зону дребезга для различных длин штанг. На рисунке 4 б построены графики зависимости времени дребезга от величины зазора между бойком и хвостовиком штанги.



Зависимость времени дребезга от параметра h



а)



б)

Рис. 4. - Графики зависимостей времени дребезга $T_{др}$ от: а) параметра h ; б) величины зазора s между бойком и хвостовиком штанги

Сопоставляя графики (см. рис 4а-б), построенные по теоретическим данным для различных s и $V_{пу}$, видно, что дребезг в системе трех тел реализуется в случае величины зазора между бойком и штангой меньше 5 мм, что не противоречит утверждению о том, что с увеличением длины штанги время волнового процесса должно увеличиваться и это не противоречит неравенству $T_{др} < T_{вол} < T_{цикла}$, которое должно выполняться вне зависимости от длины штанги, что и наблюдается на графиках.

Выполненные специалистами СПГИ (ТУ) совместно со специалистами кафедры Теории упругости СПГУ теоретические исследования эффективности переноса ударного импульса, позволяют полную механическую энергию упругих волн, возбуждаемых в штанге при ударе, представить в виде:

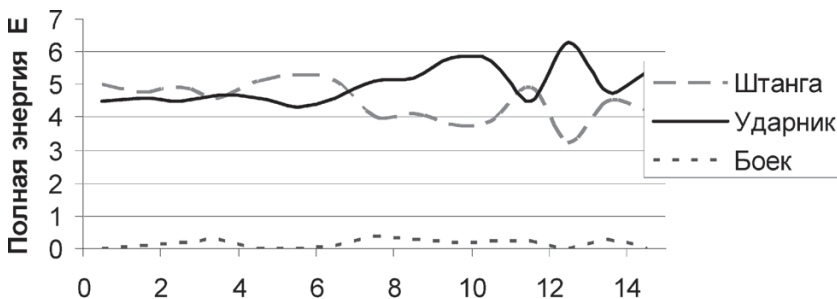


$$E = W \rho c_l \int_0^T v(t)^2 dt$$

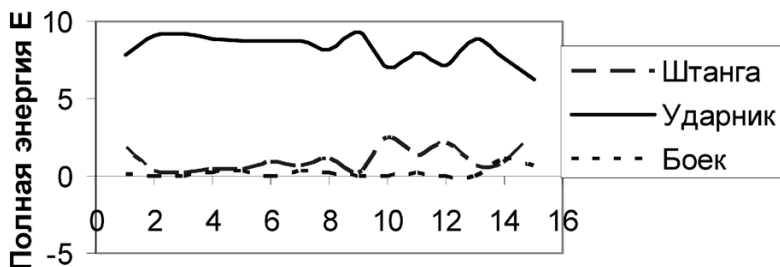
где W – площадь поперечного сечения стержня, m^2 ; ρ – плотность, t/m^3 ; c_l – скорость продольной волны в стержне, m/c .

На рис. 5. приведены графики зависимости полной энергии штанги, ударника и бойка от расстояния s между бойком и штангой для различных значений жесткостей ударника k_1 и штанги k_2 . Здесь наблюдается рост передаваемой в штангу энергии в случае двоянного ударника.

Анализируя графики на рис. 5 видно, что в случае $k_2 \ll k_1$ для малых значений s , до 7 мм, энергия, передаваемая в штангу сопоставима передаваемой энергии одиночного соударения, отклонения не превышают 4%. С увеличением расстояния от бойка до штанги количество передаваемой в штангу энергии падает.



а) Расстояние между соударяющимися поверхностями бойка и штанги s . мм



б) Расстояние между соударяющимися поверхностями бойка и штанги s . мм

Рис. 5. Графики зависимости полной энергии штанги, ударника и бойка от расстояния s между бойком и штангой
а) для случая $k_2 \ll k_1$. б) для случая равных жесткостей $k_1 = k_2$



Для случая равных жесткостей штанги и ударника $k_1 = k_2$, в отличие от предыдущего случая, в данном наблюдается резкое падение значений передаваемой в штангу энергии. Это связано с тем, что при увеличенной жесткости штанги группа соударений приходится на различные фазы колебания штанги, что меняет перераспределение энергии между штангой и ударником.

Следует заметить, что при значении s от 1 до 5 мм, энергия, передаваемая в штангу, возрастает (при $s=5$ мм – максимальна), а при превышении 5 мм – энергия, передаваемая в штангу, падает. Полученные значения соответствуют результатам, полученным в ходе экспериментальных исследований на стенде в лаборатории, а также в натурных экспериментах (прирост эффективности бурения 30-50 %).

Таким образом, использование такой ударной системы в конструкциях стандартных гидроударников в совокупности с усовершенствованным манипулятором, позволит в значительной степени увеличить энергию удара, интенсивность разрушения пород, а применительно к разработанному проходческому комплексу позволит решить проблемы эффективного и безопасного проведения выработок специального назначения в условиях ОАО «Метрострой», что даст значительный экономический эффект.

МОДЕРНИЗАЦИЯ УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ АБСОРБЦИИ ЦЕХА ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА УППНГ

Ф.Б.Ясинский, Д.А.Василевич

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

ТПП «Лангепаснефтегаз»

В соответствии с Мероприятиями по доведению уровня использования попутного нефтяного газа по предприятиям ОАО «ЛУКОЙЛ» до 95 %, утвержденных первым вице-президентом компании «ЛУКОЙЛ» Магановым Р.У., в августе 2006 года в УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз» прошла реконструкция действующих мощностей по переработке попутного нефтяного газа, позволившая увеличить производительность ЦПГ (цеха по переработке газа) с проектных 1,070 до 1,5 млрд.м³ перерабатываемого газа в год. Фактический прием 1,9 млрд.м³ газа/год.

В результате успешной реализации проекта по почти 2-х кратному увеличению производительности ЦПГ по сырью, а также для осуществления новой программы развития нефтегазовой компании, принятой в конце 2006 года, руководством ООО «ЛУКОЙЛ – Западная Сибирь» рассматривается возможность в перспективе увеличить загрузку мощностей переработки попутного нефтяного газа УППНГ ТПП «Лангепаснефтегаз».

В работе предлагается внести изменения в технологическую схему установки НТА, которые позволят принять и полностью переработать попутный нефтяной газ в количестве до 2,3 млрд.м³.



1. КРАТКОЕ ОПИСАНИЕ ДЕЙСТВУЮЩЕЙ СХЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА.

Во время остановочного ремонта 2006 года в существующую схему производства были внесены конструктивные изменения, которые позволили значительно увеличить загрузку завода и выработку продукции.

1.1. Установка КССГ-1,2

В летний период из-за высокой наружной температуры воздуха в процессе компримирования газа на установках КССГ-1,2 после концевых холодильников Т-104/1-6 температура газа, подаваемого на установку НТА достигала 55°C, что негативно сказывалось на степени захолаживания газа (температура захолаживания составляла около -5-(-10)°C вместо необходимой по регламенту -15-(-23)°C). Увеличивался расход пропана-хладагента, необходимый для того, чтобы охладить газ с такой высокой температурой.

Для приведения температуры газа, подаваемого на установку НТА к технологическим нормам (35-45°C) произведена переобвязка аппаратов воздушного охлаждения Т-104/1,6 для того, чтобы иметь возможность пропускать газ с выкида задействованных компрессоров через все имеющиеся АВЗ, если потребуется, тогда как схема работающая ранее, позволяла охлаждать газ используя только по 2 АВЗ на каждый работающий компрессор, что в летний период бывает недостаточно. Также на установке КССГ-1, используются АВЗ Т-104/1,2 для нужд установки ПХУ-1.

1.2 Установка ПХУ

Для предотвращения повышения давления на выкиде турбокомпрессоров «Светлана» в летний период, для лучшей конденсации паров пропана, дополнительно к имеющимся на установке ПХУ аппаратам воздушного охлаждения Т-2/1-8, Т-316, смонтированы и задействованы в работу 2 аппарата воздушного охлаждения типа АВЗ Т-2/9-10, размещенные на площадке КССГ-1.

Также для уменьшения температуры жидкого пропана, подаваемого на установку НТА в пропановые испарители, включен в технологическую схему установки ПХУ дополнительно к задействованным переохладителям жидкого пропана (аппараты 7.1 и 7.2), еще один переохладитель жидкого пропана, находившийся на консервации на установке ПХУ-2. Включение дополнительного аппарата в схему произведено параллельно существующим переохладителям (аппараты 7.1 и 7.2). Это позволило подавать жидкий пропан на установку НТА с температурой, обеспечивающей максимальную отдачу от его испарения в холодильниках Т-304/1,2, Т-305, Т-310/1,2,3 что, соответственно, сказалось на конденсации целевых компонентов C_{3+} и позволило повысить выход ШФЛУ .



1.3. Установка НТА

Для обеспечения приема в переработку попутного нефтяного газа в количестве 225 тыс.м³/час разделены потоки газа, поступающего на установку.

Для этого в технологическую схему включили дополнительный пропановый испаритель Т-305 (из консервации), и провели переобвязку существующих пропановых испарителей.

Сейчас установка работает по следующей схеме:

Скомпримированный газ с установки КССГ-1,2 с давлением 32-34 кгс/см² проходит последовательно рекуперативные теплообменники Т-301, Т-302/1,2 (вновь смонтированные взамен Т-303, работавшего по старой схеме) и поступает в трубное пространство пропановых испарителей Т-304/1 и Т-304/2. Последний использовался в качестве холодильника орошения колонны К-302 до реконструкции. Далее газожидкостная смесь с температурой -18°С поступает в сепаратор Е-302, где разделяется на предварительно отбензиненный газ и конденсат. Газ поступает на загрузку колонны К-301. При проектной мощности колонны 120 тыс. м³/час на данный момент загрузка варьируется в пределах от 140 до 156 тыс. м³/час в зависимости состава поступающего газа и от температуры окружающей среды. Общее количество газа после сепаратора Е-302 составляет около 200 тыс. м³/час. Если подавать весь этот газ в К-301 то происходит нарушение технологического режима работы колонны (работает как обычный газопровод) Для того чтобы избежать срыва режима работы колонны предусмотрена разгрузочная линия в трубопровод сухого отбензиненного газа из сепаратора С-303 поступающего на ДКС.

Конденсат из сепаратора Е-302 через межтрубное пространство теплообменника Т-303 поступает в трехфазный разделитель Е-303, откуда у/в конденсат смешиваясь с продуктом куба колонны К-301 идет на деэтаннизацию в колонну К-302.

2. СУЩЕСТВУЮЩИЕ ПРОБЛЕМЫ ПРОИЗВОДСТВА.

Для обеспечения оптимальной загрузки абсорбера К-301 часть предварительно отбензиненного газа отводится из сепаратора Е-302 в линию сухого отбензиненного газа, поступающего на ДКС, как было отмечено выше. При смешении газа, поступающего по разгрузочной линии, с отбензиненным газом из колонны К-301 происходит существенное ухудшение качества последнего. Если учесть, что сейчас расход по перемычке составляет 30-50 тыс м³/час, то летом ожидается увеличение до 60-70 тыс м³/час. В итоге газ, поступающий на ДКС, назвать отбензиненным можно будет только условно. Для нормальной работы газовых турбин и турбокомпрессорных агрегатов необходим качественный газ. При ухудшении качества понижается мощность турбокомпрессоров, то есть они могут перекачать меньшее количество газа. Также необходимо учитывать требования к качеству газа, подаваемого в систему магистральных газопроводов ОАО «ГАЗПРОМ».



При увеличении загрузки ЦПГ по перерабатываемому попутному нефтяному газу, блок деэтанализации установки НТА подвергнется большим нагрузкам по количеству конденсата, поступающему в колонну К-302 и, как следствие, повышенному уносу целевых компонентов (C_{3+}) с газом АОК (при расходе газа АОК порядка 50 тыс.м³/час содержание целевых компонентов в нём будет достигать 280 г/м³).

Из-за высокой нагрузки на колонну К-302 по жидкости, отпарная её часть будет фактически выключена из работы (т.к. невозможно будет довести температуру куба колонны до требуемых величин сохраняя нормальный режим работы колонны из-за большого расхода отпариваемой фракции). В десорбер К-303 поступит конденсат, насыщенный лёгкими компонентами, что отразится на режиме его работы (жёсткий режим и повышенная потеря целевых компонентов со сбросными газами, вследствие того, что придётся поддерживать высокую температуры куба колонны К-303 для того, чтобы получать продукт, соответствующий ТУ по содержанию C_1-C_2).

Также необходимо произвести замену пропановых холодильников

Т-310/1,2,3 в связи с низкой эффективностью их работы по причине морального и физического старения.

Для устранения вышеперечисленных узких мест, а также для того, чтобы предусмотреть прием в переработку дополнительного количества сырья предлагаем провести модернизацию технологической схемы установки НТА.

3. МОДЕРНИЗАЦИЯ УСТАНОВКИ НТА

3.1 Блок абсорбции

Для полной переработки существующих и возможно увеличенных объемов до 2,3 млрд м³ газа/год предлагаем и считаем необходимым произвести замену колонну К-301. Ключевым параметром, влияющим на стабильную работу колонны, которая загружается сырым газом, является ее диаметр!!! Диаметр эксплуатируемой колоны 2,6 м., высота 27 м., количество тарелок -30. Проведенные расчеты показывают, что для переработки повышенных объемов газа необходим абсорбер с диаметром 3,95 м, с той же высотой и тем же количеством тарелок. Включение нового абсорбера в технологическую схему произвести на существующую аппаратную и трубопроводную обвязку действующего абсорбера К-301. При увеличении объема перерабатываемого газа увеличится расход подаваемого на орошение насыщенного абсорбента. Потребуется дополнительный насос на резерв к существующим насосам НЦ-304/1,2.

3.2 Блок деэтанализации

Для обеспечения стабильной работы блока деэтанализации, и как следствие блока десорбции, сокращения потерь целевых компонентов с газом АОК,



и сбросным газом, предлагается включить в технологическую схему блока деэтаннизации, параллельно к существующей колонне К-302/1, колонну деэтаннизатор К-302/2, находящуюся в настоящее время на консервации на установке НТК. Произвести включение дополнительной колонны на существующую аппаратную и трубопроводную обвязку действующей колонны К-302/1, с переносом теплообменника Т-311, обогревающего среднюю часть колонны К-302/1 на подогрев куба колонны К-302/2. Фактическая мощность узла нагрева теплоносителя (печь П-301) не позволит поддерживать заданную температуру кубовых частей колонн К-302/1, К-302/2 (100-120°C). Поэтому необходимо к существующей печи П-301 строительство дополнительной печи П-301/1 мощностью 15 МВт. В связи с увеличением объема перекачиваемого теплоносителя потребуются замена морально и физически устаревших центробежных насосов НЦ-305/1,2,3 на 2 герметичных бессальниковых насоса большей производительности.

Предлагаемые технические решения позволят перерабатывать весь принимаемый газ с получением высококачественного товарного продукта (сухой отбензиненный газ, с содержанием целевых компонентов до 30 г/м³ и ШФЛУ, соответствующей ТУ по содержанию легких компонентов), отказаться от разгрузочной линии (перемычки), что приведет к улучшению качества газа подаваемого в систему магистральных газопроводов ОАО «ГАЗПРОМ». Увеличится загрузка турбокомпрессорных агрегатов и стабилизируется работа газовых турбин.

4. ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ЧАСТЬ

В таблице 1 показано, как изменятся объемы производства продукции после модернизации технологической схемы.

Наименование	До	После	Откл.
Прием газа в переработку, тыс. м ³	1 802 227	2 300 000	497 773
Выработка сухого отбензиненного газа, тыс. м ³	1 439 505	1 844 327	404 822
Выработка ШФЛУ, тонн	629 241	786 600	157 359

Таблица 1. Изменение объемов производства продукции.

Далее сравниваются производственные затраты по УППНГ до и после модернизации технологической схемы установки НТА в условиях 2006 года (см. таблицу 2).



(тыс.руб.)

№ п/п	Статьи затрат	План на 2007 год	После модернизации	Откл. +/-
1	Сырье и основные материалы	1 785 000	2 259 955	474 955
2	Вспомогательные материалы	53 000	67 594	14 594
3	Топливо	112 000	132 866	20 866
4	Энергия	531 000	553 800	22 800
5	Работы и услуги производственного характера, выполненные сторонними организациями или собственными подразделениями	217 000	217 000	0
6	Затраты на природоохранные мероприятия	4 000	4 000	0
7	Расходы на оплату труда	105 000	105 000	0
8	Амортизация	61 000	66 496	5 496
9	Налоги, отчисления, сборы	25 000	25 000	0
10	Прочие расходы	139 000	139 000	0
11	Итого затрат на производство	3 032 000	3 570 711	538 711
	В том числе:			
	На выработку сухого отбензиненного газа	1 938 000	2 281 684	343 684
	На выработку ШФЛУ	892 000	1 049 789	157 789

Таблица 2. Изменение затрат по УППНГ после модернизации установки НТА

В таблице 3 показано, как после усовершенствования технологической схемы переработки газа при изменении объемов производства продукции, соответственно, изменится её себестоимость.

	До	После	Изм.
Себестоимость выработки 1000 м ³ сухого отбензиненного газа, руб.	1 346,30	1 237,14	-109,16
Себестоимость выработки 1 тонны ШФЛУ, руб.	1 533,07	1 334,59	-198,48

Таблица 3. Изменение себестоимости продукции УППНГ до и после модернизации установки НТА

Как видно из представленных выше таблиц, увеличение объемов переработки газа и, как следствие, увеличение выработки продукции, ведет к снижению себестоимости выработки сухого отбензиненного газа и ШФЛУ.

Срок окупаемости проекта составит 0,6 года или 7,2 месяца.

5. ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной работе предложена модернизация установки низкотемпературной абсорбции цеха переработки газа УППНГ с целью увеличения производительности по сырью до 2,3 млрд. м³ попутного нефтяного газа в год и, соответственно, увеличение выработки ШФЛУ и сухого отбензиненного газа с улучшением его качества.

Доработка технологической схемы предполагает использование как ново-



го, так и находящегося в консервации оборудования, что позволяет осуществить данный проект с наименьшими затратами.

Модернизация установки НТА будет способствовать увеличению уровня использования попутного нефтяного газа по предприятиям ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» в частности по ТПП «Когалымнефтегаз».

За счет увеличения выработки ШФЛУ и сухого отбензиненного газа дополнительная годовая прибыль составит около 360 млн. рублей.

ИССЛЕДОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ВГВ НА ШЕРШНЕВСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ И РАСЧЕТ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ

И.В.Васильева

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»

В настоящее время природный газ, добываемый при эксплуатации Шершневого месторождения, сжигается на факеле. Для утилизации попутного и нефтяного газа и увеличения добычи нефти на Шершневом месторождении предлагается водогазовое воздействие.

Как известно, современный этап развития нефтяной промышленности характеризуется осложнением условий разработки нефтяных месторождений, что обусловлено вступлением большого числа залежей и месторождений в позднюю стадию разработки, характеризующуюся интенсивным снижением добычи нефти и резким ростом обводненности.

Резкое сокращение запасов нефти в недрах земли ставит задачу о применении новых методов при разработке нефтяных пластов, значительно повышающих их нефтеотдачу. Для этой цели применяются различные методы повышения нефтеотдачи пластов на добывающих и нагнетательных скважинах, а также используются различные агенты вытеснения в системе ППД, позволяющие увеличить охват залежи воздействием.

Кроме того, актуальным является вопрос утилизации добываемого вместе с нефтью попутного газа.. Ежегодно его в России в факелах сгорает более 10 млрд. м³.

В связи с этим при наличии в нефтеносном районе дешевых и не утилизируемых ресурсов углеводородного газа, перспективными выглядят газовые (ГВ) и водогазовые (ВГВ) методы воздействия на нефтяные пласты.

Исследователями установлено, что коэффициент нефтеизвлечения может быть увеличен за счет осуществления заводнения в пласте при наличии свободной газовой фазы.

Водогазовые методы воздействия сочетают положительные стороны газа - высокий коэффициент вытеснения нефти, и воды – достижение более высокого коэффициента охвата. В результате выравнивается профиль вытеснения и увеличивается охват пласта воздействием.

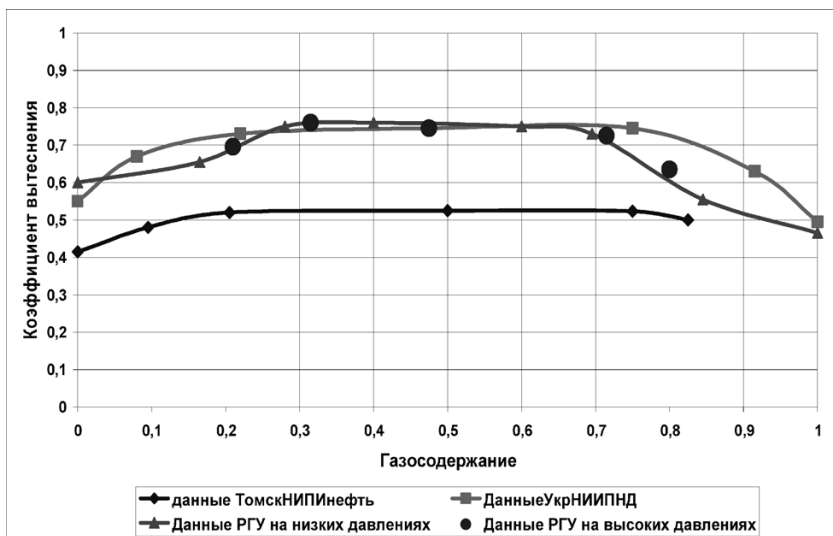
Применение газа для воздействия на пласт позволяет отказаться от его



сжигания. В результате снижается вред, наносимый окружающей среде, а с учетом имеющихся ограничений на выброс углекислого газа в атмосферу, может принести экономическую выгоду.

Этапу опытно-конструкторскому предшествовал этап научно-исследовательских работ, выполненных кафедрой «Разработки и эксплуатации нефтяных месторождений» Российского Государственного университета нефти и газа имени И.М. Губкина.

По результатам испытаний установлена область оптимальных газосодержаний водогазовой смеси (от 0,30 до 0,70), в которой коэффициент вытеснения максимален - 74-75%.

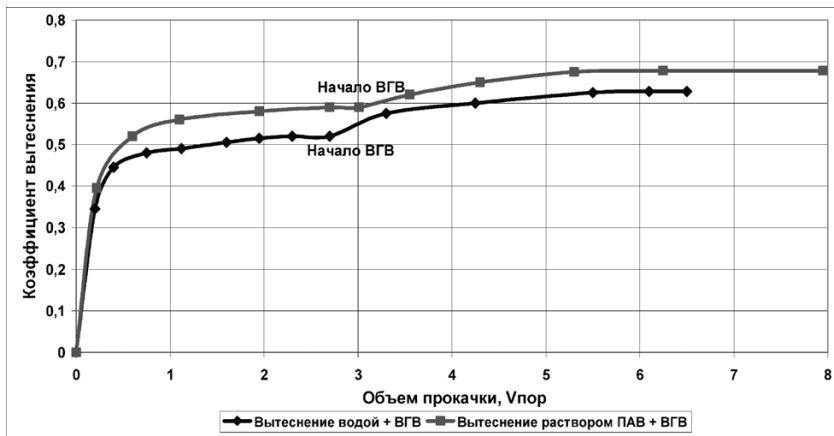


Также на рисунке приведено сопоставление результатов, полученных разными авторами при разных условиях эксперимента (данные УкрнипроНИИнефть, ТомскНИПИнефть) с данными, полученными в РГУ нефти и газа им. Губкина. Всеми авторами отмечено наличие области оптимальных газосодержаний смеси, которой соответствует максимальное значение коэффициента вытеснения. Границы этой области лежат в пределах газосодержаний от 0,2 – 0,3 (левая граница) до 0,7 – 0,8 (правая граница). В результатах ТомскНИПИнефть получены меньшие значения коэффициента вытеснения. Возможно, это связано с тем, что вытеснение водогазовой смесью проводилось после заводнения.

Более высокий коэффициент вытеснения в исследованиях РГУ по сравнению с данными УкрНИИПНД обусловлен тем, что вытеснение проводилось не технической водой, а смесью воды и ПАВ (нефтенол – МЛ). Разную форму



графики в крайне левой и правой областях можно объяснить разной природой газов – при использовании углеводородного газа возможно вытеснение в режиме ограниченной смесимости нефти и газа, которому соответствуют более высокие коэффициенты вытеснения.



Также была показана эффективность довытеснения нефти водогазовой смесью после заводнения, когда увеличение коэффициента вытеснения составляет 10%. Однако итоговые значения коэффициента вытеснения ниже, чем в случае применения ВГВ с начала разработки (в этом случае увеличение коэффициента вытеснения в среднем составляет 15-20%).

Опытное внедрение технологии водогазового воздействия проводилось на Самотлорском месторождении. До начала водогазового воздействия на опытном участке наблюдалось снижение дебитов скважин по нефти и жидкости. После начала закачки газа часть скважин начала фонтанировать, по всему участку возросли дебиты, снизилась обводненность. Прирост нефтеотдачи составил 6,86%. Темпы разработки увеличились в 1,5 – 3 раза.

В Татарстане на Алексеевском месторождении, при ВГВ коэффициент вытеснения увеличился с 0,480 до 0,590.

Журавлевско-Степановское месторождение к началу эксперимента находилось в завершающей стадии разработки, многие эксплуатационные скважины были остановлены из-за обводненности продукции. После начала закачки водогазовой смеси прирост дебитов по нефти составил до 50% из-за снижения обводненности.

На Советском месторождении опытный участок включал в себя одну нагнетательную и десять добывающих скважин. За 9 месяцев внедрения технологии ВГВ дополнительная добыча нефти по участку составила 4,0 тыс. т.

За рубежом также проводилось внедрение водогазового воздействия.

На месторождении **Интисар** в Ливии с 1968 по 1989 гг. нефтеотдача со-



ставила около 62%.

На морском месторождении **Грейн** в Норвегии планируется добыть до 55% геологических запасов нефти.

В Венесуэле, на месторождениях **Carito Central** и **Carito Oesto** дополнительная добыча нефти составила 6,3 млн. т. На месторождении **Furrial** дополнительно добыто 2,1 млн.т. В Норвегии, на месторождении **Snorre** приращение текущего коэффициента нефтеизвлечения по сравнению с базовыми вариантами разработки достигает 10 %.

В настоящей работе ставится вопрос о применении водогазового воздействия применительно к условиям Шершневого месторождения.

Для реализации водогазового воздействия на Шершневом месторождении выбраны две скважины (**скв.201** тульского пласта и **скв.202** бобриковского пласта), находящиеся под временным отбором, и которые планируется перевести под нагнетание.

Шершнёвское нефтяное месторождение открыто в 2000 году. В 2001 году введено в пробную эксплуатацию. Проектный уровень добычи нефти – 397,3 тыс.т (в 2010 г.)

Эксплуатация бобриковской залежи началась в июле 2001 года. С начала эксплуатации из пласта Бб извлечено 8,6% от НИЗ. Конечный КИН по бобриковскому объекту равен 0,44

Эксплуатация тульской залежи ведется с октября 2001 года. С начала эксплуатации из тульской залежи извлекли 6,1% от начальных извлекаемых запасов. Конечный КИН равен 0,3.

Чтобы определить эффективность закачки водогазовой смеси в скважины 201, 202 на тульско-бобриковском объекте Шершневого месторождения было выполнено моделирование водогазового воздействия.

ВГВ моделировалось увеличением коэффициента вытеснения в области влияния нагнетательных скважин на 15% .

Расчет предполагает начало закачки водогазовой смеси с августа 2007 года до конца 2026г. На ГДМ было рассчитано 3 варианта

Вариант 1- базовый работают действующие скважины, вводятся новые добывающие и нагнетательные по плану;

Вариант 2 – проведение ВГВ на скважинах 201, 202 (в этом случае улучшены характеристики вытеснения на 15% в выделенной области);

Вариант 3 – проведение ВГВ на всех нагнетательных скважинах (улучшены характеристики вытеснения на 15% на всей залежи).

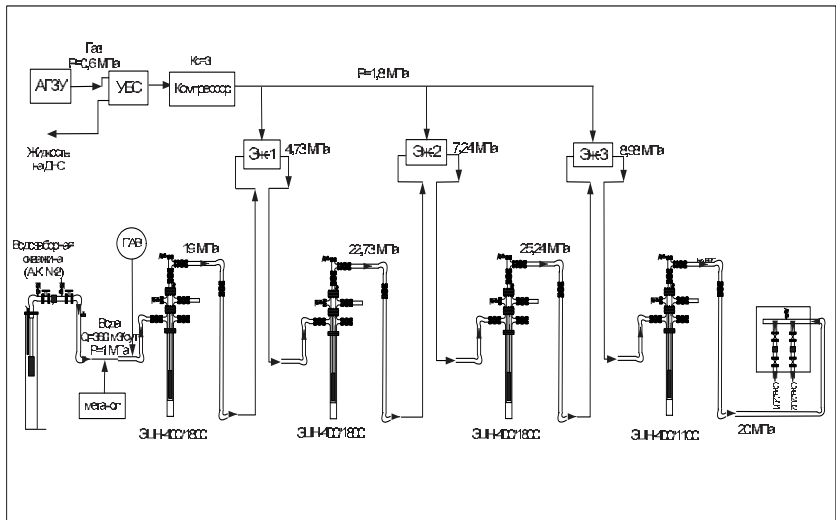
Расчеты показали, что в случае закачки в скважины 201, 202 водогазовой смеси по группе добывающих скважин 206, 207, 65, 203 суточные накопленные отборы нефти увеличиваются, кроме того, более продолжительное время удается удерживать заданные отборы нефти на скважинах.

Применение ВГВ на 2-х скважинах может дать прирост в отборах нефти



через год его применения около 80м³/сут в целом по залежи. В случае применения этого метода на всех нагнетательных скважинах можно ожидать прирост отборов нефти до 440 м³/сут.

Принципиальная схема реализации ВГВ на Шершневском месторождении рассчитана по методике Зингера.



Для приготовления водогазовой смеси предлагается брать воду из артезианского колодца №2 в объеме 360 м³/сут (исходя из предполагаемой приемистости скважин (200-250 м³/сут)) и газ отбирать с установки блочной сепарации (УБС), установленной после замерной установки. Смешивание воды и газа производится с помощью эжекторных установок (Эж1, Эж2, Эж3), постепенно увеличивая газосодержание водогазовой смеси подачей газа в эжектора с установки блочной сепарации.

Необходимое давление нагнетания водогазовой смеси в скважины (20 МПа) обеспечивается компрессором и четырьмя шурфами, в которые по расчетам предлагается спустить насосы ЭЦН-400/1800 и ЭЦН-400/1100.

Для предупреждения образования гидратов в скважинах в воду из водозаборной скважины подается метанол. Также в состав установки входит дозатор реагента (Нефтенол-МЛ) для увеличения вытесняющих способностей водогазовой смеси.

Экономический эффект рассчитан на период 1 год.

За год реализации ВГВ суммарный прирост в добыче нефти составит 17946 т (среднем 49,2 т/сут). За счет получения дополнительной добычи нефти, при затратах на разработку методики ВГВ и установку необходимого оборудования в 20,5 млн.руб, планируемая прибыль составит 19,8 млн.руб.



Выводы:

Применение ВГВ дает увеличение коэффициента извлечения нефти в среднем на 15%. Причем, наиболее эффективно внедрение ВГВ на начальной стадии разработки месторождения.

На основе этих данных предложено внедрение водогазового воздействия на Шершневском нефтяном месторождении.

Анализ теоретического материала и промыслового опыта по осуществлению ВГВ показывает, что для его успешного применения на месторождении предлагается провести лабораторные исследования на моделях тульско-бобриковского пласта. Для этого в работе проведен расчет основных физико-химических параметров (объемного коэффициента, плотности и вязкости) для построения упрощенной гидродинамической модели водогазового воздействия на тульско-бобриковской залежи Шершневского месторождения.

СИСТЕМА ПОДГОТОВКИ ВОДЫ ДЛЯ ППД ПУТЕМ СНИЖЕНИЯ УРОВНЯ КВЧ

М.К.Васютин, И.А.Рябихин

ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Основным параметром работы БКНС является количество и качество закачиваемой в продуктивный пласт воды. Качество подготовки воды перед закачкой в пласт определяет продолжительность работы насосного оборудования. Важным параметром в подготовке воды является степень ее очистки от механических примесей. Основным компонентом примесей в поступающей со скважин сеноманской воде является песок. На БКНС, работающих на Приобском месторождении, правый берег - для очистки сеноманской воды от механических примесей применяются сепараторы 50мЗ, которые на практике применения не показывают высокую эффективность очистки.

Повышенное содержание КВЧ в перекачиваемой жидкости приводит к:

- износу колец гидроразгрузки насосного агрегата, следствием чего является преждевременный сдвиг ротора;
- увеличение радиального зазора между уплотнениями и ротором приводит к вибрации насосного агрегата;
- из-за износа рабочих колес и направляющих аппаратов значительно понижается производительность насоса.

Все эти факторы приводят к преждевременному выходу из строя насосного агрегата, это приводит к общему снижению закачиваемой жидкости в пласт.

04.12.2003 г. при запуске новой КНС-3 с источником воды с водозаборных скважин наблюдался повышенный вынос КВЧ, что привело к выходу из строя насосного оборудования. В течение первых трех месяцев были произведены не запланированные ремонты:



- капитальные – 13 рем;
- текущие – 65 рем;

Было принято решение при проектировании вновь вводимых КНС обязательно учитывать наличие системы подготовки воды.

Таблица 1

**Результаты анализов проб закачиваемой воды с водозаборных скважин
куст 244 Приобского месторождения**

Место отбора	Дата отбора	Плотность, г/см ³	КВЧ, мг/л
46 в/з	06.11.2003	1,01	51,5
47 в/з	18.12.2003	1,01	66,4
48 в/з	18.12.2003	1,01	221,2
49 в/з	06.11.2003	1,01	57,8
50 в/з	18.12.2003	1,01	112,3
51 в/з	18.12.2003	1,01	156,2
52 в/з	06.11.2003	1,01	43,7
53 в/з	06.11.2003	1,01	253,0

Таким образом содержание механических примесей в рабочем агенте, поступающим на прием ЦНС, превышает в 5 раз допустимые значения согласно «Инструкции по методам анализа минерального состава пластовых вод и отложения солей РД 39-23-1055-84».

Необходимость применения систем подготовки воды обусловлено:

- Повышенным износом рабочих органов насосного оборудования, вызванное низким качеством рабочего агента
- Выполнением ОСТ: допустимое содержание механических примесей и нефти в закачиваемой в продуктивный коллектор воде с целью поддержания пластового давления составляет не более 50 мг/л

На введенные в 2005-2006 гг. КНС-7, 8, 216 Приобского месторождения, КНС – 2 Киняминского месторождения, КНС-205 Восточно-Сургутского, КНС-4 Мало-Балыкского месторождений были установлены блоки полимербетонных фильтров (ПБФ).

Полимербетонный фильтр ПБФ-50 состоит из цилиндрических полукор-



пусов с фланцевым соединением и уплотнением с помощью резинового шнура (два контура). В нижнем полукорпусе размещена коллекторная система для отвода очищенной воды. Коллекторная система примыкает снизу к днищу, на которое опираются семь вертикальных колон по три фильтроэлемента в каждой. Между фильтроэлементами проложены резиновые уплотнения. Достаточное уплотнение стыков обеспечивается с помощью центральной стяжки, проходящей по оси колонны и гайки, передающей усилие затяжки на верхнюю плоскую крышку колонны.

Очистка воды от взвешенных частиц осуществляется за счет ее фильтрации через пористую стенку фильтроэлемента со скоростью фильтрации 1...6,5 м/час. Меньшие значения предпочтительнее, так как обеспечивают более высокое качество очистки (при одновременном снижении производительности фильтра).

Задержанные частицы (при поверхностной фильтрации) опускаются под действием силы тяжести в нижнюю часть корпуса и накапливаются в ней (шлам). Более мелкие частицы задерживаются в поровых каналах фильтроперегородки (внутренняя фильтрация), увеличивая ее гидравлическое сопротивление в течение фильтроцикла.

Восстановление фильтрующей способности фильтра осуществляется с помощью промывки обратным током с повышенным расходом (в 2-3 раза против номинального) промывной воды.

Схема подключения фильтра к системе водопроводов показана на рисунке 1.

При работе фильтра в режиме фильтрации краны 1 и 2 открыты, краны 3 и 4 закрыты.

При регенерации (промывке) фильтра краны 1 и 3 открыты, краны 2 и 4 закрыты (закрыты все краны у потребителей).

При отключении фильтра от системы кран 4 открыт, краны 1 и 2 закрыты.

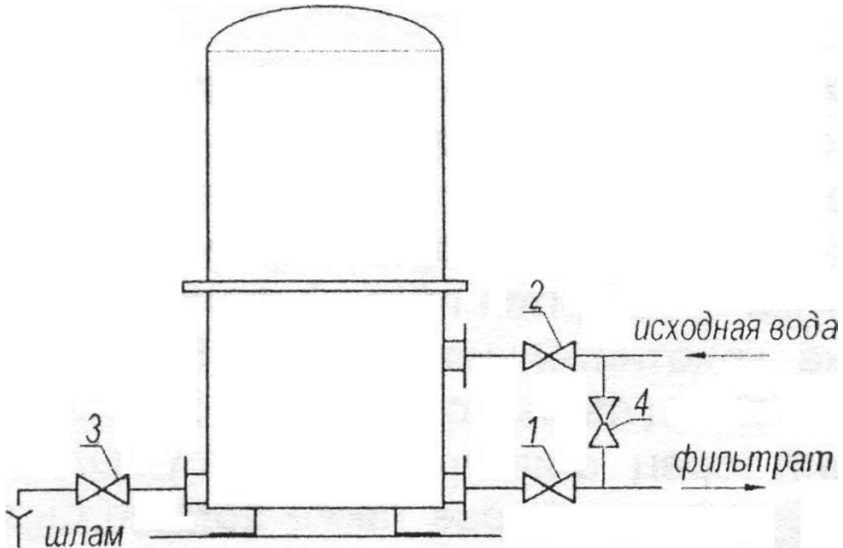


Рис. 1. Схема подключения фильтра к системе.

Проблемы обслуживания и эксплуатации существующей системы подготовки воды.

- Большие габаритные размеры фильтра;
 - трудоемкость процесса демонтажа/монтажа элементов фильтра;
- Большая металлоемкость конструкции блока фильтров;
 - наличие большого помещения обусловлено необходимостью размещения расчетного количества фильтров, исходя из пропускной способности;
- Низкая регенерация фильтрующего элемента;
 - невозможность восстановления свойств фильтрующего элемента после его промывки;
- Коррозионный износ корпуса и внутренних элементов фильтра;
 - исполнение корпуса и элементов фильтра выполнено в не коррозионностойком исполнении;
- Большая трудоемкость процесса промывки и замены фильтрующего элемента;
 - 24 часа для промывки одной линии фильтров.

Поиск альтернативных систем подготовки воды.

Нами был рассмотрен ряд существующих аналогов с учетом содержания механических примесей, требуемой производительности, рабочего давления,



удобства обслуживания, промывки без остановки и т.д..

Рассматривались следующие аналоги, подходящие по заданным параметрам:

1. Фильтр ФЭК-500 производства ОАО «Нефтемаш», г.Тюмень.
2. Фильтр ФБП 150-16-240 производства ОАО СПКТБ «Нефтегазмаш», г. Уфа.
3. Фильтр ФГК 150-40-300 производства ООО «Техинвест», г. Уфа.

Фильтр ФЭК-500 в настоящее время используется для очистки рабочего агента на БКНС-1 Омбинского месторождения, представляет собой цилиндрический сосуд с расположенными в нем фильтроэлементами Карпухина (500шт.). Наряду с достигаемым качеством очистки жидкости имеет следующие недостатки: низкая производительность (100 м³/ч), большая металлоемкость, необходимость предварительно пропустить рабочий агент через блок гидроциклона, ненадежная конструкция фильтроэлементов, требующая периодической остановки и ревизии ФЭК-500.

Фильтр ФБП 150-16-240 представляет собой также цилиндрический сосуд с расположенными в нем фильтрующими патронами (6 шт.). Данный фильтр имеет незначительные габариты, удобен в обслуживании, имеет необходимую производительность. Но данный фильтр не обеспечивает необходимую очистку рабочего агента 0,1 мм. Фильтроэлементы быстро засоряются и не подлежат промывке без остановки фильтра.

В сентябре 2006 г. В Управлении ППД был испытан фильтр ФГК 150-40-300 (фильтр гидроциклонный картриджный) на БКНС-14 Мамонтовского региона. В ноябре 2006 г. данный фильтр был установлен на БКНС-2А Приобского месторождения.

После установки фильтра на КНС-2А агрегат №5, остановки на данной БКНС по чистке фильтров значительно уменьшились. Чистка данного фильтра по времени составляет не более 3 мин, без остановки агрегата. Также данный фильтр удобен в части технологии его промывки. Металлоемкость данного фильтра значительно меньше фильтров ПБФ. На данный момент элементов коррозии на корпусе фильтра не обнаружено (корпус выполнен из нержавеющей стали).

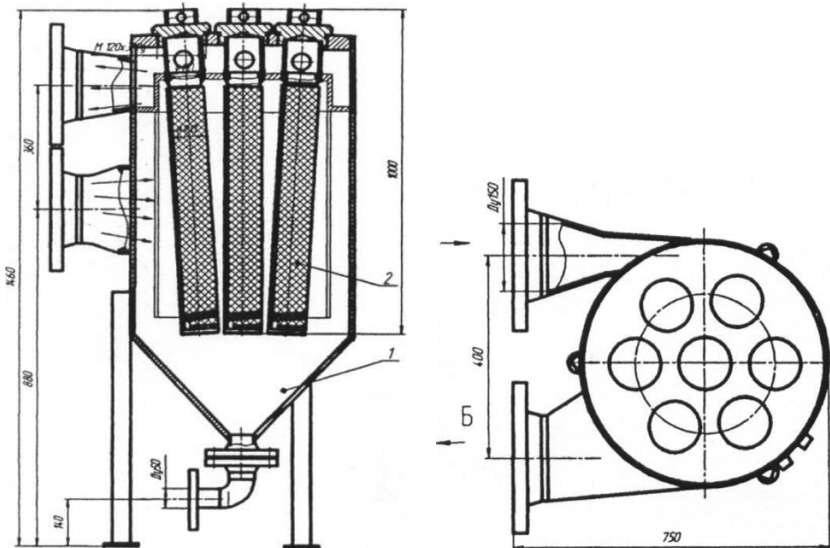


Рис. 2. Конструкция ФГК 150-40-300

После экспериментально-промышленной эксплуатации фильтров ФГК было принято решение использования данных фильтров на вновь вводимых КНС 2007 года: КНС-1Б, КНС-4Б, КНС-6 Приобского месторождения.

ЭКОНОМИЧЕСКИЙ ЭФФЕКТ

Стоимость блока фильтров на одну БКНС – 5 агрегатов (без НДС):

ПБФ – 16057 тыс. руб.

ФГК – 11846 тыс.руб.

Срок службы блока фильтров:

ПБФ – 3 года.

ФГК – 8 лет.

Затраты на ежегодное обслуживание:

ПБФ – 338,5 тыс.руб.

ФГК – 20,99 тыс.руб.

Ежегодная экономия на ежегодное обслуживание блока фильтров составит:

$$\Delta_3 = (3' - 3'') = (338540,49 - 20993,10) = 317547,39 \text{ руб.}$$

Ежегодные затраты по блоку ПБФ амортизация:

$$A' = \frac{3}{t} = \frac{16057000}{3} = 5352333,33 \text{ руб.}$$



Ежегодные затраты по блоку ФГК амортизация:

$$A'' = \frac{3}{t} = \frac{11846000}{8} = 1480750,00 \text{ руб.}$$

Экономия от снижения амортизации:

$$\mathcal{E}_A = (A' - A'') = (5352333,33 - 1480750,00) = 3871583,33 \text{ руб}$$

Ежегодный экономический эффект составит:

$$\mathcal{E}\phi = \mathcal{E}_3 + \mathcal{E}_A = 317547,39 + 3871583,33 = 4189130,72 \text{ руб.}$$

РАЗРАБОТКА СПОСОБА УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ НАНОТЕХНОЛОГИЙ

М.А.Веклич

ОАО «ТомскНИПИнефть ВНК»

Проблема утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) существовала всегда, но особо остро, для российской нефтегазодобывающей отрасли, она встала в последние годы.

В процессе промысловой подготовки на каждую тонну добытой нефти выделяется от 30-50 до 200-300 м³ газа. Из-за сложной и дорогостоящей процедуры подготовки этого газа для транспорта, его поставка потребителям становится рентабельной лишь в случае разработки гигантских месторождений, когда общее количество попутного газа достигает сотен миллионов м³/год. Поэтому в большинстве случаев попутный нефтяной газ сжигается на факелах, что служит причиной постоянных осложнений с экологическими службами.

Согласно рекомендациям Центральной Комиссии по разработке месторождений (ЦКР) от 18.10.2005 г. всем недропользователям необходимо «разработать детальные инвестиции в процессы использования ПНГ с целью реального сокращения потерь до 2012 г.».

Согласно данным Министерства природных ресурсов из 55 млрд. м³ ежегодно извлекаемого попутного нефтяного газа в переработку направляется лишь 26%. Возможные потери экономики России от нерационального использования ПНГ составляют более 13 млрд. дол.

Вопрос утилизации попутного нефтяного газа актуален не только в нашей стране. Существует несколько основных направлений использования и химической переработки попутного и природного газов, но отсутствие в местах нефтедобычи автомобильных и железных дорог исключает вывоз образующейся готовой продукции, поэтому продукты переработки газа должны потребляться на месте в виде моторных топлив, либо закачиваться в нефтепровод. Это является одним из ключевых факторов на пути химической пере-



работки попутного газа на промысле.

Известны способы утилизации попутного газа, заключающиеся в его сжигании с целью получения тепловой или электрической энергии. Однако тепла и энергии получается значительно больше, чем требуется на собственные нужды, а поставка электрической энергии внешним потребителям часто оказывается убыточной.

Наибольший интерес среди вариантов химической переработки имеют, так называемые GTL-технологии, позволяющие получать искусственное жидкое топливо. По составу и свойствам оно очень близко к натуральному топливу, а по некоторым параметрам даже превосходит его.

Но технологии получения синтетических углеводородов, через стадию синтез-газа обладают рядом недостатков:

1. Многостадийность (две и более стадий).

В технологическую цепочку вовлечены такие каталитические процессы, как сероочистка, паровой риформинг, синтез Фишера – Тропша, гидрокрекинг.

2. Рентабельность только в случае крупных месторождений, при объеме перерабатываемого газа более 1 млрд. м³/год.

Одним из направлений прямого синтеза жидкого моторного топлива из попутного нефтяного газа является плазмохимическая конверсия.

Переработка в низкотемпературной плазме более эффективна по сравнению с обычными термохимическими методами по причине высокой концентрации реакционноспособных частиц (ионов, ион-радикалов, радикалов и др.), которая обуславливает более высокие скорости протекания химических реакций (10^2 - 10^5 с). За счет сверхравновесных концентраций возможно получение веществ, не образующихся в значительных количествах ни при каких температурах (например, озона из кислорода).

Если сравнивать гетерогенный катализ и плазменный, то в случае последнего отпадает необходимость в регенерации или замене катализатора вследствие зауглероживания, что является несомненным плюсом.

Существует несколько вариантов электрохимической активации процесса конверсии: коронный разряд, барьерный разряд, электронно-пучковая плазма, объемный разряд, дуговой и др.

Предлагается технология переработки попутного газа в условиях барьерного разряда и с использованием **генератора наносекундных импульсов**.

Использование нанотехнологий открывает потенциальные возможности уменьшения габаритных размеров плазменных реакторов по сравнению с химическими реакторами.

Барьерный разряд был выбран в качестве источника активации химических реакций, так как имеет ряд преимуществ перед остальными типами разрядов:

- простое техническое оформление процесса;
- однородность разряда по всему реакционному объему.



Эксперименты проводились на установке, представленной на рисунке 1.

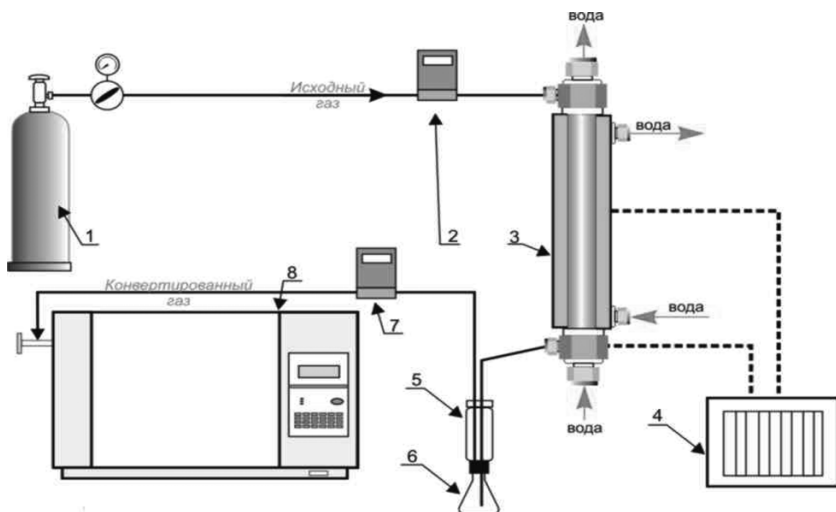


Рисунок 1 – Принципиальная схема установки барьерного разряда
1 – баллон с ПНГ, 2 – регулятор расхода газа; 3-реактор; 4-генератор наносекундных импульсов; 5-сепаратор; 6-приемник жидкого продукта; 7-измеритель расхода газа; 8-хроматограф

Конверсия углеводородных газов протекает в реакторе, который, имеет коаксиальную конструкцию проточного типа с вертикальным расположением электродов. Данная конструкция обеспечивает наибольшую равномерность распределения приложенного поля и исключает наличие застойных зон (прежде всего для жидкого продукта). За счет одновременного охлаждения высоковольтного (центрального) и заземленного (наружного) электродов до температуры $+12 - +15^{\circ}\text{C}$ обеспечивается конденсация продуктов на стенках барьера и высоковольтного электрода и их своевременный вывод из реакционной зоны. Данный факт немаловажен для снижения доли вторичных процессов деструкции, саже- и смолообразования.

В качестве исходной газовой смеси, была взята пропан-бутановая фракция – основная и наиболее сложноутилизируемая составляющая попутного газа.

В результате проведенных экспериментов было установлено, что из одного 1 м^3 пропан-бутана можно получить до 1.3 кг жидкого продукта. Таким образом, селективность по жидкому продукту достигает 70-75%.

Варьирование условий эксперимента позволяет влиять на состав образующихся продуктов. Так, в зависимости от объемного расхода газа, содержание водорода в отходящих газах колеблется от 6-7 до 30-32 % , при этом пропан срабатывается с 86 до 13% (табл. 1).



Таблица 1 – Компонентный состав конвертированного газа в зависимости от объемного расхода газа

Компонент	Исходный состав	Объемный расход газа, мл/мин					
		10	20	30	40	50	60
Водород	0,00	32,38	26,60	15,59	12,97	6,98	6,87
Метан	0,20	33,83	25,67	12,88	10,07	7,73	7,81
Этилен	0,01	1,22	2,27	3,12	3,18	3,37	3,61
Этан	4,46	14,62	14,12	10,05	8,60	9,36	9,07
Пропан	85,74	13,29	24,63	50,12	55,04	63,33	62,87
и-Бутан	0,13	0,83	1,12	1,07	0,96	0,98	1,00
н-Бутан	9,63	2,38	3,82	5,40	7,16	6,78	7,26
и-Пентан	–	0,80	0,86	0,76	0,66	0,58	0,58
н-Пентан	–	0,27	0,33	0,46	0,46	0,36	0,37
и-Гексан	–	0,16	0,33	0,42	0,68	0,45	0,47
н-Гексан	–	0,02	0,05	0,08	0,12	0,00	0,00
Степень конверсии	–	84,49	71,27	41,54	35,80	26,14	26,67

Хромато-масс-спектрометрический анализ жидкого продукта показал, что его компонентный состав достаточно сложный, причем основная часть приходится на углеводороды с числом атомов углерода 6-8 (рисунок 2). Как видно из таблицы 2, большую долю составляют углеводороды изо-строения.

Нафтоновые и ароматические углеводороды отсутствуют. Последнее обстоятельство особенно важно при производстве моторных топлив в связи с ужесточением норм вредных выбросов автомобилями.

В экспериментах с добавкой воздуха и при работе на неосушенном газе, в жидком продукте присутствуют кислородсодержащие соединения, представленные главным образом спиртами $C_2 - C_7$, которые при добавке в моторное топливо только повышают октановое число. Кроме того, в продуктах реакции отсутствуют компоненты, такие как кислоты и альдегиды, которые могут вызывать коррозию трубопровода при закачке в последний, вместе с нефтью.

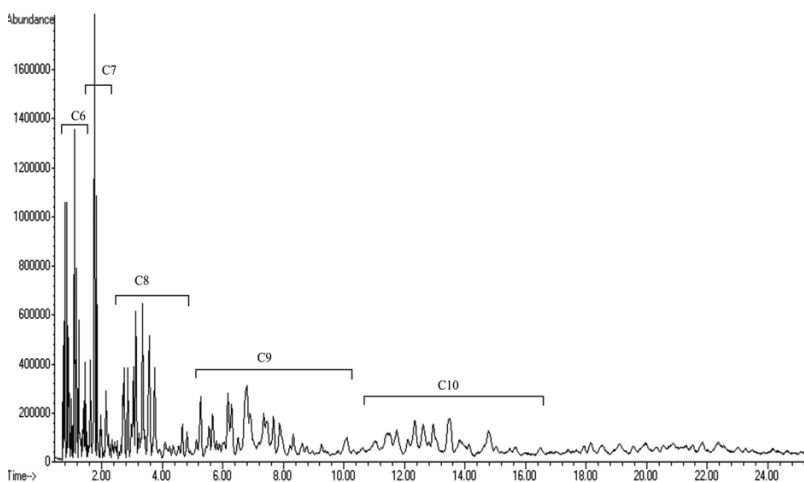


Рисунок 2 – Типичная хроматограмма жидкого продукта

Таблица 2 – Состав углеводородов C5-C8 жидкого продукта после обработки газовой смеси высокочастотным электрическим разрядом

№ п/п	Компонент	Октановое число	Содержание компонента, %
1	и-Пентан	92,3	2.81
2	н-Пентан	61,7	2.79
3	2,2-диметилбутан	85,5	0.65
4	2-Метилпентан	73,4	6.1
5	3-Метилпентан	74,5	1.14
6	н-Гексан	24,8	1.67
7	2,2-Диметилпентан	92,8	0.82
8	2,4-Диметилпентан	83,1	1.28
9	2,2,3-Триметилбутан	105,7	1.53
10	3,3-Диметилпентан	80,8	3.17
11	3-Метилгексан	52,0	7.01
12	3-Этилпентан	65,0	0.91
13	н-Гептан	0	2.13
14	2,5-Диметилгексан	55,5	1.66
15	2,2,3-Триметилпентан	104,5	3.25



16	3,3-Диметилгексан	75,5	4.05
17	2,3,4-Триметилпентан	101,3	4.82
18	2,3,3-Триметилпентан	102,9	7.02
19	2,3-Диметилгексан	71,3	9.57
20	2-Метилгептан	21.7	3.9
21	3-Метилгептан+3-Этилгексан	26.8	5.54
22	н-Октан	-17	1.27

Кроме экспериментов на пропан-бутановой смеси, проведена промышленная апробация данной технологии на попутном нефтяном газе с Советского и Игольско-Талового месторождений Томской области. Результаты показали, что данный метод вполне пригоден для утилизации газа в условиях промысла. Образующийся продукт по своим физико-химическим параметрам наиболее близок к дизельному топливу.

Таким образом, представленная технология утилизации попутного нефтяного газа обладает следующими достоинствами:

1. По сравнению с термokatалитическими методами низкие рабочие температура и давление газа, отсутствие необходимости специальной подготовки газа;
2. Процесс получения жидких углеводородов из газа протекает без промежуточной стадии образования синтез-газа, т.е. за один проход, что позволяет упростить, а, следовательно, удешевить процесс газопереработки;
3. Наряду с крупнотоннажными установками, могут быть созданы мобильные установки блочного типа, для доставки на небольшие месторождения с целью утилизации малых количеств газа.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ СОВМЕСТНО С КРОШКОЙ РЕЗИНОТЕХНИЧЕСКИХ ИЗДЕЛИЙ С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ ВЫСОКОКАЧЕСТВЕННЫХ ДОРОЖНЫХ ПОКРЫТИЙ

Е.Е Горлова

ФГУП Институт горючих ископаемых

Одной из актуальных современных задач нефтепереработки является квалифицированная переработка тяжелых нефтяных остатков (ТНО – мазут, гудрон, смолы пиролиза) с целью увеличения глубины переработки и получения дополнительного количества светлых нефтепродуктов.

Другим направлением переработки ТНО является производство нового резинокбитумного вяжущего и дорожного покрытия из ТНО и резиновой крошки, полученной при утилизации изношенных автомобильных шин, по технологии термолиза, ранее разработанной и опробованной на пилотной



установке в ФГУП «Институт горючих ископаемых».

На основании проведенных предварительных исследований установлено, что при использовании катализатора (горючего сланца или природных цеолитов) термолиз мазута совместно с отходами резинотехнических изделий (резиновые уплотнения, манжет, прокладки, крошка измельченных автошин) протекает более легко, а растворимость резины и выделение битумного вяжущего и светлых фракций моторных топлив происходит более качественно уже при температуре 415 °С.

В соответствии с рекомендациями ФГУП «Росдорнии» по повышению качества дорожного покрытия в настоящее время нами проводится исследование по оптимизации условий термолиза различных вяжущих (специальных битумов для износостойких, высокопрочных, асфальтобетонных дорожных покрытий с улучшенными свойствами за счет полной технологической совместимости с крекинг-остатком и равномерного распределения минеральной части горючего сланца и природного цеолита) с целью последующей разработки технологичного модуля термokatалитической переработки резиновой крошки и одного из видов ТНО.

Изучены вопросы влияния формы и размеров измельченного резинотехнического изделия, а также влияние добавки к сырьевой смеси отработанных моторных масел, что позволило проводить процесс термocreкинга при более низкой температуре (350 °С).

Этот результат получен впервые и в настоящее время оформляется заявка на патент РФ.

Разработано совместно с ЗАО «Компомаш ТЭК» новое эффективное оборудование для дробления и измельчения резинотехнических изделий, которое позволяет получить резиновые крошки с высокоразвитой поверхностью с размерами частиц от 0,1 до 1,4 мм и более в зависимости от требований потребителя.

Результаты исследований в ФГУП «Росдорнии» новых резинобитумных вяжущих, полученных по разрабатываемой технологии, показывают, что они технологически полностью совмещаются с дорожными битумами и, по сравнению с известными ДСТ-30, Эластодор, отличаются высокими показателями по интервалу пластичности, температуре хрупкости, адгезионным свойствам и растяжимости. Кроме того, резинобитумные модификаторы придают дорожным покрытиям требуемый уровень высокой эластичности (не менее 75%) в широком температурном интервале от -50 до +80 °С.

Реализация проводимой разработки позволит получать из отходов нефтепереработки и накопленных запасов использованных автомобильных шин в необходимом количестве высококачественные резиновяжущие модификаторы и дорожные покрытия, что в настоящее время является важной народнохозяйственной задачей.

Создаваемая новая технология переработки НТО совместно с резинотехническими отходами конкурентно способна ввиду ряда преимуществ и новых технологических решений.



Основным преимуществом создаваемой технологии и оборудования является то, что получают высокоэффективные резинобитумные модификаторы и битумные вяжущие без использования специальных дорогостоящих добавок и без тонкого измельчения резины.

Получаемая резиновая крошка для выпуска резинобитумных модификаторов не содержит металлический корд за счет роторных дробилок, у которых скорость виброимпульсного удара превышает скорость релаксации резины. Это является существенным преимуществом в сравнении с существующими технологиями измельчения резиновых отходов.

Применение специального гомогенизатора-модификатора, с помощью которого смесь резиновой крошки крупностью менее 8 мм и тяжелого нефтяного остатка (мазута М100, гудрона, тяжелого остатка смолы пиролиза) подвергается термомеханическому воздействию, что обеспечивает химическое соединение частиц резины с высокомолекулярными компонентами тяжелых нефтяных остатков, которые хорошо растворяются в дорожных битумах, придавая им улучшенные качества вяжущих.

Аналоги роторных виброимпульсных дробилок и гомогенизатора – смесителя для приготовления сырья путем термомеханического воздействия в России и за рубежом отсутствуют.

Крошка резинотехнических изделий в зависимости от степени измельчения может применяться в изготовлении новых автомобильных покрышек (в качестве добавок до 10-15%), шлангов, водоотталкивающих покрытий для крыш, железнодорожных шпал, подошв для обуви, покрытий для дорог, бетона для строительства, антикоррозионных паст, для гидроизоляции пластов земли при добыче нефти, пористых плит для жилищного строительства. Кроме того, перспективным направлением использования резиновой крошки является производство резинопластов (для изготовления мягких кровель, гидроизоляции фундаментов).

При использовании новых резинобитумных модификаторов в дорожном строительстве позволяет продлить срок службы асфальтобетонных покрытий, существенно снизить затраты на ремонтные работы и получить большой экономический эффект при улучшении дорожной сети страны.

В нефтепереработке: увеличение глубины переработки нефти, рациональное получение светлых нефтепродуктов – компонентов моторных топлив, улучшение экологической обстановки НПЗ в результате переработки накопленных и образовавшихся ТНО.



РАЗРАБОТКА НАУЧНЫХ ОСНОВ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ТЕХНОЛОГИИ ГИДРОГЕНИЗАЦИИ ТВЕРДЫХ ГОРЮЧИХ ИСКОПАЕМЫХ

М.А.Гюльмалиева

*ФГУП «Институт горючих ископаемых - НТЦ по комплексной переработке
твердых горючих ископаемых»*

Непрерывный рост потребностей в моторном топливе и химических продуктах сталкивается с дефицитом исходного нефтегазового сырья вследствие ограниченности запасов и возрастания стоимости разведки, добычи и транспортировки.

Ресурсы моторных топлив и химических продуктов можно дополнительно увеличить на основе вовлечения в глубокую переработку углей, сланцев и других альтернативных источников сырья. Такой путь решения рассматриваемой задачи предусмотрен Энергетической стратегией России до 2020 г. (распоряжение Правительства Российской Федерации от 28.08.2003 г. № 1234-р о стратегии энергетики на период до 2020 г.).

Гидрогенизация углей является универсальным методом получения жидких продуктов, и, применительно к органической массе углей (ОМУ), этот метод может быть осуществлен при низком давлении водорода (до 10 МПа) в связи со структурными особенностями ОМУ. Жидкие продукты гидрогенизации угля, содержащие в своем составе значительное количество ароматических и нафтеновых углеводородов, а также фенолов и азотистых оснований, могут рассматриваться как источник производства различных индивидуальных химических соединений.

В данной работе:

-проведена гидрогенизация углей Канско-Ачинского и Кузнецкого бассейнов в среде тетралина при 10 МПа, 425°C и в присутствии микродобавок эмульгированного Мо катализатора, результаты эксперимента подтверждены термодинамическими расчетами;

-разработана новая комплексная схема химической переработки продуктов ожигения угля применительно к промышленному углехимическому предприятию.

Термодинамические расчеты равновесного состава проводились по программе, составленной в математическом пакете MAPLE - 10, минимизацией полной энергии Гиббса системы $\Delta G_{\text{полн}}$:

$$\Delta G_{\text{полн}} = \sum_{i=1}^M n_i (\Delta G_i^0 + RT \ln P) + RT \sum_{i=1}^M n_i \ln n_i - RT n \ln n, \quad (1)$$

с дополнительными условиями:

$$\sum_{i=1}^M a_{ji} n_i = b_j \quad (j = 1, 2, \dots, m) \quad (2)$$



$$\sum_{i=1}^M n_i - n = 0 \quad (3)$$

где ΔG_i^0 - стандартная энергия Гиббса и n_i - число молей i -ого компонента, n - общее число молей в системе, T - абсолютная температура, P - давление, a_{ji} - стехиометрические коэффициенты реакции образования компонент из атомов, m - число сортов атомов и b_j - исходное число молей j -ого сорта атома в системе.

В расчет были включены 148 соединений, входящих по своей температуре кипения в состав угольных дистиллятов с т.кип. до 180°C, 180-240°C и выше 240°C. Результаты полного расчета равновесного состава продуктов гидрогенизации бурого угля Бородинского месторождения (молекулярная масса, исходное число молей n_0 , равновесная концентрация в мол. % и мас. %) показывают, что при нормальных условиях по температурам кипения групповой состав продуктов гидрогенизации следующий (мас. %): газы – 30,7032; алканы – 0,0005; O, N и S содержащие соединения – 0,0014, алкилбензолы – 2,141 и алкилнафталины – 66,9383.

В результате проведенных термодинамических расчетов равновесного состава угольных дистиллятов различного фракционного состава установлено, что в равновесном составе жидких продуктов гидрогенизации алкены и гетероатомные соединения практически отсутствуют, а соотношение различных групп индивидуальных соединений, кроме технологических параметров процесса, в большей степени зависит от элементного состава ОМУ (в частности от величины Н/С).

Нами разработана принципиальная схема получения базовых ароматических углеводородов из угольных дистиллятов для промышленного углехимического предприятия (рис.1). При этом, были учтены результаты экспериментальных и опытных работ, проведенных в ИГИ и на Опытном заводе СТ-5 по глубокому изучению процессов гидроочистки, каталитического риформинга и гидрокрекинга угольных дистиллятов в части разработки условий для практической реализации процессов, подбора соответствующих катализаторов и др.

Подготовку исходного сырья с т.кип. до 425°C для выделения ароматических углеводородов осуществляли гидроочисткой в условиях стендовой проточной установки ИГИ (табл.1). С целью получения сырья для экстракции индивидуальных ароматических углеводородов бензиновые фракции с т.кип. до 180°C, полученные при дистилляции гидроочищенной суммарной широкой фракции с т.кип. до 425°C, подвергали каталитическому риформингу на промышленном алюмоплатиновом катализаторе АП-64 (ТУ-39-1-252-69) при 500°C, 2,5 МПа, объемной скорости подачи сырья 1,5 ч⁻¹, подаче водорода 1500 л/л сырья. В этих условиях содержание ароматических углеводородов в бензине риформинга возрастает до 75-80% при выходе риформата 82-84%



(табл.2).

Выделение ароматических углеводородов из продуктов риформинга осуществляется с помощью жидкостной экстракции в присутствии тетраэтиленгликоля. Содержание воды в растворителе составляло 5%, соотношение растворитель : сырье = 6:1. Количество орошения в экстракторе составляло 80 мас.% на сырье. В этих условиях из фракции каталитического риформинга было получено (мас.% от потенциала): бензола – 98,9%, толуола – 97,8%, ксилолов – 96,3.

Показано, что при полной переработке 1,58 млн. т/год угля может быть получено 403700 т ароматических углеводородов и 46000 т фенолов, а также 1325 т элементарной серы и 6300 т аммиака. Прибыль углехимического предприятия составит 1336,3 млн.руб/год. Срок окупаемости капитальных вложений 5,2 года при уровне рентабельности производства продукции 19 % по отношению к капитальным вложениям и 54 % по отношению к эксплуатационным расходам.

Таблица 1

Характеристика гидроочищенных угольных дистиллятов

Условия: 400°C, 6 МПа, 1,0 ч⁻¹, 1000 л Н₂/л сырья, Al-Co-Mo катализатор

Показатель	Исходное сырье с т.кип. 55-425°C	Гидроочищенные фракции с т.кип., °C		
		до 180	180-300	300-425
Плотность, г/см ³	0,8937	0,7530	0,8623	0,8660
Показатель преломления, n ^d ₂₀	1,4945	1,4458	1,4758	1,4820
Содержание, об. %:				
фенолов	11,0	Нет	Нет	-
азотистых оснований	3,5	Нет	Нет	-
Иодное число	19,9	0,4	1,2	2,1
Групповой углеводородный состав, мас. %:				
парафины + нафтены	55,7	69,4	59,9	61,5
ароматические	44,3	30,6	40,1	38,5
Фракционный состав, °C мас. %:				
н, кип,	55	45	178	-
10% об, выкипает при температуре	188	85	194	-
50% -"-	300	116	245	-
90% -"-	375	160	295	-
к кип,	425	182	305	-
Содержание серы, мас. %	0,45	0,01	0,02	0,05
Выход фракции на гидрогенизат с т.кип. до 425°C, мас. %	-	15,4	36,1	47,5



Таблица 2

Характеристика бензиновых фракций каталитического риформинга
Условия: 500°C, 2,5 МПа, 1,5 ч⁻¹, 1500 л Н₂/л сырья, промышленный алюмоплатиновый катализатор

Показатель	Исходное сырье с т.кип. до 180°C	Продукт риформинга
Плотность, г/см ³	0,7530	0,7680
Показатель преломления, n ^d ₂₀	1,4458	1,4610
Иодное число	0,4	-
Групповой углеводородный состав, мас. %:		
парафины + нафтены	69,4	22,0
ароматические	30,6	78,0
Фракционный состав, °С мас. %		
н, кип.	60*	56
10% об. выкипает при температуре	85	65
50% -"-	116	100
90% -"-	160	139
к .кип.	182	162
Содержание серы, мас.%	0,01	< 0,001
Выход, мас. %:		
риформата	-	83,0
газа	-	16,2
водорода	-	2,5

*- Предварительно была отогнана фракция с т.кип.45-60°C

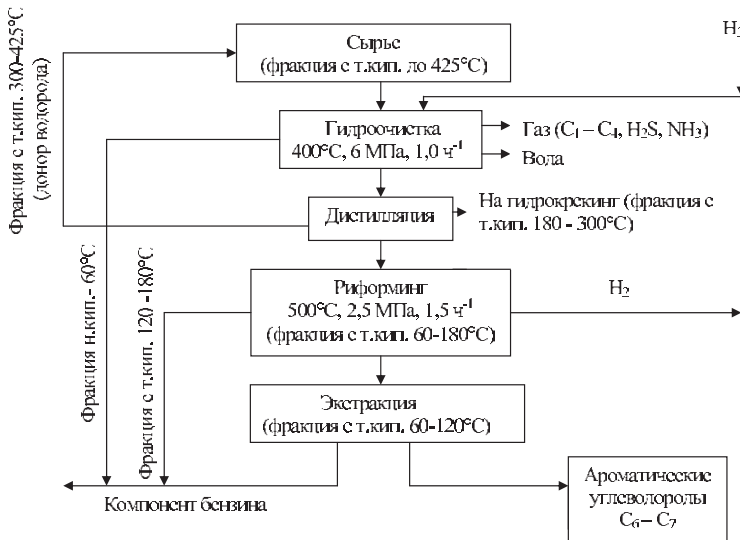


Рис.1. Принципиальная схема получения базовых ароматических углеводородов из продуктов гидрогазификации угля



ИНТЕЛЛЕКТУАЛЬНАЯ ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ПОВЫШЕНИЯ КАЧЕСТВА ФУНКЦИОНИРОВАНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННЫХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ НА ГАЗОПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕМ ПРЕДПРИЯТИИ

Р.С.Дианов

ООО «Астраханьгазпром»

Современные технологические объекты управления газоперерабатывающей отрасли характеризуются большим числом источников информации. Погрешность их результатов измерений может повлечь возникновение недостоверной информации, что приводит к снижению качества управления процессом. Поэтому, корректная интерпретация информационной подсистемы автоматизированной системы управления технологическим процессом (АСУ ТП) должна осуществляться с учетом многочисленных источников погрешностей и ошибок. К ним относятся изменения во времени точностных характеристик источников информации в виде случайных и систематических составляющих погрешностей. Вопрос компенсации случайной составляющей погрешности измерений технологических параметров весьма успешно решается применением различного рода пороговых алгоритмов и статических методов. Задача компенсации систематической составляющей погрешности, напротив, на данный момент решена не полностью и является актуальной задачей. Это связано с тем, что систематическая составляющая погрешности измерений технологических параметров имеет детерминированный характер тренда. Он является причиной дрейфа множества параметров информационной подсистемы АСУ ТП. Среди них следует отметить изменение геометрических свойств измерительных элементов, обусловленное коррозионно-эрозионным износом, который вызван агрессивностью измеряемой среды, зашумление информационных каналов передачи данных, эффект старения и другие факторы. Возникновение недостоверных измерений и выработка неверных управляющих воздействий на объект управления приводят к снижению эффективности процесса, что особенно заметно для крупнотоннажных объектов управления нефтегазовой переработки.

В связи с тем, что дрейф систематической погрешности измерений технологических параметров имеет сложный тренд, а традиционные подходы не позволяют учитывать погрешность оценки качественных показателей, предложено использовать методы искусственного интеллекта (нечеткие множества и нейронные сети) и знания эксперта – лица принимающего решения (ЛПР). Так ЛПР принимает решение о достоверности того или иного технологического параметра по его проявлению на другие параметры. При этом он разбивает все технологические координаты процесса на характерные функциональные группы с одним зависимым параметром и несколькими независимыми. Затем осуществляет систематизацию их возможных значений в виде продукционной базы знаний. Формируется множество данных функциональных групп и они в полной мере описывают свойства технологического объекта. По их вза-



имной согласованности ЛПР принимает решение о действительном значении технологического параметра, как количественного, так и качественного.

Для построения структуры данных групп предложено использовать корреляционную матрицу взаимного влияния первого порядка с последующей ее обработкой. Формирование структуры групп осуществляется организацией опроса ЛПР с последующей обработкой методом парного сравнения.

В качестве функции принадлежности первого слоя выбраны функции Гаусса. Каждый узел второго слоя является фиксированным узлом и выходом продукционного правила. Выходное значение узла представляет собой вес некоторого правила. На третьем слое каждый узел данного слоя определяет отношение веса соответствующего правила к сумме весов всех правил. Узлы четвертого слоя определяются линейными функциями принадлежности выходных параметров (нечеткого логического вывода Сугено). Пятый слой является фиксированным узлом, в котором вычисляется полное выходное значение адаптивной нечеткой нейронной сети как сумма всех входных сигналов.

Обучение нейронной сети осуществлено двумя этапами. На первом этапе методом субстрактивной кластеризации определено количество продукционных правил и вид функций принадлежности первого слоя. Важным преимуществом применения кластеризации для синтеза нечеткой модели является то, что правила базы знаний являются объектно-ориентированными. Это снижает возможность «комбинаторного взрыва» - катастрофического увеличения объема базы знаний при большом числе входных переменных. На втором этапе гибридным методом осуществлено обучение нейронной сети и сформированы продукционные правила. Алгоритм обучения нейронной сети является комбинацией метода наименьших квадратов и алгоритма обратного распространения ошибки.

На основе разработанного метода синтезирована система поддержки принятия решений для оценки и восстановления достоверности первичной информации в АСУ ТП. Измеренные значения источников информации поступают в продукционную базу знаний, которая состоит из ранее сформированных функциональных групп. Выходом функциональной группы является рассчитанное значение зависимого технологического параметра. Затем модуль согласованности осуществляет сравнение рассчитанного зависимого параметра с его измеренным значением. Степень принадлежности измеренного значения проверяемой переменной полученному множеству является согласованностью функциональной группы. Достоверность восстановления и исправленное значение выходной переменной определяются по функциональной группе с максимальным значением согласованности.

Для построения функциональных групп, содержащих качественные источники информации, использовался нечеткий логический вывод Мамдани. Применение данного типа вывода обусловлено способностью ЛПР выносить суждение о том или ином технологическом параметре в виде характерных термов лингвистической переменной. Учитывая особенности восприятия технологических параметров экспертами, функции принадлежности были выбраны треугольного и трапециидального типов. Задача оценки и восста-



новления достоверности в этом случае сводится к проверке текущего правила на согласованность, используя продукционную базу знаний данного типа функциональных групп.

На основе системы поддержки принятия решений синтезирован алгоритм оценки и восстановления достоверности информации в АСУ ТП в режиме реального времени. Значения достоверности параметра близкие к единице (существует согласованная функциональная группа) свидетельствуют о достоверности соответствующего параметра. Если все функциональные группы не согласованы (выходная или входные переменные недостоверны), то достоверность выходной переменной близка к нулю. Таким образом, выявляются достоверные функциональные группы, а по ним достоверные источники информации. Группы, в которых согласованность низкая, нуждаются в восстановлении значений источников информации. Для этого вместо измеренных значений используются восстановленные предложенным методом.

На основе разработанного алгоритма созданы функциональная и информационная структуры систем оценки качества первичной информации. Выявлен список воздействий, оказывающих заметное влияние на протекание технологического процесса. Построена интеллектуальная модель для оценки качества измерений на установке получения серы методом Клауса и продукционная база знаний. Реализован алгоритм оценки достоверности информации с использованием интеллектуальной модели. На основе полученных теоретических результатов разработаны концептуальная и физическая модели информационной системы. Основные функции информационной системы реализованы в виде автономных библиотек динамической компоновки, проецируемых на адресное пространство процессов подсистем. Произведено разбиение проекта на автономные подсистемы (реализуемые в виде отдельных исполняемых модулей операционной системы), взаимодействующие только на уровне общей базы данных. Создан программный комплекс оценки достоверности информации.

ОПТИМИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ ОДОПТУ-МОРЕ (СЕВЕРНЫЙ КУПОЛ)

И.Е.Донской

ООО «РН-СахалинНИПИморнефть»

Месторождение расположено в 40 км к югу от г. Оха, в шельфовой части острова Сахалин, в 4-6 км от береговой линии в Охотском море. Разработка началась в 1998 году с применением наклонно-направленного бурения с большими отходами от вертикали. Это был первый уникальный опыт освоения шельфового месторождения в России.

В тектоническом плане складка приурочена к Одоптинской мегантиклинали. Ее размеры составляют 11 × 4 км (рис.1). Углы падения пород на восточном крыле составляют около 5°, западном - до10°. В разрезе выделено 5



продуктивных пластов, которые объединены в два объекта разработки: XX и XXI пласты (рис.2).

Для выявления перспективных структур и подтверждения открытых залежей было проведено 3D моделирование формирования углеводородных систем. Длительность моделирования - 65 млн. лет. Использовались данные керновых исследований 20-ти поисковых скважин региона. Установлено, что в подстилающих нефтематеринских глинах сгенерировалось 1.8 млрд. т УВ. В процессе миграции образовались залежи УВ с запасами порядка 50 млн.т., что согласуется с результатами ПЗ. Пласты залегают на глубинах 1370 –1730 м, маломощные, характеризуются относительно высокой макронеоднородностью. В поверхностных условиях нефти XX12-XX2, XXI1 и XXI2 пластов имеют близкие физико-химические свойства и относятся к легким, малосмолистым, малосернистым, малопарафинистым, маловязким. Нефти полностью насыщены газом. Начальное пластовое давление равно гидростатическому и давлению насыщения. Река Амур явилась основным источником сноса терригенного материала в акваторию Охотского моря. Распределительные каналы и лопасти конусов выноса характеризуется наибольшими толщинами (до 20м). На остальной площади наблюдаются зоны пониженных толщин (до 7 м), образованные в условиях ограниченности терригенного материала.

Объект XXI. Пробурено 20 добывающих скважин. В добывающем эксплуатационном фонде 15 скважин. Дебит по нефти 125 т/сут. Отбор нефти с начала разработки - 2626,6 тыс.т (24,4% от НИЗ). Текущий КИН – 0,119 (рис.3).

Текущее пластовое давление 11,2 МПа (снизилось на 5,9 МПа). Наибольшее снижение пластового давления отмечено по залежи 1 блока- до 8 МПа. Закачка воды в пласт начата в декабре 2005 г. закачано 337 тыс.м3 воды. Текущая компенсация отбора жидкости закачкой 36,3 %, накопленная - 8,0 %.

Фактические показатели разработки соответствуют проектным с учетом полного развития. Имеется некоторое различие в объемах добываемой жидкости. Расхождение связано с уточнением параметров пласта, ФЕС и открытием газовых шапок.

Объект XX пласт находится в пробной эксплуатации. В эксплуатационном фонде 2 скважины. Дебит по нефти 34,1 т/сут, по жидкости 36,3 т/сут. Отбор нефти с начала разработки - 21,7 тыс.т. (отбор от НИЗ 1,3%). Текущий КИН – 0,005.

По объекту XXI пласта рассмотрено 4 варианта разработки. Это базовый при сложившейся системе разработки, т. е. 16 добывающих и 4 нагнетательных скважины. Данная система обеспечивает накопленный отбор нефти 6,8 млн. т и КИН 0,312. По вариантам по выбору системы заводнения. Наименьшими ТЭП характеризуется вариант с приконтурным заводнением. Отбор нефти по этому варианту составит 9 млн. т при конечном КИН – 0,41. К реализации рекомендован вариант с площадным заводнением. Накопленный отбор нефти составит 10778 тыс. т. Конечный КИН – 0,490.

По объекту XX пласта были рассмотрены три варианта разработки: при-



контурное, разрезающее и площадное (избирательное) заводнение (рис.4). Кроме того, были рассмотрены варианты по ориентации забоев скважин в пространстве с целью полноты охвата залежей дренированием. Так, по объекту XX пласта накопленный отбор нефти по вариантам составит от 6,7 до 7,1 млн. т. Конечный КИН – от 0,367 до 0,387. Наименьший КИН приходится на систему разработки с осевым разрезающим рядом. К реализации рекомендуется система с приконтурным заводнением, имеющая наилучшие ТЭП.

В целом по месторождению рассмотрены аналогичные варианты. КИН по варианту с приконтурным заводнением составит 0,4, по второму с разрезающим рядом нагнетательных скважин 0,427, по третьему – 0,436. К реализации рекомендован вариант, предусматривающий площадное (избирательное) заводнение по XXI пласту и приконтурное – XX пласту. КИН составит 0,443.

Главная особенность проекта состоит в том, что толщина пластов не превышает 6 метров, удаление от берега 5-7 км, глубина залегания пластов порядка 1,5 км. Это вынуждает использовать при бурении геостиринг или геологический мониторинг бурения (рис.5). В результате, если до применения геостиринга длина ствола достигла 120 метров и дебит порядка 150 т/сут. то после длина ствола достигла 520 метров (скв. 219) и дебит 900 т/сут (табл.1)

Скважина	Эффективная длина горизонтального ствола, м	Начальный дебит нефти, м ³ /сут
Средние параметры до применения геонавигации	102	152
218	382	325
222	453	319
219	515	920

Таблица 1. Результаты применения геологического сопровождения бурения.

Выводы:

1 Использование технологий геонавигации в условиях сложного геологического строения пластов позволило увеличить эффективную длину горизонтального участка в 4 раза, коэффициент охвата и дебиты нефти более чем в 2 раза.

2 Накопленный уникальный опыт разработки месторождения Одопту-Море(северный купол) бурением с берега показал высокую эффективность применения подобных технологий при освоение шельфовых месторождений.

3 Принятая с учетом особенностей геологического строения система разработки месторождения горизонтальными скважинами обеспечит максимальную выработку запасов месторождения и позволит увеличить КИН от 0,174 до 0,443.

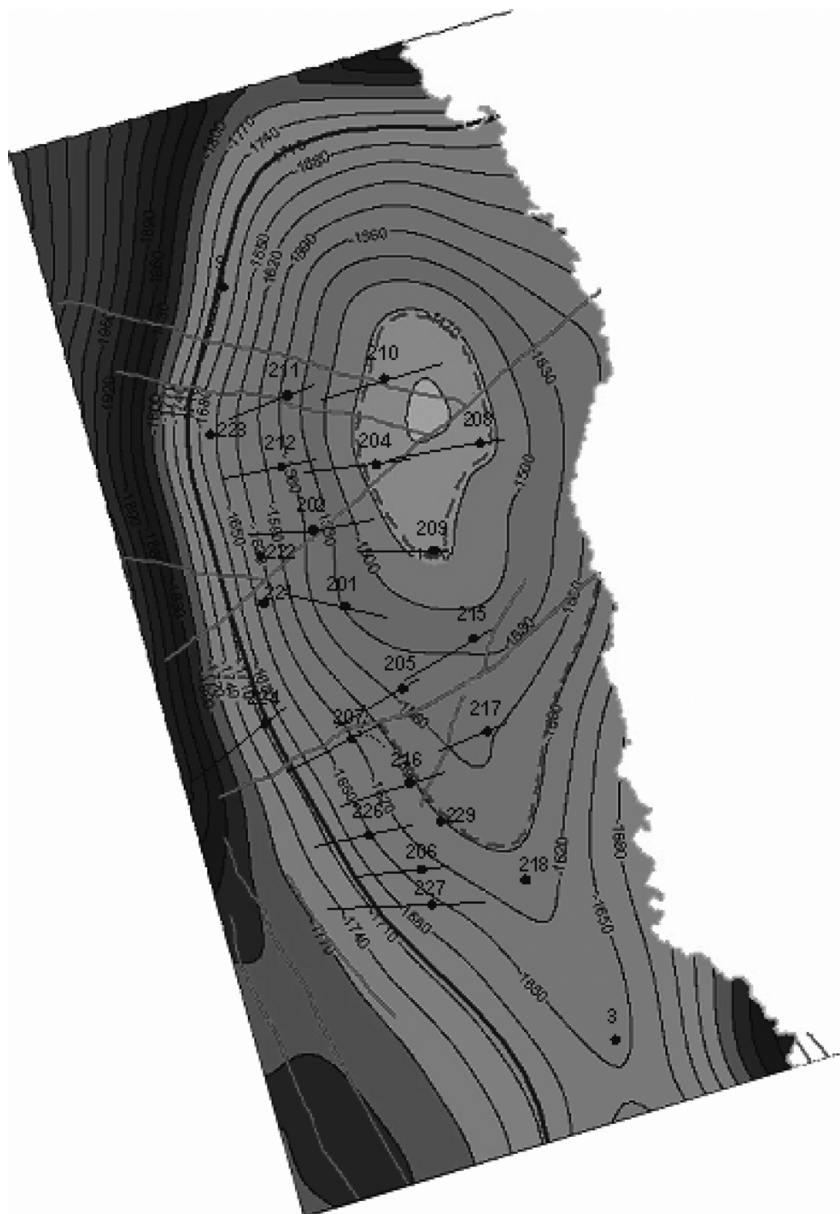


Рис. 1. Структурная карта XXI пласта месторождения Одопту-море (Северный купол)

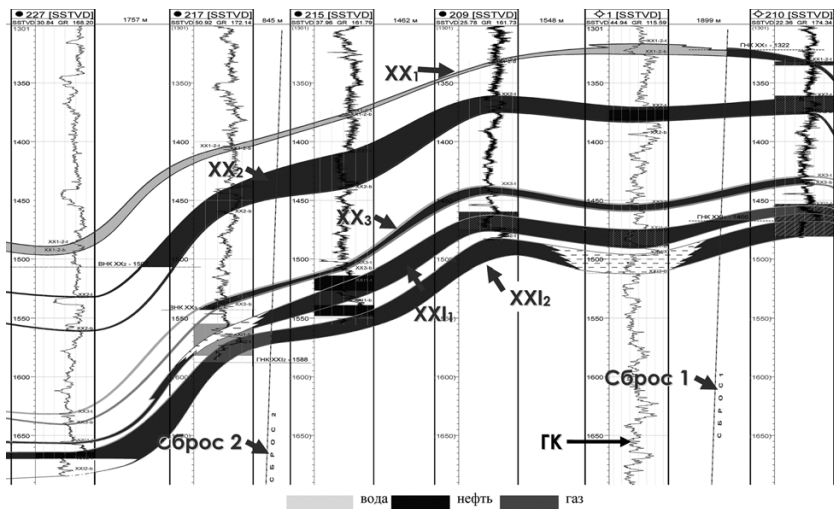


Рис. 2. Геологический разрез месторождения Одопту-море (Северный купол)

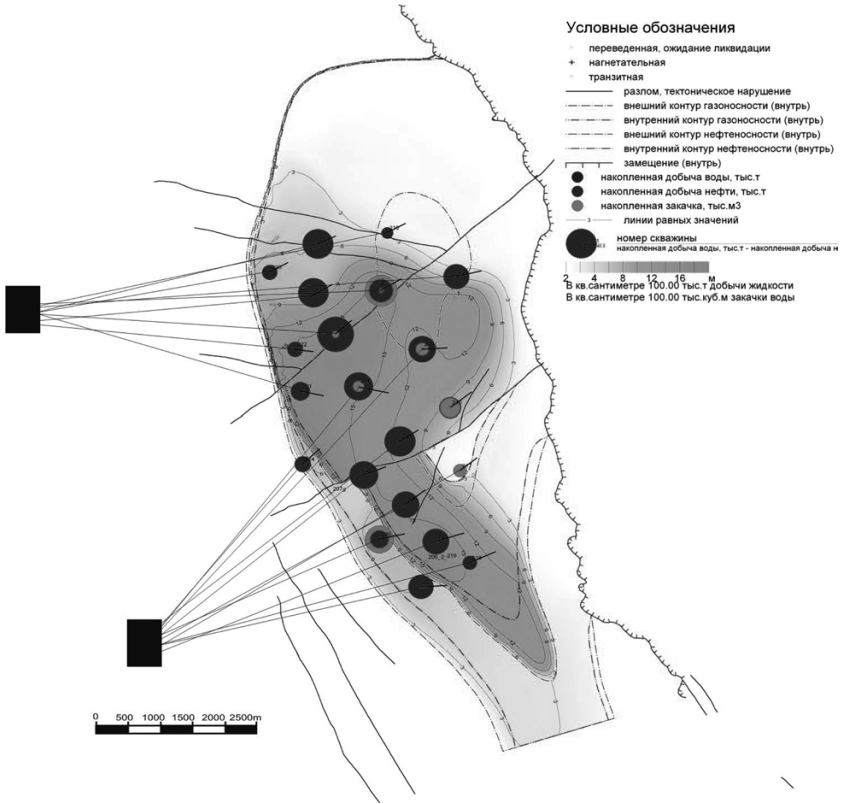


Рис. 3. Карта накопленных отборов и закачки на начальных нефтенасыщенных толщинах XXI пласта

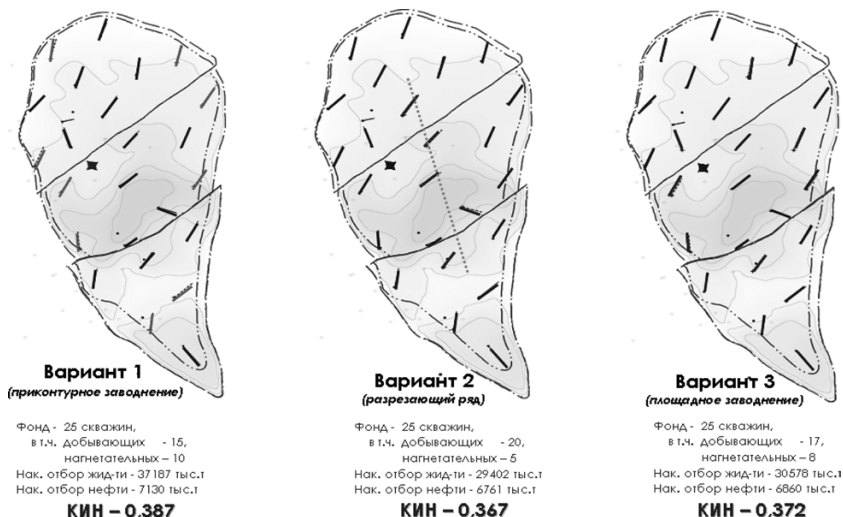


Рис.4. Варианты разработки XX пласта

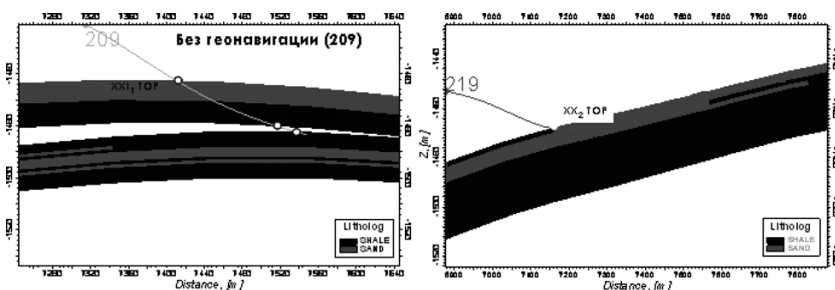


Рис.5. Литологические разрезы вдоль ствола скважин.

РАЗРАБОТКА РЕКОМЕНДАЦИЙ ПО ИСПОЛЬЗОВАНИЮ МЕТОДА КОНЕЧНЫХ ЭЛЕМЕНТОВ ПРИ ОЦЕНКЕ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ ТРУБОПРОВОДНЫХ ОБВЯЗОК ОБОРУДОВАНИЯ НЕФТЕГАЗОВЫХ ПРОИЗВОДСТВ

А.П.Завьялов, Т.В.Филиппова

ДОО «Оргэнергогаз»

К надежности и безопасности эксплуатации технологических трубопроводов нефтегазовых производств предъявляются повышенные требования, поскольку аварии сопровождаются значительными потерями, обусловленными разрушением оборудования, зданий и сооружений, прекращением про-



изводственного процесса на продолжительный срок, а также значительным экологическим ущербом.

Обеспечение безаварийности эксплуатации технологических трубопроводов основано на проведении технической диагностики и мониторинга технического состояния конструкций. Комплекс работ по оценке технического состояния обычно ограничивается дефектоскопией и поверочным расчетом на внутреннее давление.

Между тем, значительная часть аварий обусловлена воздействием на конструкции непроектных нагрузок. В связи с этим при определении технического состояния технологических трубопроводов необходимо контролировать изменение напряженно-деформированного состояния (НДС) в процессе эксплуатации.

Для определения НДС трубопроводных конструкций используют экспериментальные и расчетные методы.

Использование экспериментальных методов сопряжено со сложностями, связанными с калибровкой приборов и несовершенством методик измерений.

Наиболее распространенным расчетным методом является метод конечных элементов (МКЭ), который реализован в виде программных комплексов прочностных расчетов, таких как ANSYS, MSC/NASTRAN, COSMOS и др. Результаты их использования существенно зависят от квалификации расчетчика, поскольку основную сложность составляет правильный выбор расчетной схемы трубопровода, граничных условий и условий нагружения.

В рамках проводимых исследований для отработки методов моделирования типовых для технологических трубопроводов граничных условий: опор, переходов «земля-воздух», присоединений к ГПА и технологическим аппаратам, были использованы результаты исследований НДС технологических трубопроводов КС «Лысково».

Разработка рекомендаций по выбору расчетных схем трубопроводов, граничных условий и условий нагружения проводилась на основе сравнения результатов расчета НДС конструкции, полученных при использовании различных способов моделирования с экспериментальными данными, полученными методом тензометрии.

Объектами исследований были гидравлический стенд Г-образной формы, выходная линия обвязки пылеуловителя, входной шлейф пылеуловителей компрессорного цеха.

Гидравлический стенд Г-образной формы, установленный на четырех опорах, заполнялся водой и нагружался внутренним давлением величиной 2, 4, 6, 8, 10 МПа. На корпус гидростенда были наклеены тензодатчики, фиксирующие значения напряжений в контрольных точках.

В дальнейшем проводился расчет конструкции методом КЭ при использовании различных вариантов задания граничных условий.

Оптимальной была признана схема, при которой одна из четырех опор расчетной модели фиксировалась жестко, а для трех были ограничены пере-



мещения в вертикальной плоскости (рис. 1). При жестком закреплении всех опор модели были получены несвойственные реальной конструкции изгибающие моменты в зонах, прилегающих к опорным конструкциям.

Результаты эксперимента свидетельствуют о необходимости учета при расчете разветвленных трубопроводных конструкций жесткости и конструктивных особенностей опор (с учетом свойств прокладок между опорой и трубой), для чего рекомендуется использовать соответствующие конечные элементы, предназначенные для моделирования зазоров и трения между элементами конструкции.

Имя модели: model1
Имя упражнения: p1
Тип элэры: Статический Узловое напряжение-Построение1
Шкала деформации: 138.472

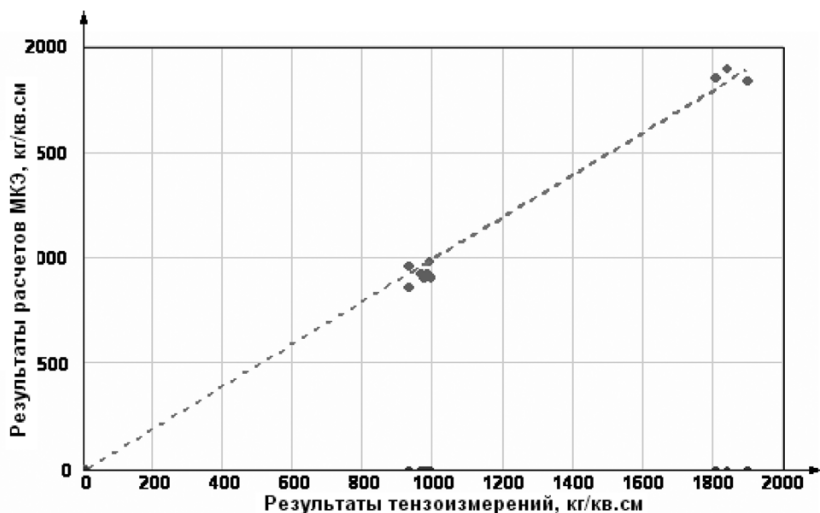


Рис. 1. Результаты анализа НДС гидростенда при давлении 10 МПа, сходимость результатов расчета с экспериментальными данными.



Отработка способов моделирования присоединений трубопроводов к технологическим машинам и аппаратам проводилась на основе исследования НДС выходной линии обвязки пылеуловителя, нагруженной в нижней точке вертикальным перемещением вниз на 10 мм (рис. 2).

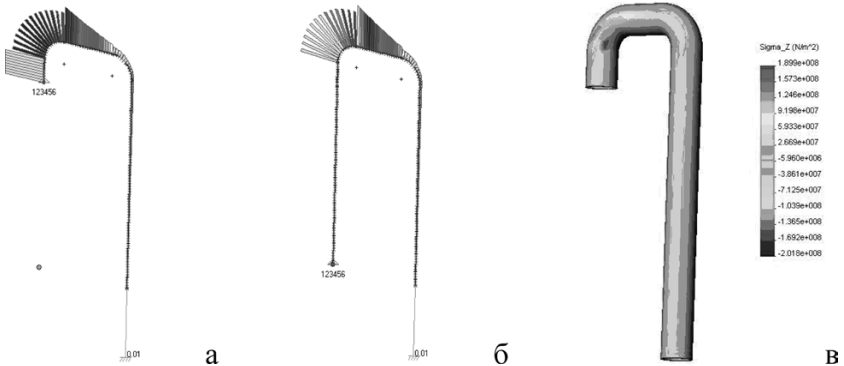


Рис. 2. Результаты расчета НДС обвязки пылеуловителя при использовании различных расчетных схем.

Рассматривались следующие варианты расчета:

- 1) жесткое закрепление трубопроводной обвязки в месте примыкания к присоединительному фланцу аппарата (схемы а, в);
- 2) моделирование корпуса аппарата в виде сплошного стержня (схема б);
- 3) моделирование корпуса аппарата в виде полого стержня с сохранением реальных размеров.

Установлено, что расчетная схема с жестким закреплением присоединительного фланца является наиболее консервативной, поэтому на практике ее можно рекомендовать как наиболее простую, так как это допущение идет в запас прочности конструкции. При этом необходимо учитывать, что данный способ при расчете с использованием объемных конечных элементов может привести к появлению не свойственных реальной конструкции краевых эффектов в зоне, прилегающей к закреплению.

Для изучения особенностей моделирования взаимодействия надземных трубопроводов с подземными коллекторами и отработки способов моделирования переходов «земля-воздух» было проведено исследование НДС участка входного коллектора пылеуловителей (рис. 3).

Участок трубопровода нагружался вертикальным перемещением сечения на 10 мм вверх. Такое нагружение позволяет смоделировать воздействие на трубопроводную систему от опор, подверженных пучению.

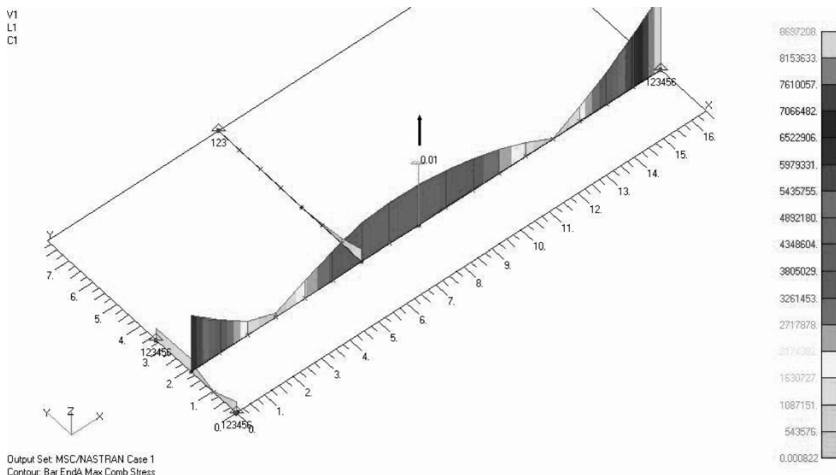


Рис. 3. Результаты анализа НДС входного коллектора пылеуловителей.

Установлено, что при выборе расчетной схемы необходимо исключить влияние краевых эффектов, возникающих из-за неполного соответствия задаваемых граничных условий реальным, которые искажают картину распределения напряжения. Это достигается удлинением отрезков труб на величину 5 – 7 диаметров трубы (моделированием продолжением этих труб в грунте) с жестким или шарнирным закреплением на концах.

На основе сравнения результатов исследования НДС конструкций МКЭ с экспериментальными методами, а также с учетом опыта расчета конструкций подобного типа сформулированы рекомендации по выбору расчетных схем, граничных условий и условий нагружения, положенные в основу «Методики оценки и контроля НДС трубопроводных систем в непроеekтном положении с использованием регулируемых опор», утвержденной начальником Департамента по транспортировке, подземному хранению и использованию газа ОАО «Газпром» Будзуляком Б.В.

Полученные в ходе исследований результаты позволяют повысить достоверность оценки технического состояния технологических трубопроводов и уменьшить объемы ремонтных работ.

По результатам внедрения результатов исследований при разработке программы ремонта технологических трубопроводов КС «Похвистнево» ООО «Самаратрансгаз» удалось уменьшить длину участков, подлежащих ремонту, с 900 до 150 м.

Результаты работы также использовались при разработке рекомендаций по повышению надежности эксплуатации технологических трубопроводов КС «Афипская» и КС «Кушевская» ООО «Кубаньгазпром», КС «Богандинская» ООО «Сургутгазпром».

Результаты исследования докладывались на научных и научно-практических



конференциях в РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина, Всероссийских конференциях молодых ученых, специалистов и студентов по проблемам газовой промышленности России «Новые технологии в газовой промышленности» (Москва, 2001 и 2003 год), Пятой научно-технической конференции «Актуальные проблемы состояния и развития нефтегазового комплекса России» (Москва, 2003 год), тематических семинарах «Диагностика оборудования и трубопроводов КС» (Светлогорск, 2002, 2003, 2004 год; Геленджик, 2005 год; Туапсе, 2006 год) и совещаниях ОАО «Газпром», а также опубликованы в отраслевой печати.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ВОДОИЗОЛЯЦИИ ГЕЛЕВЫМИ СОСТАВАМИ ПРИ ПОВЫШЕНИИ НЕФТЕОТДАЧИ ПЛАСТОВ

В.П.Захаров, И.Р.Магзянов, С.А.Рабцевич

ООО «РН-УфаНИПИнефть»

Современная тенденция ухудшения структуры запасов нефти в РФ (эксплуатация высокообводненных нефтяных месторождений на поздних стадиях разработки, залежей с низкопроницаемыми коллекторами и высоковязкими нефтями и т.д.) характеризуется снижением коэффициентов извлечения нефти. Это определяет необходимость широкомасштабного внедрения эффективных методов увеличения нефтеотдачи пластов, значительную часть которых в настоящее время при разработке высокообводненных пластов занимают технологии водоизоляции со стороны нагнетательных (потокоотклоняющие технологии) и добывающих (селективная изоляция водопритока) скважин. Среди тампонирующих веществ высокой технологичностью характеризуются сшитые полимерные составы на основе полиакриламида (сшивающий агент – соли многовалентных металлов) и термогелеобразующие композиции. Ключевой задачей этих технологий является селективное размещение гелевых составов в водопромытые каналы, образование вязкоупругих «экранов», препятствующих «холостой» циркуляции воды и довытеснение нефти из слабопроницаемых зон пласта, что в результате приводит к увеличению коэффициента нефтеотдачи.

Существующие в настоящее время подходы к выбору скважин-кандидатов и технологий водоизоляции при внедрении методов увеличения нефтеотдачи пластов производится главным образом на основе общих геологических и технологических критериев применимости без достаточного учета гидродинамических особенностей движения нагнетаемой воды по продуктивным пластам. Ввиду того, что обработка призабойных зон пласта проводится без разобшения разнопроницаемых, как правило, разнонасыщенных пропластков, то закачиваемый агент проникает во все открытые зоны по разрезу, в том числе и нефтенасыщенные. Это способствует кольматации продуктивных интервалов и снижению эффективности проводимых обработок. Кроме того,



ввиду широкомасштабного производства технологий гидравлического разрыва пласта, актуальной задачей является адаптация технологий гелевых обработок к условиям интенсивных фильтрационных потоков по техногенным трещинам. Решению указанных проблем посвящена настоящая работа.

Целью работы являлось совершенствование технологического процесса изоляции водонасыщенных интервалов и ликвидации каналов «холостой» циркуляции нагнетаемой воды с увеличением нефтеотдачи пластов за счет вовлечения в разработку недренируемых интервалов продуктивного разреза.

Для решения поставленной цели решались следующие задачи:

- Обобщение мирового опыта в области технологических способов водоизоляции промытых участков гелевыми составами;
- Разработка способов идентификации различных типов фильтрации нагнетаемой воды в призабойной зоне пласта;
- Адаптация гелевых составов применительно к различным геологическим параметрам призабойной зоны пласта и типам обводнения продукции скважин;
- Разработка алгоритма инженерного расчета размещения гелевых составов и расчетного комплекса ***Design Gel Placement***;
- Апробация новых технологических решений в опытно-промышленном масштабе в промысловых условиях месторождений «НК-Роснефть».

По особенностям гидродинамического движения нагнетаемой воды в призабойной зоне пласта можно выделить три случая преждевременного обводнения продукции скважин:

- Радиальная фильтрация в гидродинамически изолированных разнопроницаемых пропластках с прорывом воды по высокопроницаемым интервалам;
- Радиальная фильтрация в водонасыщенных пропластках с межпластовыми перетоками между разнопроницаемыми участками пласта с прорывом воды по высокопроницаемым интервалам;
- Линейная фильтрация воды по трещинам (прорыв воды по трещинам, соединяющим забои добывающих и нагнетательных скважин) и по высокопроницаемому пропластку в матрице со стороны трещины.

Для различных вариантов обводнения продукции закачиваемой водой необходимо использовать адресные технологии селективной изоляции водонасыщенных участков пласта, выраженные в целенаправленном прогнозировании дизайна размещения гелевых составов при минимизации повреждения продуктивных интервалов.

Ключевым этапом разработки дизайна размещения гелевых составов является методология выделения различных типов продвижения воды в призабойной зоне пласта добывающих и нагнетательных скважин. Разработанный методический подход к выбору дизайна размещения гелевых составов включает: 1) обоснование необходимости проведения работ на участке по ограничению объемов попутно добываемой воды; 2) идентификация при-



чин обводнения; 3) идентификация типов обводнения продукции скважин по характеру движения закачиваемой воды в призабойной зоне: трещина или суперколлектор; неоднородный по проницаемости пласт без межпластовых перетоков; неоднородный пласт с межпластовыми перетоками.

Наиболее доступными методами выделения трещин и оценка их параметров являются сопоставление расчетной и фактической продуктивности (приемистости), а также индикаторные исследования.

В соответствии с физической картиной водоизоляции участков «холодой» циркуляции воды, гелевые составы и технологии их размещения должны удовлетворять следующим условиям:

1. *Радиальная фильтрация без перетоков:*

- использование «слабых» гелей (концентрация полимера менее 0.3 %);
- разобшение разнопроницаемых зон (пакер, закачка «жертвенных» составов);
- закачка небольших объемов рабочих растворов (продвижение на глубину до 2 м);
- закачка геланта (раствор несшитого полимера) с низкой вязкостью;
- реагенты с тиксотропными свойствами;
- использование профиля давления для «селективности» размещения гелевых составов.

2. *Радиальная фильтрация с перетоками:*

- использование «слабых» гелей (концентрация полимера менее 0.3 %);
- низкий фактор сопротивления $Fr \approx 1$ (выполнение условия $Fr(k_2/k_1) < 0.3$, где k_1 и k_2 – проницаемость высокопроницаемого и низкопроницаемого пропластков);
- устойчивый к механической деструкции гелант с большим временем гелеобразования;
- анализ продвижения фронта вытеснения с целью размещения «большого» гелевого экрана на уровне нефтенасыщенных участков пласта.

3. *Линейная фильтрация:*

а) трещина перпендикулярна линии нагнетание-отбор (линейная фильтрация нагнетаемой воды по высокопроницаемому интервалу матрицы):

- использование «слабых» гелей (концентрация полимера менее 0.3 %)
- технология без разобшения зон;
- соблюдение условий радиальной фильтрации без перетоков.

б) трещина сонаправлена линии нагнетание-отбор (линейная фильтрация по трещине с преждевременным прорывом воды в добывающие скважины):

- использование «сильных» гелей (концентрация полимера более 0.3 %)



- продавка сформированного высоковязкого геля, при расчетном объеме, и темпе закачки.

В соответствии с требованиями для каждого случая фильтрации воды в призабойной зоне на основе результатов лабораторного тестирования промышленных полимеров акриламида (производства фирмы SNF) выбраны оптимальные составы для водоизоляции. При радиальной фильтрации в отсутствие межпластовых перетоков необходимо использовать «слабые» гели с концентрацией высокомолекулярного полиакриламида марки FP-107 (307) в интервале 0.1-0.3% мас. Время гелеобразования предложенных составов составляет около 4 часов, что позволяет размещать водоизолирующие экраны на расстоянии 1.5-2 м от ствола скважины. Составы на основе FP-507, FP-407N, FP-407 удовлетворяют условиям сообщающихся разнопроницаемых пропластков, ввиду сравнительно низкой молекулярной массы (3-6 млн. ед) и высокого времени гелеобразования (более 6 часов). При фильтрации на кернах полиакриламид как в виде геланта, так и в виде сшитых систем подвергается механической деструкции, однако значительная часть полимера остается в поровом пространстве и увеличивает сопротивление для фильтрации воды (уловом стационарной фильтрации).

В случае изоляции водонасыщенных участков при линейной фильтрации в трещинах гелевые составы должны характеризоваться седиментационной устойчивостью, высокой изолирующей способностью, устойчивостью к механической деструкции. В этом случае необходимо использовать следующие составы: высокомолекулярный полиакриламид FP-107 (307) с концентрацией 0.3-0.5% мас., последовательная закачка систем: АК-639 (0.5%)+FP-107 (предоторочка) - FP-107 (0.17%)+сшиватель (основная оторочка), полимердисперсный состав FP-107 (0.5%)+сшиватель+мел (бентонит и др., 1.5%). Предложенные композиции характеризуются высоким фактором остаточного сопротивления, временем гелеобразования 2,5-4 часа, сравнительно малой деструкцией при фильтрации со скоростью менее 400 м/год.

Важнейшим этапом размещения гелевых составов является прогнозирование селективности обработок в зависимости от геологических особенностей, гидродинамического режима фильтрации нагнетаемой воды в призабойной зоне и реологии движения гелевых составов. При решении этой задачи в работе привлечены результаты исследований Randall S. Seright (PRRC, New Mexico), признанного в мире специалиста в исследуемой области. При инженерном расчете дизайна размещения гелевых составов применительно к радиальной фильтрации без межпластовых перетоков можно использовать уравнение, полученное при совместном решении закона фильтрации и материального баланса:

$$\left(\frac{\varphi_i}{k_i}\right) \left\{ r_{pi}^2 \left[F_r \ln \left(\frac{r_{pi}}{r_0} \right) + \ln \left(\frac{r_{pm}}{r_{pi}} \right) + \Psi_i \ln \left(\frac{r_{pm}}{r_0} \right) + \frac{(1-F_r)}{2} \right] - r_0^2 \left[(1+\Psi_i) \ln \left(\frac{r_{pm}}{r_0} \right) + \frac{1-F_r}{2} \right] \right\} =$$



$$\left(\frac{\varphi_1}{k_1}\right) \left\{ r_{pm}^2 \left[(F_r + \Psi_1) \ln \left(\frac{r_{pm}}{r_0} \right) + \frac{(1 - F_r)}{2} \right] - r_0^2 \left[(1 + \Psi_1) \ln \left(\frac{r_{pm}}{r_0} \right) + \frac{1 - F_r}{2} \right] \right\}$$

где r_{pm} , r_{pi} – радиусы проникновения геланта в высокопроницаемый и низкопроницаемый пропластки; r_0 – радиус скважины; F_r – фактор сопротивления; ϕ – пористость; k – проницаемость; Ψ – отношение перепада давления между r_{pm} и добывающей скважиной к перепаду давления между нагнетательной скважиной и r_{pm1} до закачки гелеобразующего агента. Индексы 1 и i соответствуют высоко- и низкопроницаемому пропластку.

Глубина проникновения гелевого состава в разнопроницаемые пропластки при линейной фильтрации без межпластовых перетоков рассчитывается как:

$$\frac{L_{pi}}{L_{pm}} = \frac{\left[(\Psi + 1)^2 + \left(\frac{\varphi_1 k_i}{\varphi_1 k_1} \right) (F_r - 1) (F_r + 2\Psi_1 + 1) \right]^{0,5}}{F_r - 1} - (\Psi_i + 1)$$

где L_{pi} , L_{pm} – глубина проникновения геланта соответственно в низкопроницаемый и высокопроницаемый пропластки.

Дизайн размещения гелевых составов при изоляции трещин базируется на расчете:

градиента давления, необходимого для продавливания геля через трещину:

$$\frac{dP}{dl} = \frac{0.926 \cdot e^{2.77 \cdot C}}{(w_f)^2}$$

скорости дегидратации геля в трещине:

$$u = 0.05t^{-0.55}$$

и скорости проникновения геля в трещину:

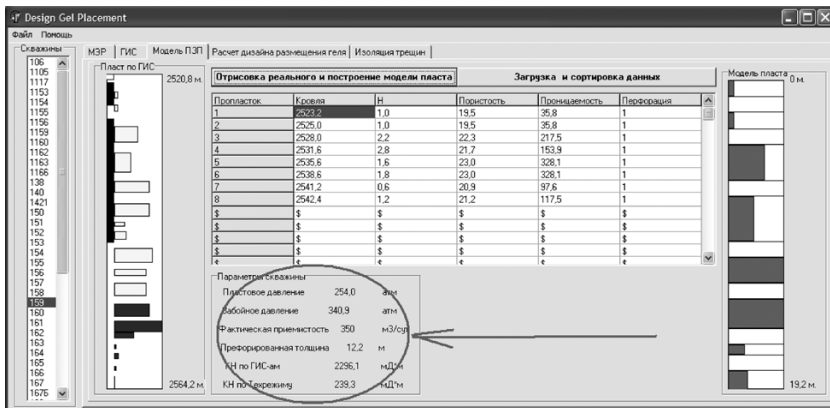
$$\frac{dL}{dt} = \frac{(q - 4h_f L 0.05t^{-0.55})}{(2h_f w_f)}$$

Здесь h_i – высота вертикальной трещины; w_f – раскрытость трещины; L – полуудлина трещины.

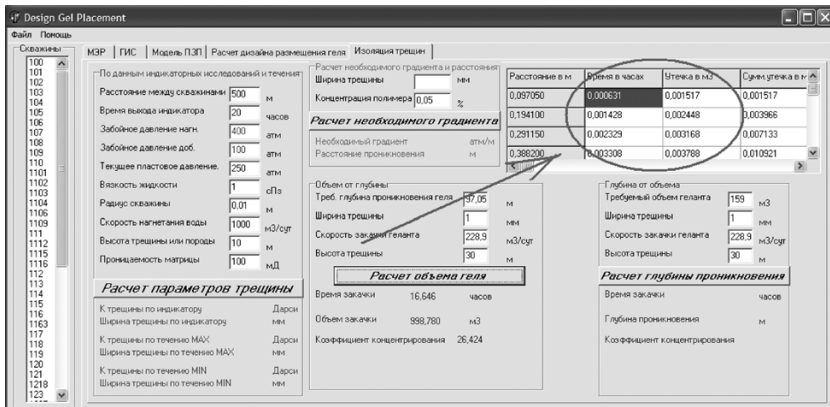
Указанные базовые уравнения для расчета размещения гелевых составов в матрице и трещинах, а также результаты лабораторных исследований по



расчету удержания полимера, недоступного порового объема, фактора остаточного сопротивления и т.д. реализованы в расчетном комплексе **Design Gel Placement** (рис. 1). Расчетный комплекс позволяет в автоматическом режиме проводить инженерный расчет любых вариантов размещения гелевых составов при обработке как нагнетательных, так и добывающих скважин. В частности, оценивать глубину проникновения гелевых составов, рассчитывать степень снижения проницаемости по воде в разных интервалах продуктивного разреза, прогнозировать изменения профилей приемистости и притока, а также снижение объемов попутно добываемой воды.



(а)



(б)

Рис. 1. Интерфейс расчетного комплекса **Design Gel Placement** с модулем для радиальной (а) и линейной (б) фильтрации.



Результаты представленной работы позволили углубить и существенно расширить имеющиеся знания в области размещения гелевых составов при проведении водоизоляционных работ. На рис. 2 приведена иерархическая модель системного подхода к планированию потокоотклоняющих технологий при повышении нефтеотдачи пластов.

Эффективность использования полученных в работе результатов по совершенствованию технологических процессов водоизоляции гелевыми составами подтверждается отдельными результатами промысловых испытаний (таблица). Видно, что разработанный подход к совершенствованию технологического процесса водоизоляции гелевыми составами характеризуется существенным повышением эффективности по сравнению с традиционными обработками (базовые технологии).

Экспертная оценка показывает, что при детализации выбора кандидатов и оптимизации технологии водоизоляции с учетом гидродинамических особенностей фильтрации воды в призабойной зоне, при обработке 500 нагнетательных скважин месторождений «НК-Роснефть» перспективная дополнительная добыча нефти составит порядка 600 тыс.т в год. Это соответствует ежегодному экономическому эффекту в размере 2,8 млрд. руб. (без учета эффекта от снижения объемов попутно-добываемой воды).

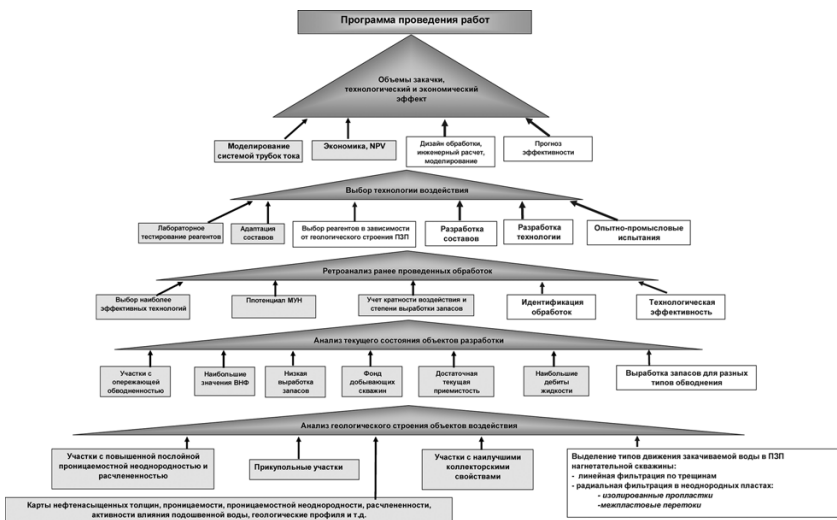


Таблица. Отдельные результаты опытно-промышленных обработок нагнетательных скважин с расчетом оптимального дизайна размещения гелевых составов.



Объект воздействия	Тип обводнения продукции	Эффективность воздействия	
		Базовые технологии	Оптимизация дизайна размещения
Приобское месторождение, пласт АС ₁₁ , скв. 7793, 8722 (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)	Радиальная фильтрация по матрице с межпластовыми перетоками	Дополнительная добыча нефти 1 тыс.т на скв./операцию.	Дополнительная добыча нефти 3,9 тыс.т на скв./операцию. Увеличение рентабельности в 4,3 раз.
Приразломное месторождение, пласт БС ₄ скв. 5886 (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)	Линейная фильтрация по трещинам в ПЗП после завершения эффекта от ГРП	Дополнительная добыча нефти 2 тыс.т на скв./операцию.	Дополнительная добыча нефти 10 тыс.т на скв./операцию. Увеличение рентабельности в 5,3 раз.
Малобалыкское месторождение, пласт БС _{16-22'} скв. 1006Б (ООО «РН-Юганскнефтегаз»)		Дополнительная добыча нефти 2 тыс.т на скв./операцию.	Дополнительная добыча нефти 9,4 тыс.т на скв./операцию. Увеличение рентабельности в 5 раз.
Крапивинское месторождение, пласт Ю ₁ ³ , скв. 304, 308, 312 (ОАО «Томскнефть ВНК»)	Радиальная фильтрация по матрице без межпластовых перетоков	Дополнительная добыча нефти 1.5 тыс.т на скв./операцию.	Дополнительная добыча нефти 4.8 тыс.т на скв./операцию. Увеличение рентабельности в 3,4 раз.

ОПЫТ ВОССТАНОВЛЕНИЯ ГЕРМЕТИЧНОСТИ СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ БЕЗ ПРОВЕДЕНИЯ КАПИТАЛЬНОГО РЕМОНТА

Р.Е.Зонтов, Д.Н. Гриньчак

ООО «Газпром добыча Астрахань»

Астраханское газоконденсатное месторождение (АГКМ) находится на юге России. Уникальность АГКМ заключается, главным образом, в составе пластового флюида, который представляет собой недонасыщенную газоконденсатную систему с содержанием до 40% кислых газов (H_2S – 25,3%, CO_2 – 14%). Давление начала конденсации 38-40 МПа. Среднее содержание конденсата 260 г/м³, пластовая температура 107 °С, начальное пластовое давление 61,2 МПа. Размеры залежи 100x40 км, тип массивно-пластовый. Глубина залегания кровли продуктивного пласта 3827 – 3990 м.



Сложные горно-геологические условия и аномально высокое содержание сероводорода обуславливают высокую стоимость эксплуатационных скважин АГКМ, что ограничивает их количество. Для справки, стоимость новой скважины составляет около 700 млн.руб.

Поддержание планового уровня добычи в жёстких термобарических условиях, осложнённых высоким содержанием сероводорода и углекислого газа, постоянно требует принятия нетрадиционных, инноваторских решений по выполнению требований безопасности, обеспечивающих безаварийный режим работы эксплуатационных скважин.

По причине высокой токсичности добываемого флюида на АГКМ особое внимание уделяется противофонтанной безопасности. Действительно, прорыв сероводородсодержащего газа на дневную поверхность грозит серьёзным отравлением, в крайнем случае, гибелью людей.

Основным фактором, снижающим риск возникновения аварийных ситуаций, является поддержание герметичности скважинного оборудования. В частности, на АГКМ удалось провести работы по предупреждению образования газового фонтана на эксплуатационной скважине №214 без проведения капитального ремонта.

На указанной скважине в оперативном режиме была восстановлена герметичность межколонного пространства 7/9. Разгерметизация оборудования произошла из-за просадки 7" эксплуатационной колонны в клиновой подвеске. При этом её верхний обрез опустился ниже Р-уплотнений. Согласно требованиям безопасности такой дефект переводит скважину в 1 класс опасности, что предусматривает её немедленную остановку и глушение для проведения ремонтных работ.

Проведение капитального ремонта требует существенных материальных затрат. В данном случае, когда требовалась замена верхней трубы эксплуатационной колонны на более длинную, технология проведения ремонта не была отработана. Существенные трудности по замене трубы создавала цементная крепь (межколонное пространство 7/9 зацементировано до устья), при отвороте неизбежно повреждается резьба (возможность возникновения нового места негерметичности), отсутствие гарантии, что отвернётся именно верхняя труба, необходимость фрезерования цементного кольца для осуществления возможности установки новой трубы.

В целях преодоления вышеуказанных трудностей, на основе существующих наработок, было принято решение о возможности ликвидации негерметичности без глушения скважины и демонтажа фонтанной арматуры, т.е. без проведения капитального ремонта.

Был составлен план, который предусматривал этап по разработке герметизирующего состава и определению оптимальных условий его применения.

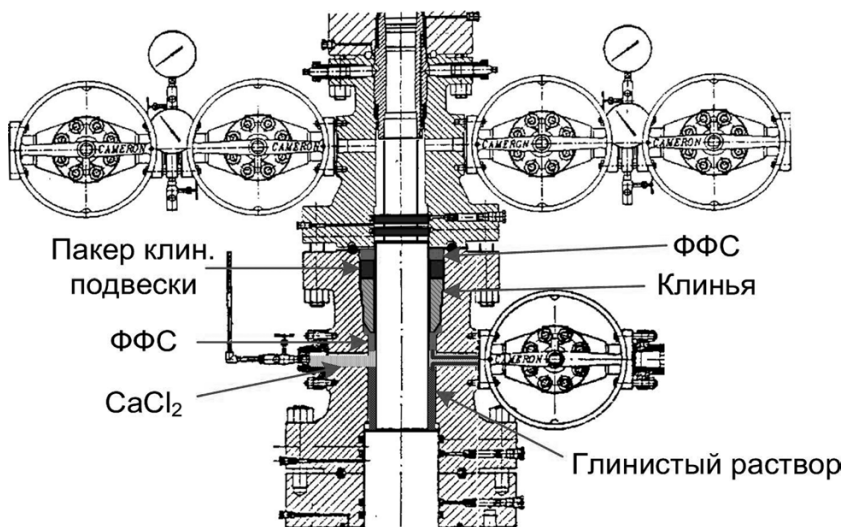
Далее была разработана технология его закачки и необходимые для этого технические средства.

Заключительным этапом была непосредственная закачка герметизирующего состава, проведённая на скважине №214.



Следует отметить, что работы были выполнены силами специалистов ООО «Газпром добыча Астрахань» в сжатые сроки и без привлечения сторонних организаций.

В ходе исследований была разработана рецептура двухкомпонентной герметизирующей композиции, включающей в себя специально подготовленную модифицированную противоусадочными добавками фенолоформальдегидную смолу (ФФС) и жидкий герметик с фракционированным герметизирующим наполнителем. На рисунке представлена схема зоны клиновой подвески фонтанной арматуры с указанием места расположения герметизирующего состава.



Использование двухкомпонентного состава продиктовано особенностями конструкции фонтанной арматуры, а именно большими зазорами между клиньями подвески, через которые обычные герметики проваливались в межколонное пространство. Большие зазоры были устранены за счёт создания высокопрочного опорного кольца из ФФС. Причём, для успешной его установки в зоне клиновой подвески, в межколонное пространство было закачено строго определённое количество (под нижний обрез клиньев) бурового раствора. Перед закачкой смолы её плотность была снижена за счёт фильтрации через рапу, что обеспечило распределение жидкостей в межколонном пространстве по плотности и возможность расположения ФФС, а затем и полимеризацию в зоне клиновой подвески. Следует отметить, что предварительно в ФФС были введены специально подобранные добавки, в т.ч. пластифицирующая, и некоторое количество частиц активного наполнителя нано-размера. Также была подобрана оптимальная температура полимеризации смолы, учитывающая баланс между продолжительностью процесса и



качеством получаемого полимера.

Жидкий герметик, представляющий собой мицеллярную дисперсию, основным назначением которого была вторичная герметизация, помимо этого служит демпфером, сохраняющим целостность полимерного кольца при температурном расширении металлических частей скважинного оборудования. В качестве наполнителя были использованы частицы твердой фазы различного размера, в т.ч. активные нано-частицы и более крупные для создания прочного каркаса.

Таким образом, в ходе разработки рецептуры герметизирующей композиции были преодолены трудности, связанные с усадкой и большим удельным весом ФФС, а также негативным влиянием температурного расширения металла.

После удачного проведения стендовых исследований разработанного двухкомпонентного герметизирующего состава, в ходе которых было установлено, что он способен выдержать перепад давления более 600 кгс/см², было принято решение о переходе к промышленному использованию.

Для осуществления возможности закачки герметизирующей композиции были разработаны и изготовлены: устройство для замены флюида (УЗФ) и приспособление для закачки специальных составов (ПЗСС).

С помощью УЗФ была проведена замена рапы в межколонном пространстве на глинистый раствор плотностью 1,6 г/см³, использование ПЗСС было необходимо для того, чтобы ФФС не попала в отводы колонной головки и задвижку.

Проведённые на скважине №214 работы по восстановлению герметичности с использованием разработанного состава и технологии его применения позволили ликвидировать межколонный переток из затрубного пространства в межколонное 7/9, вызванный просадкой 7" эксплуатационной колонны в клиновой подвеске без капитального ремонта скважины. При работах расход реагентов составил:

- буровой раствор – 200 л;
- модифицированная феноло-формальдегидная смола – 2 л;
- жидкий герметик – 1,5 л.

По результатам работ было подано 4 рационализаторских предложения. Годовой технологический эффект за первый год внедрения составил: газ сепарации – 82,613 млн.м³, конденсат – 28,529 тыс.т.

ПЛАНИРОВАНИЕ И РЕАЛИЗАЦИЯ ПРОГРАММЫ ЦЕЛОСТНОСТИ ТРУБОПРОВОДОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ РАСЧЕТНОЙ МОДЕЛИ НА ПРИМЕРЕ СИСТЕМ ЛИНЕЙНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ЕДИНИЦЫ ОАО «ННП»

Р.Т.Исрафилов

ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»

Одним из приоритетов компании ТНК-ВР является обеспечение целостности трубопроводов с целью поддержания работы трубопроводных систем



и защиты окружающей среды. В настоящее время выработаны достаточно эффективные механизмы, позволяющие поддерживать целостность трубопроводов - это строительство труб с полным покрытием и ингибиторная защита стальных труб без покрытия.

Учитывая огромные денежные средства, вкладываемые в реконструкцию и ингибирование, а также большой объем трубопроводов, нуждающихся в замене или ингибировании, необходимо создание модели, позволяющей охватывать огромное количество трубопроводов, систематизировать эти участки по необходимости ингибирования или замены, а также ранжировать данные участки по степени риска и давать возможность экономической оценки.

Вместе с тем данная модель должна обладать гибкостью и универсальностью (возможностью менять различные экономические или технические параметры, временные периоды), удобством в применении, желательно не требовать особых усилий или специальных знаний для технических специалистов, а также быть относительно не затратными по времени.

Нефтепроводная системы месторождений ОАО "ННП" являются отличным "полигоном" для разработки и проверки расчетной модели (в дальнейшем просто модель). На диаграмме видно, что длина действующих трубопроводов без покрытия составляет более 600км, значительно превышает длину трубопроводов без покрытия (чуть более 200км)

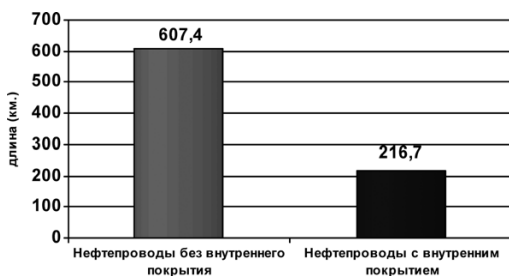


Рис. 1 Распределение трубопроводов на трубопроводы с внутренним покрытием и без него по ОАО "ННП"

Вместе с тем на месторождениях ОАО "ННП" внедрена эффективная ингибиторная защита, позволяющая рассчитывать на существенное снижение аварийности при правильном выборе направлений для ингибирования. Строительство нефтепроводов с внутренним покрытием позволяет снижать аварийность на наиболее опасных участках, в настоящее время на трубопроводах с внутренним покрытием не зафиксировано ни одной аварии. Таким образом, мы имеем действенные механизмы, которые позволяют значительно снизить аварийность до 0,1 ав/км/год.

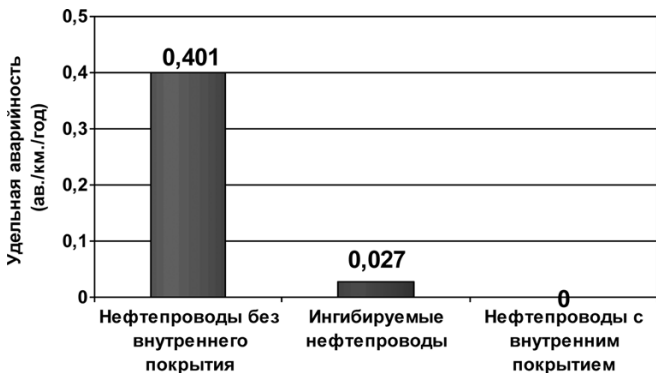


Рис. 2 Распределение аварийности в зависимости наличия или отсутствия защитных мероприятий

Однако, несмотря на это, общая аварийность нефтепроводов по месторождениям ОАО “ННП” достаточно высока и составляет чуть более 0,2 ав/км./год. В данном случае необходимо создание модели, позволяющей выявить узкие места в нефтесборной системе и предложить варианты мероприятий, направленных на снижение аварийности.

Для решения поставленной задачи мы используем программу Excel. На одном из листов задаем экономические факторы (стоимость трубы, стоимость услуг по обслуживанию 1-го УДХ, инфляция) для расчета экономической целесообразности ингибирования либо замены.

Таблица 1 Параметры для расчета

Стоимость строительства 1км. Нефтесборов различного диаметра с покрытием		Стоимость ингибирования участков трубопроводов	
D	тыс. руб.	Стоимость 1 тонны реагента	51820 руб.
89*6	3012,021	Стоимость обслуживания одного УДХ	480000 руб.
114*6	3437,806	Стоимость мониторинга	11552 руб./км.
114*10	3933,795	Концентрация реагента	25 гр/тонн
159*6	4244,194	Время	10 лет
168*6	4360,298	Экономические параметры	
168*16	5728,836	Инфляция	10 %
219*8	5937,35	Ставка дисконтирования	15 %
219*16	7380,196		
273*8	7013,114		
273*10	7672,508		
273*16	9335,822		
273*18	10246,8		



Одного сравнения по целесообразности ингибирования или замены явно недостаточно для принятия решений, необходимо оценить весь массив трубопроводов на критичность и выявить участки, которые необходимо менять как можно скорее и те, которые уже бесполезно ингибировать, а также ранжировать трубопроводы по степени критичности.

В настоящий момент уже разработана и внедрена система, позволяющая ранжировать трубопроводы по степени критичности и выявлять “узкие места” – это таблица приоритизации. Для эффективности нашей модели крайне важно создать механизм, позволяющий ранжировать и выявлять критичные участки по аналогии с таблицей приоритизации. Для этого на другом листе файла создаем таблицу факторов, определяющие критичность каждого отдельно взятого трубопровода и градацию по степени критичности.

Таблица 2 Заданные факторы критичности

Факторы определяющие критичность	Степень значимости
Официальное запрещение эксплуатации государственных органов (да/нет)	50
Запрещение по результатам диагностики (да/нет)	25
Удельная аварийность (ав./км./год)	10
Опасность для экологии:	
Средне высокая	1
Высокая	3
Производительность т-да по нефти (т/сут)	0,01
Срок службы трубопровода	0,5

Важными отличиями данного механизма определение критичности это возможность дополнять и мгновенно менять факторы критичности, а также большая ориентация на снижение аварийности, экологической важности и простота.

Таблица 3 Градация по степени критичности

Критичность	баллы
Очень высокая	более 50
Высокая	от 9-50
Средне высокая	от 6-9
Средняя	менее 6

На следующем листе задается таблица, куда вносятся данные по трубопроводам. Все трубопроводы в данной таблице структурированы по направлениям ингибирования, которые состоят из участков трубопроводов, по каждому участку задается аварийность, год ввода, диаметр и длина, предлагаемые для замены, и прочие параметры.

Каждое направление проверяется на целесообразность ингибирования, используя экономическую оценку (методом чистого приведенного эффекта или NPV).



$$PV = C_1 + \left(\frac{C_2 \cdot (1+I)^2}{(1+r)^2}\right) \dots + \left(\frac{C_n \cdot (1+I)^n}{(1+r)^n}\right)$$

где C1, C2, ... Cn - стоимости ежегодных затрат, I - уровень инфляции, r - ставка дисконтирования (принимается равной стоимости кредита). Затем полученная цифра сравнивается со стоимостью замены участков направления (те которые не имеют внутреннего покрытия) и делается сравнение. В Приложении 2 дана таблица сравнений по направлениям.

Оценка каждого трубопровода по критичности происходит по заданным факторам критичности, каждый участок получает определенный бал в зависимости от его параметров. Предложенный расчет такой:

$$\text{критичность} = \left(A * k_{ав} * k_{окр.сп.} \right) + T * k_{вр} + Q_n * k_{доб} + k_{зап} + k_{диаг}$$

Где А – удельная аварийность ав./км./год, k_{ав} – фактор важности по аварийности, k_{окр.сп.} – экологические риски на данном участке, Т – срок службы трубопровода, k_{вр} – важность срока службы, Q_н – количество проходящей по участку нефти (т/сут.), k_{доб} – важность количества проходящей по участку нефти, k_{зап} – важность запрещения эксплуатации, k_{диаг} – важность запрещения диагностики.

В итоге мы получаем информацию по наиболее критичным трубопроводам по всем участкам трубопроводов.

Таблица 4 Критичность по всем нефтесборам УНП-3 без покрытия

Критичность	Очень высокая	Высокая	Средне высокая	Средняя
Длина (км.)	30,7	41,1	45,0	490,6
Стоимость замены (млн./руб.)	133,7	156,3	214,3	2136,7

Соответственно каждый участок обозначен и может быть выявлен. В случае, если критичность трубопровода высокая, то его ингибирование является нецелесообразным, данные участки предлагаются для замены.

В результате получаем:



Таблица 5 Распределение по целесообразности замены или ингибирования по всем нефтепроводам ОАО "ННП" без покрытия

	Предложено для ингибирования	Предложено для замены
Длина (км.)	470,3	137,1
Расходы млн.руб.	511,7	564,1

Предложенные для замены участки трубопроводов ранжируются в зависимости от критичности.

Таблица 6 Критичность по нефтепроводам предложенным моделью для замены

Критичность	Очень высокая	Высокая	Средне высокая	Средняя
Длина (км.)	30,7	41,1	5,7	59,6
Стоимость замены (млн./руб.)	134	156	20	202

Благодаря полученным данным возможно более эффективное управление процессами, что позволяет существенно снизить аварийность за меньшие средства.

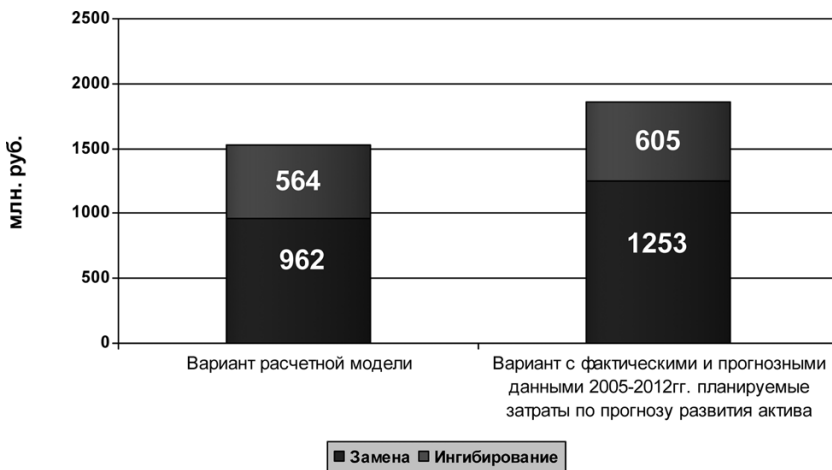


Рис. 3 Сравнение затрат по расчетной модели с фактическими и прогнозными данными 2005-2012 гг.

В результате системной замены всех не ингибируемых линий и дальнейшей заменой тех ингибируемых участков, критичность на которых со временем будет повышаться мы можем добиться существенного снижения аварийности.



Рис.4 Сравнение удельной аварийности в модели по фактическим и прогнозным данным

Заключение

Расчетная модель позволяет в короткий промежуток времени проводить сравнительный анализ между объемами ингибирования и замены по большим массивам трубопроводов, ранжирует трубопроводы по степени критичности

Данная модель содержит экономическую оценку выбираемых вариантов, что позволяет более эффективно распределять финансовые ресурсы и управлять целостностью трубопроводов

Модель предлагает сбалансированный прогноз развития программы целостности в течение большого периода времени

Применение модели не требует дополнительных ресурсов и специальной подготовки

Модель является универсальной и может быть использована для системы нефтесборов любого месторождения.



РАЗРАБОТКА И РЕАЛИЗАЦИЯ КОМПЛЕКСА МЕРОПРИЯТИЙ ПО УЛУЧШЕНИЮ ЭКОЛОГИЧЕСКИХ И ЭКСПЛУАТАЦИОННЫХ ХАРАКТЕРИСТИК АВТОМОБИЛЬНЫХ БЕНЗИНОВ В ОАО «АНХК» ПУТЕМ ЭТЕРИФИКАЦИИ ПРОДУКТОВ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА

В.А.Кабышев, А.В. Турова

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

С 1996 года в странах Евросоюза введены в действие Европейские директивы, в которых установлены требования к выбросам загрязняющих веществ в выхлопных газах автомобилей. В США минимальный уровень качества топлива, которое может продаваться на территории страны, определен федеральным законом. Таким образом, в развитых странах отмечается динамика ужесточения экологических и эксплуатационных требований к автомобильным топливам.

Анализ качества отечественных моторных топлив показывает, что Россия, с учетом состояния ее нефтеперерабатывающей промышленности и автомобилестроения, значительно отстает от передовых европейских государств и США по экологическим требованиям к топливам и входит в группу стран с низшей (1) категорией качества.

Для улучшения качества автомобильных бензинов на каждом предприятии требуется тщательный анализ компонентов автомобильных бензинов, выявление наиболее проблемных в части качества и выработка комплексных мер направленных на их улучшение.

Анализ компонентов бензинового пула ОАО «АНХК» показывает наличие проблем, связанных с высоким содержанием серы, ароматических и олефиновых углеводородов, недостаточно высоким октановым числом, высокой плотностью продуктов и низкой испаряемостью.

Проблема повышения октанового числа, испаряемости и снижения плотности решается введением в состав автомобильных бензинов разрешенных оксигенатов – простых эфиров, в частности в ОАО «АНХК» ранее использовался привозной МТБЭ. Использование привозного МТБЭ требовало постоянных его закупок, что приводило к удорожанию продукции и повышало зависимость цены и качества продукта от конъюнктуры рынка.

Проблема выпуска экологичных топлив очень актуальна для ОАО «АНХК», ранее не имеющей собственного производства высокооктановых добавок к бензинам, несмотря на наличие ресурсов изобутилена и метанола. Освоение процесса производства МТБЭ – важнейший этап в реализации программы по переходу к выпуску топлив по спецификациям Евро.

Для решения этой проблемы в ОАО «АНХК» были проведены исследования, направленные на получение простых эфиров из имеющихся в ОАО «АНХК» ресурсов.

В процессе производства метанола на ОАО «АНХК» образуется побочный продукт – диметилвый эфир, не находящийся квалифицированного при-



менения в компании.

В центральной лаборатории ОАО «АНХК» на лабораторной установке типа OL-105/2 были проведены опыты по вовлечению диметилового эфира и изобутилового спирта в процесс синтеза МТБЭ. В результате было показано, что одновременно с основным процессом синтеза МТБЭ из изобутилена и метанола возможно проводить переэтерификацию диметилового эфира изобутиловым спиртом с получением того же МТБЭ и метилизобутилового эфира (МИБЭ), который по свойствам не уступает МТБЭ. Процесса реализуется путем ввода диметилового эфира и изобутанола совместно с метанолом и ББФ в схему получения МТБЭ.

ОАО «АНХК» оформлена заявка и получен патент № 2286333 «Способ получения эфиров» на одновременное производство высокооктановой добавки к автомобильным бензинам – смеси простых эфиров: МТБЭ и МИБЭ.

По результатам проведенных исследований составлены исходные данные на проектирование, разработан проект строительства установки по производству эфиров. Мощность установки составляет 6000 т в год (по продукту). В сентябре 2006 года закончен монтаж оборудования установки, в октябрь-ноябре проведены пуско-наладочные работы. 9 ноября 2006 года выдан первый паспорт на полученный продукт высшего качества.

Особенностью установки является возможность работы в режиме получения чистого МТБЭ и суммы эфиров МТБЭ и МИБЭ в зависимости от производственной необходимости.

Стоит отметить, что внедрение нового процесса по собственной технологии потребовало разработки всех аналитических методов контроля производства, что было осуществлено в кратчайшие сроки силами центральной лаборатории ОАО «АНХК».

Введение собственной октаноповышающей добавки в товарные бензины позволило значительно улучшить их качество. Снижено количество ароматических углеводородов. Класс испаряемости высокооктановых бензинов удалось поднять до 3 (ЕН-228), что соответствует потребностям региона.

Увеличение октанового фонда компании за счет производства высокооктановой добавки позволило вовлекать в товарные высокооктановые бензины бензин каталитического крекинга, являющимся одним из основных компонентов бензинов в ОАО «АНХК». Это увеличило его долю в общем бензиновом пуле, но потребовало улучшения качества бензина каталитического крекинга (БКК).

Ранее разработанная и реализованная в ОАО «АНХК» авторская технология по селективной гидроочистке БКК позволила снизить содержание серы в этом компоненте, однако актуальной остается проблема высокого содержания олефиновых углеводородов, наличие диеновых углеводородов, даже в небольших количествах влияющих на показатель «фактические смолы» в товарных бензинах, и проблема неравномерного распределения октанового числа по фракциям БКК и, следовательно, в товарных автобензинах.

Принципиальным решением, снимающим указанные недостатки БКК, яв-



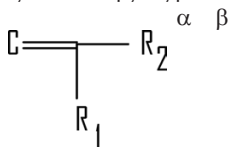
ляется проведение процесса этерификации легкой фракции БКК с целью получения суммы простых эфиров C_5-C_8 . Применение этих оксигенатов имеет ряд преимуществ перед применением чистого МТБЭ: это равномерное распределение оксигенатов по фракциям автомобильного бензина, что обеспечивает равномерное увеличение октанового числа бензина во всех фракциях и ликвидацию «провала» октанового числа во фракциях $70^{\circ}C-90^{\circ}C$, характерного для бензинов каталитического крекинга и риформинга.

С целью реализации этого процесса в центральной лаборатории ОАО «АНХК» проведены исследования по изучению процесса этерификации БКК.

Как показали проведенные опыты, практически все олефины представленные углеводородами, выкипающими до $130^{\circ}C$. Олефины, способные давать высокооктановые эфиры при реакции с метанолом сосредоточены во фракции НК-80 $^{\circ}C$ БКК.

Анализ выделенной из БКК фракции НК-80 $^{\circ}C$ показал, что концентрация олефинов в ней составляет от 46 до 50 % масс. Реакция олефинов с метанолом происходит в присутствии кислотного катализатора и при этом из изоамиленов образуется ТАМЭ – ценная октаноповышающая добавка, практически не уступающая МТБЭ, а из олефинов C_6 и C_7 , соответствующие эфиры, имеющие несколько более низкое октановое число. Метилтреталкиловые эфиры, получаемые из олефиновых углеводородов C_5-C_6 , обладают не только высоким октановым числом, но и относительно низкой температурой кипения, что позволяет повысить октановое число преимущественно во фракциях $70^{\circ}C-90^{\circ}C$ базового бензина и добиться равномерности распределения детонационной стойкости по фракциям.

Опыты по этерификации БКК проводились на лабораторной установке при температуре $40-100^{\circ}C$. Установлено, что этерификации метанолом подвергаются в основном олефины с третичным атомом углерода в β -положении следующей структуры:



R_1, R_2 – алифатические радикалы могут содержать от одного до шести атомов углерода. Такие олефины подвергаются конверсии на 30-90 % масс в зависимости от радикалов.

Опыты по этерификации фракции НК-80 $^{\circ}C$ БКК показали, что катализатор этерификации быстро теряет активность вследствие полимеризации диеновых углеводородов, содержащихся в сырье. При этом повышается содержание смол в готовом продукте. Для селективного снижения содержания диеновых углеводородов было решено производить предварительное селективное гидрирование сырья на палладиевом катализаторе. В качестве катализатора был выбран катализатор с низким содержанием палладия, который при



испытаниях показал очень высокую селективность: при удалении диеновых углеводородов на 95 % практически не наблюдалось гидрирования моноолефинов. Кроме того, как оказалось, этот катализатор способен изомеризовать нерреакционноспособные линейные олефины в изо-олефины, вступающие в реакцию этерификации с метанолом.

Разработанная технология содержит ряд ноу-хау и в настоящее время находится на стадии патентования. От аналогов она отличается значительно более высокими октановыми числами и выходом этерификата, а также более чем двукратным увеличением ресурса катализаторов гидрирования и этерификации.

Полученный на лабораторной установке этерификат фракции НК-80 БКК содержал до 24 % эфиров и имел собственные октановые характеристики 87 пунктов по моторному методу (ОЧМ) и 96 пунктов по исследовательскому методу (ОЧИ). При добавлении 20 % этерификата к прямогонным бензиновым фракциям получено повышение октанового числа на 6,3-7,5 пунктов. Добавлением 40 % об этерификата к бензину риформинга (ОЧИ 94,3 пункта и ОЧМ 85,5 пункта) получено повышение октанового числа на 0,7 пункта по моторному методу и 0,9 пункта по исследовательскому методу.

Повышение октанового числа легкой фракции БКК в результате этерификации не только компенсирует, например, снижение октанового числа при гидроочистке тяжелой фракции, но и повышает суммарный октановый фонд предприятия.

Кроме повышения октанового числа при этерификации достигается и снижение содержания олефинов в легкой фракции БКК с 50 % до 23-27%. Это также улучшает экологические характеристики товарных автобензинов, повышая полноту сгорания топлива, снижая токсичность выхлопных газов и образование озона в нижних слоях атмосферы.

На основании проведенных исследований в центральной лаборатории ОАО «АНХК» подготовлены исходные данные на проектирование. Создание базового проекта и строительство установки намечено на 2008-2012 годы в рамках общего плана модернизации ОАО «АНХК».

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОЙ РАБОТЫ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ ПУТЕМ ВНЕДРЕНИЯ ДОРАБОТОК НА ОБОРУДОВАНИИ В ПРОЦЕССЕ ЭКСПЛУАТАЦИИ

А.С. Кайдаш, А.В. Лукьянов

*Торжокское ЛПУМГ КС «Торжокская»
ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»*

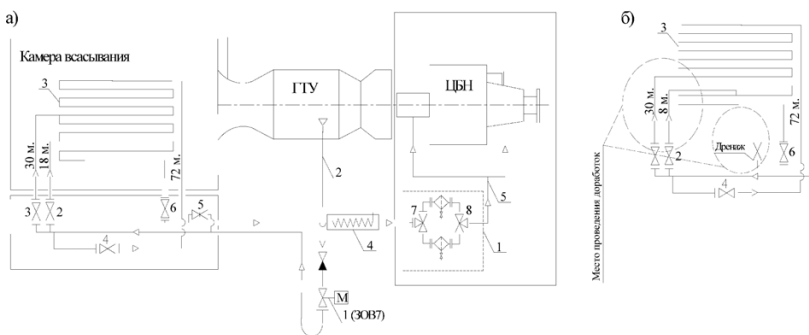
В процессе эксплуатации ГПА-16-01 «Урал» на КС «Торжокская» выявлен ряд недостатков, которые приводят к ухудшению параметров работы ГПА, нестабильной работе оборудования и, в целом, к снижению эффективности работы КС. Данная работа посвящена рассмотрению ряда недостатков в ра-



боте КС «Торжокская» и путей их решения.

Доработка системы подвода буферного воздуха к компрессору 7V-3 (НЦ16/МХИ). На КС «Торжокская» компримирование газа осуществляется центробежными трёхступенчатыми нагнетателями с сухими газовыми уплотнениями (далее СГУ). Для предотвращения попадания масла из полостей переднего и заднего подшипника нагнетателя на СГУ применяется система буферного воздуха, также буферный воздух подводится к контрольно-измерительным приборам панели управления СГУ. При работе ГПА (рис.1, а) отбор воздуха осуществляется от седьмой ступени осевого компрессора ГТУ, температура которого 150–200 °С, далее по трубопроводу воздух поступает в теплообменник, установленный в камере всасывания циклового воздуха ГПА, где охлаждается до температуры (5–45 °С). После охлаждения воздух поступает на фильтр, затем на управление панели СГУ и на наддув передней и задней опор нагнетателя.

Рис. 1 а) Штатная система подвода буферного воздуха; б) доработанный теплообменник системы подвода буферного воздуха.



1-блок фильтров буферного воздуха АР911-20; 2-отбор воздуха от 7-ой ступени компрессора; 3-теплообменник; 4-ленточный обогреватель ЭНП.ЛЭх-0,45/380-450; 5-подвод воздуха к нагнетателю.

В период эксплуатации ГПА–16–01 «Урал» при температуре атмосферного воздуха ниже -15 °С происходит сильное охлаждение буферного воздуха и замерзание теплообменника. Из-за этого снижается давление буферного воздуха до аварийных пределов, что приводит к аварийному останову ГПА и, как следствие, к нестабильному режиму работы магистрального газопровода. При аварийном останове происходит стравливание технологического газа из контура нагнетателя, затрачивается газ на пуск резервного ГПА и т.д.

Предлагается внести некоторые изменения в системе буферного воздуха (рис.1, б), разделить секцию теплообменника на 8 м, 18 м, 72 м, вместо имеющихся 18 м, 30 м, 72 м, в результате чего уменьшится площадь теплообмена. При работе по новой схеме теплообменника при температурах от -40 до -15 °С в работе будет – 8 м, при -15 до +20 °С – 18 м, а +20 °С и больше – 72 м. Также предлагается сделать дренаж в нижней точке секции теплообменника, что позволит периодически продувать теплообменник от скапливающейся в нём влаги из-за резких перепадов температуры атмосферного воздуха. При



низких температурах, работая по предложенной схеме, можно исключить возможность понижения температуры буферного воздуха до отрицательной и предотвратить аварийные остановки ГПА.

Приспособление для проверки работоспособности канала измерения вибрации системы диагностирования компрессорного оборудования (СДКО).

На КС «Торжокская» разработано и внедрено в работу приспособление, позволяющее проверить работоспособность каналов измерения вибрации двигателя без запуска агрегата. Диагностические признаки отказа датчиков вибрации типа МВ-43-5Г и усилителей УС-1 и УС-2 одинаковы, поэтому при устранении неисправности приходится выполнять до двух запусков агрегата. Приспособление позволяет определить отказавший элемент без демонтажа датчиков вибрации МВ-43-5Г с двигателя. Приспособление представляет собой пластину – основание, на которой закреплены электродвигатель Д-2 с эксцентриком на валу и разъем для подачи питания на электродвигатель, а также выполнены отверстия для крепления датчика вибрации МВ-43-5Г, датчика вибрации МВ-01 и для крепления самого приспособления на двигателе ПС-90ГП2 (рис.2). Для изменения частоты и амплитуды колебаний электродвигатель питается через регулируемый стабилизированный блок питания. При использовании данного приспособления происходит экономия газа, затрачиваемого на два запуска ГПА.

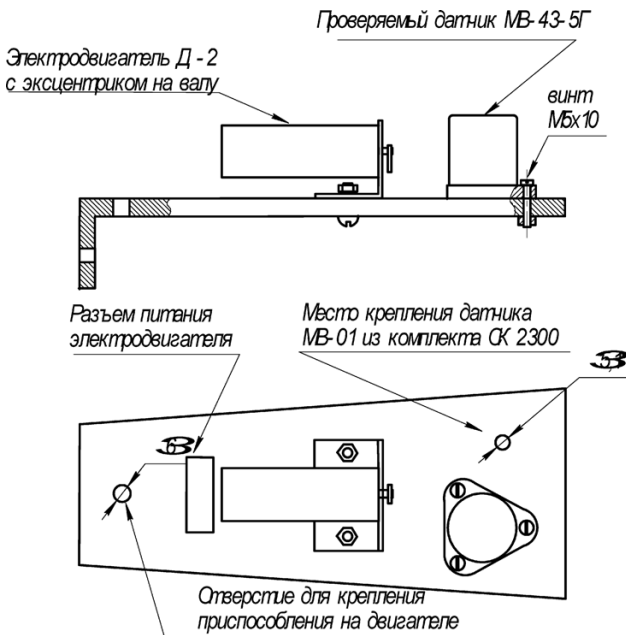


Рис. 2. Приспособление для проверки работоспособности канала измерения вибрации СДКО.



Недостатки аппарата воздушного охлаждения масла АВОМ 080. 21п-Г и пути их устранения. В процессе эксплуатации выявлен ряд недостатков системы охлаждения масла смазки двигателя, связанных с нестабильной работой аппарата воздушного охлаждения масла АВОМ080.21п-Г. Теплообменная секция АВОМД - четырёхпакетная, пластинчато-ребристая, одноходовая, изготовлена из сплавов алюминия и представляет собой цельносварную конструкцию, состоящую из четырёх паяных пакетов и двух коллекторов, верхнего и нижнего.

При эксплуатации АВОМ 080.21п-Г на КС «Торжокская» в диапазоне температур воздуха выше $+15^{\circ}\text{C}$ и ниже 0°C маслоохладитель не обеспечивает охлаждение масла. При понижении температур атмосферного воздуха до отрицательных, температура масла на выходе с маслоохладителя растёт (до 65°C и выше), при этом вентиляторы работают на полную мощность. Это приводит к росту температуры масла в маслобаке двигателя, на входе в ГТД, на сливе с подшипников двигателя, в результате чего агрегаты находятся на грани аварийной работы. Причина неэффективной работы АВОМД связана с неравномерным заполнением теплообменника вследствие повышенной завоздушенности масла в магистрали откачки двигателя ПС-90ГП-2. Это приводит к нестабильной работе некоторых пакетов теплообменной секции и образованию застойной зоны.

Для нормальной работы маслоохладителя, и обеспечения требуемой температуры на выходе с АВОМД предложено доработать теплообменную секцию путём установки перегородки в нижний коллектор между двумя средними пакетами, разделяя его, таким образом, на две равные части и произвести установку дроссельных шайб на выходе теплообменника (18 мм), на воздушнике (2 мм), что позволило увеличить избыточное давление (до $0,72 \text{ кг/см}^2$).

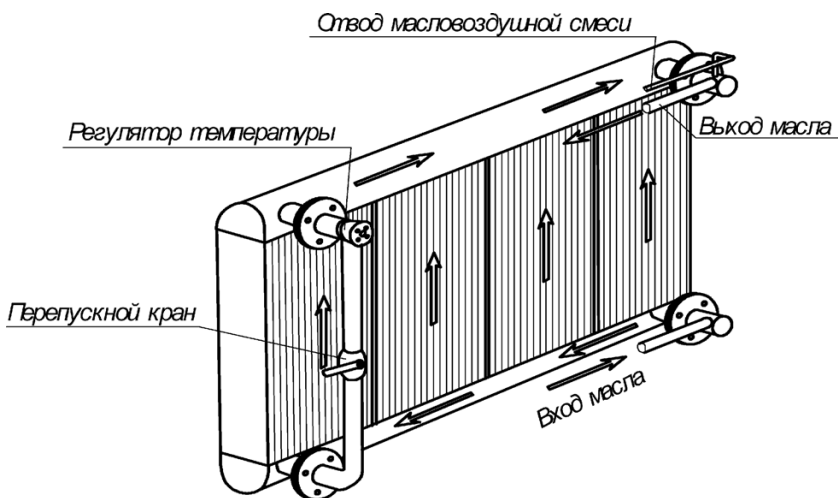


Рис.3. Штатная обвязка теплообменной секции АВОМ 080.21п-Г

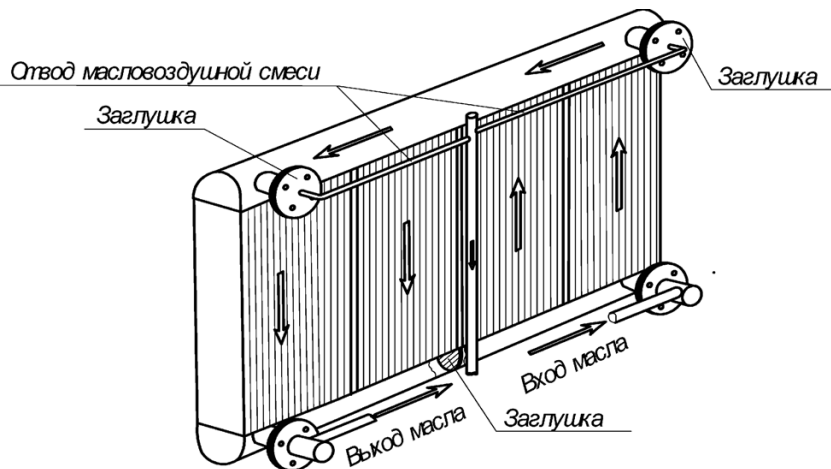


Рис.4. Доработанная обвязка теплообменной секции АВОМ 080.21п-Г

В результате, радиатор маслоохладителя стал двухходовым, что обеспечило заполнение всех пакетов и циркуляцию масла по всей секции. После доработки теплообменной секции подвод и отвод масла осуществляться через нижний коллектор. Для качественного отвода масловоздушной смеси из верхнего коллектора доработан воздушник путём установки на двух фланцевых соединениях отводных линий в общий трубопровод. Датчик температуры масла на выходе с АВОМ установлен в торец выходного трубопровода (рис.4).

Вывод: Данная доработка теплообменника приведёт к стабильной работе АВОМ Д 080.21п- Г (проверено экспериментальным путём) и не требует больших финансовых затрат и может быть выполнена в условиях КС.

Программа «Gazik» для определения режима работы КС. В связи с нормированием расхода газа в качестве доработки и дополнения существующего программного обеспечения АРМ сменного инженера, разработана программа «Gazik» с использованием ПК Visual Basic для расчёта характеристик нагнетателя 7V-3 (НЦ-16/МХИ), а также мощности на валу силовой турбины и к.п.д. двигателя ПС-90ГП-2. Программа использует газодинамические характеристики нагнетателя 7V-3 (НЦ-16/МХИ), имеет наглядный интерфейс и позволяет определять режим работы агрегатов, коммерческую производительность, потребляемую мощность, к.п.д. нагнетателя, запас нагнетателя по помпажу и ряд других расчётных показателей.

Программа производит расчёт мощности на валу силовой турбины и к.п.д. двигателя ПС-90ГП-2 по термодинамическим параметрам эксплуатации на основе методики ОАО «Авиадвигатель». Результаты расчёта автоматически сохраняются в архив C:/Gazik.xls, по данным которого строятся графики и диаграммы. Программа «Gazik» позволяет повысить точность определения



характеристик нагнетателя, его режима работы, обеспечить наглядность и проследить за основными параметрами ГПА в течение года и более, сделать вывод об эффективности работы цеха, что не позволяет ПО АРМ СИ.

Доработка системы промывки двигателя. В процессе эксплуатации двигателя, несмотря на существующую систему очистки циклового воздуха, происходит загрязнение ГВТ, в результате чего снижаются мощность и к.п.д. ГТУ. Для поддержания технических параметров ГТУ через каждые 1500 ч. работы проводятся регламентные работы, в которые включена промывка ГВТ двигателя ПС-90ГП-2 на ХП. После промывки двигателя в трубопроводе подвода моющего раствора остаётся некоторое количество моющей жидкости из-за недостаточной эффективности дренажной системы. Так как данный трубопровод расположен под «юбкой» ГПА (практически на улице), при температуре атмосферного воздуха меньше -10°C происходит замерзание остатка моющей жидкости. В результате чего в зимних условиях при отрицательных температурах воздуха промывка ГВТ становится не возможной.

С целью усовершенствования системы промывки ГВТ двигателя предлагается в зимний период и при наступлении отрицательных температур после каждой промывки ГВТ производить продувку трубопровода подачи моющего раствора воздухом, подводимым от компрессора КИП, установленного в отсеке маслообеспечения ГПА, для удаления остатков жидкости.

Экономическое обоснование предложенных доработок. В условиях конкурентного рынка и постоянно повышающихся цен на энергоносители возникает необходимость в максимально эффективном использовании, а также непосредственно в экономии: технологического, топливного, пускового, импульсного газа и электроэнергии.

1. При внедрении предложенных доработок в системе подвода буферного воздуха и использовании приспособления для проверки работоспособности канала измерения вибрации системы СДКО можно получить экономию газа 14103м^3 , что составит в денежном эквиваленте при средней цене за 1 тыс. м^3 природного газа $\Pi_{\text{сред. за газ}} = 4056$ руб. величину равную 57202 руб. Но не исключена возможность, что аварийных остановов за год может быть и больше из-за нестабильной работы недоработанных систем обеспечения ГПА. В результате чего величина перерасхода транспортируемого газа и газа на нужды ГПА увеличиться в два и более раза.

2. При внедрении доработки теплообменной секции АВОМ Д можно получить экономический эффект: от экономии электроэнергии за счёт стабильной работы вентиляторов - 103263 руб в год; от экономии затрат на модернизацию АВОМД по смете ООО «Газхолдтехника»; общая сумма затрат для проведения доработки АВОМ 080 21п-Г ООО «Газхолдтехника» составят: на один ГПА- 328600 руб; на семь ГПА -2300200 руб.

Затраты на доработку теплообменника АВОМ 080 21п-Г в условиях эксплуатации составят примерно: на один ГПА - 10000 руб; на семь ГПА -70000 руб.

Общая экономия от доработки АВОМ в условиях эксплуатации с учётом затрат по смете ООО «Газхолдтехника» и затрат по электроэнергии соста-



вит 2333463 руб.

Заключение. Внедрение предложенных в данном докладе доработок оборудования позволит обеспечить повышение стабильной, надёжной и эффективной работы КС, что в результате положительно отразится на бесперебойной транспортировке природного газа по магистральному газопроводу «Ямал-Европа». За счёт внедрения предлагаемых доработок можно получить значительную экономию технологического газа, финансовых затрат на замену оборудования и привлечения дополнительных ресурсов, экономию электроэнергии. Общая экономия от предложенных доработок в денежном соотношении составит 2390665 руб.

Предложения могут быть использованы для повышения эффективности работы и других компрессорных цехов ОАО «Газпром», а также производств с аналогичным оборудованием и системами.

МОЛОДЕЖНАЯ ПОЛИТИКА ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ» НА ПРИМЕРЕ ПИКАЛЕВСКОГО ЛПУМГ. МЕСТО В ГОСУДАРСТВЕННОЙ ПОЛИТИКЕ. ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗВИТИЯ

А.А.Калимулина

Пикалевское ЛПУМГ ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

На сегодняшний момент газовая отрасль является одной из самых перспективных и развивающихся отраслей России. В этих условиях решающее значение приобретают принципы преемственности поколений, социальная зрелость подрастающих кадров, на чьи плечи в самом недалеком будущем будет возложена забота о процветании газовой отрасли, в том числе и ООО «Лентрансгаз».

Одним из направлений выявления проблем молодежи, ее потенциала и жизненных ценностей выбран социальный опрос в виде анкетирования. В опросе участвовало 78 % молодежи Пикалевского ЛПУМГ (около 1/5 общего числа работающих в ЛПУМГ). Одной из причин привлечения повышенного внимания к проблемам молодежи послужило возрастающее количество вновь принятых работников до 30 лет.

В ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» наметилась тенденция к росту общего числа молодежи, принятой (поступившей) на работу. Более чем в два раза возросло количество молодых специалистов, прошедших стажировку, почти в два раза увеличилось число молодых руководителей, занимающих ответственные должности. Почти на треть увеличилось количество женщин среди молодых специалистов. Количество принятых на работу по самостоятельному трудоустройству молодых специалистов выросло в 1.9 раза, что свидетельствует о растущей активности молодежи, ответственности за то, как складывается их жизнь в целом.

Основным документом, закрепляющим права и социальные гарантии молодежи, является Коллективный договор между Администрацией и работни-



ками, принятый конференцией работников ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», выполнение которого контролируется профсоюзным комитетом Общества. Раздел 7 так и называется: «Работа с молодежью». Он регулирует вопросы, связанные с деятельностью в обществе молодых работников и специалистов. Используя эти возможности, молодые работники и специалисты активно включаются в производственную и общественную жизнь Общества.

ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» предоставляет жилье молодым работникам Общества, а при отсутствии жилья – ссуды на его приобретение (в соответствии с Положением о порядке учета нуждающихся в улучшении жилищных условий и предоставлении жилых помещений Работникам и неработающим пенсионерам). В Пикалевском ЛПУМГ молодежи до 30 лет – 43 человека, нуждающихся в жилье, - 10 чел.

Жилищная проблема является «болевым точкой». Работники филиалов Общества не удовлетворены системой распределения жилья (удовлетворены лишь 18% опрошенных). Причиной недовольства является сама система распределения социального блага, ее нечеткость, непрозрачность. С учетом указанных результатов и на основании рационального и эффективного использования финансовых средств, жилищного фонда в ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» разработана и введена в действие Жилищная программа. В ней детально определены принципы, условия, порядок учета данной категории работников, и приобретения ими жилья, указаны гарантии и обязательства Общества в этой связи.

Также молодым семьям предоставляются беспроцентные ссуды на улучшение жилищных условий и обзаведение домашним хозяйством в размере 10 тыс. рублей согласно Коллективного Договора (п.6.52.).

Администрация много внимания уделяет подготовке и работе с молодыми специалистами Общества. Подготовка молодых специалистов для Общества проходит в лучших специализированных ВУЗах России в соответствии с Положением «Об обучении работников ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» и их детей за счет средств Общества в высших и средних учебных заведениях Российской Федерации». В настоящее время в Пикалевском ЛПУМГ проходят обучение по договорам (всего/в т.ч. по целевым) в:

- а) высших учебных заведениях - 3 чел.,
- б) средних специальных учебных заведениях - 1 чел.

Для подготовки детей работников Общества к поступлению в в Торжокский политехнический колледж на одну из профильных специальностей заключен договор с колледжем о целевой подготовке работника. В течение летнего периода студентам предоставляются рабочие места для прохождения производственной практики. Будущие молодые специалисты получают возможность составить представление о практической составляющей своей специальности, познакомиться со спецификой производства. Преддипломную практику будущие выпускники проходят в филиале, где будут трудоустроены после окончания ВУЗа. Здесь они знакомятся с трудовым коллективом, куда они, уже в новом качестве, «вольются» через полгода.



Проводятся научно-практические конференции молодых работников ООО

«Газпром трансгаз Санкт-Петербург». К участию в конференции привлекаются и наиболее перспективные студенты 4-х, 5-х курсов. Молодые специалисты Общества активно участвуют в семинарах и конференциях, проводимых другими дочерними предприятиями ОАО «Газпром».

ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» организует проведение корпоративных культурных и спортивных мероприятий для работников Общества с учетом интересов молодых работников и специалистов. Ежегодно в Обществе проводятся соревнования по различным видам спорта, в которых активно принимают участие и молодые работники общества.

По итогам соревнований лучшие спортсмены Общества участвуют в спартакиадах ОАО «Газпром»:

В Пикалевском ЛПУМГ молодежь тоже участвует в спортивной жизни коллектива. Но вся ее активность оставляет желать лучшего, особенно в сравнении с другими филиалами (например, Новгородское ЛПУМГ) Эта проблема не может быть решена путем увеличения количества спортивных сооружений. Это сложнейшая культурологическая проблема современной молодежи, да и всего общества в целом, связанная с недостаточным вниманием к собственному здоровью. Оказывает влияние фактор недооценки обществом оздоровительной, воспитательной и социально-экономической роли физической культуры и спорта. Ведь даже сама молодежь в недалеком будущем желает иметь крепкое здоровье. С введением в штатное расписание должности инструктора по спорту, возможно усиление пропагандистской, организаторской и практической работы в этом направлении.

В Обществе успешно развивается направление по социально-психологическому обеспечению работы с персоналом. После психодиагностики специалистов Общества в возрасте до 33 лет проведены обучающие тренинг-семинары в рамках мероприятий по сопровождению резерва и адаптации молодых специалистов.

Повышение интереса участников тренингов к совершенствованию своих профессиональных и управленческих навыков показало эффективность интеграции учета и дальнейшей работы с индивидуально-психологическими и личностными качествами.

Какие же проблемы молодежи на предприятии требуют первоочередного разрешения? Здесь молодые работники Пикалевского филиала выделили три приоритетных направления:

1. материальная поддержка молодежи,
2. профессиональное обучение молодежи,
3. поддержка молодых семей.

1. Свое материальное положение молодежь Пикалевского ЛПУМГ в основном оценивает как среднее (женщины 100%), более половины опрошиваемых мужского пола в возрасте 23-30 лет признали его низким. Заработная



плата является важным показателем материального положения. Несомненно, заработная плата молодежи Общества и других организаций, особенно государственных и муниципальных, существенно различается. Вместе с тем, далеко неоднозначны оценки молодыми людьми относительно уровня своей зарплаты. Выявлено, что неудовлетворенность размером заработной платы имеет географический характер: в филиалах, расположенных близко к Санкт-Петербургу, неудовлетворенность размером заработной платы выше в 2.5 раза. В Пикалевском ЛПУ материальная обеспеченность (как возможно и у всей молодежи РФ) стоит на первом месте. Труд занимает ведущее место в жизненных ориентациях и планах большинства молодых людей, считая это залогом материального благополучия. На вопрос «Нравится ли Вам Ваша работа?», ответили положительно почти 83% молодежи Пикалевского ЛПУМГ, при этом низкая заработная плата явилась основным критерием недовольства работой. Так, недовольны своей заработной платой более 50% опрошиваемых. Что же делает наша молодежь, что бы улучшить свое материальное положение? Кто-то работает над профессиональными навыками (41%), кто-то имеет дополнительный заработок (ремонт квартир, такси, компьютерное обеспечение и др. – 34 %).

2. Переход к рыночным отношениям предъявляет новые требования к человеку: теперь он сам, а не государство, отвечает за свое благополучие. В связи с этим среди молодых людей как никогда сильно выражена ориентация на получение хорошего образования, которое в дальнейшем позволит стать востребованным в профессиональной деятельности и независимым в жизни. Молодежь отчетливо представляет себе, что успех в жизни связан с хорошей работой, а значит и с профессиональными навыками, которыми в условиях конкуренции должен обладать человек, нацеленный на получение престижной и хорошо оплачиваемой работы. Образованию также много уделяется внимания со стороны желающих улучшить свое материальное положение, ведь это обещает карьерный рост и как итог – повышение зарплаты. Современные молодые люди готовы к пониманию «высокой стоимости» образования, реально оценивают тот факт, что для получения образования, специальности сегодня нужна серьезная материальная поддержка. Почти все молодые работники Пикалевского ЛПУМГ хотели бы получить образование за счет работодателя – их 93%.

3. Отмечена молодежью деятельность Общества, направленная на создание комплексной системы поддержки молодой семьи.

«Молодая семья» - это семья в первые три года после заключения брака (в случае рождения детей – без ограничения продолжительности брака), в которой оба супруга не достигли 30-летнего возраста, а также семья, состоящая из одного из родителей в возрасте до 30 лет и несовершеннолетнего ребенка. Специфика молодой семьи определяется тем, что она находится в процессе своего становления, интенсивного развития. Требуют решения вопросы нестабильности внутрисемейных отношений, освоения социальной роли каждого члена семьи. На процесс формирования молодых семей оказыва-



ет влияние невысокий уровень материальной обеспеченности, поскольку в своем большинстве молодые супруги еще не обладают высокой квалификацией и получают в этой связи сравнительно низкую заработную плату. Это обстоятельство определяет ряд трудностей, сопряженных с рождением детей, их воспитанием, а также выполнением целого ряда социальных функций. Так, Ленинградская область относится к территориям с напряженной демографической ситуацией. Данные последних лет показывают, что в Ленинградской области наблюдается тенденция уменьшения числа зарегистрированных браков и увеличения количества разводов. Средняя продолжительность брака у разведенной молодежи до 30 лет составляет три года. Такая тенденция оказывает негативное влияние на уровень рождаемости. Так, за последние три года количество рождающихся детей в области уменьшилось более чем на 20 тысяч. Социальная адаптация молодых семей на базе созданных условий в ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» имеет положительную тенденцию. Единственное, не хватает информированности молодых семей по тем или иным касающимся их проблемам. У нашей молодежи больше, чем у других имеется стимулов для создания семьи, ведения здорового образа жизни и стремления иметь детей. В разделе 6 Коллективного договора подробно описаны все льготы и социальные гарантии, касающиеся работников Общества вообще и молодежи в частности. При таком социальном пакете на всех предприятиях области демографическая ситуация уже не была бы столь удручающей. И не мною уже доказано, что человек, имеющий крепкую семью, более позитивно настроен на выполнение качественной и интенсивной работы, чем человек одинокий.

В заключение проведенного анализа, хочется немного остановиться на проведении досуга, участия в общественной жизни нашей молодежи (Пикалевского ЛПУМГ). С возрастом молодежь все больше времени проводит в кругу семьи (около 80%). И это основная причина нежелания участвовать в общественной жизни. Волонтерские мероприятия также не интересуют нашу молодежь, что тоже печально, ведь материальная зависимость так сильно сказывается на психологии современной молодежи. Свободное время у молодежи среди прочего занимает важное место. В то же время у молодежи преобладают пассивные формы отдыха. В Обществе еще не сложилась система массовых молодежных праздников: турниры команд КВН, спортивно-туристические слеты, творческие фестивали и конкурсы.

И все-таки, подводя итог, можно с уверенностью отметить, что молодежь гордится тем, что работает в газовой отрасли, считает свою деятельность на предприятии как перспективную в будущем, хотя такой показатель как социальная помощь превалирует над уровнем заработной платы.

Выводы и предложения.

Профессионально успешный, социально активный, политически грамотный, здоровый молодой человек, - это одновременно социальный заказ и социальная проблема, поскольку реформированию подвергается все общество



с его традициями и стереотипами.

В региональной целевой программе «Молодежь Ленинградской области на 2005-2008 годы» говорится: «Недостаточную роль играют молодежные объединения, в силу организационной слабости они не могут в должной мере ни защитить интересы молодых, ни организовать достаточно действенную работу в молодежной сфере. С развитием рыночных отношений приходится отмечать утрату трудовыми коллективами прежнего опыта привлечения молодых людей к управленческим процессам. Низка роль и профессиональных союзов в решении молодежных проблем, в разработке и осуществлении своих программ в рамках ГМП. Таким образом, государственная роль в реализации политики по отношению к молодому поколению занимает доминирующее положение». Отчасти, можно с этим согласиться.

Изучив работу государственных органов в направлении молодежи на уровне г. Пикалево и Ленинградской области, могу с уверенностью сказать, что основная работа в этой области нацелена на детей, подростков и студентов. Возрастная ниша 23-30 лет, к которой относится практически вся молодежь ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» осталась практически не охваченной вниманием государства. Поэтому молодежная политика ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» более эффективна, т.к. нацелена на определенную возрастную категорию молодежи. При этом молодежь Общества уже в основной массе имеет образование, свои нравственные принципы и нацелена на перспективы в своей работе, знает, чего хочет и старается этого добиться, постоянно работая над профессиональными навыками. Естественно, уровень финансовой возможности при проведении молодежной политики у Общества выше, чем у государства, что и было отмечено ранее.

Деятельность Общества в отношении молодежи осуществляется в условиях правового, организационного и финансового обеспечения. Однако само понятие молодежной политики не носит пока системного, комплексного характера. И необходимо продолжить работу в этом направлении, особенно учитывая недостатки в формировании государственной молодежной политики, а также опыт других дочерних обществ ОАО «Газпром».

Предложения по развитию молодежной политике ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург».

Молодежный совет объединенной профсоюзной организации еще не создан, хотя и положено начало в виде разработанного Положения о молодежном совете, где расписаны основные цели, задачи и направления деятельности. Более 65% молодежи Пикалевского ЛПУМГ считает, что существование молодежного совета поможет им решить многие проблемы. Создание молодежного совета является основным мероприятием, которое позволит продолжить развитие молодежной политики в Обществе. Это необходимо:

а) Для контроля уже осуществляемой молодежной политики (например, при реализации Жилищной программы), а также для помощи в проведении различных мероприятий (спортивных, культурно-массовых, образователь-



ных). При этом необходимо вести статистику, анализ проводимых мероприятий.

б) В целях исключения дублирования уже существующих мероприятий в области молодежной политики, выявление и разработка новых приоритетных направлений деятельности на основании социологических опросов и анализов, а также после детального изучения всех проводимых уже направлений молодежной политики, изучения опыта других организаций. Во-первых, надо разработать Программу молодежной политики ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург», где четко указать направления деятельности и финансовые затраты. Хорошо было бы сделать это на основе социологических опросов, анкетирования и анализа полученных данных.

По внедрению массовых мероприятий возможно проведение КВНов, туристических слетов, художественных, литературных, вокальных конкурсов, осуществление помощи ветеранам, проведение волонтерских мероприятий, экскурсий. Также, многие хотели бы, что бы на предприятии (в ЛПУ) был психолог.

в) Для тесного сотрудничества с органами государственного и муниципального управления. Ведь, как было отмечено ранее, у государственных и муниципальных организаций больше таких возможностей как наличие зданий, учреждений, специально подготовленных кадров. Особенно необходимо внедрять информационное обеспечение в области молодежной политики.

г) Для привлечения самой молодежи к решению собственных проблем.

Материальную поддержку трудно осуществлять без повышения заработной платы, но все же это возможно сделать отчасти при совмещении профессий, выполнения работы отсутствующего работника, естественно, обладая необходимыми навыками, т. е. приоритет в этом вопросе должен быть отдан молодежи, отчасти как и воспитание ответственности за выполнение поставленной задачи.

Также необходимо поощрение:

Молодежь хочет хорошо жить, много зарабатывать, при этом нет инициативы в решении данного вопроса. Отчасти не хватает элемента поощрения. Если бы применить такую практику, как раньше, - например, «доски почета» или поощрение в виде приоритетного права приобретения путевок особенно активных представителей молодежи, то многие стремились бы не только хорошо работать, но и участвовать в общественной жизни предприятия.

Идея инвестиций в молодежь как наиболее перспективного подхода выдвигается уже не первый год, она учитывалась при разработке законопроекта «Об основах государственной молодежной политики в РФ», однако остается только идеей и в правовом отношении пока не имеет необходимой базы для реализации.

Молодежь, как особая социальная группа, постоянно находится в фокусе исследований, поскольку именно она является чутким индикатором происходящих перемен и определяет в целом потенциал общества. От того, насколько



ко изучен мир ценностей современной молодежи, ее установки, жизненные планы, во многом зависит эффективность разрабатываемых мероприятий.

ГИПСО-МАГНЕЗИАЛЬНЫЙ ТАМПОНАЖНЫЙ СОСТАВ ДЛЯ ИЗОЛЯЦИИ ЗОН ПОГЛОЩЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ ПРИ БУРЕНИИ СКВАЖИН

А.С.Козлов, Ю.С. Угольников, В.А. Мялицин

Научный руководитель профессор Г. М. Толкачев

Пермский государственный технический университет

Поглощение технологических жидкостей (буровых и тампонажных растворов) при строительстве скважин является одним из основных видов осложнений. Более половины всех временных и материальных затрат на ликвидацию осложнений при бурении нефтяных и газовых скважин приходится на борьбу с поглощениями технологических жидкостей. Однако эти затраты существенно больше, если учесть, что такого рода осложнения могут привести к недоподъему цементного раствора и низкому качеству крепи скважины (формирование за обсадной колонной канала для межпластовых перетоков и грифообразования – загрязнение пресных вод и нарушение экологической обстановки в районе работ). Нередко поглощение технологической жидкости может привести к другим осложнениям (нефтегазоводопроявление, обвалы, осыпи стенок скважины, прихваты) и, даже, к аварии (фонтанирование скважины – экологическая катастрофа). Поэтому выбор методов и средств предупреждения и ликвидации поглощений технологических жидкостей должен основываться на современных разработках.

Известно, что успешность проведения работ по изоляции зон поглощения технологических жидкостей во многом зависит от правильности выбора состава тампонажного материала для ликвидации поглощений.

Разработанный состав (Патент РФ № 2273724 от 10 апреля 2006 г) включает гипсовое вяжущее, порошок магнетитовый каустический, хлористый магний и воду. Технический результат заключается в том, что гипсо-магнезиальный тампонажный раствор, который может иметь неограниченную по времени подвижность, в течение короткого времени (15...40 минут) при смешивании с пластовыми водами в зоне поглощения формирует цементный камень, тогда как протекающий в тех же условиях процесс формирования цементного камня традиционно используемых портландцементных тампонажных растворов, разбавленных пластовой водой, длится несколько суток. Обычно это приводит к размыву его в зоне поглощения движущимися водами. Увеличенные значения времени загустевания и сроков схватывания раствора разработанного тампонажного состава обусловлено низкой активностью воды в жидкости затворения (водном растворе хлористого магния), недостаточной для вступления ее в химическую реакцию с гипсовым вяжущим. Такой тампонажный раствор в течение технологически необходимого



времени может быть безопасно доставлен по трубам к зоне поглощения. В процессе продавки тампонажного раствора в каналы поглощающего пласта и смешивания его с пресной или минерализованной пластовой водой вследствие резкого повышения активности воды в реакционной массе образуется быстросхватывающаяся смесь (БСС). В течение короткого времени в каналах поглощающего пласта формируется цементный камень. Часть тампонажного материала, оставшегося в стволе скважины и не смешанного с пластовыми водами, сохраняет подвижность в течение продолжительного времени, что позволяет исключить прихват им бурильного инструмента и повысить надежность и безопасность производства изоляционных работ.

Таблица

Свойства раствора-камня ГМТМ при температуре приготовления
и испытания $20 \pm 1^\circ\text{C}$.

Наименование показателя	Значение
<u>Тампонажный раствор:</u>	
1. Плотность, кг/м^3	1810...1870
2. Растекаемость, мм	160...190
3. Время загустевания до 30 УЕК, мин, не менее	60
4. Сроки схватывания:	
<i>а) Исходный ГМТМ</i>	
начало, мин, не ранее	120
конец, мин, не ранее	130
<i>б) Смесь ГМТМ с водой</i>	
начало, мин, не ранее	10
конец, мин, не позднее	30
<u>Цементный камень :</u>	
1. Предел прочности при изгибе через одни сутки твердения в изолированных условиях при температуре 20°C , МПа, не менее	4,0

В особых случаях при ликвидации поглощений высокой интенсивности, с целью повышения кольматирующей способности раствора гипсомагнезиального тампонажного материала (ГМТМ) в его состав могут быть дополнительно введены различного рода наполнители (поролоновая крошка, эковата и т.п.).

Преимуществами разработанного состава ГМТМ перед применяемыми в настоящее время тампонажными материалами на основе портландцемента (ПЦТ) является следующее:

- насыщенность системы по хлористому магнию и формирование цементного камня за счет образования оксихлоридов позволяют эффективно при-



менять состав для ликвидации поглощений в солевых и межсолевых отложениях, а также в зонах соляного карста;

- возможность легко управлять процессами загустевания и схватывания тампонажного состава путем изменения активности воды в системе;

- снижается вероятность прихвата бурильных труб и повышается безопасность проводимых изоляционных работ, так как часть тампонажного раствора, оставшегося в стволе скважины и не смешенного с пластовой водой схватываться позднее, чем раствор в каналах поглощения и движения пластовых вод;

- исключается размыв тампонажного раствора, размешенного в зоне поглощения, даже при наличии межпластовых перетоков;

- в 1,5-2 раза сокращается количество тампонажного материала, число операций и время, необходимые для изоляции каналов поглощения. При этом стоимость тампонажного материала и технология его использования не отличаются от стоимости и технологии применения традиционно используемых портландцементных тампонажных составов.

Разработанный состав прошел стадию опытно-промышленного использования в скважинах на нефтяных месторождениях Пермского края. Практическое применение данного тампонажного материала подтвердило его высокую эффективность, надежность и безопасность при проведении работ по ликвидации поглощений технологических жидкостей в сравнении с традиционно используемыми тампонажными составами (на основе ПЦТ).

СТРУЙНЫЙ ГИДРАВЛИЧЕСКИЙ СМЕСИТЕЛЬ СГС ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ И РАЗМЫВА ДОННЫХ ОТЛОЖЕНИЙ В РЕЗЕРВУАРАХ БОЛЬШОЙ ЕМКОСТИ

О.В. Кононов

Уфимский Государственный Нефтяной Технический Университет

В процессе хранения нефти в резервуарных емкостях, особенно в емкостях большего объема, происходит образование и накопление донных отложений, количество которых составляет иногда в год до j полезного объема резервуаров. Наличие на днищах осадков приводит к недоиспользованию емкости нефтяных резервуаров, а также к возникновению коррозионно-опасных водяных линз под осадком, к затруднению в обследовании состояния резервуара и т.д. Кроме снижения полезного объема резервуара, накопление донных отложений ведет к осложнению процесса эксплуатации резервуаров, к увеличению материальных затрат в системе транспорта и хранения, а в итоге к снижению технико-экономических показателей работы нефтяных резервуаров и транспортной системы в целом. Для повышения эффективности использования мощности резервуарных емкостей необходимо сохранение полезного объема нефтяных резервуаров.

Для предотвращения накопления осадка в резервуарах применяют элек-



тромеханические мешалки различных типов и марок. В основном, на практике применяют электромеханические мешалки «Диоген».

Принцип работы электромеханических мешалок заключается в образовании процесса перемешивания нефти направленной затопленной струей нефти, создаваемой вращающимся пропеллером, при котором тяжелые парафинистые осадки и механические примеси взвешиваются в общей массе нефти.

Этот процесс достигается двумя факторами:

- за счет непосредственного перемешивания нефти струей, создаваемой пропеллером изделия;
- за счет создания кругового вращения всей массы хранимой нефти в резервуаре при работе пропеллера в крайних угловых положениях.

Однако, конструкция винтовых мешалок далеко несовершенна:

1) расположение винта мешалки у стенки резервуара приводит к тому, что на диаметрально противоположном участке скорость движения нефти значительно

уменьшается;

2) площадь днища резервуара, на которой производится взвешивание осадка непосредственно турбулентной струей, создаваемой винтом, ограничивается внутренним углом расширения турбулентной струи равным $22-25^\circ$, взвешивание осадка на остальной площади днища производится вторичным течением. Для развития циркуляции, достаточной для взвешивания парафина, требуется промежуток времени от 3 часов и более;

3) для установки винтовых мешалок требуется устройство в резервуарном парке силовой электропроводки низкого напряжения;

4) для монтажа мешалок в типовом резервуаре необходимо усилить нижний пояс;

5) при работе электромеханической мешалки возникают вибрации стенки резервуара, что может привести к разрушению резервуара.

Учитывая недостатки существующих устройств для предотвращения накопления осадка на днищах нефтяных резервуарах, был разработан струйный гидравлический смеситель СГС (рисунок 1).

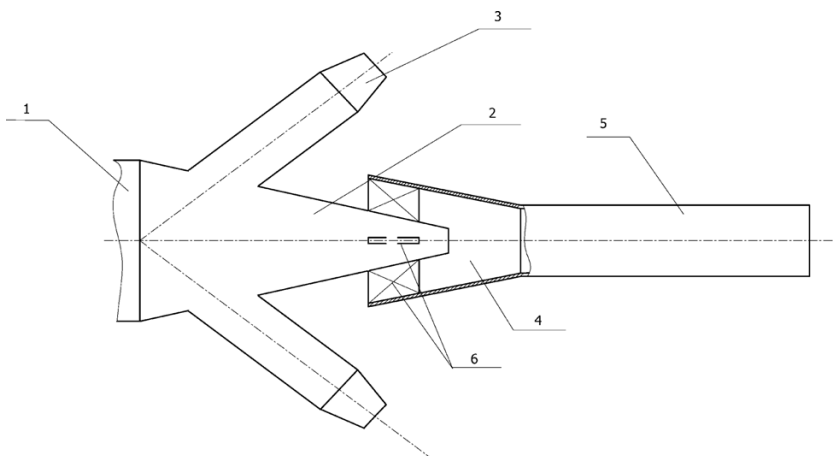


Рисунок 1 – Схематичное изображение струйного гидравлического смесителя
1 - подводящий патрубков; 2 - центральное сопло; 3 - боковое сопло; 4 – конфузор;
5 - камера смешения; 6 – ребра жесткости.

Струйные гидравлические смесители предназначены для размыва и предотвращения накопления донных отложений в резервуарах при проведении операций по заполнению их нефтью или нефтепродуктами, а также перемешивания нефти или нефтепродуктов за счет эжектора. Эти процессы можно осуществить, используя часть потенциальной энергии потока в трубопроводе перед резервуаром.

Смеситель работает следующим образом. Через приемо-раздаточные патрубки нефть или нефтепродукт заполняют резервуар на высоту, равную 3 м, затем весь поток нефти или нефтепродукта направляют через струйный гидравлический смеситель СГС (Схема обвязки представлена на рисунке 2).

Поток закачиваемой нефти или нефтепродукта в смесителе разделяется на три равных массовых расхода. Затопленная гидравлическая осесимметричная струя, выходящая из центрального и боковых сопел со скоростью 18 м/с, расширяется под углом 20° относительно оси, что позволяет с максимальным эффектом использовать ее скорость и зону действия. Угол распространения струи 40° достигается за счет коэффициента турбулентности $\alpha = 0,1$.

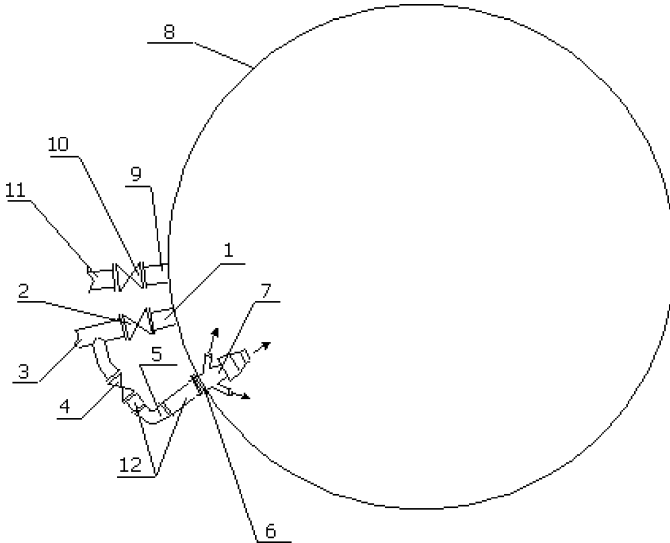


Рисунок 2 – Схема обвязки

- 1 – приемный патрубок; 2 – задвижка приемного патрубка; 3 – тройник приемного патрубка; 4 – задвижка смесителя; 5 – поворот на 90° в обвязке смесителя; 6 – люк-лаз для установки смесителя; 7 – смеситель СГС; 8 – резервуар; 9 – раздаточный патрубок; 10 – задвижка раздаточного патрубка; 11 – отводящий трубопровод; 12 – технологические трубопроводы

Два боковых сопла расположены также под углом 40° к оси центрального сопла в горизонтальной плоскости для обеспечения максимального перекрытия площади днища резервуара. Центральное сопло также выполняет роль эжектора. Из центрального сопла струя со скоростью 18 м/с входит в конфузор, в него же подсасывается жидкость из резервуара со скоростью, равной 1 м/с. Затем смесь жидкостей проходит через камеру смешения и выходит из неё со скоростью 7,4 м/с, за счет чего происходит перемешивание нефти и нефтепродуктов в резервуаре. Три струи, выходящие из смесителя, срывают донные отложения и препятствуют образованию новых отложений. Откачка нефти и нефтепродуктов происходит через прямо-раздаточные патрубки.

В результате расчета эффективности струи, получаем скорость для всех сечений струи (рисунок 3).

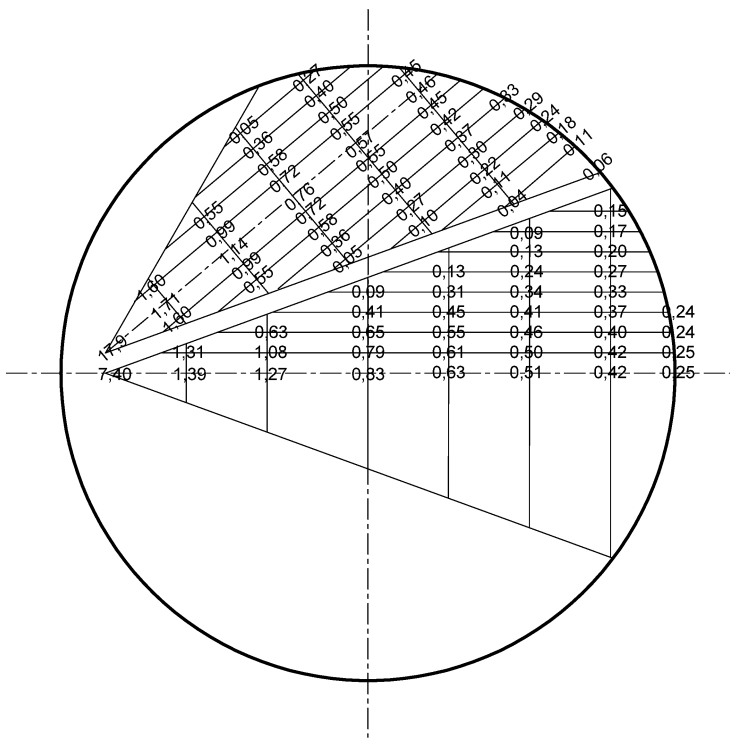


Рисунок 3 – Распределение скорости по оси и контуру затопленной струи струйного гидравлического смесителя (СГС) в резервуаре РВС/РВСП

Для определения скорости, при которой происходит непрерывный срыв осадка, необходимы данные о физических свойствах нефти и осадка. Для расчетов использовали усредненные данные туймазинской нефти, мухановской (сырой) нефти, мухановской (после нагрева) нефти, ромашкинской нефти.

Расчеты показали, что срывающая скорость, при которой происходит непрерывный срыв осадка со дна резервуара, лежит в пределах от 0,206 до 0,230 м/с. На рисунке 4 представлен график зависимости скорости струи для смесителя СГС и электромеханических мешалок типа «Диоген». Из графика видно, что скорость струи струйного гидравлического смесителя СГС превышает скорость струи электромеханической мешалки типа «Диоген – 500/700» примерно в 3 раза.

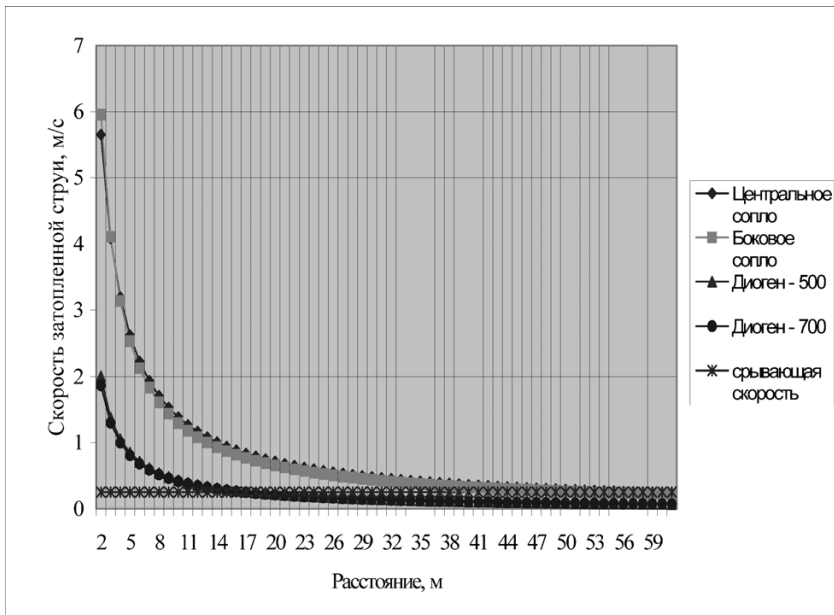


Рисунок 4 – График зависимости скорости струи для смесителя СГС и электромеханических мешалок типа «Диоген»

Сравнительный анализ мощности и оценка экономической эффективности струйного гидравлического смесителя и электромеханической мешалки «Диоген» дал следующие результаты:

1. При использовании смесителя часть потенциальной энергии потока в трубопроводе перед резервуаром может эффективно использоваться для размыва донных отложений и смешение без затрат дополнительной электроэнергии.
2. Энергия, сообщаемая струе смесителем, в 4,5 раз больше, чем в случае использования электромеханических мешалок типа «Диоген - 700».
3. Для гидравлического смесителя при $Q = 4000 \text{ м}^3/\text{ч}$ и давлением перед резервуаром $P = 0,35 \text{ МПа}$ полезная мощность $N_p = 70,7 \text{ кВт}$, в то время, как для мешалки типа «Диоген - 700» – $N_p = 15,7 \text{ кВт}$.
4. По проведенным расчетам видно, что использование струйного гидравлического смесителя типа СГС экономически выгоднее, чем электромеханические мешалки типа «Диоген».



МОДЕРНИЗАЦИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ОТДЕЛЕНИЯ РЕГЕНЕРАЦИИ РАСТВОРИТЕЛЯ С ЦЕЛЬЮ ОСУШКИ ЦИРКУЛИРУЮЩЕГО РАСТВОРИТЕЛЯ И ПОЛУЧАЕМЫХ ПРОДУКТОВ

А.Н. Коныхин, А.Н. Поляков

ООО «Новокуйбышевский завод масел и присадок»

Данный проект направлен на решение ряда проблем, существующих на установке депарафинизации масел 39/5 «Новокуйбышевского завода масел и присадок». В частности, рассматривается вариант отказа от подачи острого пара в колонны К-4, К-7 за счет создания глубокого вакуума в этих колоннах с помощью **вакуумного гидроциркуляционного агрегата** и использование вместо острого пара циркулирующий инертный газ, предварительно нагретый в теплообменнике, благодаря чему происходит снижение содержания воды в растворителе до процентного содержания воды в сухом растворителе.

Целью данного проекта является предложить вариант снижения содержания воды в циркулирующем растворителе и получаемых продуктах на установках депарафинизации.

Вода, содержащаяся в растворителе, подаваемом на первичное и вторичное разбавление является нежелательным компонентом по следующим причинам:

1 – содержащаяся вода при охлаждении кристаллизуется и забивает поверхность фильтрации барабанного фильтра и тем самым снижается скорость фильтрации, снижается выход масла и увеличиваются потери масла с гачем, т.е. снижается отбор масла и как следствие повышается себестоимость и теряется прибыль;

2 – за счет кристаллизации воды повышается давление в кристаллизаторах, что приводит к поломке скребков, притиранию труб и как следствие получение брака, а это в свою очередь ведет к повышению количества присадок добавляемого к маслу для исправления качества. Повышение давления, на сырьевых потоках вызванное кристаллами воды приводит к снижению производительности установки на время прогрева сырьевых потоков, а это чревато ухудшением процесса кристаллообразования и снижению скорости фильтрации.

Повышение давления ведет к более быстрому износу кристаллизаторов и уменьшению межремонтного пробега и следовательно увеличению дополнительных затрат на ремонт;

3 – перекачка лишних объемов растворителя, а это дополнительная нагрузка на насосы, при этом увеличиваются затраты на электроэнергию.

4 – вода, кристаллизуемая при охлаждении, поступает на секцию регенерации растворителя из раствора гача, где вода испаряется вместе с растворителем и далее идет на конденсацию в пародистиллатные и водяной конденсаторы Т-29 в котором расходуется вода на конденсацию не только паров растворителя, но и воды что ведет к дополнительным затратам.



При анализе растворителя в емкости Е-6а содержание воды, в разные периоды времени варьировалось от 1,5 до 3% масс. При перекачке 640 т растворителя в сутки вместе с ним и перекачиваем до 20 т воды, дальше по технологии эта вода вместе с раствором гача или петролатума перекачивается еще следующими насосами Н-120/1, Н-120/2, Н-120/3, Н-124, Н-109 - вызывая дополнительные затраты, для избежания которых можно модернизировать технологическую схему блока регенерации растворителя из раствора деп масла и из раствора гача за счет отказа подачи острого пара в колонны К-4,7 при этом:

- 1 – достигаем снижения содержания воды в растворителе до 0,5% масс.;
- 2 – увеличивается выход масла, так как кристаллизация и фильтрация проходит в более благоприятных условиях;
- 3 – появляется возможность увеличения производительности установки на 20 т в сутки.
- 4 – значительная экономия растворителя за счет снижения норм расхода МЭКа и толуола на тонну сырья, а также значительного снижения потерь МЭКа с отводимой водой из кетоновой колонны.
- 5 – при таком процентном содержании воды в растворителе появляется возможность объединить влажный растворитель с сухим, а это в свою очередь дает возможность остановить центробежный насос Н-11.

Вакуумные гидроциркуляционные агрегаты

Назначение

Вакуумные гидроциркуляционные агрегаты (агрегаты типа ВГЦ) предназначены для откачки газов, паров и парогазожидкостных смесей с температурой до 3000К с целью создания вакуума в аппаратах различного назначения.

Области применения

Вакуумные ректификационные колонны нефтеперерабатывающих заводов.

Вакуумная перегонка продуктов в химической и нефтехимической промышленности.

Вакуумная сушка пищевых продуктов, древесины и др.

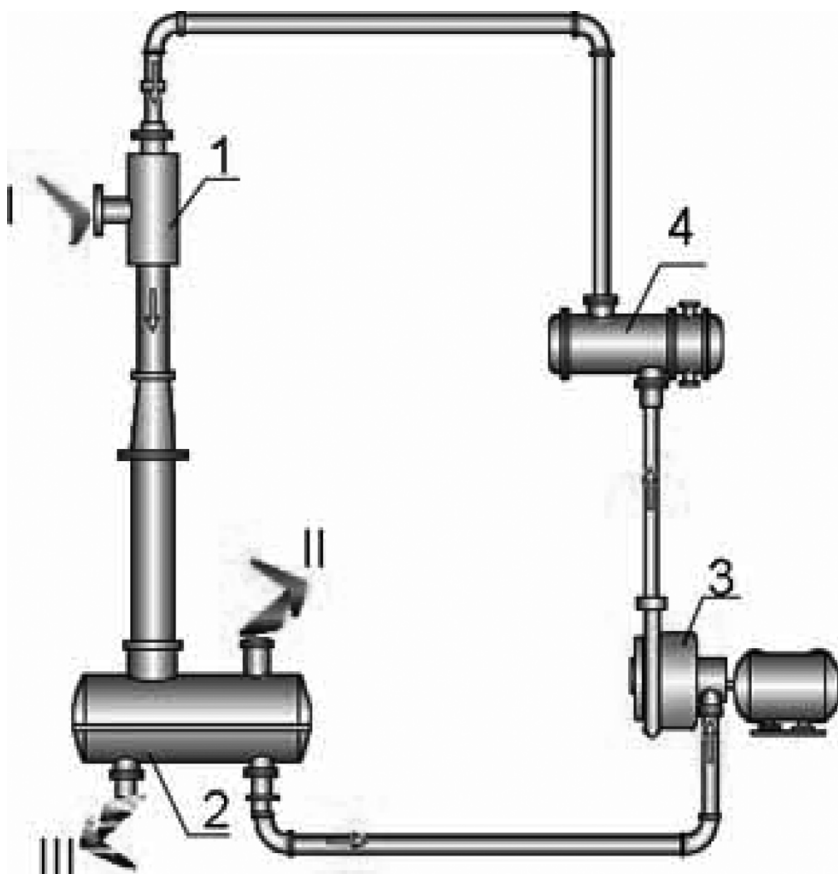
Создание вакуума в конденсаторах паровых турбин.

Плавка металла под вакуумом.

Экстаузерные системы различных станков.



Принципиальная схема ВГЦ агрегата



- 1 - Вакуумсоздающее устройство
- 2 - Сепаратор
- 3 - Насос
- 4 - Холодильник

I - Газообразное рабочее тело из вакуумируемой емкости

II - Магистраль отвода сжатого газа

III - Магистраль слива избытка конденсата паров, откачиваемых с газами

Принцип работы:

Вакуумсоздающее устройство 1 представляет собой жидкостно-газовый струйный аппарат, в котором высокоскоростная струя рабочей жидкости, подаваемая насосом 3, смешивается с газообразной средой, откачиваемой из



вакуумируемой емкости. При этом конденсация пара и охлаждение газа в вакуумсоздающем устройстве происходит по изобаре, а их сжатие до давления нагнетания - по изотерме, что делает агрегат энергетически выгодным по сравнению с другими вакуумными насосами особенно при откачивании парогазовых смесей. Разделение и отвод газа и конденсата пара от рабочей жидкости производится в сепараторе 2. Холодильник 4, предназначен для отвода избытка тепла от рабочей жидкости.

Особенности рабочих характеристик

Минимальное давление всасывания может достигать 67 Па (0,5 мм рт.ст.)

Объемная производительность агрегата при откачивании газов практически не изменяется во всем диапазоне давлений всасывания от атмосферного до минимального.

Массовая производительность агрегата слабо зависит от температуры газов вплоть до 800 К.

При откачивании парогазовой смеси присутствие пара в газе при определенных условиях слабо влияет на массовую производительность агрегата по сухому газу.

Агрегаты выпускаются по техническому заданию Заказчика на любую производительность и давление откачки.

Технические характеристики некоторых агрегатов.

Наименование показателя	ВГЦ-1-2-А1	ВГЦ-1.2-0.07-А1	ВГЦ-28-1.3-В1	ВГЦ-140-0.4-В1
Производительность (средняя), м ³ /мин	1.0	1.2	28	140
Минимальное давление всасывания, кПа (мм рт.ст.)	2 (15)	0.067 (0.7)	1.3 (10)	0.4 (3)
Потребляемая мощность, кВт	3.9	5.0	150	430

Производительность агрегатов ВГЦ приведена по сухому воздуху с температурой 290К.

Агрегат ВГЦ-140-0.4-А1 предназначен для создания вакуума в ректификационных вакуумных колоннах нефтеперерабатывающих заводов и позволяет поднимать давление откачиваемого газа до 0,13 МПа.

Агрегат ВГЦ-28-1.3-В1 предназначен для эксгаустерных систем различных устройств и позволяет поднимать давление откачиваемого газа до 0.25 МПа.

Преимущества по сравнению с другими вакуумными насосами:

Агрегаты типа ВГЦ отличаются простотой эксплуатации, высокой надежностью, возможностью откачивать взрывоопасные, агрессивные газы с кон-



денсирующимися парами и каплями жидкости, не загрязняют вакуум парами масла, работают с низким уровнем шума.

Размещаются на наружных площадках.

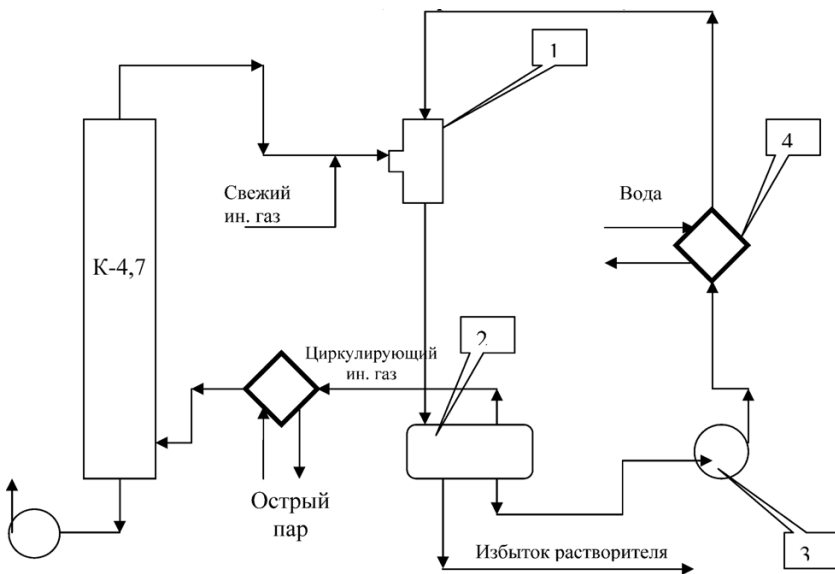
По сравнению с водокольцевыми вакуумными насосами агрегаты ВГЦ используют внешнюю воду только для охлаждения (при водяном холодильнике), без ее контакта с откачиваемыми продуктами.

При одинаковой с водокольцевыми насосами потребляемой мощности агрегат ВГЦ позволяет достичь более глубокого вакуума и имеет большую производительность при давлении откачки менее 12 кПа.

При откачивании горячего газа или парогазовых смесей агрегаты ВГЦ становятся энергетически выгодными по сравнению с водокольцевыми насосами в большем диапазоне давлений всасывания.

При небольших доработках агрегат может работать в режиме компрессора, сжимая различные газы и парогазовые смеси, в том числе загрязненные и взрывоопасные.

Принципиальная схема обвязки колонн К-4,7 с применением ВГЦ



- 1 - Вакуумсоздающее устройство
- 2 - Сепаратор
- 3 - Насос
- 4 - Холодильник

Согласно этой схеме при установке агрегата марки ВГЦ в частности ВГЦ-28-1.3-В1 мы достигаем вакуума в колоннах до 10 мм рт.ст. при таком вакуу-



ме температура кипения толуола составляет 5 °С. Данный агрегат позволяет создавать давление инертного газа в сепараторе до 2,5 кг/см², который направляется в колонны К-4,7 предварительно нагретый в теплообменнике до температуры не ниже 150°С. Так как в колоннах К-4,7 глубокий вакуум необходимо заменить насосы Н-10, Н-14 откачиваемые депарафинированное масло и гач в товарный парк на более современные способные откачивать продукты из колонн, работающих под вакуумом, например на пензинские марки 2ДВН способные откачивать продукты при давлении 0,1 кПа. Цена насосов данной марки в зависимости от производительности варьируется от 4000 до 6000 \$.

Заключение

Как показали расчеты, годовая экономия от внедрения данного проекта составляет 7087040рублей.

Данный проект не требует существенных изменений технологической схемы установки и позволяет:

- повысить производительность установки;
- увеличить выработку целевой продукции, за счет увеличения выхода депарафинированного масла с 75,0 до 76,0 % масс.;
- увеличить межремонтный пробег кристаллизаторов;
- снизить энергозатраты;
- уменьшить возможность выпуска бракованной по температуре застывания продукции, в результате чего экономится дополнительные средства, за счет снижения расхода дорогостоящих присадок.

Основные показатели экономической целесообразности установки ВГЦ

№	Показатели	Единицы измерения	До внедрения проекта	После внедрения проекта
1	Производительность установки	Т	105000	112000
2	Выход депарафинированного масла	% масс (т)	75 (78750)	76 (85120)
3	Себестоимость одной тонны депарафинированного масла	руб.	2525,0	2386,0
4	Годовая экономия на снижении себестоимости одной тонны депарафинированного масла	руб.		7087040



СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА ПОЛУЧЕНИЯ ГУМИНОВЫХ ПРЕПАРАТОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ АКУСТИЧЕСКОЙ ИНТЕНСИФИКАЦИИ ДЛЯ РЕШЕНИЯ ЗАДАЧ ЭКОЛОГИИ И ПРИРОДОПОЛЬЗОВАНИЯ

А.Н.Костяной

ФГУП «Институт горючих ископаемых»

В настоящее время актуальной является проблема защиты окружающей среды от загрязнения гидросферы производственными, строительными, шахтными и прочими сточными водами, содержащими катионы тяжелых, а также поливалентных металлов, такими как хром и алюминий, которые трудно удаляются с помощью синтетических катионитов. В связи с этим возникает потребность расширение ассортимента дешевых природных катионитов, получаемых из бурых углей. Для решения вышеуказанных экологических задач представляет интерес создание поглотителей на основе бурых углей, содержащих в своем составе до 70% гуминовых кислот, которые относятся к слабокислотным полиэлектролитам и обладают свойствами сорбентов, фильтрантов, ионообменных материалов и комплексообразователей.

Для удовлетворения возникшего спроса на гуминовые препараты (ГП), была поставлена задача по созданию ультразвукового реактора с целью его включения в производственные схемы получения ГП из бурых углей методом щелочной экстракции. Установлено, что ультразвуковая обработка в процессе получения ГП приводит к повышению качества и количества конечного продукта экстракции.

На основании анализа литературных данных определены следующие стандартизованные характеристики звукового поля: частота 15-22 КГц, звуковое давление не более 160 дБ. Экспериментальным путем определена оптимальная амплитуда 40 мкм. Это позволило получить следующие результаты в стационарных условиях озвучивания (не проточный реактор): из бурого угля Назаровского месторождения были получены гуминовые препараты, выход которых составил 70-90% против выхода 24-27% при экстракции по ГОСТу-9517-94, а также в 7-8 раз повышается скорость экстракции.

Далее был разработан проточный реактор (рис. 1). Но так как в потоке жидкости происходит эффект «торможения кавитации» амплитуда ультразвукового инструмента была смещена в область «суперкавитации», чтобы не снижать эффективность процесса экстракции. Показано, что использование режима «суперкавитации» в малом объеме проточного реактора (частота звука 17,3 КГц) позволило в 3-4 раза увеличивать выход продукта и сократить время экстракции ~ 10 мин (по сравнению с методом получения гуматов по ГОСТу-9517-94). Проточный реактор представляет собой емкость объемом не более одного литра с закрепленным в нем волноводом, предназначенным для повышения амплитуды звуковых колебаний. Одновременно, волновод является инструментом обработки жидкости. Сырье, попадая в реактор, подвергается воздействию ультразвука с торца и боков волновода, после чего вы-



водится через верхний штуцер. Скоростью протекания продукта регулируется глубина экстракции и производительность. Настоящий реактор спроектирован на производительность 1.5 тонны ГП в час и оснащен магнитострикционным преобразователем ПМС-15а-18 мощностью 4,5 кВт. Технические характеристики реактора и ультразвукового генератора приведены в табл. 1.

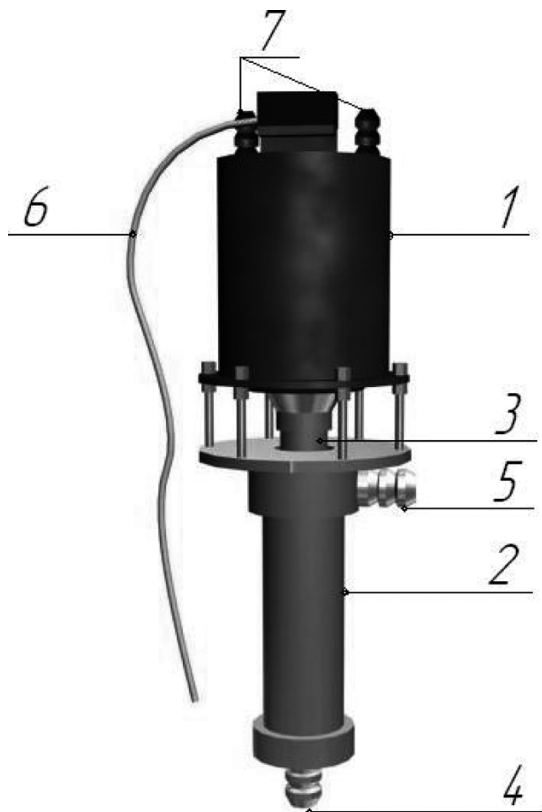


Рис. 1

Ультразвуковой реактор в сборе: 1 – преобразователь ультразвуковой,
2 – корпус реактора, 3 – волновод, 4 – штуцер ввода подготовленного сырья,
5 – штуцер вывода продукта, 6 – кабель питания от ультразвукового генератора,
7 – штуцера водяного охлаждения преобразователя.



Таблица 1

Технические характеристики реактора и генератора

	Реактор	Генератор УЗГ-3-4
Выходная мощность, кВт	-	4,0 ±30%
Выходное напряжение, В	-	360 ±80
Регулируемые частоты, кГц	17,5	18±7,5% и 22 ±7,5%
КПД, %	50	75
Питание	От генератора	от сети трехфазного тока
Габаритные размеры, мм	775 x 170	660 x 590 x 1425
Производительность, т/ч	0,5 – 4	-

Проведено испытание качества и ионообменных свойств ГП полученных по усовершенствованной технологии. Очистку модельной смеси проводили при соотношении V/m - 1/100 в двух вариантах при перемешивании в течение 4 часов и при воздействии ультразвука (УЗ) в течение 10-20 мин, акустическое воздействие частотой 22 КГц и амплитудой 1-2 мкм было использовано и для усиления ионообменных свойств. Модельная смесь была подобрана с учетом наиболее распространенных показателей загрязнения. Результаты очистки представлены в табл. 2.

Таблица 2

Результаты очистки модельной смеси от ионов металлов

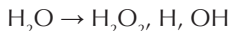
Элемент	Концентрация ионов металлов, мг/л		
	до очистки	Очистка ГП с перемешиванием	Очистка ГП с УЗ
Алюминий	69,4	8,3	1,2
Барий	5,3	0	0
Стронций	1,2	0,3	0
Хром	137,0	48,2	5,8
Медь	7,2	1,2	0,06
Железо	59,5	10,3	2,1
Ртуть	0,07	0	0
Магний	77,9	4,72	0,3
Бром	1,3	0,22	0
Цинк	16,9	0,57	0
Свинец	2,9	0,03	0

С применением данной технологии появляется возможность, при изменении скорости потока сырья через объем реактора, в более широком спектре изменять фракционный состав продукта, как в сторону снижения, так и в сторону увеличения молекулярной массы гуминовых кислот относительно продуктов, получаемых из того же сырья по ГОСТу-9517-94. Это дает возможность более полно и эффективно использовать препараты, экстрагируемые из угля.

В связи со специфическими свойствами поведения диоксида углерода растворенного в воде в условиях акустической кавитации:



а также самой воды:



В данных условиях становится возможным регулирование количества кислородсодержащих функциональных групп, путем изменения состава растворенной газообразной фазы, результаты изменения спектра функциональных групп зафиксированы в табл. 3.

Таблица 3

Результаты изменения функционального состава ГК

	COOH+OH _{ФЕН}	COOH	OH _{ФЕН}	Хиноидные
Без УЗ	7,6	2,14	6	-
УЗ, Воздух	6,2 – 8,3	1,1 – 2,3	5,3 – 6,9	0,3 – 1,8
УЗ, Ar, N ₂	7,3 – 8,2	0,82 – 2,6	5,6 – 6,4	0,8 – 1,34

Повышенное содержание функциональных групп расширяет спектр областей применения ГК, и, соответственно, увеличивает рынок сбыта и рентабельность производства. Также экономический эффект должна дать высокая скорость получения ГП при данном усовершенствовании классических производственных схем.

Таким образом, в результате проведенных исследований показано, что ультразвуковая обработка сырья в процессе получения ГП из бурых и окисленных каменных углей приводит к получению препаратов, обладающих более высокой биологической и ионообменной активностью по сравнению с традиционными технологиями извлечения ГП, также повышается эффективность самого процесса. На примере бурого угля Назаровского месторождения показано, что выход ГП возрастает в 3-4 раза, а скорость экстракции 7-8 раз по сравнению со стандартным методом. ГП, полученные из бурого угля по данной технологии, обладают высокой активностью при поглощении металлов из сточных вод и являются перспективными материалами экологического назначения. Степень извлечения металлов из растворов солей составляла 59-100%, обменная емкость по сумме извлекаемых металлов 11-160 мг/г в зависимости от состава исходных растворов.

Определены оптимальные характеристики акустического воздействия : частота 15-22 КГц, звуковое давление не более 160 дБ амплитуда 40 мкм. Для пилотной установки спроектирован реактор производительностью 1.5 тонны ГП в час, потребляемой мощностью 4,5 кВт.

АДАПТАЦИЯ МЕТОДИКИ ОЦЕНКИ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ НОВОЙ ТЕХНИКИ К УСЛОВИЯМ БУРОВОГО ПРОИЗВОДСТВА

И.В.Кузнецова

Филиал «Севербургаз»

В условиях рыночной экономики активизируется поиск предприятиями путей повышения эффективности производства с целью получения макси-



мальной прибыли. Поэтому принимаемые руководством предприятий новые технические решения должны быть экономически обоснованы с точки зрения эффективности вкладываемого капитала и получения прибыли.

Грамотные управленческие решения в области внедрения новой техники и технологий бурения нефтяных и газовых скважин будут способствовать повышению эффективности производства и росту конкурентоспособности предприятия.

Согласно программе повышения эффективности и технического перевооружения буровых работ ОАО «Газпром», утверждённой в 2004 году, предусмотрено приобретение оборудования на 20 миллиардов рублей для ООО «Бургаз». Техническое перевооружение ООО «Бургаз» современным высокоэффективным оборудованием для бурения, использование передовых технических и технологических решений позволит:

- сократить организационные простои и повысить интенсивность использования оборудования;
- увеличить коммерческие скорости более чем в два раза;
- повысить информативность данных, получаемых в результате строительства геологоразведочных скважин;
- сократить в полтора раза продолжительность строительства и испытания скважин;
- обеспечить должную охрану недр.

Исходя из вышеизложенного, становится очевидно, что в настоящее время необходимо активно развивать методику оценки эффективности использования нового оборудования и применять её на практике.

Методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса, утверждены в 1988 году. В них при расчёте оценки эффективности внедрения новой техники впервые отказались от использования приведённых затрат. На их основе в 1989 году разработаны методические рекомендации по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса в нефтяной промышленности. В этих методических указаниях экономический эффект рассчитывается по всему жизненному циклу создания и использования мероприятия научно-технического прогресса как превышение стоимостной оценки результатов над стоимостной оценкой совокупных затрат ресурсов. Таким образом, указанные методические рекомендации впервые использовали понятие ЧДД (чистого дисконтированного дохода). Однако эти методические рекомендации были лишены участия расходов на налоги в процессе формирования прибыли от использования новой техники.

Позже начали действовать Методические рекомендации по оценке эффективности инвестиционных проектов. Первая редакция рекомендаций была утверждена в 1994 г., вторая — в 1999 г. Методика, утверждённая в 1999 году, базируется на методологии оценки реальных денежных потоков, широко применяемой в современной международной практике. При нехват-



ке собственных средств для финансирования того или иного проекта предприятие может привлекать заемные средства, наиболее распространенными видами которых, являются кредиты банков, вторичная эмиссия ценных бумаг и иностранные инвестиции. При различных формах привлечения денежных средств перед предприятием стоит проблема выбора источника инвестирования с целью рационального сочетания денежных потоков и получения максимального дохода от внедрения того или иного мероприятия. Таким образом, в этих рекомендациях предложено считать, кроме экономической, ещё и коммерческую эффективность.

В филиале «Севербургаз» при строительстве поисковой скважины «Западно-Печорокожвинская» № 1 был применён компрессор ДЭН-55. Финансовые результаты его использования, рассчитанные на основе изменяющихся затрат базового и нового вариантов, приведены в таблице 1.

Таблица 1

Расчёт экономии эксплуатационных затрат от использования компрессора ДЭН-55 при строительстве поисковой скважины «Западно-Печорокожвинская» № 1 филиала «Севербургаз»

Показатели	Базовый вариант	Новый вариант
Тип компрессора	4ВУ1-5/9 – поршневой	ДЭН-55 – винтовой
Цена, руб.	527 830,00	338 983,05
Количество компрессоров, шт.	2	
Расход масла М14-В2(г/ч)	30	4
Расчёт эксплуатационных затрат		
1. Затраты на расход масла, руб.	691,46	92,19
2. Амортизационные отчисления, руб.	98 226,99	63 083,35
3. Затраты на содержание и эксплуатацию, руб.	52 783,00	33 898,31
Итого изменяющиеся затраты, руб.	151 701,45	97 073,85
Экономия эксплуатационных затрат, руб.	54 627,60	

Как видно из таблицы, экономия эксплуатационных затрат составляет 54 627,60, что положительно характеризует использование компрессора ДЭН-55 при строительстве поисковой скважины «Западно-Печорокожвинская» №1.

Очевидно, что в настоящее время в буровых компаниях при расчёте эффективности использования новой техники применяют принципы и положения методических рекомендаций по комплексной оценке эффективности мероприятий, направленных на ускорение научно-технического прогресса 1988 года. Однако, необходимо учитывать, что для принятия решения о целесообразности дальнейшего применения анализируемой новой техники этого недостаточно.

В последние годы сложились новые методические подходы по оценке



эффективности инвестиций, которые нашли отражение в «Методических рекомендациях по оценке эффективности инвестиционных проектов», утвержденных Министерством экономики РФ, Министерством финансов РФ, Государственным комитетом по строительству, архитектуре и жилищной политике, и изданных в 2000 г.

Основными экономическими критериями оценки эффективности инвестиций в этих методических рекомендациях являются годовой чистый доход, чистый дисконтированный доход, индекс доходности, внутренняя норма доходности и срок окупаемости, принятые в мировой экономической практике оценки эффективности инвестиций.

В связи с этим, необходима разработка методики оценки эффективности внедрения новой техники и новых технологий в строительстве скважин на основе адаптации новых методических подходов по оценке эффективности инвестиций к условиям бурового производства.

Расчёт следующих показателей позволит наиболее полно оценить целесообразность использования рассматриваемой новой техники:

Чистый доход в t -ом году Φt рассчитывается по формуле:

$$\Phi t = \Pi_{чt} + At - Kt$$

где $\Pi_{чt}$ – прирост прибыли, остающейся в распоряжении предприятия, в t -ом году;

At – амортизационные отчисления в t -ом году, руб.

Kt – капитальные вложения в t -ом году.

Дисконтированный чистый доход по годам расчетного периода определяется умножением чистого дохода, полученного в t -ом году, на соответствующий коэффициент приведения αt . Чистый дисконтированный доход (интегральный эффект) представляет собой сумму дисконтированных потоков чистого дохода по годам.

Чистый дисконтированный доход ЧДД при оценке коммерческой эффективности рассчитывается по формуле:

$$\text{ЧДД} = \sum_{t=1}^T \Phi t * \alpha t = \sum_{t=1}^T (\Pi_{чt} + At - Kt) * \alpha t = \sum_{t=1}^T (\Pi t - O t) * \alpha t.$$

Индекс доходности I_d представляет отношение чистого дисконтированного дохода к приведенным капитальным вложениям КО, увеличенное на единицу:

$$I_d = \frac{\text{ЧДД}}{\text{КО}} + 1 = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi_{чt} + At - K_t) * \alpha t}{\sum_{t=1}^T Kt * \alpha t} + 1 = \frac{\sum_{t=1}^T (\Pi t - O t) * \alpha t}{\sum_{t=1}^T Kt * \alpha t} + 1$$



Если ЧДД положителен, то индекс доходности больше единицы ($J_d > 1$) и капитальные вложения являются эффективными.

Внутренняя норма доходности (прибыли) представляет ту норму дисконта $E_{вн}$, при которой величина чистого дисконтированного дохода равна нулю.

$E_{вн}$ определяется на основе решения уравнения:

$$\sum_{t=1}^T \frac{Пчt + At}{(1 + E_{вн})t - tp} = \sum_{t=1}^T \frac{Kt}{(1 + E_{вн})t - tp}$$

$E_{вн}$ определяется в процессе расчета и сравнивается с требуемой инвестором нормой дохода на вкладываемый капитал. Если $E_{вн}$ равна или больше требуемой инвестором нормы дохода на капитал, инвестиции в данный проект оправданы, и может рассматриваться вопрос о его принятии. Если она меньше – инвестиции в данный проект нецелесообразны.

Срок окупаемости капитальных вложений показывает число лет, в течение которых капитальные вложения окупаются за счет ежегодно получаемых доходов.

Срок окупаемости – это минимальный временной интервал от начала осуществления проекта, за пределами которого чистый дисконтированный доход является положительным. Срок окупаемости представляет собой порядковый год, в котором чистый дисконтированный доход равен нулю.

Доходы от осуществления проекта и первоначальные вложения можно рассчитывать с дисконтированием или без него. Соответственно, получится два различных срока окупаемости. Однако более целесообразно определять срок окупаемости с использованием дисконтирования.

Срок окупаемости $T_{ок}$ определяется на основе решения уравнения:

$$\sum_{t=1}^{T_{ок}} (Пчt + At) * \alpha t = \sum_{t=1}^{T_{ок}} Kt * \alpha t$$

Результаты расчета показывают следующее:

- чистый дисконтированный доход от использования компрессора ДЭН-55 составит 49 220,09 руб. при капитальных вложениях в 677 966,10 руб.;
- индекс доходности – 1,07 руб. на 1 рубль капитальных вложений. Это означает, что использование компрессора ДЭН-55 практически не приносит выгоды;
- внутренняя норма доходности – 18 %, что незначительно выше нормы дисконта;
- срок окупаемости капитальных вложений – 6,34 года из 7 лет использования.

Полученные результаты свидетельствуют о низкой коммерческой эффективности используемого компрессора ДЭН-55, несмотря на выявленную ранее экономию эксплуатационных затрат. Его использование в настоящее время и, в дальнейшем, при сохранении существующих условий нецелесоо-



бразно.

Проведённые расчёты показали, что для определения эффективности использования техники в бурении недостаточно использовать только расчёт экономии эксплуатационных затрат. Применение показателей доходности и окупаемости новой техники позволяет точно определить целесообразность применения той или иной техники в бурении с точки зрения экономической и коммерческой эффективности.

Необходимо отметить, что филиалы Буровой компании, осознавая важность принятия грамотных управленческих решений, осуществляют расчёты эффективности использования новой техники в специализированных научных институтах ВНИИГАЗ. Однако указанные расчёты проводятся за прошедшие периоды с целью определения фактической эффективности уже использованной техники. Предложенные в докладе расчёты содержат в себе элемент планирования и позволяют на основе применяемых показателей определить предполагаемую эффективность использования новой техники за весь срок её эксплуатации, что даёт возможность принимать наиболее приемлемые управленческие решения по внедрению новой техники, а также решения о необходимости привлечения и окупаемости заёмных или собственных средств.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ КАЧЕСТВОМ ВОДЫ В СИСТЕМЕ ОБОРОТНОГО ВОДОСНАБЖЕНИЯ УСТАНОВКИ ЭЛОУ АВТ-4

И.В.Кулаков

ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»

Все предприятия нефтехимической отрасли, равно как и крупные предприятия других отраслей, вынуждены использовать системы оборотного водоснабжения. Эффективность работы этих систем зачастую определяет производственные возможности той или иной установки, качественные показатели выпускаемой продукции.

Сбой в работе или неэффективная работа этих систем может привести к любым последствиям, таким как:

- ◆ производственная авария;
- ◆ остановка технологического объекта;
- ◆ снижение качественных характеристик выпускаемой продукции;
- ◆ нанесение вреда здоровью работников.

В настоящее время на установках ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания» для охлаждения воды используются градирни вентиляторного типа. Упрощенно принцип действия: обратная вода подается на распределительную систему и через сопла разбрызгивается по поверхности оросителя. Через входные окна вентилятор всасывает атмосферный воздух, который поднимается вверх и охлаждает воду, стекающую по поверхности оросителя



.Затем охлажденная вода стекает в резервуар , а теплый воздух через диффузор выводится в атмосферу. Поднимающийся воздух уносит с собой мелкие капли влаги. Для того, чтобы снизить потери оборотной воды, в верхней части градирни устанавливается каплеуловитель. Иногда для увеличения производительности на объекте устанавливается несколько одноventilatorных градирен. При этом они объединяются в одну или несколько общих систем охлаждения.

При эксплуатации таких систем оборотного водоснабжения нередко возникают большие затруднения, обусловленные образованием карбонатных и сульфатных отложений, осаждением взвешенных веществ, биологическим обрастанием, разрушением материалов вследствие коррозионных процессов.

Наличие карбонатных и сульфатных отложений (временных солей жесткости) приводит к снижению эффективности работы теплообменного оборудования вследствие ухудшения процесса теплообмена (низкого коэффициента теплопередачи).

Различные виды коррозии, при сушке оборотным системам водоснабжения, такие как подшламовая, биологическая, шелевая неизбежно влекут за собой выход из строя единицы теплообменного оборудования в результате разрушения металла корпуса и внутренних устройств.

Наличие в оборотной воде микробиологических организмов (бактерий, водорослей, микробов), в конечном итоге, станет причиной как коррозионного износа оборудования, так и ухудшения теплообменных процессов за счет обрастания поверхностей трубок и распределительных насадок продуктами их жизнедеятельности и самими колониями.

Исходя из всего выше упомянутого, неизменно встает вопрос о том, что необходимо сделать для того, чтобы свести риски выхода из строя систем охлаждения оборотной воды к минимуму.

Существуют два основных пути решения данной проблемы. Одним из них является выбор материального исполнения деталей теплообменной аппаратуры. С одной стороны, это позволит решить проблему коррозионного износа, но с другой – наряду с достаточно высокими экономическими затратами, не позволит уйти от проблемы обрастания поверхностей теплообменных аппаратов микробиологическими отложениями и солями жесткости.

Второй путь наиболее приемлем и эффективен. Он заключается в использовании специальных химических реагентов для подавления жизненной активности микроорганизмов, предотвращении отложения солей, а также снижения коррозионной активности в результате образования защитной пленки на поверхности материала или нейтрализации коррозионно-активных веществ

Для охлаждения теплообменного оборудования и, в первую очередь, оборудования вакуумсоздающей системы на установке ЭЛОУ АВТ-4 используется оборотная вода. Для захлаживания оборотной воды и для подачи ее потребителям предусматривается локальный водяной блок в составе:

- ♦ трехсекционной градирни;



- ♦ открытой насосной с погружными насосами;
- ♦ установки обработки оборотной воды.

Градирия фирмы «NEMA» испарительного типа на расход 2200 куб.м/час для снижения температуры с 45°С до 25°С.

Насосы с сухими электродвигателями производства ФРГ устанавливаются в подземный резервуар под уровень воды.

Управление вентиляторами градирии автоматическое от температуры охлажденной воды. При температуре охлажденной воды 25°С все вентиляторы работают с максимальным числом оборотов. При падении температуры до 20°С один вентилятор переключается на пониженное число. Если в течение 60 минут (учитывая инерционность системы) температура воды повышается до 25°С, вентилятор автоматически увеличивает число оборотов.

Если температура воды в течение 60 минут не повышается, второй вентилятор автоматически снижает число оборотов.

Последовательность автоматических переключений оператор устанавливает ручным управлением.

Погружные 3 рабочих насоса работают постоянно. При отключении одного из них автоматически включается резервный.

Предусматривается применение специальных реагентов для обработки воды:

- ♦ ингибитора солеотложений «Налко 8501»;
- ♦ биоцида «Стабрекс СТ-70» компании Налко.

Применение этих реагентов позволяет исключить загрязнение («обрастаение») теплообменников и трубопроводов и прекратить их чистку как плановую, так и внеплановую, при коэффициенте упаривания 2.

Возникающие в ходе последних лет эксплуатации установки проблемы, а, именно, частые выходы из строя теплообменников вследствие коррозии трубных пучков заставили серьезно задуматься о причине этих проблем. Исходя из лабораторных данных о содержании ионов железа в охлаждаемых нефтепродуктах и значений рН (все они, за исключением ряда случаев, находились в пределах норм СТП), следует вывод о том, что причиной этой коррозии, в большинстве случаев, является оборотная вода.

Было принято решение от проведения исследования на предмет эффективности использования защитных реагентов в системе оборотного водоснабжения установки ЭЛОУ АВТ-4. В течение двух недель отбирались пробы оборотной воды из бассейна градирии для измерения ряда качественных характеристик.

Биологическую загрязненность оборотной воды характеризовали показателем общего микробного числа, определяемого с помощью биотестеров по методике фирмы « BIOSAN Laboratories, Inc».

Наличие сульфатовосстанавливающих, кислотообразующих бактерий и присутствие грибов определяли по той же методике, но используя соответствующие биотестеры. Исследуемую воду помещали в колбы объемом 1 литр, выдерживали примерно один час до выравнивания температуры воды с ком-



натной температурой. В эти колбы добавляли предварительно отмеренные микропипеткой различные расчетные комбинации реагентов (биоцид, ингибитор солейотложений). Воду в стакане с пробой интенсивно перемешивали стеклянной палочкой и выстаивали в течение часа.

Следует также отметить, что дозировка защитных реагентов во времени оставалась практически постоянной (не учитывая работу дозирующих насосов).

Качество оборотной воды в различные периоды времени, будь это сутки или несколько часов менялось, как следствие, менялась ее коррозионная активность, склонность к солейотложениям и накипеобразованию, а также к размножению колоний микроорганизмов.

Неизменно встает вопрос о целесообразности и эффективности использования защитных реагентов, их дозировки и периодичности подачи.

Из всего вышеизложенного следует один вывод, а именно, для эффективной и качественной работы системы оборотного водоснабжения необходим постоянный контроль качества воды.

Этого можно добиться двумя путями:

- ◆ увеличением числа анализов, не менее 4 раз в сутки, что потребует дополнительных людских и временных ресурсов;

- ◆ установкой системы непрерывного контроля и управления качеством.

Второй вариант помимо отсутствия необходимости в людских и временных ресурсах, дает возможность непрерывного мониторинга качества и управления подачей защитных реагентов на основании этих данных.

Был проведен анализ нескольких систем управления и контроля качества оборотной воды, таких как 3D TRASAR фирмы Nalco, Cool-Control фирмы ProMinent, КВП-1 (кондуктометрический преобразователь), Мутант Система Московского Энергетического Института. При анализе особое внимание уделялось следующим факторам:

- ◆ стоимости системы;
- ◆ функциональным возможностям;
- ◆ габаритным размерам;
- ◆ сложностью монтажа и обслуживания системы;
- ◆ опыту применения систем на аналогичных предприятиях страны и за рубежом.

Всем этим факторам наиболее соответствует система управления уровнем стресса систем охлаждения 3D TRASAR фирмы Nalco.

3D TRASAR обеспечивает:

- ◆ постоянное наблюдение за образованием накипи охлаждающей воды путем увеличения коэффициента упаривания снижает расход воды и химических реагентов;

- ◆ постоянное наблюдение за развитием коррозии и сигнализирует о возникновении условий, способствующих распространению коррозии;

- ◆ применение биоцида на основании замеров биологической активности в системе охлаждения.



Система 3D TRASAR до ее выхода на рынок в течение 4 лет тестировалась специалистами компании Nalco на своей системе охлаждения оборотной воды. В ходе этого испытания были выявлены и устранены множество недочетов и тонких мест в ее работе.

Система работает следующим образом.

Блок сбора данных и управления непрерывно осуществляет контроль качества оборотной воды (скорость коррозии, интенсивность солеотложений, микробиологический контроль, контроль pH и окислительно-восстановительного потенциала). На основании полученных в ходе работы блока данных он вносит коррективы в расходы защитных реагентов, увеличивая, уменьшая или просто прекращая их подачу в случае необходимости.

Эта система имеет незначительные габариты (2000x1200x30), что позволяет установить ее в щелочной насосной установке ЭЛОУ АВТ-4. Это позволяет избежать воздействия на нее атмосферных осадков и отрицательных температур воздуха, так как помещение насосной оборудовано системой отопления и вентиляции.

В данной работе были проведены исследования качества воды оборотной системы водоснабжения, исследованы и предложены системы для контроля и управления качеством этой воды.

Приведено экономическое обоснование работы. Прибыль в результате экономии затрат на проведение ремонта и изготовление трубных пучков теплообменников составит порядка 1150 т.рублей. Срок окупаемости проекта составляет от 4 до 8 месяцев.

Закупка, монтаж и ввод в эксплуатацию системы 3D TRASAR позволит в любой момент времени иметь достоверные данные о состоянии оборотной системы водоснабжения, в результате чего:

- ◆ можно эффективно и рационально использовать защитные химические реагенты;

- ◆ предотвратить выход из строя теплообменного оборудования вследствие различных видов коррозии;

- ◆ повысить эффективность работы градирни за счет предотвращения обрастания распределительных насадок и трубопроводов микроорганизмами;

- ◆ повысить эффективность работы теплообменного оборудования, предотвращая образование в них твердых отложений (солей, силикатов).

Все эти факторы, в конечном итоге, скажутся на качественной и безаварийной работе всего объекта в целом, что полностью соответствует стратегическим целям компании.



УСКОРЕНИЕ ПРОЦЕССА БИОРЕМЕДИАЦИИ НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ ПРИ ОБРАБОТКЕ ИХ БИОПРЕПАРАТОМ БИОР-АВ

В.В. Кухта

ОАО МНИИЭКО ТЭК

Институтом биотехнологии МНИИЭКО ТЭК разработана и апробирована в промышленном масштабе технология по биоремедиации нефтезагрязненных грунтов путем разложения нефти в загрязненных грунтах до санитарного уровня с содержанием её до 20 г/кг для дальнейшего использования очищенных грунтов в качестве насыпного грунта в автодорожном строительстве.

Для биоремедиации нефтезагрязненных грунтов применяется высокоэффективный препарат БИОР-АВ, содержащий нефтеразлагающие микроорганизмы, выделенные из нефтезагрязненных грунтов конкретного региона. Выделенные штаммы задепонированы в Международной коллекции Всероссийского научно-исследовательского института сельскохозяйственной микробиологии (г. Санкт-Петербург).

В 2005 – 2006 г. обработка твердых нефтесодержащих отходов (ТНСО) осуществлялась в полевых условиях Пермского края: Кокуй, Чернушка, Оса, Ярино-Каменный Лог. Общая площадь грунтов, очищенных от нефти с использованием микроорганизмов с титром 10^9 , составила 29,1 га, объемом – 60567 м³. Обработка грунтов осуществлялась до 5 раз. В процессе проведения работ были получены положительные результаты.

При проведении работ в 2007 году было сокращено количество обработок ТНСО на технологических площадках до 3 раз за счет использования комплекса микроорганизмов-деструкторов с титром – 10^{12} .

Перед проведением биоремедиации со всех участков отбирались пробы ТНСО на химический и микробиологический анализ. Химический анализ включал определение количества нефти в пробах гравиметрическим методом.

Параллельно выполнялись микробиологические исследования по учету общего количества сапрофитных и нефтеокисляющих микроорганизмов. Выделение микроорганизмов производилось на селективных питательных средах. После 3-ей обработки в грунтах определялась токсичность с помощью тест-объектов (дафнии Magna Straus).

На опытных участках проводилось рыхление-фрезерование для улучшения физического режима влагоемкости и аэрации с одновременным внесением минеральных удобрений (нитроаммофоска), содержащих N, P, K, необходимых для развития микроорганизмов-биодеструкторов нефтепродуктов с титром 10^{12} для активации аборигенной микрофлоры. Рыхление проводилось 1-2 раза в неделю для ускорения микробного окисления загрязняющих почву нефтепродуктов. Через 20 дней проводилось дополнительное внесение биопрепарата. Обработка ТНСО биопрепаратом на технологических площадках проводилась 3 раза.



Результаты анализов на содержание нефтепродуктов в ТНСО представлены в таблице.

Таблица

Результаты анализов на содержание нефтепродуктов ТНСО (мг/кг) на участках МБР Чернушка, Перспектива и Уньва.

МБР Чернушка карта №1		МБР Перспектива карта №6		МБР «Уньва – 1»	
До обработки	После обработки	До обработки	После обработки	До обработки	После обработки
96415	47665 33575 12743	84823	51480 35409 14012	56732	26630 19110

На участке МБР «Чернушка», количество нефтепродуктов снизилось с первоначального 96415 мг/кг до остаточного 12743 мг/кг; на участке МБР Перспектива – с 84823 до 14012; на участке МБР «Уньва – 1» - с 56732 до 19110мг/кг.

В результате 3-х обработок содержание нефтепродуктов в ТНСО площадок «Чернушка» карта № 1, «Перспектива» карта № 6 и «Уньва-1» было снижено до санитарной нормы. Биотестирование показало, что очищенные ТНСО всех трех участков не оказывают токсического действия на тест-объект.

Снижение количества нефтепродуктов схематически отражено на рисунке.

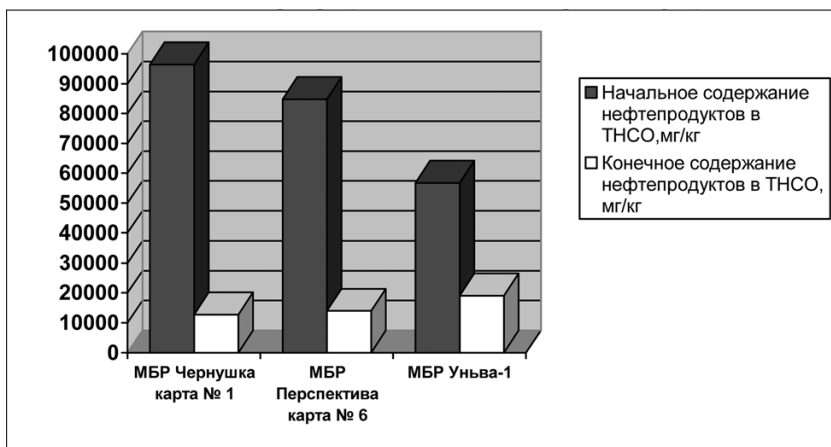


Рисунок. Содержание нефтепродуктов в ТНСО до и после процесса биоремедиации

Полученные экспериментальные данные подтверждают, что внесение в грунт биопрепарата БИОР-АВ более высокой биологической активности с титром 10^{-12} обезвредило нефтепродукты на опытных участках до санитарной нормы (20 г/кг и ниже).



Обработка грунтов биопрепаратом повысила количество нефтеразлагающих микроорганизмов в среднем в 17-18 раз; что указывает на хорошее развитие аборигенной микрофлоры, разлагающей нефть под влиянием внесенного биопрепарата, содержащего активные микроорганизмы.

Повышение титра микроорганизмов в биопреparate с 10^{-9} до 10^{-12} способствовало уменьшению количества обработок с 5 до 3-х раз, при этом биоремедиация нефтесодержащих отходов была выполнена до санитарной нормы (не более 20 г/кг) при начальном ее содержании в грунтах не более 96415 мг/кг. За вегетационный сезон 2007 г. с применением разработанной биотехнологии очищено нефтегрунтов объемом 6441 м³. Сократилось количество применяемых технологических операций, что повысило экономический эффект данной биотехнологии.

Очищенные ТНСО после биоремедиации использовались для дорожного строительства, отсыпки площадок, строительства обваловок, засыпки амбаров и др.

ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ МЕСТ ПОВРЕЖДЕНИЯ ВЛ ПРИ ЗАМЫКАНИЯХ НА ЗЕМЛЮ

Р.И.Латыпов

ООО «Удмуртэнергонефть»

В настоящее время большой проблемой является определение места однофазных замыканий на «землю» (ОЗЗ) в линиях электропередач. Определение места повреждения обычно занимает много времени, вследствие чего потребитель не получает электроэнергию и несёт из-за этого убытки.

При ОЗЗ возникают перенапряжения, кратность которых может достигать значительных величин, что зачастую приводит к переходу однофазного замыкания в двух и даже трехфазное и, как следствие, к отключению потребителя. Риск возникновения таких двойных замыканий заметно вырос в последнее время в связи со старением изоляции электрических машин и аппаратов многих энергетических объектов и отсутствием средств на их модернизацию и замену.

Возможны явления феррорезонанса, от которых в рассматриваемых сетях чаще всего выходят из строя трансформаторы напряжения. Иногда повреждаются и слабо нагруженные силовые трансформаторы, работающие в режиме, близком к холостому ходу.

На воздушных ЛЭП ОЗЗ часто происходит при обрыве провода и падении его на землю. При этом возникает опасность поражения людей и животных электрическим током.

Пробои изоляции статорной обмотки двигателей на металл статора часто происходят через дугу и могут привести к значительным повреждениям не только самой обмотки, но и железа статора (вызвать «пожар железа»). «Пережоги» изоляции приводит к появлению опасных витковых или междуфазных



коротких замыканий. Неоднократно отмечалось, что «вторичные» пробои изоляции, возникающие после появления в сети 3-10 кВ ОЗЗ, происходят именно на двигателях, поскольку уровень их изоляции уступает уровню изоляции ЛЭП и другого оборудования.

Наиболее актуальной проблемой для сетей, в которых не допустимо длительное существование ОЗЗ, является сложность построения селективных защит и систем для быстрого отыскания повреждённого участка линии, причиной этого являются малые значения токов замыкания на землю, зачастую не превышающие 1 А.

Применяющиеся на сегодняшний день приборы поиска («Квант», «Поиск») не в состоянии эффективно решать проблему определения поврежденной линии при ОЗЗ в сетях с изолированной нейтралью. Поэтому оперативному персоналу приходится для определения линии с ОЗЗ проводить поочередное отключение линий. В нефтедобывающей отрасли в связи с технологией добычи процесс приостанавливается в момент исчезновения напряжения. Таким образом, кратковременные отключения приводят к остановке станков-качалок, погружных электронасосов и, как следствие, к потерям нефти. Далее оперативный персонал проводит внешний осмотр воздушной линии для определения места ОЗЗ. Однако на ВЛ, имеющих, как правило, большую протяженность, осмотр занимает продолжительное время.

Таблица №1: Протяженность линий ОАО «Удмуртнефть»

Наименование линии	Общая протяженность, км.	Средняя длина линии, км.	Мах длина линии, км
ВЛ-110 кВ	171,122	10,066	36,557: ВЛ-110 кВ «Позимь - Докша»
ВЛ-35 кВ	258,12	7,375	27,474: ВЛ-35 «Зура -Игра I цепь»
ВЛ- 6(10) кВ	1809,875	4,049	24,766: ф-14 ПС 35/10 «Промбаза»
Итого:	2239,117	7,163	

В связи с этим в рамках проекта предлагается на всех подстанциях и отдельно стоящих распредустройствах ОАО «Удмуртнефть» внедрить систему определения мест повреждения ВЛ -6(10) кВ при однофазных замыканиях на землю разработанную группой специалистов ООО «Удмуртэнергонефть».

Выявления ОЗЗ в сетях ОАО «Удмуртнефть» предлагается проводить с помощью системы определения мест повреждения ВЛ - комплексного устройства «Земля», состоящего из стационарного устройства на подстанции и мобильного устройства поиска.

Стационарное устройство формирования состоит из следующих элементов: трех конденсаторов 6 кВ (1С, 2С, 3С), подключенных к шинам 6 кВ по схеме звезда (рис. 1), нулевая точка которых подключена через трансформатор к заземлению, параллельно первичной обмотки трансформатора для



защиты от перенапряжения включен разрядник. К вторичной обмотке трансформатора подключен электронный блок генератора поиска повреждений, выполняющий роль модулятора тока замыкания на «землю». Ток замыкания на «землю» модулируется частотой 1,3 кГц, с дискретностью сигнала 1 Гц.

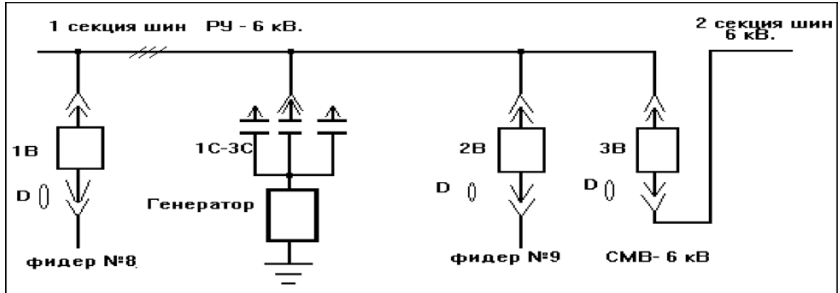


Рисунок №1: Линейная схема подключения оборудования.

Работа устройства формирования заключается в следующем: при появлении замыкания на «землю», допустим на фидере №9, будет протекать ток, который будет циркулировать по цепи: нулевая точка конденсаторов (С1-С3) – трансформатор - «земля» - место повреждения изоляции на фидере №9 - воздушная линия - шины 6 кВ. Во вторичной обмотке трансформатора появится напряжение, электронная схема получит питание - заработают генераторы и схема модуляции, ток замыкания на «землю» будет модулирован с частотой 1,3 кГц, основная часть этого тока будет протекать по выше описанной цепи, что позволит с помощью, переносного, компактного индикатора проследить цепочку протекания тока замыкания на «землю» и быстро с высокой достоверностью выявить место повреждения изоляции в распределительных сетях 6(10) кВ.

Для выявления ВЛ-6(10) кВ. имеющей замыкание на «землю», необходимо расположить прибор перпендикулярно линиям и избирательно направлять его на каждый фидер (рис.2), на линии, по которой протекает ток замыкания на «землю», значение амплитуды показания прибора будет минимально.



Рисунок №2: Определение линии с поврежденной изоляцией.



После определения линии с поврежденной изоляцией, оперативный персонал, используя переносной прибор поиска, двигается вдоль линии (рис.3) и по показаниям прибора определяет место возникновения однофазного замыкания.

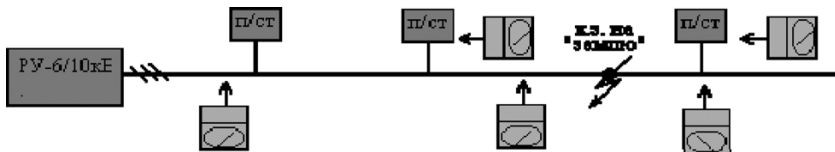


Рисунок №3: Определение ОЗЗ на линии 6(10) кВ.

Также мобильный прибор поиска обеспечивает:

- определение трассы и места повреждения кабельной линии.
- предупреждение о приближении к электрооборудованию, находящегося под напряжением, направленное определение наличия и место расположения источника напряжения 110В и более.
 - возможность использования устройства в распредсетях 0,4кВ для поиска места повреждения.
 - определение трассы конкретной кабельной линии 0,4кВ без ее отключения от сети.

Возможен второй вариант комплектования комплекса «Земля»: для определения поврежденного фидера в РУ-6(10) кВ использовать микропроцессорное устройство, предназначенное для селективного определения поврежденного присоединения при однофазных замыканиях на землю.

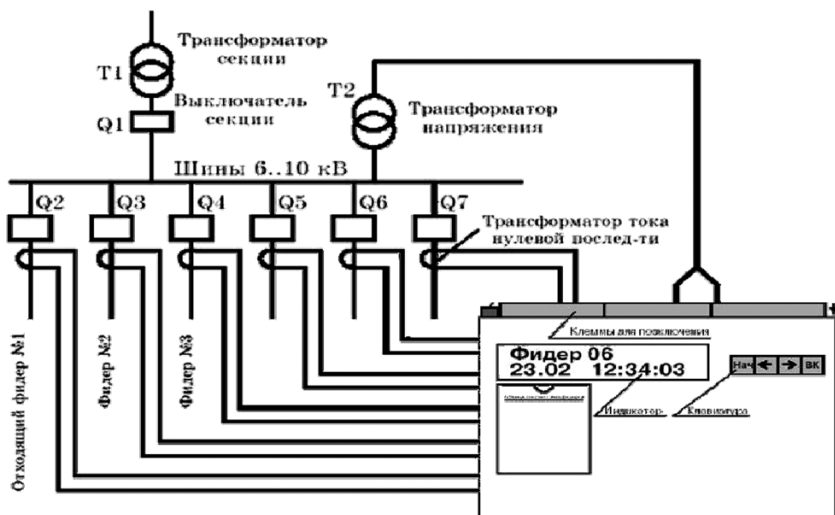


Рисунок №4: Схема подключения микропроцессорного устройства.



Устройство подключается к трансформаторам тока нулевой последовательности (рис.4) кабельного типа или со специальными ТТНП для КРУН с воздушными выводами, установленным на отходящих присоединениях.

Устройство обеспечивает вывод на индикатор следующей информации:

- номер поврежденного присоединения;
- дата и время момента замыкания на землю;
- значение напряжения U0 и тока 3I0 поврежденной линии в первичных значениях;
- значения и направления токов 3I0 всех контролируемых присоединений.

Применение данного устройства позволит фиксировать даже не продолжительные ОЗЗ, которые могут привести к длительным ОЗЗ, а это значит, что можно провести необходимые технические мероприятия по предотвращению возникновения аварийного режима работы электрооборудования.

Таблица №2: Определение ожидаемого экономического эффекта.

Показатели	Ед. изм.	До внедрения	I ВАРИАНТ		II ВАРИАНТ	
			После внедрения	Эффект	После внедрения	Эффект
Стоимость системы «Земля»	Тыс. руб.	0	3 700	-3700	8 500	-8500
Потери нефти	Тыс. руб.	2 277,3	1 366,3	911	1225,7	1 051,6
Потери нефти при отключениях для отыскания линии с «землей»	Тыс. руб.	3 086,5	0	3086,5	0	3086,5
ИТОГО:	Тыс. руб.	5 363,8	1366,3	3997,5	1225,7	4138,1

Срок окупаемости комплексной системы «Земля» составит:

- I ВАРИАНТ- 11 месяцев;

- II ВАРИАНТ- 2,1 года

Ожидаемая прибыль после окупаемости составит:

- I ВАРИАНТ- 3 997,5 тыс.руб.;

- II ВАРИАНТ- 4 138,1 тыс.руб. в год.

Заключение

ОАО «Удмуртнефть» имеет 45 подстанций и 20 отдельно стоящих РУ 6(10) кВ:

Общее количество отходящих линий электропередач 6(10)кВ: 460 шт, общей протяженностью – 1810 км.

Не имея специализированных приборов поиска ОЗЗ на линиях, определение замыкания на землю сопровождается многочисленными отключениями оборудования и растягивается на длительное время, что в итоге ведет к потерям нефти и может привести к выходу из строя электрооборудования.

Крайне необходимо на всех подстанциях и отдельно стоящих распределительных устройствах внедрить систему определения мест замыканий на землю ВЛ - 6(10) кВ.



Данное комплексное устройство прошло успешное испытание на Гренинском, Архангельском, Котовском, Киенгопском месторождениях.

Внедрение комплексного устройства «Земля» на объектах ОАО «Удмуртнефть» запланировано в 2008 году, это позволит в полной мере решить очень актуальную проблему определения ОЗЗ, что положительно повлияет на всю практическую деятельность предприятия.

ИЗУЧЕНИЕ ПЕРСПЕКТИВ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ ПАЛЕОЗОЙСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ ЦЕНТРАЛЬНОГО ПРЕДКАВКАЗЬЯ (НА ПРИМЕРЕ КАРМАЛИНОВСКОГО УЧАСТКА СТАВРОПОЛЬСКОГО КРАЯ)

М.С.Лебедев, А.Г.Рюкин

ООО «Кавказтрансгаз»

ООО «Кавказтрансгаз» разрабатывает 13 месторождений. Большинство месторождений разрабатываются с 60-х годов, находятся на поздней стадии разработки и характеризуются аномально низкими пластовыми давлениями. На месторождениях отобрано более 60% начальных запасов газа. Для стабильной работы газодобывающего предприятия, наращивания минерально-сырьевой базы и выявления перспективных направлений геологоразведочных работ геологической службой ООО «Кавказтрансгаз» проводится комплекс исследований на лицензионных участках с целью выявления новых залежей УВ. В работе рассмотрено наиболее перспективное направление поисков залежей УВ, связанное с изучением нефтегазоносности глубокопогруженных комплексов осадочного чехла.

Выявление залежей углеводородов (УВ) на больших глубинах, как в осадочных, так и в метаморфических и магматических породах в последнее время приобретает особую актуальность в старых нефтегазодобывающих районах, где выявленные залежи приурочены в основном к терригенным или карбонатным коллекторам.

Признаки нефтегазоносности в породах кристаллического фундамента встречены во всех известных нефтегазодобывающих регионах мира. К настоящему времени открыты и разрабатываются месторождения УВ в кристаллическом фундаменте ряда бассейнов США, Латинской Америки, Ливии, Египта, Китая. Установлена региональная нефтегазоносность фундамента северной части Зондского шельфа, где на месторождении Белый Тигр разрабатывается уникальная залежь в гранитоидах фундамента.

Современные представления о движении литосферных плит и геодинамических режимах, благоприятных для формирования залежей УВ в земной коре, а так же огромная площадь и толщина кристаллического фундамента позволяют рассматривать его как огромную кладовую, запасы которого, возможно, превышают известные запасы осадочного чехла.

На территории Предкавказья обширную площадь занимает домезозойское



кристаллическое основание, которое, по мнению ряда авторов, является продолжением Украинского щита. Оно вскрыто скважинами на склонах Ростовского выступа, в районе Северо-Ставропольской, Ульяновско-Ипатовской и других площадях. Изучение магнитных и гравитационных полей фундамента свидетельствует о его блоковом строении. Особенности геологического строения и возможности современной техники и технологии изучения глубинного строения позволили провести комплексные исследования по изучению перспектив нефтегазоносности Центрального Предкавказья (Кармалиновский участок).

Предпосылками изучения данной территории является благоприятное расположение вблизи действующих месторождений (Расшеватское газоконденсатное, Сенгилеевское газовое и др.), особенности тектонического строения.

В геологическом строении территории принимают участие отложения от палеозойского до четвертичного возраста, причем отложения фундамента залегают на глубинах 2500–2600 м. Палеозойские отложения вскрыты на Расшеватской площади 27 скважинами. Они представлены толщей грубообломочной пестроцветной брекчии с прослоями темно-бурых аргиллитов и алевролитов, а также сланцами метаморфизованных песчаников.

Хронологию геологического изучения территории можно исчислять с 1949 г. Признаки антиклинальной складки и предполагаемая литологическая ловушка в нижнемеловых отложениях были выявлены по результатам работ АООТ «Ставропольнефтегеофизика» в 1979 году. Данные объекты требовали проведение детализационных сейсмических и других исследований.

В 2003 году ООО «Кавказтрансгаз» продолжил изучение территории, и в 2004–2005 гг. были проведены поисковые и детализационные сейсмические исследования (ОАО «Костромагеофизика») МОГТ, в результате которых было подтверждено и уточнено положение наиболее крупной Кармалиновской структуры, выявлены новые Восточно-Кармалиновская, Южно-Кармалиновская и другие объекты по отражающим горизонтам Pz, K₁, K₂. В результате сейсморазведочных работ был паспортизирован Кармалиновский объект по нижнемеловым (запасы газа категории C₃ 560 млн. м³, конденсата 95 тыс. т) отложениям.

В результате комплексного анализа всего имеющегося геолого-геофизического материала в сводовой части Кармалиновского поднятия была заложена поисковая скважина 1 Кармалиновская с проектной глубиной 2600 м. Бурение было начато и закончено в 2005 году, фактически глубина скважины составила 2600 м. Скважиной полностью вскрыт осадочный чехол от четвертичных до нижнемеловых отложений, а с глубины 2465 до 2600 м и палеозойские отложения (возраст предположительно карбон). Перфорацией вскрыт палеозойский интервал 2467–2488 м. и 2497–2500 м. (трещинно-кавернозные сланцы с прожилками белого кварца, толщина трещин 0,5 – 1,5 мкм). После снижения уровня на 1000 м скважина заработала газом и конденсатом с дебитом газа на 7 мм штуцере до 50 тыс.м³/сут. В 2006 г. про-



веден оперативный подсчет запасов. Подсчитанные запасы газа категории C_1+C_2 составили 2,1 млрд. м³, конденсата 215 тыс. т. В декабре 2006 года на выездном заседании ГКЗ (г. Ессентуки) был признан факт открытия месторождения, а так же утверждены запасы УВ. По факту открытия месторождения Территориальным агентством по недропользованию по Ставропольскому краю (Ставропольнедра) выдано Свидетельство об установлении факта открытия месторождения полезных ископаемых.

Комплексная переинтерпретация данных МОГТ, результаты электроразведочных исследований ДНМЭ и результатов промыслово-геофизических работ позволили по-новому оценить Кармалиновский объект, который контролируется не структурным поднятием, как считалось ранее, а тектоническими факторами. Так же удалось проследить Армавир-Кармалиновскую разломную зону, проходящую с юго-запада на северо-восток, и ориентировочно трассируемую до зоны Маньчских прогибов. В связи с этим запасы залежи оцениваются нами по категории C_1 в 8 – 10 млрд. м³ газа. Ресурсы аналогичных объектов изучаемого участка оцениваются нами по категории C_3 в 40 млрд. м³ газа. В целом вдоль выявленной разломной зоны ресурсы газа категории Δ_{1a} оцениваются более чем 200 млрд. м³ по газу.

По результатам бурения, проведенного подсчета запасов углеводородов и материалам выполненных геологоразведочных работ начато бурение поисковой скважины № 2 на Кармалиновском газоконденсатном месторождении. Скважина заложена в 1,5 км к северо-востоку от скважины 1 Кармалиновская, на крыле одноименного поднятия. Цель заложения скважины – установление контура распространения газоконденсатной залежи по палеозойским отложениям, подтверждение и опосредованное перспективных интервалов, выделенных в разрезе скважины 1, подтверждение тектонического строения залежи.

Глубина скважины 2 Кармалиновская составляет 2550 м, вскрытый разрез представлен аналогичными отложениями скважины. Испытания палеозойских отложений в скважине 2 начато 14 апреля 2007 года. Перфорацией вскрыт первый палеозойский объект (2530-2524 м, 2516-2496 м). При снижении уровня до глубины 1000 м из интервала перфорации получен приток горючего газа с признаками газового конденсата. Скважина находилась в отработке через 4, 4,5, 5 и 6 мм штуцера, факел газа изменялся от 4 до 6 м. По результатам газоконденсатных исследований на штуцере 4.5 мм дебит газа составил 12 тыс.м³, воды 0,22 м³/сут., конденсата 2.1 м³/сут. Пластовое давление составило 221,78 кгс/см².

Таким образом, бурение поисковой скважины 2 на Кармалиновском участке подтвердило тектоническое экранирование залежи, позволило значительно расширить контур газоносности, подтвердило переоцененные запасы по газу, подтвердило продолжение Армавир-Кармалиновской зоны в северо-восточном направлении.

Впервые на юге России получен приток промышленного газа из палеозойских сланцев. Данный факт имеет большое практическое и научное зна-



чение. Открытие уникальной Кармалиновской залежи дает новый виток для постановки площадных геологоразведочных работ на палеозой в пределах Ставрополя, где отложения карбона в северной части Центрального Предкавказья занимают до 80% поверхности фундамента.

Проведение региональных и поисковых геолого-геофизических и научных исследований в Центральном Предкавказье на отложения домелового комплекса позволяют открыть новые месторождения УВ, вернуть Ставрополью статус добывающего региона.

ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ТЕРМИЧЕСКОЙ ОБРАБОТКИ И УТИЛИЗАЦИИ НЕФТЕШЛАМА НА БАЗЕ ИНСИНЕРАТОРА ИН-50.8В

А.В. Луговой

ООО «РН-Юганскнефтегаз»

На сегодняшний день в ООО «РН-Юганскнефтегаз» ведется интенсивная разработка и эксплуатация месторождений. В результате данной деятельности, образуется большой объем бурового и нефтяного шлама, который необходимо перерабатывать или утилизировать.

В настоящее время на Мамонтовском месторождении ООО «РН- Юганскнефтегаз» для восстановления и переработки нефтешлама используется установка MRU-2000 (разработка компании «Хоффланд», США). Установка в местных условиях эксплуатации работает неэффективно (установка спроектирована для очистки крупного песка с минимальным количеством ила).

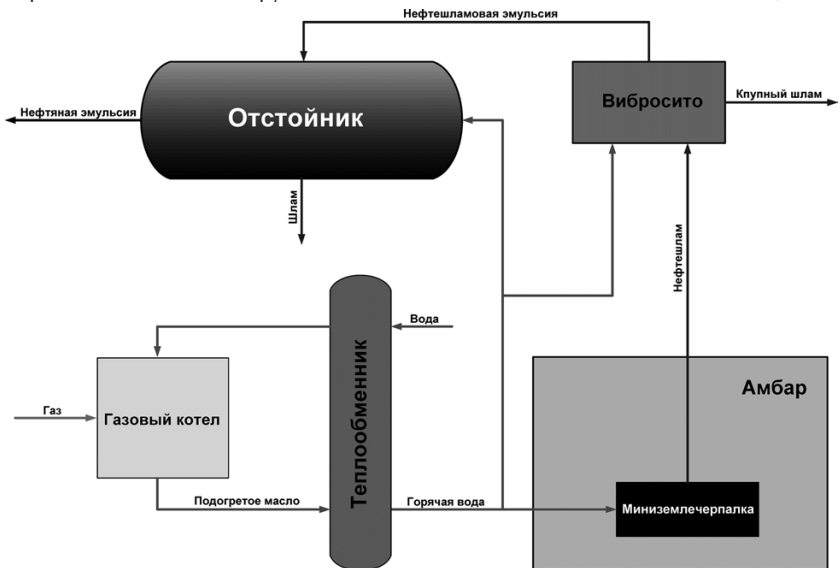


Рисунок 1. Технологический процесс работы установки MRU-2000.



Начало технологической схемы работы установки MRU-2000 (рисунок 1) представляет собой миниземлечерпалку со шнеком и затопленными форсунками, размывающими слежавшийся нефтешлам. Шнек разбивает слежавшийся нефтешлам, который размягчается напором горячей воды из форсунок миниземлечерпалки, и затем переходит в жидкое состояние. В таком состоянии нефтешламодовая эмульсия насосом землечерпалки подается по гибкому шлангу на установку MRU-2000, смонтированной на автомобильной платформе. Нагретый нефтешлам поступает на вибросито, отсеивающее крупные твердые частицы, содержащие тяжелые нефтяные фракции, которые собираются в открытую емкость возле установки. Основная часть нефтешламодовая эмульсии, проходя через вибросито, накапливается в бункере и насосом подается в резервуар установки

После заполнения резервуара происходит отстой набранного продукта с последующим сбросом грязной воды на технологическую установку для дальнейшей очистки. Затем в резервуар подается горячая вода с добавлением ПАВ и происходит перемешивание (промывка №1) с помощью насоса высокого давления и линией размыва находящейся в резервуаре. После первой промывки происходит отстой продукта и сброс грязной воды (содержащей ПАВ) на технологическую установку для дальнейшей очистки. Аналогично проводится вторая промывка, после которой происходит сброс промытого нефтешлама на площадку хранения.

Такой технологический процесс работы установки позволяет производить переработку нефтешламодовая эмульсии в объеме 60 м³ (10 м³ нефтешлама) за одну смену, что недостаточно. Причина такой работы установки связана с тем, что в местных условиях нефтешлам представляет собой смесь глины, ила, мелкого песка и большого количества тяжелых нефтяных фракций (парафины, асфальтены), затрудняющие переработку нефтешлама.

Для работы установки в зимний период необходимо поднимать температуру подаваемой нефтешламодовая эмульсии свыше 0°С, что в местных условиях не представляется возможным.

Полученный такой переработкой шлам является недостаточно чистым и требует дальнейшей переработки или утилизации.

Для утилизации нефтешлама предлагается внедрить инсинератор ИН-50.8В (изготовитель ЗАО «Турмалин», Санкт-Петербург).

Технологическая схема работы инсинератора ИН-50.8В следующая. Нефтешлам через загрузочное устройство дозатор 1 (рисунок 2) подается в барабанную печь 2, где при температуре 800-900°С с помощью основной горелки 3 происходит его сжигание. Инсинератор имеет автоматическую систему регулирования температуры, которая позволяет оптимизировать расход топлива. Обработанный нефтешлам удаляется через топочно-разгрузочную камеру 4 в золоборник 5.

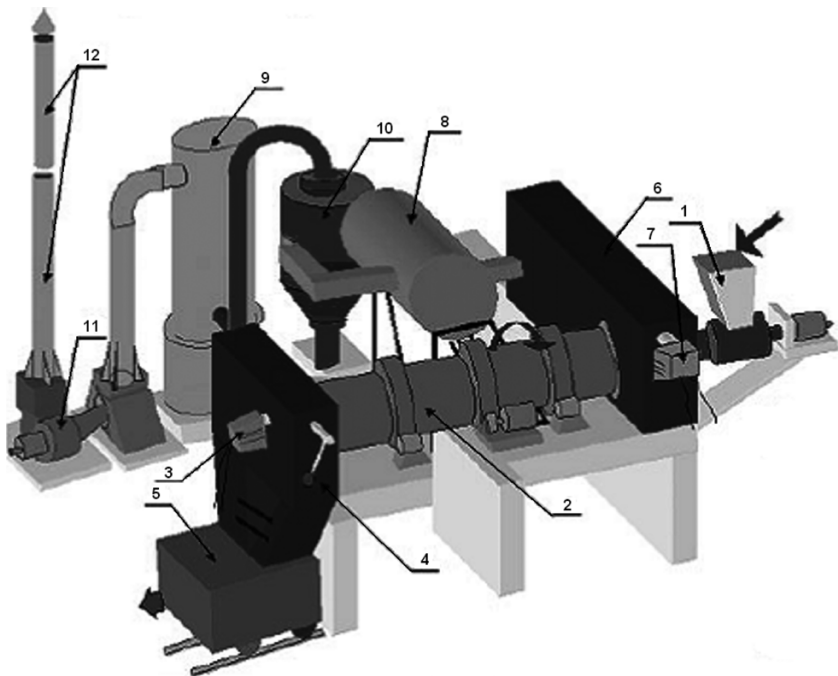


Рисунок 2. Технологическая схема обработки и утилизации нефтешламов на базе инсинератора ИН-50.8В.

Отходящие газы с печи подвергаются интенсивному насыщению кислородом и дожигаются при температуре 1100-1200 °С в камере дожигания 6 не менее двух секунд, что обеспечивает полное разложение сложных органических соединений до простейших компонентов. Дожигание газов осуществляется с помощью дожигающей горелки 7. Для исключения повторного образования диоксидов производится резкое охлаждение отходящих газов до температуры 200 °С в теплообменнике 8. Далее в пылеуловителе 10 происходит «сухая» очистка газов, где из них удаляется не менее 93% твердых частиц. В скруббере 9 происходит химическая очистка газов от вредных веществ и пыли с одновременной механической очисткой от взвешенных частиц диаметром более 10 мкм. Очищенные газы, химический состав которых соответствует разрешенным нормам (концентрации ниже ПДК), с помощью дымососа 11 выпускаются в атмосферу через дымовую трубу 12.



Рисунок 3. Инсинератор ИН-50.8В.

Таблица 1. Эффективность технологии термической обработки и утилизации нефтешламов на базе инсинератора ИН-50.8В

Сокращение исходного объема отходов на:	90-95%
Характеристика остаточного объема отходов	Зола, летучая зола и шлам – нейтральное состояние, IV класс опасности
Очистка отходящих газов от твердых взвесей	Не менее 93%
Содержание загрязняющих веществ в отходящих газах и зольном остатке	В пределах допустимых концентраций по санитарно-эпидемиологическому заключению на инсинераторы ИН-50: $CO < 30 \text{ мг/м}^3$; $NO_x < 30 \text{ мг/м}^3$; $HCl < 8 \text{ мг/м}^3$; $HF < 5 \text{ мг/м}^3$; $SO_2 < 10 \text{ мг/м}^3$; пыль $< 30 \text{ мг/м}^3$; диоксины $< 100 \text{ пг/м}^3$
Обеззараживание отходов от патогенных микроорганизмов	100%
Обезвреживание токсичных органических соединений	100%

Полученный таким образом шлам (зольный остаток) имеет IV-й класс опасности и может быть использован на строительные нужды, в частности на отсыпку строительных площадок и дорог.



Таблица 2. Технические характеристики инсинератора ИН-50.8В

Максимальная производительность, кг/ч	3000
Максимальная потребляемая мощность, кВт	120
Максимальный вес, тн.	90
Электропитание	Трехфазный переменный электрический ток 380В/220В/50Гц
Удельный расход топлива: - дизельное, кг/тн отходов - природный газ, м ³ /тн отходов	100-200 150-250
Шеф-монтаж, нормо-часы	1000
Пуско-наладка, нормо-часы	500
Срок службы, лет	15

Как показывает практика, себестоимость переработки нефтешлама (2096 руб/тн) гораздо выше себестоимости его утилизации (521 руб/тн), поэтому в местных условиях экономически эффективней нефтешлам утилизировать, нежели перерабатывать.

Расчеты экономической эффективности применения инсинераторов на различных предприятиях, показывают, что срок их окупаемости не превышает 2-х лет, так как суммы штрафных санкций за несоблюдение экологических требований исчисляются в миллионах рублей.

Выводы

Внедрение технологии термической обработки и утилизации нефтешлама на базе инсинератора ИН-50.8В, позволит:

- экономить, так как себестоимость утилизации нефтешлама гораздо ниже себестоимости его переработки;
- производить обработку и утилизацию нефтешлама круглый год;
- качественно перерабатывать (утилизировать) нефтешлам.



ЛАБОРАТОРНОЕ МОДЕЛИРОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ВОДОГАЗОВОГО ВОЗДЕЙСТВИЯ В ОСЛОЖНЕННЫХ ГОРНО- ГЕОЛОГИЧЕСКИХ УСЛОВИЯХ

А.К.Макатров

ООО "РН-УфаНИПИнефть"

Как было справедливо отмечено в Послании Президента РФ, проблема утилизации попутного нефтяного газа (ПНГ) на сегодняшний день является одной из самых острых для отечественной нефтяной промышленности. В настоящее время Россия занимает одно из первых мест по факельному сжиганию газа в мире, ежегодно сжигая свыше 20 млрд кубометров ПНГ, что приносит колоссальный ущерб окружающей среде.

В то же время неуклонно растет доля трудноизвлекаемых запасов нефти, значительная часть которых приходится на низкопроницаемые коллектора и залежи вязких нефтей, запланированный коэффициент нефтеизвлечения которых при традиционном заводнении не превышает значение 0,3.

В таких условиях наиболее перспективным методом повышения нефтеотдачи может стать технология водогазового воздействия, представляющая собой закачку воды и газа в пласт в различных модификациях.

Использование в качестве газового агента ПНГ при водогазовом воздействии позволит не только увеличить нефтеотдачу, но и полностью погасить факела, улучшив тем самым экологическую обстановку и сохранив газ, как ценнейшее углеводородное сырье, для последующих поколений.

Для проектирования газовых и водогазовых методов увеличения нефтеотдачи необходимым условием является проведение лабораторных исследований метода с соблюдением геолого-физических условий объекта разработки, в результате которых определяются основные параметры вытеснения нефти из линейной модели пласта: коэффициенты вытеснения, остаточная нефтенасыщенность, градиенты давления и др. Полученные данные обеспечивают надежность расчетов при гидродинамическом моделировании метода увеличения нефтеотдачи для исследуемого объекта разработки.

В докладе рассмотрены результаты лабораторных исследований по оценке эффективности метода водогазового воздействия в осложненных горно-геологических условиях залегания нефти: карбонатные коллектора с вязкими нефтями и терригенные низкопроницаемые коллектора.

Выбор объектов исследований осуществлялся на основе комплексного анализа исходных данных: низкий проектный КИН, наличие достаточных ресурсов попутно добываемого газа, недонасыщенность нефти газом. Основные геолого-физические характеристики выбранных объектов разработки представлены в таблице 1.



Таблица 1 - Геолого-физические характеристики
выбранных для исследований объектов разработки

№ п/п	Месторождение	Тип поровый	Термобарические условия пласта		Давление насыщения нефти газом, МПа	Средняя проницаемость коллектора, мкм ²	Средняя вязкость нефти, МПа·с
			Давление, МПа	Температура, °С			
1.	Омбійское, турнейский ярус	известняк	11	25	3,0	0,060	30,1
2.	Петропавловское, турнейский ярус	известняк	13	28	4,3	0,055	6,2
3.	Мстепинское, башкирский ярус	известняк	13	23	5,4	0,079	11,8
4.	Приюбское, пласт АС ₁₁	песчаник	25	89	10,9	0,007	1,4
5.	ЗМБ - пласт АС ₄ - пласт ВС ₂	песчаник	20	76	6,8	0,066	4,6
			23	79	7,4	0,054	2,3

При лабораторном моделировании процессов, происходящих в пористой среде при закачке газа и воды, максимально воспроизводились геолого-физические условия изучаемого объекта разработки:

- линейные модели пласта представлены образцами изучаемого объекта разработки;
- в образцах, слагающих модели пласта, создавалась остаточная водонасыщенность, величина которой соответствовала натурным значениям;
- в опытах использовались рекомбинированные пробы нефти, которая по своим физическим свойствам не отличается от свойств пластовой нефти;
- в качестве вытесняющих агентов использовалась вода, отобранная из системы ППД месторождения, и рекомбинированная проба газа, которая по компонентному составу практически не отличается от попутно добываемого газа конкретного месторождения;
- при проведении опыта соблюдались термобарические условия пласта изучаемого объекта разработки.

Подготовка модели к опытам велась согласно ОСТ 39-195-86 [8]. В образцах, слагающих модель пласта, создавалась связанная вода методом центрифугирования. Рекомбинированная проба нефти готовилась из безводной дегазированной нефти изучаемого объекта разработки путем растворения в ней соответствующих индивидуальных компонентов углеводородного газа. При насыщении модели пласта нефтью осуществлялся контроль за замещением керосина путем замера газосодержания в исходной нефти и в нефти, поступающей из модели пласта: фильтрация нефти прекращалась только в том случае, если газосодержание в нефти, поступающей из модели пласта, не отличалось по величине от газосодержания в исходной нефти. При насыщении пористой среды нефтью выполнялись также рекомендации, изложенные в работе [9].

Лабораторное моделирование технологий водогазового воздействия проводилось в два этапа. Первый этап – лабораторные исследования по раство-



римости закачиваемого газа в нефти. Второй этап – лабораторные исследования по вытеснению нефти из пористой среды при водогазовом воздействии, где испытывались технологии совместной, последовательной и попеременной закачки газа и воды в условиях начальной и остаточной (после заводнения) нефтенасыщенности пласта. Для условий Приобского месторождения было исследовано влияние типа газового агента на эффективность нефтеизвлечения.

Исследования по растворимости газа в нефти.

Из таблицы 1 следует, что нефти, выбранных нами для исследований методом водогазового воздействия объектов, недонасыщены газом: давление насыщения нефти газом в 2–4 раза меньше, чем пластовое давление. Данный факт свидетельствует о том, что при закачке в пласт углеводородного газа следует ожидать растворения его в нефти, что в свою очередь приведет к изменению физических свойств нефти, что, несомненно, скажется на процессах извлечения нефти и на конечную нефтеотдачу. Также по характеру изменения физических параметров нефти и газа, растворенного в нефти, можно косвенно определить в каком режиме будет протекать процесс вытеснения нефти при закачке газа.

Исследования по растворимости углеводородного газа в нефти в термобарических условиях выбранных объектов разработки проведены на специальной установке, включающей бомбу PVT, два измерительных пресси , две разделительные колонки высокого давления , газовый счетчик, вискозиметр и пикнометр высокого давления.

Методика проведения исследований заключалась в следующем. Бомба PVT при пластовых давлении и температуре заполнялась расчетным количеством рекомбинированной пробы нефти. Затем в бомбу PVT закачивался определенный объем газа при сохранении давления. Производилось перемешивание нефти и газа до полной стабилизации давления, равного пластовому. После чего из бомбы PVT отбирался свободный газ, если таковой присутствовал, и производился отбор пробы нефти для определения ее физических параметров: плотности, вязкости, газосодержания и объемного коэффициента.

При определении основных физических свойств нефти при растворении в ней закачиваемого газа исследовалась система (нефть + газ), где количество газа составляло 10, 20, 30, 40, 50 и 60 % от исследуемого объема смеси. Результаты исследований приведены в таблице 2 .



Таблица 2 – Результаты определения физических свойств нефти при растворении в ней углеводородного газа

Месторождение	Тип УВ-газа	Параметры	Исходная нефть	Содержание газа в смеси, %					
				10	20	30	40	50	60
Онбийское	ЖГ (26,2% моляр. C ₂ -C ₄)	Плотность, г/см ³	0,898	0,878	0,862	0,849	0,840	0,833	–
		Вязкость, мПа·с	30,1	24,5	19,3	14,6	12,1	10,3	–
		Газосодержание, м ³ /м ³	21,1	37,1	47,7	54,5	58,8	61,2	–
		Объемный коэффициент, д.ед.	1,053	1,103	1,136	1,157	1,167	1,173	–
Метелкиское	ОГ (10,4% моляр. C ₂ -C ₄)	Плотность, г/см ³	0,875	--	0,831	--	0,821	--	0,814
		Вязкость, мПа·с	11,18	--	7,25	--	5,80	--	5,20
		Газосодержание, м ³ /м ³	51,0	--	80,4	--	87,5	--	91,0
		Объемный коэффициент, д.ед.	1,11	--	1,16	--	1,18	--	1,19
Петропавловское	ОГ (16,0% моляр. C ₂ -C ₄)	Плотность, г/см ³	0,839	--	0,805	--	0,791	--	0,787
		Вязкость, мПа·с	6,15	--	3,41	--	2,30	--	2,12
		Газосодержание, м ³ /м ³	18,60	--	59,10	--	85,80	--	95,60
		Объемный коэффициент, д.ед.	1,08	--	1,18	--	1,22	--	1,24
Приобское	ЖГ (28,6% моляр. C ₂ -C ₄)	Плотность, г/см ³	0,766	0,740	0,719	0,708	0,702	0,701	–
		Вязкость, мПа·с	1,240	1,070	0,967	0,915	0,902	0,900	–
		Газосодержание, м ³ /м ³	59,5	84,5	108,0	124,2	125,7	126,7	–
	СГ (1,0% моляр. C ₂ -C ₄)	Плотность, г/см ³	0,766	0,747	0,731	0,726	0,724	0,723	–
		Вязкость, мПа·с	1,240	1,115	1,011	0,970	0,950	0,945	–
		Газосодержание, м ³ /м ³	59,5	85,8	110,0	117,8	120,8	121,5	–
		Объемный коэффициент, д.ед.	1,26	1,32	1,38	1,40	1,41	1,42	–
Западно-Малобальское, пласт АС ₄	ОГ (18,4% моляр. C ₂ -C ₄)	Плотность, г/см ³	0,813	0,765	0,729	0,722	0,722	–	–
		Вязкость, мПа·с	4,10	3,24	2,74	2,68	2,67	–	–
		Газосодержание, м ³ /м ³	31,7	50,9	65,5	68,6	68,8	–	–
		Объемный коэффициент, д.ед.	1,150	1,219	1,263	1,272	1,273	–	–
Западно-Малобальское, пласт БС ₂	ОГ (18,4% моляр. C ₂ -C ₄)	Плотность, г/см ³	0,793	0,769	0,749	0,743	0,742	–	–
		Вязкость, мПа·с	2,55	2,00	1,56	1,44	1,43	–	–
		Газосодержание, м ³ /м ³	37,8	63,4	88,9	96,1	97,6	–	–
		Объемный коэффициент, д.ед.	1,130	1,228	1,327	1,350	1,356	–	–

Прим.: ЖГ – жирный газ, СГ – сухой газ, ОГ – обогащенный газ

При растворении углеводородного газа в нефти для всех исследуемых месторождений плотность и вязкость уменьшаются, а объемный коэффициент и газосодержание увеличиваются при содержании газа в смеси до определенного значения. В основном критическое значение, после которого физические свойства нефти меняются незначительно, для углеводородных газов находится в диапазоне 20-30 %. Дальнейшее увеличение газа в смеси приводит к небольшим изменениям указанных параметров, что подтверждается присутствием свободного газа в бомбе PVT.

В частности, нефть турнейского яруса Онбийского месторождения в результате растворения в ней попутного газа переходит из категории высоковязких в средневязкие: вязкость уменьшается в 3 раза от 30,1 до 10,3 мПа·с.

Проведенные исследования по растворимости газа в нефти показали значительные изменения физических свойств нефти при растворении в ней углеводородного газа, что необходимо учитывать при проведении лаборатор-



ных исследований, математического моделирования и проектирования различных технологий газовых методов воздействия на пласт.

Исследования по вытеснению нефти при водогазовом воздействии

Основные результаты физического моделирования водогазового воздействия для условий карбонатных и низкопроницаемых терригенных коллекторов, где испытывались технологии совместной, последовательной и попеременной закачки воды и газа в модель пласта при начальной и остаточной (после заводнения) нефтенасыщенности, сведены в обобщенную таблицу 3.

Таблица 3 - Основные результаты физического моделирования водогазового воздействия в осложненных горно-геологических условиях

Объект исследования	Вязкость нефти, мПа·с	Тип газа	№ опыта	Тип технологии закачки	Параметры модели пласта		Коэффициент вытеснения нефти			Ост. Нефленасыщенность, %	Прирост коэф-та выт. по сравнению с заводнением
					Проницаемость, мкд	Пач. нефть, %	водой	газом	при ВГВ		
Обильное	30,1	ЖТ (26,2% мольн. C ₂ -C ₄)	1	Ппр при О.Н.	0,06	68,5	0,460	-	0,594	28,2	13,4
			2	Ппр при П.Н.	0,06	68,5	(0,466)	-	0,649	24,0	18,9
			3	Псл газ-вода	0,06	68,5	(0,466)	0,224	0,643	24,8	18,3
Метеллиное	11,2	ОГ (10,4% мольн. C ₂ -C ₄)	4	Свм при О.Н.	0,091	73,7	0,470	-	0,623	27,8	15,3
			5	Свм при О.Н.	0,033	73,8	0,465	-	0,615	28,4	15,0
			6	Свм при П.Н.	Объемная модель 0,093/0,034	73,2/73,8	(0,476)	-	0,580	-	11,0
			7	Гнп	0,033	73,8	-	0,266	-	54,0	-
Петроравновское	6,15	ОГ (16,0% мольн. C ₂ -C ₄)	8	Свм при О.Н.	0,055	86,0	0,54	-	0,680	27,5	14,0
			9	Свм при О.Н.	0,025	86,1	0,53	-	0,670	28,4	14,0
			10	Свм при П.Н.	0,025	86,1	(0,53)	-	0,690	26,7	16,0
			11	Псл вода-газ-вода	0,055	86,0	0,53	-	0,638	31,1	10,8
			12	Псл газ-вода	0,025	86,1	(0,53)	0,33	0,68	-	15,0
Пробное	1,24	ЖТ (28,6% мольн. C ₂ -C ₄)	13	Псл вода-газ-вода	0,0078	62,2	0,504	-	0,757	15,13	25,3
			14	Псл газ-вода	0,0087	62,1	(0,504)	0,597	0,810	11,8	30,6
			15	Ппр при О.Н.	0,023	67,8	0,503	-	0,769	15,7	26,6
			16	Ппр при П.Н.	0,023	67,6	(0,503)	-	0,830	11,5	32,7
		СТ (1,0% мольн. C ₂ -C ₄)	17	Ппр при О.Н.	0,023	67,8	0,530	-	0,668	22,5	13,8
			18	Ппр при П.Н.	0,025	68,0	(0,536)	-	0,713	19,5	18,3
			19	Ппр при О.Н.	0,023	67,6	0,520	-	0,578	28,5	5,8
ЗМБ, плавств. АС4 и БС2	4,10	ОГ (18,4% мольн. C ₂ -C ₄)	20	Ппр при П.Н.	0,024	67,8	(0,536)	-	0,602	27,0	8,2
	2,55		21	Ппр при О.Н.	0,069	63,3	0,516	-	0,638	22,9	12,2
			22	Ппр при О.Н.	0,050	64,2	0,496	-	0,670	21,2	17,4

Прим.: Ппр – попеременная закачка газа и воды,

Псл – последовательная закачка газа и воды,

Свм – совместная закачка газа и воды,

Гнп – газонапорный режим,

при О.Н. – при остаточной нефтенасыщенности,

при П.Н. – при начальной нефтенасыщенности.



Для условий высоковязкой нефти Онбийского месторождения водогазовое воздействие показало высокую эффективность – приросты коэффициентов вытеснения нефти при ВГВ по сравнению с заводнением составили 13,4...18,9 % в зависимости от технологии (опыты 1-3). Это обусловлено как недонасыщенностью пластовой нефти газом, так и высокой “жирностью” закачиваемого газа, что создало большой потенциал для растворения газа в нефти, существенно изменяя тем самым подвижность нефти. Это и подтверждается исследованиями по растворимости.

Также для карбонатных объектов наблюдается низкий коэффициент вытеснения нефти газом, который увеличивается с уменьшением вязкости нефти. В проведенных условиях диапазоне вязкости нефти от 30,1 до 6,15 мПа•с коэффициент вытеснения нефти газом составил 0,22...0,33 (опыты 3, 7, 12). Это объясняется вязкостной неустойчивостью между нефтью и газом и как следствие, быстрыми прорывами закачиваемого газа. Обратная картина наблюдается для маловязкой нефти Приобского месторождения – коэффициент вытеснения нефти газом составил почти 0,6, что выше на 9 % чем при традиционном заводнении (опыт 14). Конечно, столь высокий коэффициент при газонапорном режиме связан в первую очередь высокой “жирностью” закачиваемого газа (около 30 % промежуточных компонент C_2-C_4) и высоким давлением закачки, близким к минимальному давлению смесимости.

По этой же причине для условий низкопроницаемых песчаников Приобского месторождения наблюдаются самые высокие показатели вытеснения нефти при закачке попутного газа в сочетании с заводнением: приросты коэффициента вытеснения по сравнению с заводнением при этом составили 25,3...32,7 % (опыты 13-16).

Изменение состава закачиваемого газа существенно сказывается на эффективности вытеснения. К примеру, закачка чередующихся оторочек воды и сухого газа для тех же геологических условий приводит к существенно меньшим приростам коэффициента вытеснения: 13,8 % при применении технологии в модели пласта с остаточной после заводнения нефтенасыщенностью и 18,3 % - в условиях начальной нефтенасыщенности пласта (опыты 17 и 18). Применение же в качестве газового агента азота (опыты 19 и 20) еще более снижает эффективность технологии, однако и при попеременной закачке азота и воды в низкопроницаемые песчаники Приобского месторождения приросты коэффициента вытеснения нефти по сравнению с заводнением составили 5,8 и 8,2 %.

Вследствие низкой эффективности газонапорного режима вполне целесообразно после закачки газа и прорыва его добывающие скважины применять заводнение. Данная технология последовательной закачки газа и воды показала в проведенных опытах высокую эффективность: приросты коэффициента вытеснения для различных условий были в диапазоне 10,8 – 30,6 % (опыты 3, 11-14). Однако, закачка газа и воды совместно или попеременно является более эффективным как с позиций величины показателей вытеснения, так и с позиций меньшего расходования углеводородного газа., как ценного



сырья, для достижения одних и тех же значений коэффициента вытеснения, что при последовательной закачки. Это связано, прежде всего с тем, что при закачке воды и газа совместно или попеременно небольшими порциями (оторочками) в модели пласта происходит регулирование фильтрации газа - образуется так называемое "четочное" движение агентов, в результате чего газ блокируется водой, что и подтверждается более поздними прорывами газа, чаще сопровождающие одновременными прорывами и воды в большей части проведенных опытов, более высокими градиентами давления и коэффициентами вытеснения.

Также в проведенных исследованиях было отмечено, что при применении той или иной технологии водогазового воздействия в условиях начальной нефтенасыщенности пласта, ее эффективность будет выше, чем при применении водогазового воздействия в условиях остаточной нефти, т.е. после заводнения.

Однако, и в условиях остаточной после заводнения нефти эффективность рассмотренных технологий водогазового воздействия также достаточно высока. Данное обстоятельство имеет большое значение для низкопроницаемых коллекторов и коллекторов, содержащих вязкие нефти, по причине практического отсутствия на сегодняшний день других технологий повышения нефтеотдачи, позволяющих извлечь остаточную после заводнения нефть путем увеличения коэффициента вытеснения. К тому же, в связи с высокой в России выработанностью разрабатываемых месторождений и необеспеченностью приростом запасов нефти, острой проблемой утилизации попутно добываемого газа, а также тенденцией роста цен на нефть на мировом рынке применение технологий водогазового воздействия в осложненных горно-геологических условиях представляется весьма перспективным, что и показывают проведенные экспериментальные исследования.

МЕТОДЫ ОПРЕДЕЛЕНИЯ ТОЧКИ РОСЫ ГАЗА ПРИ ИЗМЕНЕНИИ ДАВЛЕНИЯ В ГАЗОПРОВОДЕ С УЧЕТОМ ЭФФЕКТИВНОСТИ СЕПАРАЦИИ

А.С.Маслов

ООО «Газпром трансгаз Томск»

На разных участках линейной части, компрессорных, газораспределительных и газонаполнительных станций газотранспортных предприятий, а также промысловых шлейфах и установках подготовки природного и попутного газа добывающих предприятий требуется определение и прогнозирование изменения важнейшего показателя качества газа – точки росы.

Точка росы это температура газа при данном давлении, при которой из него начинает конденсироваться жидкая фаза. Точка росы газа нормируется в России ОСТ 51.40-93.

Точку росы необходимо определять и контролировать с целью:



- обеспечения безопасной, безаварийной эксплуатации оборудования и системы в целом;
- обеспечения и контроля качества газа;
- оптимизации технологического процесса с исключением чрезмерных энергозатрат;
- оперативного и долгосрочного прогнозирования процесса подготовки и транспорта газа;
- определения возможности конденсато- и гидратообразования при непланомерном, в т.ч. и критическом изменении параметров – расходе, давлении, температуре, эффективности работы оборудования.

При транспортировке газа от поставщика потребителю его давление и температура существенно и многократно изменяются (пример представлен на рис. 1).

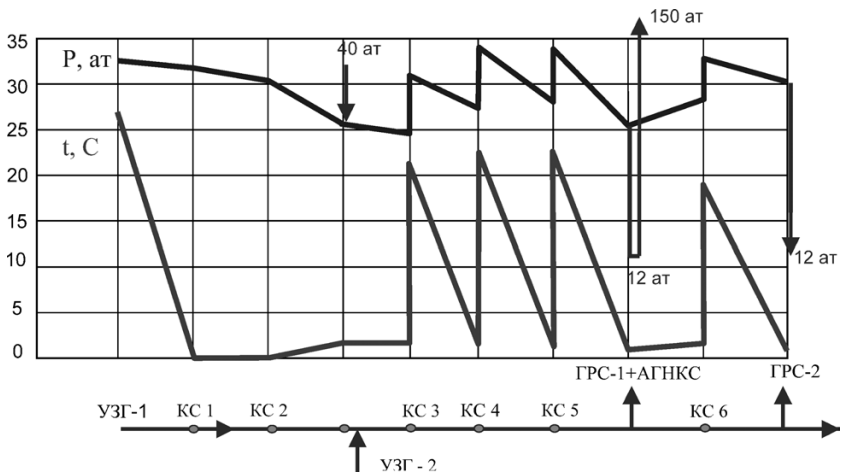


Рис. 1. Профили изменения параметров газа по участку магистрального газопровода протяженностью 1200 км при стабильном режиме работы

В процессе промышленной подготовки и транспорта газа по газопроводу, при прохождении его через компрессорные, газораспределительные и газонаполнительные станции, его давление и температура заметно изменяются даже при стабильном режиме работы. При нестабильных, пусковых, перегруженных и аварийных режимах работы оборудования и систем, в целом, эти изменения больше в разы. Все это может приводить к выпадению конденсата и гидратообразованию в трубопроводах и аппаратах, что в итоге может приводить к аварийным остановкам, поломкам и перебоям в газоснабжении.

При транспорте газа определение точки росы газа производится:

- на коммерческих узлах подачи газа в магистральный газопровод;
- на узлах учета по трассе газопровода;



- на газораспределительных и газонаполнительных станциях.

Определение точек росы газа по трассе и на объектах магистральных газопроводов требует дорогостоящего оборудования, квалифицированного персонала и подготовленных точек отбора газа, транспортного обеспечения. Все это обуславливает высокую стоимость таких замеров, которые фактически осуществляются в самых важных единичных точках магистральных газопроводов и их объектах. Вместе с тем, есть потребность в более широком и оперативном определении точек росы в различных узлах системы.

Существующие импортные профессиональные моделирующие системы, например HYSYS, PRO 2, позволяют выполнять большой объем технологических расчетов, в т.ч. и оценивать точку росы газа. Однако, эти системы имеют высокую стоимость лицензионного пакета, требуют много данных и сложны в использовании.

При всех достоинствах этих систем они, по своей сути, позволяют моделировать работу оборудования в стационарном режиме, предполагающем 100 % эффективность работы массообменного оборудования. Это связано с тем, что в них не предусмотрены газодинамические и гидродинамические расчеты массообменных аппаратов (например, сепараторов, выветривателей и т.п.).

При этом, капельный унос даже небольшого количества жидкости с газом заметно ухудшает точку росы газа. В то же время, унос жидкости газом и, наоборот, сильно зависит от степени загрузки аппаратов, давления, температуры, плотностей газа и жидкой фазы в них. Это наиболее заметно при изменениях расхода (особенно на близких к максимальным или минимальным), быстро изменяющихся режимах работы оборудования и т.п.

Эти обстоятельства и обуславливают необходимость создания моделирующих систем с применением методов математического моделирования физико-химических и гидродинамических процессов в элементах моделируемой системы.

Данная проблема была решена в коллективе кафедры природных энергоносителей Томского политехнического университета путем разработки принципиально новой **динамической моделирующей системы. Разработанная система позволяет учесть влияние вышеуказанных факторов и получить достоверные результаты расчетов, включая точку росы газа.**

Разработанная **динамическая моделирующая система**, наряду с традиционными блоками, **имеет блок моделей и устройств, в котором выполняются гидродинамические и газодинамические расчеты аппаратов и трубопроводов с определением их коэффициента эффективности (КПД).**

Структура блока приведена на рис. 2. Изначально моделирующая система была создана применительно к технологии комплексной подготовки газа для Мылдзинского ГКМ. Для использования ее применительно к транспорту газа из нее следует исключить некоторые блоки.

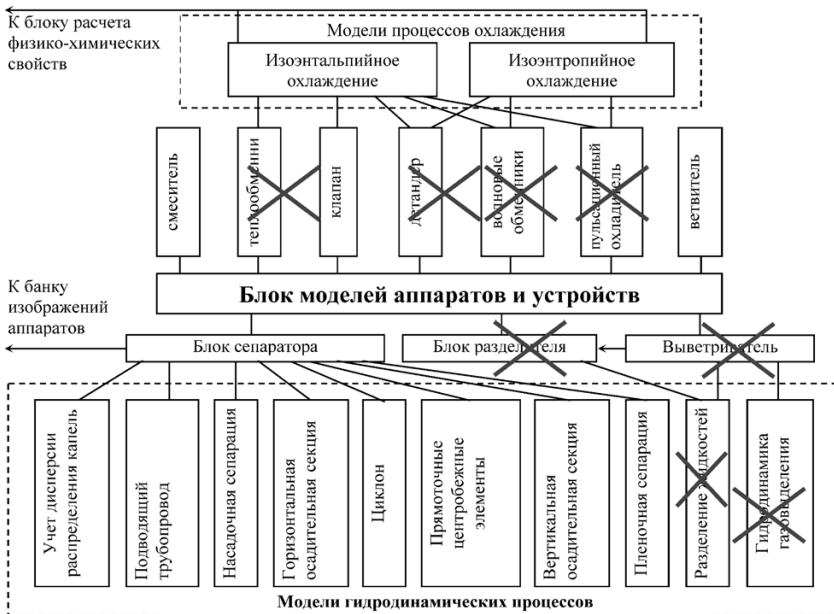


Рис. 2. Структурная схема блока моделей аппаратов и устройств динамической моделирующей системы.

Коэффициент эффективности (КПД) η определяется:

$$\eta = 1 - G_{\text{ун}} / G_{\text{ж}}$$

где: $G_{\text{ун}}$ – расход унесенной газом жидкости;

$G_{\text{ж}}$ – расход жидкости в смеси на входе.

Для расчета материального баланса и составов потоков с учетом эффективности работы оборудования (КПД) были выведены специальные уравнения.

Уравнения расходов газа $G_{\text{г}}$ и жидкости $G_{\text{ж}}$ для газосепарации :

$$G_{\text{г}} = G_{\text{вх}} (1 + \eta (w - 1))$$

$$G_{\text{ж}} = \eta (1 - w) \cdot G_{\text{вх}}$$

где: $G_{\text{вх}}$ – расход смеси на входе сепаратора;

w – мольная доля отгона газа из смеси.

Составы газа $y(i)$ и жидкости $x(i)$ для каждого из компонентов i в случае газосепарации определяются по выражениям:

$$x(i) = \eta(i) / [w \cdot (k(i) - 1) + 1];$$

$$y(i) = \frac{\eta(i) [k(i) \cdot w + (1-w)(1-\eta)]}{[1 + \eta(w - 1)] [w (k(i) - 1) + 1]}$$

где: $k(i)$ – константа фазового равновесия;

$\eta(i)$ – содержание в смеси компонента i .



Для вычисления КПД каскада сепараторов и многоэлементных сепараторов выведено уравнение:

$$\eta_{\text{общ}} = \eta_1 + \eta_2 \cdot (1 - \eta_1) + \eta_3 \cdot (1 - \eta_1) \cdot (1 - \eta_2) + \dots + \eta_n \cdot (1 - \eta_1) \cdot (1 - \eta_2) \cdot (1 - \eta_{n-1}) \quad (6)$$

где n – число ступеней (элементов) сепарации.

Уравнения являются основой для построения динамических моделей аппаратов.

Разработанная динамическая моделирующая система позволяет учесть неидеальность работы массообменного оборудования путем определения эффективности его работы (КПД) и соответствующей корректировки расходов, составов и качественных показателей потоков газа.

Несмотря на широкие возможности динамической моделирующей системы и моделирующих систем, они сложны в использовании. Фактически правильно пользоваться ими могут подготовленные специалисты с хорошими знаниями химии, термодинамики, технологии производства. Кроме того, они требуют для расчетов много данных, включая точные составы исходных потоков. Поэтому, такие моделирующие системы нашли применение только в крупных проектных институтах.

В связи с вышеизложенным, был предложен **комбинированный (упрощенный метод) определения точки росы**. Суть предлагаемого комбинированного метода заключается в корректировке полученных посредством прямых измерений достоверных значений точки росы, снятых в ключевых точках системы по специальным зависимостям, которые учитывают влияние изменения давления и эффективность сепарации.

Путем проведения расчетов с использованием элементов разработанной динамической моделирующей системы с небольшой последующей обработкой результатов **для магистрального газопровода были получены зависимости между коэффициентом эффективности (КПД) сепаратора, давлением в газопроводе и точкой росы газа, подаваемого в газопровод и далее транспортируемого до потребителей (рис. 3)**. Для повышения точности на разработанной динамической моделирующей системе представленные зависимости могут быть быстро построены и для определенных объектов и участков газопровода.

Для простоты использования взаимосвязь вышеперечисленных параметров представлена в виде изобар, связывающих указанные параметры. Каждая из изобар соответствует определенному давлению в газопроводе ($P_{\text{газ}}$), которое выражается в долях от давления при котором было проведено предыдущее измерение точки росы газа ($P_{\text{исх}}$).

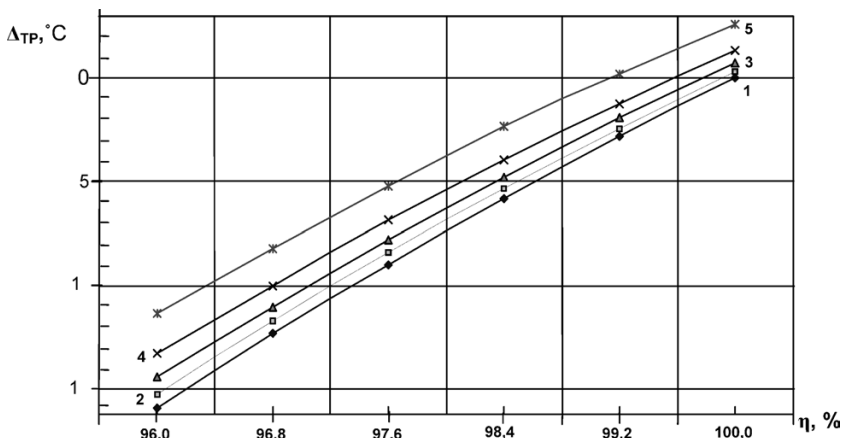


Рис. 3. Зависимость точки росы газа от КПД сепаратора и давления в магистральном газопроводе: 1– Rгаз=0,7Рисх; 2– Rгаз=0,9Рисх; 3– Rгаз=0,8Рисх; 4– Rгаз=0,7 Рисх; 5 – Rгаз=0,6Рисх.

Само значение точки росы определяется по формуле:

$$t_{r.p.} = t_{r.p. \text{ исх}} + \Delta TP, \tag{7}$$

где: $t_{r.p.}$ - температура измеряемой точки росы газа;

$t_{r.p. \text{ исх.}}$ - температура известной точки росы газа.

В силу влияния на значение точки росы большого комплекса физико-химических, технологических и конструктивных параметров зависимости являются нелинейными.

Для определения изменения значений точки росы по данному методу

достаточно знать значение точки росы в какой либо начальной точке системы. Значения точки росы в других элементах системы или объекта определяются по графику с учетом эффективности находящейся между этими точками системы сепарации.

Таблица 1. Пример влияния на точку росы газа изменения давления при различных КПД сепарации

	Значения точки росы при коэффициентах понижения давления газа $R_{газ} = K * Рисх$						
Коэффициент понижения давления, K	0,9 90%	0,8 80%	0,7 70%	0,6 60%	0,5 50%	0,4 40%	0,3 30%
Изменение точки росы при КПД сепарации 100%, $\Delta TP, ^\circ C$	- 0,4	- 0,9	- 1,4	- 2,7	- 4,7	- 6,8	- 9,8
Изменение точки росы при КПД сепарации 99%, $\Delta TP, ^\circ C$	3,2	2,7	2,0	0,5	- 1,2	- 3,4	- 5,9



Таким образом, впервые:

получены уравнения материального баланса и составов потоков, учитывающих парожидкостное равновесие, эффективность и количество единиц (элементов) сепарации;

разработана динамическая моделирующая система, учитывающая гидродинамическую эффективность сепарации;

предложен простой метод определения точки росы на базе установленных зависимостей между изменением точки росы газа и давлением в газопроводе с учетом эффективности работы сепарационного оборудования.

ТЕХНОЛОГИЧЕСКАЯ СХЕМА ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА РЕГЕНЕРАЦИИ С ЦЕЛЬЮ ПОЛУЧЕНИЯ ТОВАРНОГО ГАЗА

Ю.В.Минеев

ООО «Астраханьгазпром»

Энергосбережение является актуальной проблемой в газовой промышленности. Одним из путей повышения эффективности установок переработки газа на Астраханском ГПЗ является рациональное использование газа регенерации на установке осушки и отбензинивания газа У-174/274.

На установку осушки газа предусмотрено несколько вариантов подачи газа регенерации: 1) газ регенерации после компримирования подается на установку очистки газа от сероводорода У-172; 2) после использования газ регенерации компримируется и подается в линию входа обессеренного газа на У-174; 3) при повышении давления в сепараторе В06 газ направляется на факел.

По проекту газ регенерации предусматривается подавать на установку очистки газа от кислых компонентов У-172. Газ регенерации подается в среднюю часть абсорбера под 24-ю тарелку с температурой 58° С, давлением 65 кг/см² и составляет 1,2% масс. от подаваемого на установку сырья. Подавать газ регенерации на повторную очистку не целесообразно, так как это влечет дополнительные экономические затраты. Увеличиваются затраты на электроэнергию (мощность электродвигателя центробежного компрессора 235 кВт), так как необходимо повысить давление газа регенерации с 60,7 до 65,0 кг/см² (проектный напор компрессора составляет 5,9 кг/см²). При увеличении загрузки установки У-172 по газу возрастает, соответственно, и расход раствора диэтанолamina. В целом увеличивается нагрузка на абсорбер по пару. Кроме того, после регенерации цеолита газ регенерации может содержать некоторое количество механических примесей (цеолитная пыль и крошка), которая при попадании в раствор диэтанолamina может вызывать процесс вспенивания. Поэтому подавать газ регенерации на повторную очистку для того, чтобы использовать его вновь, экономически и технологически не выгодно.

В связи с тем, что после регенерации цеолита в газе регенерации из-



меняется качественный и количественный состав, а именно: увеличивается содержание влаги, сероводорода и механических примесей, поэтому не целесообразно подавать его на вход установки У-174/274. Количество газа регенерации составляет около 10% масс. от количества газа, поступающего на установку осушки.

Самым рациональным использованием газа регенерации является повторная его осушка, очистка и подача на установку отбензинивания с получением товарного газа и углеводородов или подача его в топливную сеть завода. При подаче газа в установку отбензинивания температура точки росы газа должна составлять минус 50°C, а содержание сероводорода незначительное. Из-за высокой влажности газа регенерации в топливную сеть завода он может подаваться только в теплое время года, а в холодное время года перед подачей в топливную сеть его необходимо осушать. При подаче газа регенерации в топливную сеть завода к его качеству предъявляется ряд требований. По физико-химическим показателям природные, горючие газы для промышленного и коммунально-бытового назначения должны соответствовать требованиям ГОСТ 5542-87. Согласно ГОСТ массовая концентрация сероводорода должна быть не более 0,02 г/м³, массовая концентрация меркаптановой серы – не более 0,036 г/м³. Точка росы по влаге не выше минус 5°C, по углеводородам не более 0°C. В отдельных случаях, по согласованию с потребителем допускается подача газа для энергетических целей с более высоким содержанием сероводорода и меркаптановой серы.

В среднем состав газа регенерации по данным ЦЛ следующий: С₁ - 90,79%, С₂ - 3,91%, С₃ - 2%, С₄ - 0,84%, С₅ - 0,52%, С₆ - 0,35%, СО₂ – следы, N₂ - 1,59%, Н₂S - следы. Известно, что во время работы при адсорбции газов в адсорбенте накапливается кроме воды сероводород, меркаптаны, азот и углекислый газ. При десорбции воды эти газы выделяются и переходят в газ регенерации в первую очередь. Для выяснения состава газа регенерации по сероводороду и меркаптанам проводился его анализ в ЦЛ на установках У-174 и У-274. Наибольшее количество данных для сероводорода ниже нормы для топливного газа - 0,02 г/м³, а для меркаптанов ниже 0,036 г/м³. Но наблюдаются отдельные превышения содержания сероводорода и меркаптанов в газе регенерации на порядок в начальный период выхода газа регенерации из адсорбера. Это подтверждают специальные исследования при проведении анализа газа регенерации на установке У-274.. Период повышенного содержания кислых компонентов составляет около 20 мин, от 0,03-0,05 г/м³ через 10-15 мин выхода до 0,02 г/м³ через 20 мин. Через 30 мин регенерации адсорбента содержание сероводорода составляет 0,003-0,005 г/м³. Следует учесть, что при осушке газа регенерации содержание сероводорода должно снизиться. Поэтому имеется возможность подавать газ регенерации в топливную сеть. Для уменьшения попадания газа в топливную сеть можно сбрасывать газ на установку очистки и компримирования газа в течении 5-10 мин.

С целью исследования факторов, непосредственно влияющих на осушку газа, проведен анализ режимов работы установок У-174/274. На рис. 1 и 2



приведены графики суточной зависимости температуры и суммарного расхода газа регенерации У-274.

В результате анализа, режима работы установки осушки газа У-174/274 были определены технологические параметры процесса низкотемпературной осушки газа регенерации. Температура газа регенерации после сепаратора в зимний период составила 20-30 °С, в летний период - 30-70 °С. Суммарный расход газа регенерации на двух полулиниях У-174 составил 19-29 тыс. $\text{нм}^3/\text{ч}$, а на У-274 - 13-23 $\text{нм}^3/\text{ч}$. Влажность газа регенерации зависит от давления и температуры газа и составляет от 0,44 $\text{г}/\text{нм}^3$ при температуре 20 °С до 3,9 $\text{г}/\text{нм}^3$ при температуре 70 °С при давлении газа регенерации.

При разработке схем осушки газа регенерации необходимо, чтобы: установка должна быть достаточно простой; занимать малую площадь и иметь небольшой вес; потреблять небольшое количество электроэнергии и охлаждающей воды; надёжной при эксплуатации установки; быстро реагировать на пульсации расхода и температуры газа регенерации и сглаживать их; потреблять минимум метанола или лучше исключить его потребление; минимальное загрязнение окружающей среды; достаточное исследование способа, его применение в промышленности; возможно сочетание различных способов осушки. Нами рассмотрены способы осушки с использованием гликолей, адсорбцией, низкотемпературной сепарации и вымораживания.

Осушка газа с использованием гликолей идет при высоких температурах газа, однако наблюдается унос дорогостоящих гликолей и его накопление в трубопроводах топливного газа. Кроме этого необходима вакуумная установка для регенерации гликоля, поэтому целесообразно использовать его для осушки газа регенерации.

Наиболее эффективной и простой схемой является схема с детандером. На рис. 3 приведены результаты расчета возможного снижения температуры для метана при изоэнтальпическом расширении газа от перепада давления. Снижение температуры при имеющемся перепаде давления от 60 до 17 бар составляет 80 °С. Установка может работать без охладителей газа с температурой газа регенерации до 60 °С. Однако требуется использовать антигидратные жидкости: метанол или другие. В настоящее время нет надежных центробежных детандеров при работе с газом, содержащим жидкость. Использование винтового детандера на одном валу с винтовым компрессором позволит решить эту проблему. Винтовой детандер не чувствителен к попаданию капель жидкости в его полость расширения. Изготовить винтовой детандер с компрессором под силу отечественным машиностроительным заводам. При совместной работе с компрессором достигаются еще более низкие температура из-за снижения давления перед компрессором. Это позволит дополнительно извлекать ценные углеводородные газы.

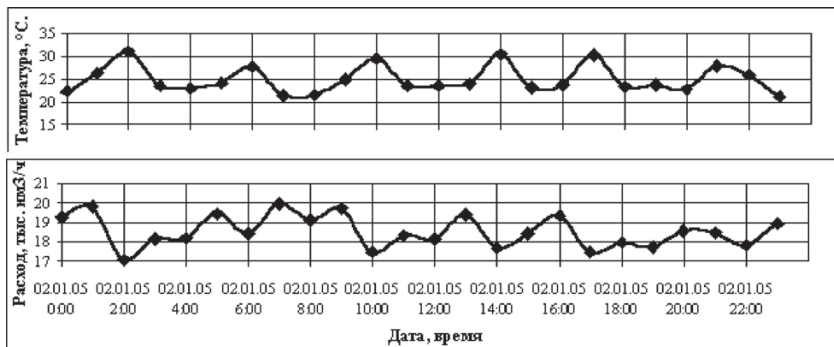


Рис. 1 Средняя температура после А03 /А13 и суммарный расход газа регенерации на 1-ой и 2-ой полулинии установки У-274 в январе 2005г

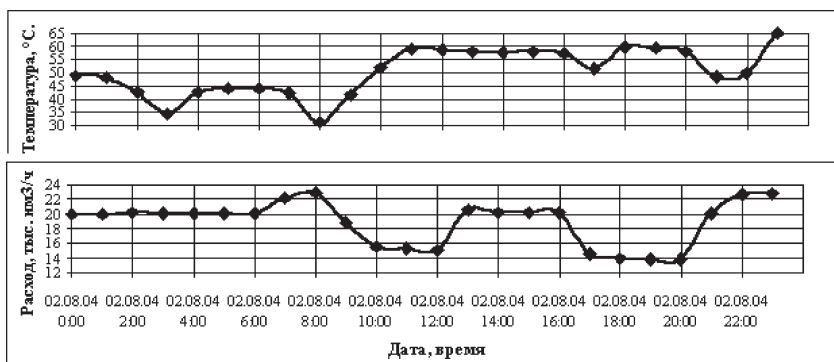


Рис. 2 Средняя температура после А03 /А13 и суммарный расход газа регенерации на 1-ой и 2-ой полулинии установки У-274 в августе 2005г.

Простой схемой, но менее эффективной является схема с дроссельным вентилем. На рис. 3 приведены результаты расчета возможного снижения температуры для метана при изохнтальпийном расширении газа от перепада давления в дроссельном вентиле. Снижение температуры при имеющемся перепаде давления от 60 до 17 бар и начальной температуре 20 °С составляет 17 °С. Дросселирующее устройство простое и компактное, но установка может работать только с дополнительными охладителями газа, имеющими большие габариты из-за низкого коэффициента теплопередачи. Требуется использовать антигидратные жидкости.

В настоящее время появились за рубежом установки осушки газа в сверхзвуковом сепараторе. Термодинамическое совершенство сверхзвукового сепаратора значительно меньше, чем в детандере, но выше чем в дроссельном вентиле. Газ расширяясь до сверхзвуковой скорости, очень быстро охлаждается до температур -40 °С, при этом конденсируются вода и углеводороды в



объеме в виде очень мелких капель жидкости, а затем поток закручивается при высоком центробежном ускорении. При этом капли отбрасываются к стенке сепаратора и коагулируют и выводятся на сепаратор. Основная часть потока в диффузоре сжимается. В сверхзвуковом сепараторе достигается хорошая осушка газа. В результате кратковременного охлаждения не успевают образовываться гидраты. И все же предусматривают нагреватели в сепараторе на случай образования гидратов. Отечественных промышленных сверхзвуковых сепараторов нет, поэтому требуется их разработка и испытание.

Вымораживание из газа гидратов с последующим их плавлением еще не отработано и требует значительных научных исследований.

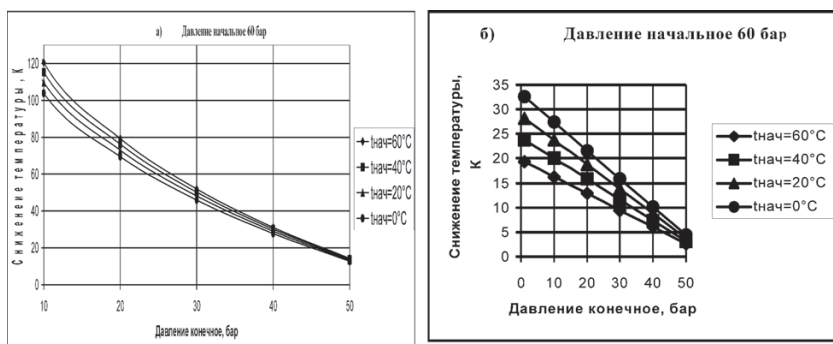


Рис. 3 Снижение температуры метана при различных перепадах давления: а) в детандере; б) в дроссельном вентиле

Простой и эффективной схемой является схема с охлаждением газа регенерации и последующей адсорбцией. Полученный газ можно использовать для получения товарного газа и ШФЛУ, возвращая его на установку отбензинивания газа, или подавать в топливную сеть. Вторичный газ регенерации, имеющий большую концентрацию сероводорода и меркаптанов, можно осушить и подавать в топливную сеть или сбрасывать на установку очистки и компримирования газа. Анализ показывает, что применение дополнительной адсорбции газа регенерации позволит уменьшить количество газа вторичной регенерации до 10% от основного газа регенерации. Вторичный газ регенерации с высоким содержанием сероводорода можно сбрасывать на установку очистки и компримирования газа полностью или частично с последующей осушкой низкотемпературной сепарацией и подачей в топливную сеть. Однако перед осушкой газ регенерации требуется охладить до температуры 25 °С водой и холодильной машиной или использовать холод, получаемый в установке отбензинивания газа.

Рассмотренные схемы осушки имеют как достоинства, так и недостатки, однако наиболее экономичной и эффективной является схема с охлаждением газа регенерации и последующей адсорбцией при использовании вторичного газа регенерации.



ОБОСНОВАНИЕ ЦЕЛЕСООБРАЗНОСТИ БУРЕНИЯ БНС НА БАШКИРСКИЙ ОБЪЕКТ РАЗРАБОТКИ

А.Г.Миннихметов

НГДУ «Киенгоп» ОАО «Удмуртнефть»

За 2005-2006 год по НГДУ «Киенгоп» на башкирский объект Киенгопской площади

Чутырско-Киенгопского месторождения пробурено 5 боковых наклонно-направленных стволов и 9 новых скважин. Средний дебит по пробуренным боковым стволам составил за 2006 год – 13 тонн/сутки, или 70% подтвержденности расчетных показателей. Для сравнения удельный эффект по новым скважинам выше на 4 тонны, подтвержденность составляет более 100%.

Что касается расположения скважин, то бурение боковых стволов в крайних зонах объекта оказалось наиболее оправданным. Это зоны со слабой выработкой запасов. Обводненность по БНСам в этих зонах находится в районе 30%. Обводненность по боковым стволам, пробуренным в центральных зонах, характеризующихся активной, но неравномерной выработкой запасов, составила от 60 до 70%.

В НГДУ «Киенгоп» сейчас бурение новых скважин ведется именно в крайних зонах. Что касается качества крепления – **плохое или частичное** сцепление цементного камня с колонной практически по всем БНСам. Почему это происходит? Факторов, способствующих этому много, но, основной фактор – толщина цементного камня за колонной. Бурение бокового ствола производится долотом диаметра 124мм. При хвостовике диаметром 102мм, толщина цементного камня составляет 11мм (Рис.1). Для сравнения – бурение под эксплуатационную колонну новой скважины бурение ведется долотом диаметра 216мм. При используемой 146мм колонне толщина цементного кольца составляет 35мм (Рис.1), т.е. втрое толще и надежнее чем в случае использования хвостовика.

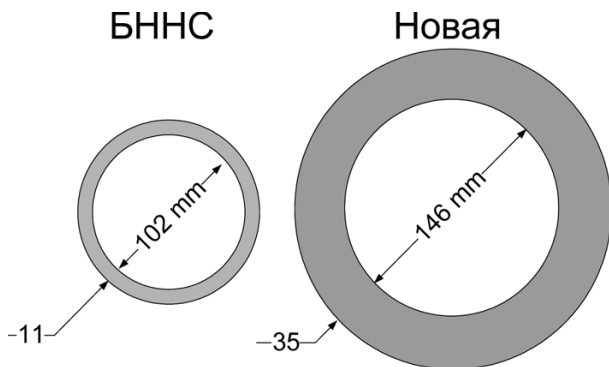


Рис.1 Диаметры колонн, стволов, толшины цементного камня



С целью увеличения толщины цементного кольца, и, соответственно, повышения надежности крепления колонны, а также с целью надежной посадки заколонного пакера проводят расширение пробуренного ствола с помощью специальных расширяющих долот. Но как показывает практика применение таких долот мало эффективно.

В результате работ, связанных с расширкой ствола, существенно возрастает время контакта бурового раствора с продуктивным пластом. Т.е. мы сначала вскрываем пласт долотом, а потом нам приходится расширять ствол, все это время буровой раствор контактирует с пластом, существенно снижая проницаемость призабойной зоны. Так по пробуренным боковым стволам это время составляет в среднем 13 дней. Для сравнения по новым скважинам это времякратно меньше – 3-4 дня.

Зарезка бокового ствола начинается с глубины около 900 метров. С отходом в среднем 200м на башкирский объект зенитный угол ствола должен доходить до 50-70 градусов с максимальным набором кривизны. При таком сложном профиле хвостовик просто «лежит» в стволе, как показано на рисунке 2. Применяемые центрирующие фонари при таком расположении хвостовика просто не помогают отцентрировать его относительно ствола. Как результат – в местах соприкосновения хвостовика с породой – отсутствует цементный камень – а это гарантия заколонных перетоков.

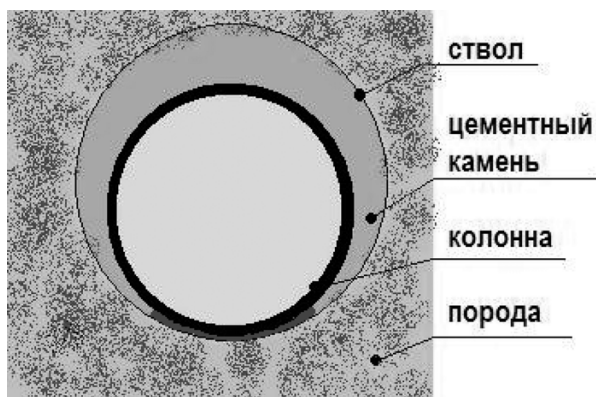


Рис.2 Схематическое изображение колонны БННС в стволе

Во всех Боковых стволах НГДУ «Киенгоп» перфорация проводилась кумулятивными бескорпусными перфораторами типа ЗПРК-54С и ПРК-54DN, обладающих высокой фугасностью. А это в свою очередь ведет к нарушению цементного камня и как следствие заколонным перетокам. Так же это может привести к авариям.



Ввиду того, что голова хвостовика начинается на глубине примерно 900 метров, спустить применяемое ГНО ниже этой глубины нет возможности, динамический уровень ниже 700-750 метров нет возможности опускать (Рис.3). Поэтому тот потенциал, который существует по боковым стволам – нет возможности (Табл.2).

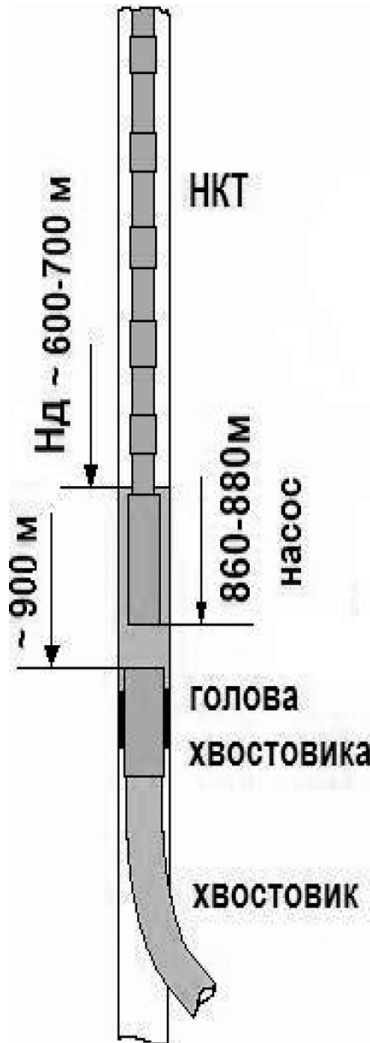


Рис.3 Схема ГНО в БНС



№ скв	Тип насоса	Н сп	Н д	Фактический режим				Расчёт геологического потенциала				
				Р заб	Q нефти	Q жидкости	Обводненность	Р заб	ИДН			
									Q ж	Q ж с поправкой на D э/к	Q н	Прирост Q н
м	м	атм	т/сут	м3/сут	%	атм	м3/сут	м3/сут	т/сут	т/сут		
208B2	НГН-2-56	865	643	86	14	24	35	27	62	43	36	22
258B1	НГН-2-43	1009	0,1	112	3	7	52	27	43	43	19	16
495B1	НН-2СП-57/32	886	750	65	15	24	30	21	37	37	23	8
785B1	НГН-2-56	860	600	84	6	26	75	23	57	57	13	7
790B1	ЭЦН-60-1200	877	760	74	7	31	73	24	59	59	14	7

Табл. Данные техрежима по БННС

Договорами на бурение резерв на дополнительные работы заложен в размере 350 тыс.рублей. По НГДУ “Киенгоп” дополнительные работы на бурение БНС составили около 14% стоимости основных работ - около 1,5 млн.рублей на скважину . Перечень дополнительных составили работы по расширке, добуриваюю, изоляции воды, геофизические работы. Стоимость БННС на 2007 год составляет 13,5 млн.рублей, новых скважин – 14 млн.руб. Если принять во внимание стоимость дополнительных работ, сопровождающих бурение боковых стволов, то можно подсчитать, что бурение БНС дороже, чем бурение новых скважин.

Если провести анализ технико-экономических показателей бурения новых скважин и БННС, то новые скважины наиболее выгодно смотрятся на фоне БНС

Рассмотрим пути повышения качества бурения боковых стволов. Что касается качества крепления хвостовика – необходимо сократить время первичного вскрытия, для этого необходимо использовать бицентричные долота. Для уменьшения детонации при вторичном вскрытии необходимо использовать ГМШП. Для качественного центрирования хвостовика относительно колонны необходимо использовать эффективные центраторы, в частности – жесткие. Что касается эксплуатации насосного оборудования, то необходимо найти и использовать оборудование, с внутренним диаметром менее 85мм для прохода его в хвостовике. Что касается стоимости, то стоимость, которая сопоставима со стоимостью новых скважин, необходимо снизить минимум на 30%.

Выводы

- Бурение новых скважин более эффективное вложение средств: Это и:
- Простота профиля скважины
- Качество крепления и перфорация
- Возможность проведения полноценных КРС
- Эксплуатация (ГНО, депрессия)
- Срок жизни скважины ~ 35лет



И при существующей стоимости зарезки боковых стволов имеет смысл временно отказаться от их бурения с заменой на бурение новых скважин. Это повысит эффективность бурения на нашем предприятии и в нашей компании.

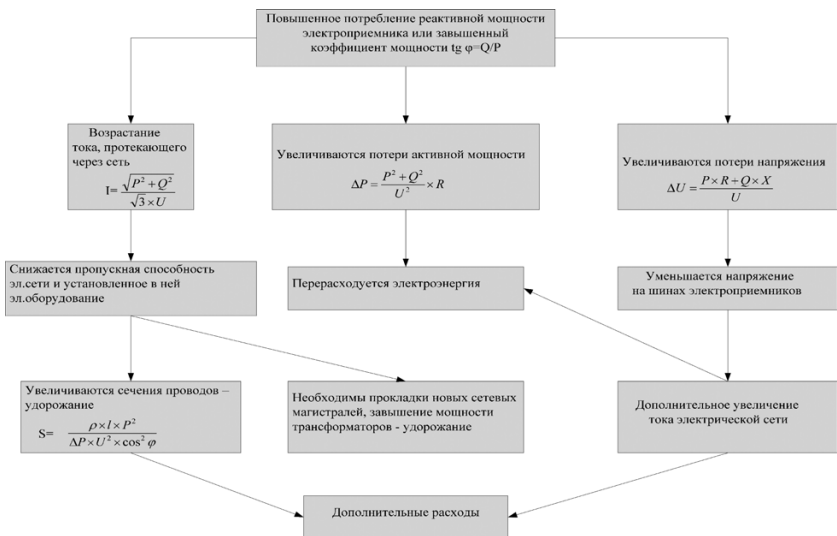
КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В СЕТЯХ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ КОЛИК – ЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НЕФТИ В ЦЕЛЯХ УМЕНЬШЕНИЯ ЗАТРАТ НА ЭЛЕКТРОЭНЕРГИЮ

А.А.Мищенко

ООО «Нижневартовскэнергонефть»

Одним из основных направлений сокращения потерь электроэнергии и повышения эффективности электроустановок промышленных предприятий является компенсация реактивной мощности с одновременным повышением качества электроэнергии непосредственно в сетях предприятий.

Компенсация реактивной мощности в настоящее время является немаловажным фактором, позволяющим решить вопрос энергосбережения. Большая загруженность сетей электроснабжения реактивной мощностью приводит к следующим проблемам:



Компенсация реактивной мощности – это одно из наиболее эффективных средств рационального использования.

В ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие» (ННП) доля электроэнергии занимает величину порядка 12% от себестоимости до-



бычи нефти, это достаточно веский аргумент, чтобы со всей серьезностью подойти к анализу и аудиту энергопотребления и выработки методики компенсации реактивной мощности. Кроме того, в связи с интенсивным ростом потребления электрической энергии, перегрузкой сетей электроснабжения на территории Тюменской области, на совещании в г.Сургуте в сентябре 2006 с представителями крупнейших потребителей ОАО «Тюменьэнерго» было принято решение: для уменьшения рисков, надежной и устойчивой работы энергосистемы, для подключения новых электроприемников – рекомендуется потребителям применение устройств компенсации реактивной мощности и работу электропринимающих устройств с коэффициентом мощности $\text{tg } \varphi = 0,2 - 0,1$.

В проекте все расчеты и обоснования приведены для Колик – Еганского месторождения ОАО «ННП». Здесь основными потребителями электроэнергии являются трансформаторы и электродвигатели, в которых при протекании тока в обмотках индуцируются реактивные ЭДС, обуславливающие сдвиг по фазе между током и напряжением – угол φ . Этот сдвиг по фазе увеличивается, а коэффициент мощности $\cos \varphi$ уменьшается при малой нагрузке этих потребителей. Например, если $\cos \varphi$ асинхронного двигателя (ПЭД) при номинальной нагрузке составляет где-то 0,8, то при малой нагрузке он может уменьшиться до 0,4 – 0,2. Мало нагруженные трансформаторы также имеют низкий $\cos \varphi$.

Основной причиной ненормированной загруженности электрических сетей в ОАО «ННП» является выбор погружных электродвигателей (ПЭД) с запасом по мощности до 30%. Этот запас необходим для возможности увеличения скорости вращения ЭЦН при помощи частотного регулирования, который не всегда используется и, как следствие, ПЭД работает с недогрузкой, а следовательно с низким коэффициентом мощности.

В проекте решаются следующие задачи:

1) Необходимость компенсации реактивной мощности (КРМ) – выполнение рекомендаций РАО ЕЭС России.

2) Расчет эл. нагрузок на Колик – Еганском м/р с целью выяснения коэффициента мощности и загруженности эл. сетей реактивной мощностью.

3) Выбор способа КРМ на Колик– Еганском м/р, который рассматривается в 4-х вариантах:

А) Использование устройств компенсации реактивной мощности (УКРМ)-0,4кВ непосредственно на КТПН-6/0,4кВ кустов добычи.

Б) Использование УКРМ-6кВ на ГПП 35/6кВ «Колик – Еган»

В) Использование синхронных двигателей (СД) 6кВ на БКНС-5, служащие для поддержания пластового давления, которые в режиме перевозбуждения способны генерировать реактивную мощность, величина которой определяется загрузкой СД по активной мощности

Г) При помощи УКРМ-6кВ на ПС35/6кВ «Колик – Еган» и переводе СД-6кВ в емкостной режим.

4) Техничко-экономическое обоснование рассматриваемых вариантов



КРМ

5) Применение УКРМ-6кВ на ПС-35/6кВ К-Е.

Цель проекта - показать экономический эффект, связанный с уменьшением затрат на эл. энергию за счет компенсации реактивной мощности.

Расчет эл. нагрузок показал, что сети Колик - Еганского м/р значительно загружены РМ и имеют неудовлетворительный $\cos \varphi$.

Были произведены расчеты по 4 вариантам компенсации реактивной мощности,

выбраны мощности компенсирующих устройств, проведены технико-экономическое сравнение и срок окупаемости каждого проекта. Выбран вариант комплексной компенсации реактивной мощности при помощи СД-6кВ на БКНС-5 и УКРМ-6кВ на ПС-35/6кВ «Колик - Еган» с наименьшим сроком окупаемости проекта 3,1 года позволяющий экономить 450000 рублей в год.

В настоящее время на Колик – Еганском м/р применяется именно такой способ компенсации - СД-6кВ на БКНС-5 переведены в емкостной режим ($\cos \varphi = 0,95$ емкость), а на ГПП 35/6кВ «Колик – Еган» установлены два УКРМ-6кВ мощностью 600кВар каждый.

Были проведены предпусковая ревизия данной установки, включение ее в работу и анализ полученных результатов:

График включения УКРМ в работу

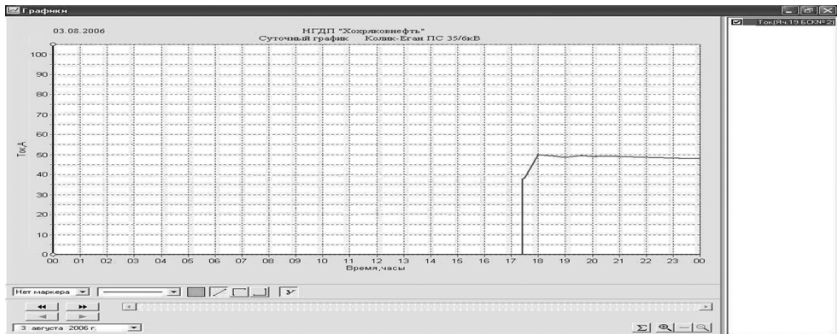




График токовой нагрузки на вводе 6кВ ПС-35/6кВ «Колик – Еган»

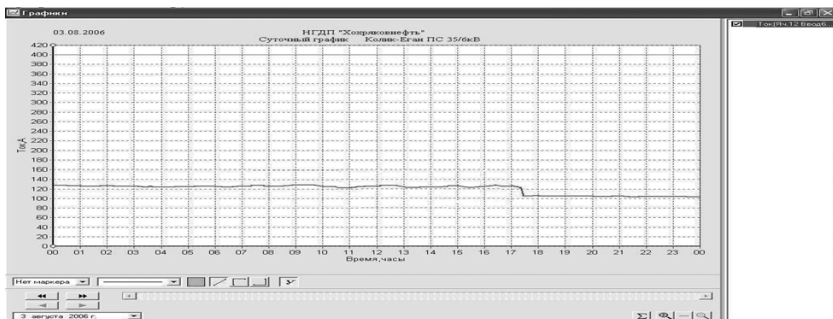


График напряжения на секции шин 6кВ ПС-35/6кВ «Колик – Еган»

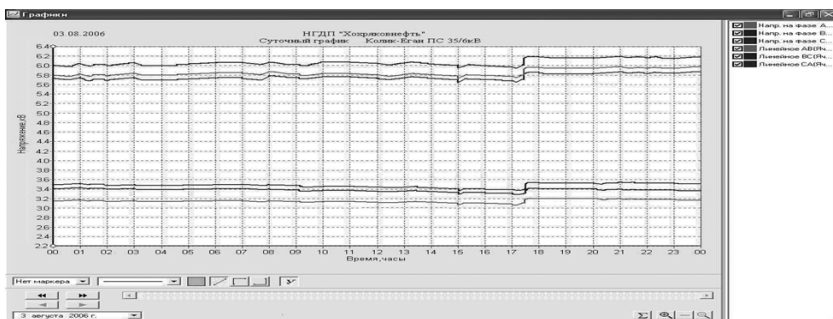
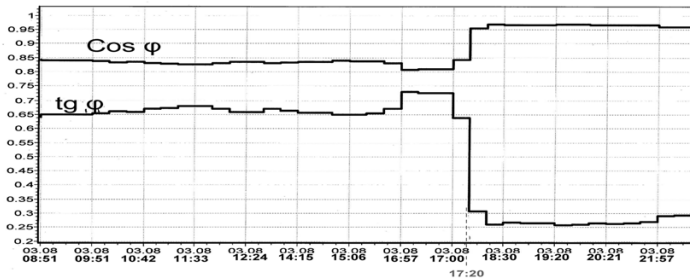


График коэффициента мощности на ПС-35/6кВ «Колик – Еган»

График коэффициента мощности по ПС 35/6кВ «Колик – Еган».





Как видно из графиков были достигнуты следующие результаты:

- 1) уменьшение токовой нагрузки на ГПП 35/6кВ «Колик – Еган» (можно подключить дополнительные производственные мощности).
- 2) увеличение и стабилизация напряжения на секциях шин 6кВ
- 3) коэффициент реактивной мощности $\text{tg } \varphi = 0,25$, что практически удовлетворяет рекомендациям РАО ЕЭС России.

В настоящее время в электрических сетях появилась значительная доля нелинейных потребителей (станции управления с частотным регулированием ЭЦН, устройства плавного пуска электродвигателей, регуляторы напряжения, компьютерная техника), являющимися источниками высокочастотных гармоник. Эти гармоники отрицательно влияют на конденсаторные установки, ограничивая их срок службы, а также искажающих синусоидальность напряжения, что является одним из показателей качества электроэнергии. Для решения этой проблемы был рассмотрен вопрос по внедрению фильтрокомпенсирующих конденсаторных установок. Фильтрокомпенсирующие конденсаторные установки позволяют одновременно осуществлять компенсацию реактивной мощности и подавление присутствующих в сети гармоник. Это позволяет добиться таких показателей как энергосбережение и повышение качества электроэнергии.

РЕАЛИЗАЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОГО УПРАВЛЕНИЯ ПРОЦЕССОМ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ СЛОЖНОЙ СИСТЕМЫ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ТРУБОПРОВОДОВ В ИНФОРМАЦИОННОМ ПРОСТРАНСТВЕ ПРЕДПРИЯТИЯ

Г.С.Мырзин, Е.Р. Мошев

Пермский государственный технический университет

Технологические трубопроводы являются одними из самых металлоемких и ответственных конструкций, которые в значительной мере определяют безопасность и эффективность функционирования предприятий нефтеперерабатывающей, нефтехимической, химической и других отраслей промышленности. Процесс обеспечения безопасной эксплуатации трубопроводов включает проведение регламентированного комплекса работ технического обслуживания, в которых участвуют как службы предприятия, так и сторонние организации. Работы технического обслуживания сопровождаются большим количеством вспомогательных операций, которые отнимают очень много времени, так как выполняются преимущественно вручную или с использованием разрозненных программных средств. Последнее обстоятельство обусловлено тем, что в предшествующие годы разработчики программного обеспечения уделяли большее внимание созданию программных средств, направленных на решение задач проектирования, а не эксплуатации трубопроводов. Кроме того, проведение работ технического обслуживания осложняется наличием большого и стареющего парка трубопроводов, что обуславливает рост таких



составляющих технического обслуживания как ревизия, диагностирование и ремонт.

Одним из путей решения вышеуказанных проблем является использование специализированного программного средства (ПС), предназначенного для автоматизации и информационной поддержки процесса технического обслуживания, а также управления ремонтными работами сложной трубопроводной системы в информационном пространстве предприятия.

ПС позволяет решать следующие задачи:

- формирование и ведение базы данных паспортно-технической информации по трубопроводам предприятия;
- контроль технологических и конструкционных параметров технологических трубопроводов на соответствие требований нормативно-технической документации;
- определение вида и прогнозирование технического состояния трубопровода;
- планирование ревизий, испытаний, ремонтов и диагностирований по результатам прогнозирования технического состояния;
- построение изометрических схем трубопроводов;
- подбор и расчет тепловой изоляции;
- формирование технологической карты ремонта (выбор электродов и режимов сварки);
- формирование типовых отчетов и бланков;
- передача данных в другие программные продукты (SAP R/3, СТАРТ);
- представление структурированной информации по трубопроводам;
- автоматизация вспомогательных операций, связанных с поиском, анализом и обработкой технической информации.

Потенциальные пользователи ПС:

- лица ответственные за безопасную эксплуатацию трубопроводов;
- специалисты технического надзора и службы главного механика предприятия;
- специалисты проектно-конструкторского отдела;
- специалисты Ростехнадзора и экспертных организаций.

В основу ПС положена математическая модель сложной трубопроводной системы крупного предприятия, на основе которой впоследствии разработана структурная схема ПС.

Структурная схема (рис. 1) состоит из следующих подсистем: информационно-модельной, управления ремонтами, хранения данных, подготовки технической документации, обмена информацией с внешними системами.

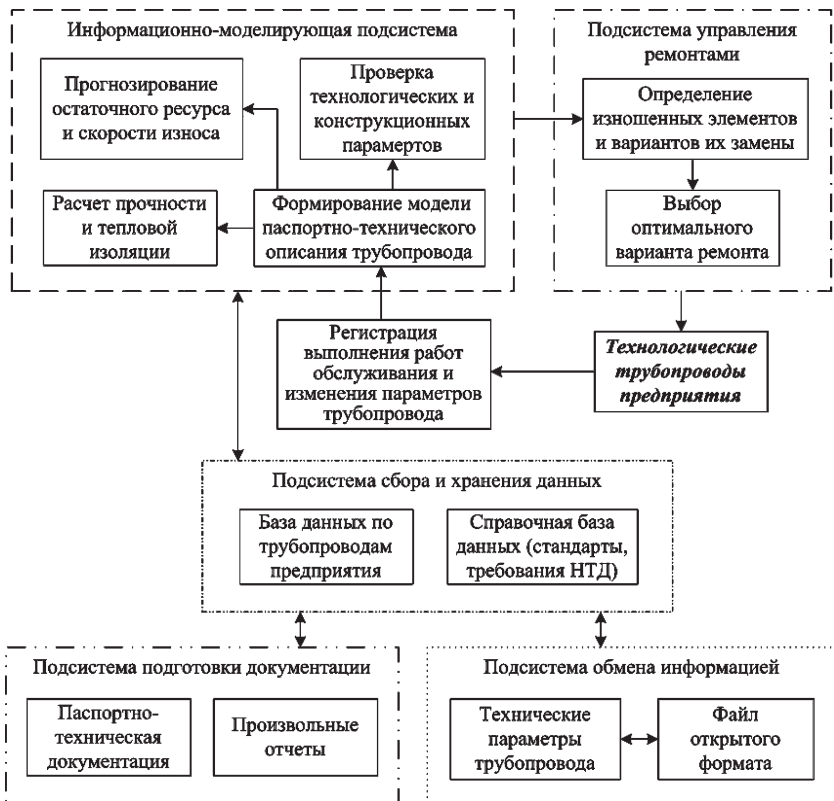


Рис. 1. Принципиальная структурная схема ПС

Приведем краткое описание информационно-модельной подсистемы, которая является основной в ПС. Данная подсистема предназначена для формирования, дополнения и корректировки модели трубопроводной системы в соответствии с изменениями её технического состояния. Трубопроводы в подсистеме увязываются в единую систему с точки зрения организационно-технической структуры предприятия. По каждому трубопроводу в режиме диалога вносится технологическая, эксплуатационная и конструкционная информация. Последняя составляющая формируется в специализированном графическом редакторе в виде схемы трубопровода, состоящей из соединенных между собой элементов с соответствующими параметрами, и отображаемой во фронтальной изометрической или изометрической проекции. Графический редактор содержит двадцать пять типов условных обозначений элементов, не считая их модификаций. Для всех элементов существует возможность ввода посредством диалоговых окон информации о дате монтажа,



материальном исполнении, стандартах, конструктивных размерах, использованных теплоизоляционных материалах и параметрах паровой рубашки.

Дополнительно в информационно-модельной подсистеме в поверочном и оперативном режимах выполняется оценка соответствия основных технологических и конструктивных параметров трубопровода требованиям нормативно-технической документации для заданных рабочих условий. В поверочном режиме по ранее внесенной информации проводится проверка группы и категории трубопровода, давления испытаний, параметров элементов и формируется отчет по её результатам. Оперативный режим действует при выборе пользователем в графическом редакторе основных параметров новых элементов из нормативной базы данных и заключается в выделении цветом таких значений параметров, которые соответствуют требованиям безопасной эксплуатации.

Рассмотренное ПС внедрено на предприятии ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», его использование позволило сформировать базу данных по четырем тысячам трубопроводам, автоматизировать большую часть операций поиска и обработки технической информации, упростить операции анализа и прогнозирования технического состояния, уменьшить затраты на проведение ремонтных работ.

ПРИМЕНЕНИЕ ПРОТИВОТУРБУЛЕНТНОЙ ПРИСАДКИ ФИРМЫ «КОЛТЕК» ДЛЯ СНИЖЕНИЯ ГИДРАВЛИЧЕСКОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ И ВНУТРИТРУБНОГО ДАВЛЕНИЯ

М.А.Нужнов, В.В.Пшеничнов

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

Данная работа посвящена поиску альтернативного метода воздействия на транспортируемую жидкость для снижения внутритрубного давления в системе действующих внутрипромысловых трубопроводов СП «Овражное» - СП «Мирошники» - «ЦППН».

Эффект снижения гидравлического сопротивления турбулентного потока жидкости при введении малых добавок высокомолекулярных полимеров был открыт в 40-х годах прошлого столетия и получил название эффекта Томса.

С ростом концентрации эффект Томса усиливается и снижение сопротивления достигает своего максимума при некоторой оптимальной концентрации. Максимальное снижение сопротивления может достигать 60 – 80 %.

Использование высокомолекулярных полимеров – противотурбулентных присадок для увеличения пропускной способности трубопроводов, транспортирующих нефть или нефтепродукты, началось с 1970-х годов.

Использование противотурбулентной присадки на трубопроводном транспорте нефти и нефтепродуктов позволяет:



- увеличить пропускную способность трубопроводов без дополнительных капиталовложений на строительство лупингов или дополнительных станций и без увеличения рабочего давления на насосных станциях.

- снизить давление в трубопроводе при постоянном расходе и тем самым повысить эксплуатационную надежность линейной части, уменьшить аварийность и затраты на транспортировку нефти.

Противотурбулентные присадки представляют собой высокомолекулярные полимеры на основе поли α - олефинов. Они выпускаются в виде гелей или суспензий из-за особенности процесса растворения полимеров в нефти.

Противотурбулентные присадки не меняют физико-химические характеристики нефти и нефтепродуктов, не содержат поверхностно – активных веществ (ПАВ) и поэтому не адсорбируются на поверхности трубопроводов и другого оборудования, не оказывают негативного влияния на работу печей и двигателей. Они могут применяться совместно с ингибиторами коррозии и парафинообразования, депрессорными и антистатическими присадками и др.

Максимальный эффект от применения противотурбулентной присадки достигается при заполнении всего участка трубопровода нефтью, обработанной данным реагентом. При прекращении ввода присадки в поток происходит восстановление первоначального гидравлического сопротивления по мере того, как нефть, содержащая присадку, покидает трубопровод.

При прохождении нефти с противотурбулентной присадкой местных сопротивлений, магистральных насосов, перевальных точек и т.д. происходит механическое необратимое разрушение (деструкция) структуры потока. В этой связи, противотурбулентные присадки вводятся в поток на выходе насосной. На трубопроводах с несколькими насосными станциями противотурбулентная присадка вводится после каждой из них.

Несмотря на интенсивные исследования снижения гидравлического сопротивления в присутствии полимерных добавок, до сих пор отсутствует достаточно полная теория этого явления.

В последнее время предложена модель с флуктуационным слоем. Сущность этой модели в том, что при течении жидкости с присадкой вязкоупругие «капли» полимера, имеющие размеры на 3 - 4 порядка больше, чем молекулы растворителя, смешаются к стенке трубопровода. Здесь образуется специфический слой гидродинамически активного полимера, являющийся составной частью движущегося объема жидкости.

Опыт промышленного использования присадок разных производителей показал, что на величину снижения гидравлического сопротивления турбулентного потока нефти и нефтепродуктов и технико-экономические показатели применения присадки влияют следующие факторы:

- гидродинамический режим и конструктивные особенности трубопровода (шероховатость внутренней поверхности труб, наличие лупингов и других местных сопротивлений);

- эксплуатационные характеристики присадки (концентрация активного вещества в товарной форме присадки, кинетика растворения в нефтя-



ной системе, устойчивость против механической и термической деструкции, транспортно-складские характеристики и т.д.).

Для определения эффективности от применения противотурбулентных присадок на конкретных участках трубопроводного транспорта нефти необходимо проводить опытно-промышленные испытания.

Компания ЗАО «КОЛТЕК Интернэшнл» производит широкий перечень эффективных реагентов. Технологии компании «КОЛТЕК» нацелены на обеспечение потребностей предприятий нефтегазового комплекса России.

Компания «КОЛТЕК» предлагает противотурбулентную присадку «КОЛТЕК ПТН 3170» для снижения гидравлического сопротивления и внутритрубного давления.

Техническая характеристика противотурбулентной присадки «КОЛТЕК ПТН 3170».

Противотурбулентная присадка «КОЛТЕК ПТН 3170» производится в соответствии с действующими техническими условиями ТУ 0257-011-17423242-2005.

В зависимости от компонентного состава и температуры применения, присадка «КОЛТЕК ПТН 3170» производится двух марок: марка А и марка Б.

Основные физико-химические характеристики присадки приведены в таблице:

Показатели	Величина
Внешний вид	Вязкая жидкость
Цвет	От светло серого до бледно жёлтого
Плотность при t 20 $^{\circ}$ С, кг/м 3	От 840 до 1200
Температура вспышки (в закрытом тигле), $^{\circ}$ С не ниже	От +12 до +70
Температура застывания, $^{\circ}$ С не выше	От - 4 до - 25

В период с 21 июня по 4 июля 2006 года были проведены опытно-промышленные испытания партии отечественной противотурбулентной присадки «КОЛТЕК ПТН 3170» производства ЗАО «Колтек Интернешнл» по системе внутривнефтепроводов СП «Овражное» - СП «Мирошники» - «ЦППН» при транспортировке газожидкостной смеси ТПП «Котловнефтегаз» и ТПП «Жирновскнефтегаз».

Максимальное допустимое давление на выходе СП «Овражное» 3,92 МПа (40 кгс/см 2), а на СП «Мирошники» - 4,02 МПа (41 кгс/см 2).

Область применения противотурбулентной присадки – нефтепроводы с ограничением по давлению или по пропускной способности.



Целью проведения опытно-промышленных испытаний являлось оценка действия противотурбулентной присадки, на снижение гидравлического сопротивления в системе действующих промысловых нефтепроводов СП «Овражное» - СП «Мирошники» - «ЦППН».

Подача присадки производилась с помощью узла ввода, разработанного ЗАО «Колтек Интернешнл». Перекачка нефти производилась в соответствии с «Программой проведения опытно-промышленных испытаний противотурбулентной присадки в системе промысловых трубопроводов СП «Овражное» - СП «Мирошники» - «ЦППН».

Программа опытно-промышленных испытаний:

В связи со сложившейся спецификой технологии транспорта нефти опытно-промышленные испытания проводятся в два этапа: в начале на участке СП «Мирошники» - «ЦППН», а затем на участке СП «Овражное» - СП «Мирошники».

Этап 1. в период с 21.06.06 по 26.06.06 Участок СП «Мирошники» - «ЦППН». Определение качественной характеристики ПТП, т.е. определение потенциальной возможности применения присадки в условиях существующей технологии транспорта нефти.

Этап 2. в период с 28.06.06 по 04.07.06 Участок СП «Овражное» - СП «Мирошники» - «ЦППН». Определение степени влияния насосной и сепарационной техники на действие ПТП.

Изменения давлений на сборных пунктах, температуры нефти и её расхода производится штатными приборами, установленными на СП.

При снижении рабочего давления на насосной станции сборного пункта после выполнения работ по заполнению нефтепроводов, ответственными специалистами ТПП «Котовонефтегаз» принимается решение о сокращении числа работающих трубопроводов.

В процессе проведения испытаний ПТП ведётся контроль качества транспортируемой нефти.

Контролируемыми показателями являются: плотность (кг/м^3), вязкость (сСт), массовая доля воды (%), концентрация хлористых солей (мг/дм^3), массовая доля механических примесей (%).

На участке промысловых нефтепроводов СП «Мирошники» - ЦППН» обычно перекачка нефти осуществляется по трем промысловым нефтепроводам: Ш 273 мм, Ш 219 мм (новый) и Ш 219 мм (старый).

Подача противотурбулентной присадки «КОЛТЕК ПТН 3170» осуществлялась через задвижку № 72 в общий коллектор. В результате ввода присадки были перекрыты задвижки № 75 и 76, перекачка велась всего по одному нефтепроводу Ш 273 мм.

По завершению первого этапа испытаний ПТП на участке СП «Мирошники» - «ЦППН» установка ввода присадки перемещается на СП «Овражное» и проводятся работы на участке СП «Овражное» - СП «Мирошники» в выше изложенной последовательности и объёме.



На участке промысловых нефтепроводов СП «Овражное» - СП «Мирошники» перекачка нефти обычно осуществляется по четырём промысловым нефтепроводам: Ш 273 мм, Ш 159 мм, Ш 219 мм (новый) и Ш 219 мм (старый). Во время проведения опытно-промышленных испытаний были перекрыты все перемычки между действующими трубопроводами.

Подача противотурбулентной присадки «КОЛТЕК ПТН 3170» осуществлялась через задвижку № 147 в общий коллектор. В результате ввода присадки были отключены три из четырех нефтепроводов и транспортировка производилась по одному нефтепроводу Ш 273 мм.

Во время применения противотурбулентной присадки «КОЛТЕК ПТН 3170» производства ЗАО «Колтек Интернешнл», снижение рабочих давлений на насосных станциях нефтепроводов при сохранении пропускной способности составило:

- на участке СП «Мирошники» - «ЦППН»: с 3,6 МПа до 2,9 МПа;
- на участке СП «Овражное» - СП «Мирошники»: с 3,6 МПа до 3,0 МПа.

Эффективность присадки для трубопровода СП «Мирошники» - «ЦППН» составила 50,2 %, а для трубопровода СП «Овражное» - СП «Мирошники» - 38,9 %.

Выводы:

В ходе опытно-промышленной транспортировки газожидкостной смеси, обработанной отечественной противотурбулентной присадкой «КОЛТЕК ПТН 3170», по системе промысловых трубопроводов СП «Овражное» - СП «Мирошники» - «ЦППН» ТПП «Котовонефтегаз» было установлено следующее:

1. Возможность применения противотурбулентной присадки «КОЛТЕК ПТН 3170» в существующей технологии транспорта газожидкостной смеси.
2. Наблюдалось снижение рабочих давлений на насосных станциях нефтепроводов при сохранении пропускной способности.
3. Возможность снижения количества одновременно работающих промысловых нефтепроводов при поддержании давления не выше 3,8 МПа:
 - на участке СП «Мирошники» - «ЦППН» с трех нефтепроводов до одного;
 - на участке СП «Овражное» - СП «Мирошники» с четырёх нефтепроводов до одного.
4. Подтверждено отсутствие негативного влияния противотурбулентной присадки «КОЛТЕК ПТН 3170» на процесс подготовки нефти на ЦППН ТПП «Котовонефтегаз».

С 02. 04. 2007г. началось опытно-промышленное испытание противотурбулентной присадки «КОЛТЕК ПТН 310» на участке СП «Макаровский» - ДНС «Памятная».

Целью проведения опытно-промышленного испытания является установление возможности использования присадки в зимний период года, а так же



определение оптимальной дозировки присадки для обеспечения рабочего давления в нефтепроводе, не превышающем давления опресовки нефтепровода.

Результаты испытания на 07. 04. 2007г.:

- в ходе испытания была остановлена печь нагрева нефти на СП «Макаровский» ($T_{\text{жидк}}$ на выходе 21 °С);
- рабочие давление в коллекторах снижалось до 2,8 / 2,7 МПа при расходе присадки 9,5 кг/час;

В расчёте экономической эффективности учитывается и дополнительно получаемая товарная продукция ГПЗ от увеличения объёмов поставки газа за счёт снижения потребления газа на собственные технологические нужды (печи нагрева нефти), а также от снижения потребления электроэнергии.

ПРЕДЛОЖЕНИЕ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ МЕЖКОЛОННЫХ ПРОЯВЛЕНИЙ НА СКВАЖИНАХ АСТРАХАНСКОГО ГАЗОКОНДЕНСАТНОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.В.Пушкин

Филиал «Астраханьбургаз» ООО «Бургаз»

По состоянию скважин, находящихся на балансе ГПУ, имеют давление между 244,5 мм. технической и 177,8 мм. эксплуатационной колоннами. При этом наибольшее количество скважин с межколонным давлением. При существующих горно-геологических условиях и технологии строительства, цементирования, освоения и эксплуатации скважин на АГКМ, реальные каналы миграции пластового флюида в кольцевом пространстве образуются по следующим причинам:

- ♦ Падение парового давления тампонажной суспензии.
- ♦ Водоотделение в процессе гидратации.
- ♦ Усадка цементного камня в процессе твердения.
- ♦ Неполное замешение бурового раствора тампонажным.

Технические и механические воздействия на изоляционный комплекс, которые определяют образование каналов между цементным кольцом и обсадной колонной за счет создания дифференциальных давлений и напряжений, превышающих силу сцепления цементного камня с обсадными трубами и породой, или вызывающих деформацию обсадной трубы. Это опресовка обсадной колонны, перфорация эксплуатационной колонны, разбуривание цементного стакана, элементов оснастки, горных пород из-под обсадных колонн, аварийные работы по оборудованию пакера подземного оборудования и др. являются мощными факторами по механическому воздействию на обсадную колонну и на контактную зону цемент-колонна.

Применяемые тампонажные материалы и технология цементирования не могут предотвратить образование миграционных каналов в МКП и обеспе-



чить надежную герметичность, что в осложненных геологических условиях приводит к перетокам пластовых флюидов в вышележащие пласты и на дневную поверхность

Для предупреждения миграции пластового флюида по МКП перспективна следующая технология цементирования эксплуатационной колонны в две ступени с установкой муфты ступенчатого цементирования. Цементирование второй ступени произвести с установкой вязкоупругого герметизирующего состава (ВУГС). При этом ВУГС предотвращает флюидоперетоки.

По состоянию на 1 января 2000 года из 180 скважин, находящихся на балансе ГПУ ООО «Астраханьгазпром», 111 скважин, (что составляет 68,7%) имели давление между 244,5 мм технической и 177,8 мм эксплуатационной колоннами. При этом наибольшее количество скважин с межколонным давлением (МКД). Потенциально опасными в экологическом отношении являются скважины с наличием H_2Sb МКП.

При существующих горно-геологических условиях и технологии строительства, цементирования, освоения и эксплуатации скважин на АГКМ, реальные каналы миграции пластового флюида в кольцевом пространстве образуются по следующим причинам.

1. Падение порового давления тампонажной суспензии в процессе ее гидратации, что неизбежно приводит к депрессии на пласт. В результате происходит фильтрация пластового флюида по МКП.

2. Водоотделение в процессе гидратации из-за большого водосодержания тампонажной суспензии с образованием миграционных каналов.

Многочисленные стравливания МКД показывают, что флюид из МКП представлен первоначально водой затворения тампонажного раствора, в т. ч. на скважинах, при цементировании которых использовался пластифицированный тампонажный раствор.

3. Усадка цементного камня в процессе твердения, разрушение фильтрационной корки под действием контракционного отсасывания воды в цементный камень, физико-химическое взаимодействие тампонажного и не вытесненного бурового раствора. Минеральные вяжущие вещества цемента, применяемые при креплении скважин, являются усадочными материалами, т.е. их объем уменьшается при твердении без доступа воды извне. Даже расширяющиеся вяжущие при твердении без дополнительного поступления воды являются усадочными, хотя в меньшей степени. Установлено, что контролируемое расширение цемента посредством роста кристаллов способно герметизировать небольшие зазоры между цементным кольцом и обсадной колонной или породой, но вряд ли оно будет эффективным для герметизации крупных каналов, вызываемых миграцией пластовых флюидов. Большая часть расширения цемента происходит после начала миграции флюида, когда размер образовавшихся каналов просто слишком велик. Помимо этого, эти цементы подвергаются объемному расширению, но при этом проявляют химическую усадку и демонстрируют такое же падение гидростатического и порового давления, что и не расширяющиеся цементы. На скважинах АГКМ данное явление наиболее



сильно проявляется, т.к. цементный раствор твердеет в замкнутом пространстве без доступа воды на протяженном интервале МКП.

4. Неполное замешение бурового раствора тампонажным, что является одним из значимых факторов, влияющих на возникновение миграционных каналов.

5. Технические и механические воздействия на изоляционный комплекс, которые определяют образование каналов между цементным кольцом и обсадной колонной за счет создания дифференциальных давлений и напряжений, превышающих силы сцепления цементного камня с обсадными трубами и породой, или вызывающих деформацию обсадной трубы.

А) *Опрессовка обсадной колонны.* Лабораторные и промысловые исследования показали, что опрессовка обсадной колонны нарушает сформировавшееся в МКП цементное кольцо при одновременном снижении плотности контакта между цементным кольцом и обсадными трубами. При создании внутреннего избыточного давления в обсадной колонне, а вместе с ней и цементное кольцо деформируется в радиальном и осевом направлениях. После снятия избыточного давления деформации обсадной колонны становятся равными нулю. Цементный же камень, в отличие от стальной обсадной трубы, сочетает в себе упругие и вязкопластичные свойства. После снятия избыточного давления упругая деформация цементного камня исчезает, но пластическое смещение сохраняется, т.к. оно необратимо. Таким образом, между обсадной колонной и цементным камнем образуются микрозазоры, способствующие миграции пластового флюида.

Б) *Перфорация эксплуатационной колонны.* Имеются многочисленные исследования, убедительно доказывающие создание каналов перетока после перфорации по поверхности цементный камень-колонна. На АГКМ перфорация эксплуатационной колонны производится кумулятивными зарядами, спускаемыми в специальных корпусах (ПК-85, ПК-103) или лентах (ПКС-105). Использование зарядов ПКС-105 улучшает условия притока к забою за счет

большой пробивной способности, а также увеличивает воздействие на обсадную колонну. Это воздействие особенно значительно при срабатывании большого количества зарядов. Возникающая при этом ударная волна сильно встряхивает колонну, ухудшая качество сцепления цементного камня выше интервала перфорации.

В) *Процесс распаковки пакера подземного оборудования.* Образование вторичных путей перетока усиливает процесс подготовки к пакеровке подземного оборудования, заключающийся в интенсивной промывке, а затем замене бурового раствора на раствор ингибитора в метаноле, т.к. влияет на напряженность контакта, а также, особенно в зимнее время, на температурный режим скважины. Упругие деформации труб обсадных колонн ведут к отслоению и растрескиванию цементного камня, интенсивное его охлаждение дает толчок процессам перекристаллизации.

Г) *Разбуривание цементного стакана, элементов оснастки, горных пород из-под башмака обсадных колонн роторным способом, аварийные работы*



по обуиванию пакера подземного оборудования и др. являются мощными факторами по механическому воздействию на обсадную колонну и на контактную зону цемент-колонна.

Д) *Эксплуатация скважины.* Во время эксплуатации скважины система «обсадные трубы - цементный камень» подвергается большим знакопеременным нагрузкам. Нестабильная работа ГПЗ, техническое состояние скважин ведут к частому изменению режимов работы скважины, а это значит- к резким, значительным колебаниям температуры и давления, что вызывает образование миграционных каналов в МКП и изменение фазовых равновесий в структуре цементного камня.

Е) *Капитальный ремонт скважины.* Технологические операции, проводимые при капитальном ремонте скважин (глушение, закачка технологических жидкостей, установка цементных мостов, разбуривание цементных мостов и элементов подземного оборудования, ловильные работы и др.) способствуют образованию вторичных путей перетока в МКП.

Причины появления миграционных каналов и МКД на скважинах АГКМ подтверждаются результатами статистического анализа геолого-технологических условий и параметров строительства, цементирования, освоения, эксплуатации скважин и промыслового материала по состоянию МКП.

Технические и технологические мероприятия, применяемые при первичном цементировании эксплуатационных колонн (применение наружного обсадного пакера, расчетное ограничение подъема тампонажного раствора, применение различных способов цементирования, поддержание высокой репрессии на газонасыщенный и другие пласты с АВПД, добавки различных регуляторов технологических свойств тампонажного раствора, уменьшение диаметра эксплуатационной колонны и т.д.) не решили проблему предупреждения МКД.

Наиболее значимые факторы, определяющие возникновение МКД на скважинах АГКМ, для предупреждения межколонных проявлений предлагаются следующие рекомендации.

ПРЕДЛОЖЕНИЕ ПО ПРЕДУПРЕЖДЕНИЮ МЕЖКОЛОННЫХ ПРОЯВЛЕНИЙ НА СКВАЖИНАХ АГКМ

Применяемые тампонажные материалы и технология цементирования не могут предотвратить образования миграционных каналов в МКП и обеспечить надежную герметичность, что в осложненных геологических условиях приводит к перетокам пластовых флюидов в вышележащие пласты и на дневную поверхность.

На скважинах АГКМ слишком велика роль длительных воздействий повышенных температур и давлений, многократных остановок и связанных с этим значительных колебаний температур и давления различного рода мощных механических воздействий на обсадные колонны и на цементное кольцо.

Для предупреждения миграции пластового флюида по МКП перспектив-



на следующая технология цементирования эксплуатационной колонны (а.с. 1454952 E21B33/13, патент РФ 2018629 E21B33/13).

Цементирование эксплуатационной колонны произвести в две ступени с установкой муфты ступенчатого цементирования выше башмака 244,5 мм технической колонны.

Для цементирования нижней ступени эксплуатационной колонны использовать сероводородостойкий пластифицированный тампонажный материал на основе ШПЦС-120 с низкой фильтрацией и малым содержанием жидкой фазы (с учетом, что общий вес столба бурового и тампонажного растворов не вызовет поглощение продуктивного горизонта).

Цементирование второй ступени произвести с установкой вязкоупругого герметизирующего пакера высотой 100-150 м между тампонажными материалами первой и второй ступени. При цементировании второй ступени применять пластифицированный тампонажный материал высокой плотности с целью создания достаточного давления в вязкоупругом герметизирующем составе (ВУГС), равного или превышающего максимально ожидаемое пластовое давление.

В ходе исследований, проведенных на специально разработанной установке, выявлено, что высокой герметизирующей способностью (практически нулевая проницаемость цементного кольца) и стабильностью свойств при высоких температурах обладает ВУГС, состав которого, в массовых долях (%), указан ниже:

товарный восьмипроцентный полиакриламид (ПАА).....	20-3 0
хромпик.....	0.15-0.5
сернокислый алюминий.....	20-40
кольматант – наполнители	
немолотый кварцевый песок.....	5-10
диэтиленгликольазросил.....	1-1.5
вода.....	остальное

ВУГС в начальный период гидратации тампонажного материала вследствие своих упругих свойств воспринимает давление вышележащей тампонажной суспензии, сжимается и плотно прилегает к стенкам обсадной колонны. При этом создаются благоприятные условия для твердения верхней порции тампонажного раствора. Падение порового давления тампонажной суспензии в процессе ее гидратации компенсируется давлением в ВУГС и предотвращается депрессия на пласт и фильтрация пластового флюида по МКП.

В дальнейшем процессы, происходящие в цементном камне (усадка цементного камня, разрушение фильтрационной корки и т.д.) и механическое воздействие на обсадную колонну и цементное кольцо (опрессовка обсадной колонны, работа долотом, перфорация, создание избыточных давлений в затрубном пространстве, технологические операции при освоении, эксплуатации, капремонте и т.д.) приводят к неизбежному образованию каналов и контактной зоне. При этом ВУГС, обладая высоким давлением, реологиче-



скими и герметизирующими свойствами, проникает в образующиеся каналы и закупоривает их, предотвращая флюидоперетоки.

По мере закупоривания каналов давление в ВУГС может снижаться и в случае превышения пластового давления над давлением ВУГС, последний под действием пластового флюида, мигрирующего через цементный камень первой ступени, будет далее закупоривать образующиеся каналы и предотвращать дальнейшее продвижение флюида. ВУГС, обладая необходимыми технологическими параметрами (стабильность структурных свойств при высоких температурах, коррозионная стойкость в агрессивных средах, наличие наполнителей – кольматантов разного фракционного состава), сохраняет герметизирующие свойства в течение длительного времени.

В процессе эксплуатации скважины с течением времени прочность структуры ВУГС будет снижаться. При этом сохраняются благоприятные условия для работы изоляционного комплекса скважины. По мере уменьшения вязкости ВУГС (разрушение полимерного составляющего и оседание кварцевого песка) и превращения его в кремнезоль, создаются условия для более глубокого проникновения и кольматирования каналов. Малая вязкость, способность к фильтрации в низкопроницаемую и микропористую среду. Отсутствие седиментации позволяют кремнезолью работать как самостоятельный кольматирующий материал. Кремнезоль при контакте с цементным камнем постепенно превращается в Na-Ca гидросиликат, позволяя флюидопроводящим каналам с течением времени зарастиваться. Кроме того, создаются условия для дополнительного подвода жидкости к твердеющей системе. Доступ жидкости компенсирует контракционный дефицит объема и предотвращает усадку цементного камня в процессе продолжающейся его гидратации.

Выводы

Технические и технологические мероприятия, применяемые при первичном цементировании эксплуатационных колонн (применение наружного обсадного пакера, расчетное ограничение подъема тампонажного раствора, применение различных способов цементирования, поддержание высокой репрессии на газонасыщенный и другие пласты с АВПД, добавки различных регуляторов технологических свойств тампонажного раствора, уменьшение диаметра эксплуатационной колонны и т. д.) не решили проблему предупреждения МКД.

Применяемые тампонажные материалы и технология цементирования не могут предотвратить образования миграционных каналов в МКП и обеспечить надежную герметичность, что в осложненных геологических условиях приводит к перетокам пластовых флюидов в вышележащие пласты и на дневную поверхность.

В связи с этим предлагаемый ВУГС предотвратит миграцию пластового флюида по МКП и повысит срок эксплуатации скважины.



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЬТЕРНАТИВНОЙ ЭНЕРГЕТИКИ ДЛЯ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ ОБЪЕКТОВ ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖНЕВОЛЖСКНЕФТЬ»

А.И.Пшеничный, А.В.Глинянов, Ю.С.Текутова

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

В настоящее время в мировом масштабе актуальными являются проблемы экологической и энергетической безопасности и ограниченность природных ресурсов. Правительством РФ утверждена «Энергетическая стратегия России на период до 2020 года», в которой приоритетным направлением является использование нетрадиционных методов энергетики.

Ветровая энергия широко используется в странах, имеющих благоприятный ветровой климат, плоский рельеф и испытывающих недостаток в других природных энергетических ресурсах. К числу передовых стран по использованию ветровой энергии относятся, прежде всего, Германия, Дания, Испания, США.

В России за последние 5 лет построено и пушено в эксплуатацию несколько новых ветроэнергетических установок: в Башкирии, Калмыкии, в Калининградской области, в Мурманске, в Ростовской области.

Целью работы является:

обоснование эффективности использования на объектах Общества ветроэнергетических установок с целью получения альтернативного независимого источника энергии.

Для достижения данной цели необходимо решить ряд задач:

♦ сравнить затраты, связанные со строительством воздушных линий электропередач, применением ДЭС и внедрением ветроэнергетической установки;

♦ провести экономическую оценку использования ветроэнергетической установки на объектах Общества;

♦ проанализировать риски, связанные с внедрением ВЭУ.

В данной работе применение ветроэнергетической установки рассмотрено на экономическом сравнении возможных вариантов электроснабжения объекта «СКВ.6 Ольховская», расположенная в 10 км от СП «Кудиновка».

Для принятия управленческого решения необходимо построить дерево решений:

1 вариант. Существующий. В работе дизельная электростанция ДЭС-16.

2 вариант. Строительство ВЛ-6-кВ длиной 9 км на скважину.

3 вариант. Предлагаемый. Использование ветроэлектроустановки 15 кВт.

ВЭУ используется для обеспечения автономным питанием – электроэнергией – различных бытовых и специальных промышленных потребителей. Путем совместного использования нескольких установок можно обеспечить напряжением отдельные сборные пункты или месторождения.

ВЭУ состоит из: головки (генератора переменного тока, обтекателя, лопастей, поворотного устройства), мачты.



Форма выходного напряжения – модифицированная синусоида, что позволяет запускать электродвигатели (холодильники, глубинные электронасосы и т.д.).

Ветроэлектрический комплекс может включать в себя от одной до нескольких ветроустановок, работающих параллельно на общую аккумуляторную батарею и инвертор.

Вырабатываемое генератором напряжение через разъем, а потом по кабелю закрепленному к мачте, передается на блок автоматического управления и преобразования.

Блок управления и преобразования (инвертор) накапливает энергию, вырабатываемую ВЭУ в аккумуляторной батарее; преобразовывает накопленную энергию и стабилизирует ее.

Далее трехфазное переменное напряжение поступает на контроллер сети, который разработан и изготовлен таким образом, что позволяет подключать к своему входу любой источник электрической энергии (ВЭУ, солнечную батарею, электрическую сеть, т.д.) с диапазоном напряжения от 30 до 400 В.

ВЭУ выбирается в зависимости от энергопотребления объекта (в кВтч) и среднегодовой скорости ветра в районе сооружения ВЭУ. Потребление электроэнергии в месяц на объекте «скв.№6 Ольховская» составляет в настоящий момент около 3650 кВтч. Согласно природно-климатическим сведениям на строительство скважины № 6 «Ольховская», средняя скорость ветра составляет зимой 4-5 м/с, летом – 5-6 м/с, безветренных дней в году около 14%.

Выбор инвертора производится исходя из пиковой мощности энергопотребления стандартного напряжения. Как правило, мощность инвертора примерно равна расчетной мощности ВЭУ. Инвертор поддерживает необходимое напряжение и частоту на выходе. В случае отклонений частоты в пределах $\pm 5\%$ включается собственный генератор частоты, При отклонении напряжения подключаются аккумуляторные батареи.

Для достижения цели работы выполнен расчет эффективности обустройства скважины № 6 «Ольховская» по трем вариантам энергообеспечения.

При проведении расчетов приняты следующие допущения:

♦ расчеты проводились на шестилетний период (период 2007 – 2012 г.г.)
Срок службы ДЭС – 6 лет;

♦ в вариантах эксплуатации ДЭС и ВЭУ используется новый дизель - генератор;

♦ начало реализации проекта и начало добычи нефти и газа - 2-я половина 2007 г..

Показатели добычи за расчетный период составили 40 тыс.тонн нефти и 6,8 млн.куб.м попутного газа.

Затраты на приобретение ДЭС составят 270 тыс.руб. При реализации данного варианта эксплуатационные расходы на приобретение топлива составят 382,6 тыс.руб., зарплата операторов – 9.7 тыс.руб., ремонты и прочее – 10 тыс.руб. в год.

За период расчета чистый дисконтированный доход составил 50709 тыс.



руб.

В варианте строительства линии электропередач при обустройстве скважины № 6 «Ольховская» с использованием ВЭУ учтены инвестиционные расходы в размере 7200 тыс.руб. Годовые расходы, связанные с обслуживанием ВЛ составляют 315 тыс.руб.

По данному варианту чистый дисконтированный доход – 43022 тыс руб.

При оценке эффективности обустройства скважины № 6 «Ольховская» с использованием ВЭУ учтены инвестиционные расходы на приобретение ВЭУ в размере 986 тыс.руб. В данном случае ДЭС носит резервный характер использования на период безветренных дней. Операционные расходы по приобретению топлива, зарплате оператора и ремонтам запланированы на период работы ДЭС в год.

Чистый дисконтированный доход – 511767 тыс.руб.

При реализации данного варианта энергоснабжение объекта на период безветренных дней возможно реализовать за счет уже имеющейся в наличии ДЭС.

Реализация различных вариантов энергообеспечения сопряжена с рисками: производственными, технологическими, экономическими, экологическими.

Для варианта эксплуатации ВЭУ определена ожидаемая денежная стоимость (EMV) с предложением существования 10% вероятности, что количество безветренных дней будет 16% в год.

Проведенный экономический анализ, а также оценка рисков позволяет сделать вывод, что применение ВЭУ является экономически эффективным, менее затратным и менее рисковым вариантом по сравнению с другими вариантами энергообеспечения.

Большой экономический эффект от сокращения расходов возможно достичь при внедрении комплекса ВЭУ и применении данного способа энергоснабжения на скважинах, эксплуатируемых механическим способом.

ВЭУ целесообразно использовать при необходимости энергообеспечения на удаленных месторождениях и скважинах, а также при наличии риска неполучения спрогнозированного уровня добычи углеводородов.

МЕРОПРИЯТИЯ ПО ПОВЫШЕНИЮ РЕСУРСА НАСОСНЫХ ШТАНГ

Д.Ю.Ренев

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»

Целью настоящей работы является выявление причин повышенной обрывности штанг на предприятии ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь» и разработка мероприятий по ее снижению. Для этого проведен анализ характера и локализации разрушения штанг, оценен уровень коррозионно-усталостной прочности штанг, находящихся в эксплуатации, приведен расчет напряженно-



деформированного состояния колонны штанг и анализ ее нагруженности, и, на основании проведенных исследований, выработаны рекомендации по повышению коррозионно-усталостной прочности штанг и назначению оптимальных режимов работы установок.

Для исследования были представлены 63 штанги и 39 муфты, разрушенных во время эксплуатации.

Анализ типов изломов штанг и соединительных муфт показывает, что причиной их разрушений стала усталость металла, вызванная циклической нагрузкой. Характерным признаком усталостного разрушения является наличие в изломе двух зон - зоны распространения трещины усталости и зоны статического долома, когда действующая нагрузка вследствие уменьшения сечения становится разрушающей.

Признаками усталостного разрушения обладают все объекты, поступившие для исследования.

Особенностью усталостного разрушения является его избирательный характер и зависимость от многочисленных факторов.

Избирательный характер заключается в том, что усталостная трещина зарождается в наиболее нагруженном и слабом звене структуры металла или объекта. Развивается постепенно с ростом числа циклов нагружения и при достижении критического размера трещины происходит разрушение объекта.

Выявлены следующие характерные виды разрушения штанг:

- ◆ Типичная коррозионная усталость, обычно, с одним очагом зарождения трещины без интенсивного коррозионного повреждения поверхности. Как правило, наблюдается вблизи головок или центраторов.

- ◆ Коррозионная усталость в области интенсивного коррозионного повреждения поверхности.

- ◆ Усталостное разрушение в ниппеле по резьбе или галтели.

- ◆ Усталостное разрушение от металлургических, технологических или эксплуатационных дефектов.

Практически все разрушения муфт однотипны. Усталостная трещина зарождается от резьбы и развивается в поперечном направлении.

Таким образом, основной причиной выхода из строя основных элементов штанговой колонны является коррозионная усталость.

Большинство разрушившихся штанг изготовлены из сталей 15Х2ГМФ или 15Х2НМФ. Фактический состав по маркам сталей парка эксплуатируемых штанг установить не удалось.

Механические характеристики всех исследованных бывших в эксплуатации штанг, как разрушившихся, так и отобранных для ремонта, лежат в пределах требований ГОСТа для соответствующих марок сталей.

Характеристики сопротивления коррозионной усталости (ограниченный предел выносливости, определенный на базе 10⁷ циклов) для штанг из стали 15 Х2ГМФ, бывших в эксплуатации более 5 лет, составляет всего 60% от соответствующей характеристики новых штанг из этой же марки стали, изготов-



ленных ЗАО «Мотовилиханефтегазмаш». Уровень коррозионно-усталостной прочности этих штанг не может гарантированно обеспечить декларируемые ГОСТом значения допускаемых приведенных напряжений.

Металлографические исследования развития коррозионно-усталостного повреждения показали, что усталостное разрушение начинается в тонком приповерхностном слое штанги, структура и механические свойства которого существенно отличаются от структуры и свойств основного металла. Коррозионно-усталостная трещина зарождается в этом слое от какого-либо поверхностного дефекта (питтинга, язвы, структурной неоднородности, механического повреждения технологической или эксплуатационной природы и т.п.) медленно развивается до размеров т.н. инженерной трещины глубиной 0,5-1 мм, которая затем, относительно быстро развиваясь, приводит объект к разрушению.

Проведенные исследования дают основания считать, что существует уровень напряжений, значительно меньший ограниченного предела выносливости, при котором коррозионно-усталостные трещины не зарождаются.

Уточненный расчет штанговой колонны показывает, что существенное влияние на напряженно-деформированное состояние оказывают ее динамическое поведение (особенно при больших частотах качания) и кривизна скважины. Расчетные напряжения смогут превосходить значения, вычисленные принятыми в отрасли методами, в два и более раза и достигать предельных приведенных напряжений для соответствующей марки стали.

Возможные пути увеличения работоспособности штанговой колонны:

- ◆ снижение нагруженности штанг за счет оптимизации компоновки колонны, установки центраторов на участках с повышенной кривизной, рационального подбора оборудования и режимов его работы;
- ◆ повышение коррозионно-усталостной прочности штанг во время их ремонта за счет упрочнения поверхностного слоя.

Для шести многообрывных скважин проведены расчеты по оптимизации компоновки колонны и расстановке центраторов. Наибольший эффект по снижению расчетных напряжений в скважинах с большой кривизной дает рациональное расположение центраторов.

Обдувка дробью образцов из тела штанг, бывших в эксплуатации более 5 лет, значительно (более чем в два раза) повышает ограниченный предел выносливости, определенный в лабораторных условиях. Существует опасение, что из-за небольшой глубины упрочнения этим методом, меньшим толщины ослабленного приповерхностного слоя, в эксплуатационных условиях эффект упрочнения со временем может ослабевать.

Упрочнение поверхностного слоя обкаткой роликами значительно более эффективно с точки зрения повышения коррозионно-усталостной прочности. Упрочненные этим методом образцы штанг разрушить на имеющихся усталостных машинах не удается из-за перехода разрушения в захваты машины. Достигнутый уровень испытаний без разрушения дает оценку ограниченного предела выносливости не менее, чем в три раза больше исходного. При этом



глубина деформированного слоя, а, следовательно, и залегания благоприятных сжимающих напряжений составляет не менее 1,3 мм, что обеспечивает продолжительное сохранение эффекта метода упрочнения в эксплуатационных условиях.

Конструкция штанговых муфт, определяемая ГОСТом 13877-96, при выполнении всех требований, предъявляемых к ней, должна полностью обеспечить прочность штанговой колонны. Причиной их разрушения может быть сочетание следующих факторов: остаточные напряжения растяжения в канавках резьбы, наводимые при поверхностной закалке ТВЧ; случайная структура основного металла из-за использования в качестве заготовок катанных прутков стали 45 без последующей общей термообработки; изготовление резьбы методом нарезания без ее упрочнения; не обеспечение требования ГОСТа по перпендикулярности опорных торцов муфт оси резьбы. (В настоящее время ЗАО «Мотовилиханефтегазмаш» проводит мероприятия по устранению некоторых из этих причин).

На основании проведенных исследований разработаны следующие рекомендации:

1. Перед спуском колонн в скважину проводить уточненный динамический расчет и при необходимости вводить корректировку в компоновку колонны и использование штанг с центраторами.

2. Рассмотреть экономическую целесообразность организации ремонта штанг, бывших в эксплуатации не более 5 лет, путем обкатки их поверхности роликами или с использованием других методов поверхностного пластического деформирования эквивалентной эффективности.

3. Организовать входной контроль качества закупаемых муфт на соответствие ГОСТу 13877-96, особенно в части перпендикулярности торцов муфт к оси резьбы.

4. Инициировать введение в ГОСТ или в ТУ заводов-изготовителей требований к характеристикам коррозионно-усталостной прочности, определяемым по регламентированным этими документами методикам.

5. Провести сравнительные испытания новых штанг из различных марок сталей с целью отбора наиболее прочных.

МОДЕРНИЗАЦИЯ СРЕДСТВ КИП И А УСТАНОВОК А-35-11/300, АЧ-35-11/600. СОЗДАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СХЕМЫ ПРИГОТОВЛЕНИЯ И ДОЗИРОВАНИЯ ХЛОРООРГАНИКИ И ВОДЫ НА УСТАНОВКАХ А-35-11/300 И АЧ-35-11/600 НА БАЗЕ СУЩЕСТВУЮЩИХ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ И ПАЗ

А.Р. Сагиян, А.Ф. Силкин

ОАО «Саратовский НПЗ»

Факторами успеха любой компании является максимизация: физических объемов продаж, прибыли, рентабельности инвестиций, ценности для



акционером, стоимостных объемов продаж.

Цели и задачи проекта:

- ◆ Повысить уровень безопасности производства.
- ◆ Увеличить прибыль предприятия и компании в целом.
- ◆ Повысить уровень автоматизации производства
- ◆ Повысить эффективность эксплуатации катализаторов риформинга
- ◆ Увеличить межрегенерационный цикл эксплуатации катализаторов риформинга
- ◆ Снизить уровень вредного воздействия.

Результаты реализации проекта:

- ◆ Повышение уровня безопасности на установках риформингов.
- ◆ Повышение надежности работы оборудования.
- ◆ Повышение уровня автоматизации на установках риформингов.
- ◆ Снижение рисков, связанных с отказом оборудования.
- ◆ Повышение возможности оперативного обмена информацией.
- ◆ Уменьшение трудозатрат по обслуживанию оборудования.
- ◆ Уменьшение влияния «человеческого фактора».
- ◆ Увеличение межрегенерационного цикла работы катализаторов риформинга.
- ◆ Повышение эффективности эксплуатации катализаторов.
- ◆ Снижение уровня вредного воздействия на окружающую среду.
- ◆ Увеличение срока службы катализаторов.
- ◆ Повышение прибыли.

Подход к реализации проекта:

На данный момент на установке Л-35-11/300 имеется система управления и ПАЗ, но установка автоматизирована не полностью. Имеется устаревшее шитовое оборудование, при помощи которого контролируется и ведется часть технологического процесса.

При реализации проекта предлагается:

На установке Л-35-11/300 расширить имеющуюся систему управления (PCY) и систему противоаварийной защиты (ПАЗ).

На установке ЛЧ-35-11/600 внедрить современную систему управления (PCY) и расширить существующую систему противоаварийной защиты (ПАЗ).

Подход к реализации проекта следующий:

Проект предлагается реализовать в два этапа: первый этап – автоматизация схем подачи четыреххлористого углерода (ЧХУ) на Л-35-11/300 и ЛЧ-35-11/600, второй этап – полная модернизация средств КИП и А на установках Л-35-11/300 и ЛЧ-35-11/600. Для этого необходимо дополнить имеющееся оборудование КИП и А дополнительными средствами измерения и автоматики.



Анализ уровня автоматизации установок:

Существующая система управления и ПАЗ на А-35-11/300 и АЧ-35-11/600 имеет общую «информационную мощность» 437 сигналов ввода/вывода. После реализации первого этапа проекта это значение увеличиться до 749, а после реализации проекта полностью (1 и 2 этап) количество сигналов ввода/вывода достигнет значение 1666.

Автоматизация узла приготовления и подачи ЧХУ (четырёххлористого углерода):

Оптимальное содержание хлора в катализаторе зависит от условий эксплуатации. Однако, в период пуска и эксплуатации установок происходит перераспределение и удаление хлора с поверхности катализатора. Главная причина – наличие в системе риформинга воды, которая является конкурентом хлора при адсорбции на поверхности катализатора (оксида алюминия). Изменяя соотношение воды и хлороводорода в газовой фазе, можно регулировать содержание хлора на поверхности катализатора. Также на содержание хлора в катализаторе влияет температура.

Из-за этого при эксплуатации требуется постоянная компенсация потери хлора катализатором. Для его компенсации смонтирована схема подачи хлорорганического соединения в систему риформинга. В ходе процесса хлорорганическое соединение разлагается с образованием хлороводорода, который восстанавливает вытесненный хлор с поверхности катализатора.

Для восстановления хлора на поверхности катализатора в систему риформинга подается хлорорганические соединения по входам в реактора с помощью специального узла.

Существующая схема подачи ЧХУ имеет следующие недостатки:

Во-первых, при засоре фильтра прекращается подача хлорорганики в систему и чистка его невозможна без остановки узла, предлагается смонтировать дополнительный фильтр.

Во-вторых, существующая схема позволяет одновременно подавать хлорорганическое соединение на входы реакторов Р-2,3,4, при этом количество поданного раствора в каждый реактор определить сложно и расчет ведется примерно по ушедшему уровню раствора из емкости Е-1 или Е-2 и в то же время температура окружающей среды влияет на температуру раствора и, соответственно, на его объем и, как следствие, на уровень в Е-1 или Е-2. Также при эксплуатации данной схемы возможен поднос механических примесей к дозирующим насосам и уменьшения расхода в любой из реакторов. При существующей технике расчета определить в какой из реакторов прекратилась подача раствора или снизился расход раствора не возможно без последовательного отключения. Поэтому, предлагается установка расходчиков (ротаметры, способные измерять малые расходы) на линиях подачи хлорорганики в реактора.

Для сбалансированной работы данной схемы предлагается полностью автоматизировать данный узел, заменив запорную арматуру на арматуру с



электроприводом.

В-третьих, предлагается установить электродвигатели с дополнительными блоками частотного регулирования на каждую из головок насосов дозаторов, для этого устанавливается запорная арматура с электроприводом на каждую головку. Для измерения расхода ЧХУ в реакторы предлагается применить приборы ротаметры.

В-четвертых, для приготовления растворов хлорорганики используется стабильный катализат, являющийся готовым продуктом установки. Предлагается заменить его на стабильный гидрогенизат, являющийся сырьем блока риформинга.

В-пятых, место ввода хлорорганических соединений в систему риформинга находится в непосредственной близости к реактору, тем самым возможно неравномерное распределение хлорорганики по периферии катализатора. Предлагается перенести точки ввода хлорорганики в реакторы на следующие места : в Р-2 перед входом в печь П-1 , в Р-3 на выходе из Р-2, в Р-4 на выходе из Р-3, тем самым произойдет лучшее смешивание газопродуктовой смеси с хлорорганикой и, как следствие, более равномерное распределение хлора по периферии катализатора.

Недостатки узла подачи хлорорганики на установке ЛЧ-35-11/600 идентичны установке Л-35-11/300, поэтому предлагается применить схему на установке ЛЧ-35-11/600 , аналогичную схеме на установке Л-35-11/300.

Срок окупаемости проекта:

Дополнительная прибыль -39 млн.руб./год, которая получится от реализации только первого этапа проекта будет достаточна, чтобы окупить проект целиком менее, чем за два года. При этом общий объем инвестиций в проект – 72 млн.руб.

ЗАЩИТА ПЛАСТА АВ 1 (1-2) «РЯБЧИК» ОТ МЕХАНИЧЕСКИХ ПРИМЕСЕЙ И НЕФТЕПРОДУКТОВ БОЛЕЕ КАЧЕСТВЕННО ПОДГОТОВЛЕННОЙ ПОДТОВАРНОЙ ВОДОЙ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ КИН С 0,22 ДО 0,36

Э.М. Салиев

ОАО «Самотлорнефтегаз» ОАО «ТНК-ВР»

Самотлорское месторождение одно из самых крупных нефтегазоконденсатных месторождений в мире.

Возрастающий объем геолого–промысловой информации о месторождении способствует выработке дополнительных предложений и решений, направленных на ускорение темпов разработки неохваченных на предыдущих этапах площадей.

Сегодняшний этап развития Самотлорского месторождения характеризуется реализацией новых масштабных проектов, одним из которых является



разработка Усть –Вахской площади.

В связи со значительным содержанием пласта АВ1 (1-2) (62%) (рис.1) на Усть-Вахской площади и низкой проницаемости этого пласта (33,4 мДарсн) (таблица№1) существует необходимость пересмотра системы подготовки воды и зачатки ее в пласт.

На первом этапе (до ввода КНС-41) разработки Усть – Вахской площади поддержание пластового давления осуществляется по схеме: водозаборная скважина – фильтр – нагнетательная скважина (рис.2). После запуска КНС-41 подтоварная вода будет поступать с КСП-9 на Усть – Вахскую площадь. Содержание ТВВ в подтоварной воде 26-80 мг/л, нефтепродуктов 25-40 мг/л.

Нормы по пласту АВ1 (1-2) составляют не более 0,5 мг/л ТВВ и не более 5 мг/л нефтепродуктов.

В рамках программы по подготовке пластовой жидкости, для ее дальнейшей зачатки на поддержание пластового давления в целях реализации проекта разработки коллектора «Рябчик» пласта АВ1 (1-2) Усть – Вахской площади, было рассмотрено предложение ряда компаний и отобраны две компании (НТК «МНГК» и «Alderley Ltd») для дальнейшей проработки.

Первая компания провела промышленные испытания различных способов очистки подтоварной воды на КСП-9 ЦППН-5 ОАО «Самотлорнефтегаз» и разработала фильтрационное оборудование, позволяющее получить подтоварную воду с содержанием ТВВ и нефтепродуктов до 5 мг/л, которое пока ещё нигде не использовалось (Рис.3).

Вторая компания предлагает фильтрационное оборудование, позволяющее получить подтоварную воду с ТВВ и нефтепродуктов до 1,5 мг/л (Рис.4).

После тщательной проработки предлагаемых вариантов предпочтение было отдано компании «Alderley Ltd», поскольку они являются известным поставщиком услуг в области проектирования систем водоочистки, а также поставщиком соответствующего оборудования, включая ВР и позволяющее не только максимально использовать существующую инфраструктуру, но и получить большой дебит нефти (таблица№2) по сравнению с оборудованием НТК «МНГК, а соответственно и больший экономический эффект - 70 713 828 т.рублей за 15 лет.

Данный проект актуален не только на Усть–Вахской площади Самотлорского месторождения, но и на тех месторождениях, где ведется или собирается вести промышленная эксплуатация пластов с низкой проницаемостью.



Рис.1 - Геологический разрез и характеристики пластов группы АВ
геологические запасы уточненные

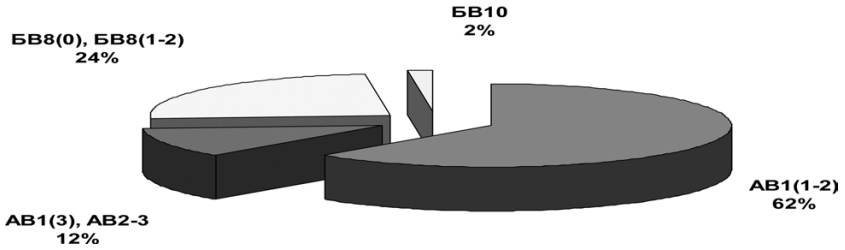


Таблица №1

Пласт	размеры залежи, км	высота залежи, м	эффект. толщина, м	средняя н/н толщина, м	проницаемость, мДарси	Пористость, %
АВ1(1-2)	6 × 19	56,6	17,3	15,4	33,4	24,1
АВ1(3)	5 × 9,75	33	11,2	9,6	245	26,2
АВ2-3	1,6 × 4	18	15,4	3,5	282,7	26,2

Рис.2 Схема поддержания пластового давления на первом этапе (до ввода в эксплуатацию КНС) разработки Усть-Вахской площади

водозаборная скважина – фильтр – нагнетательная скважина.

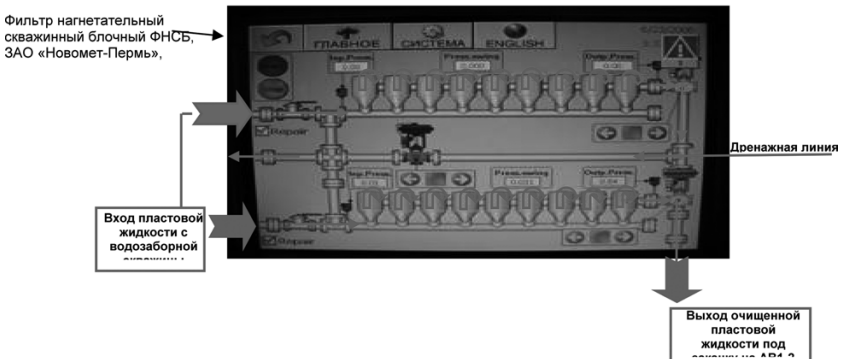
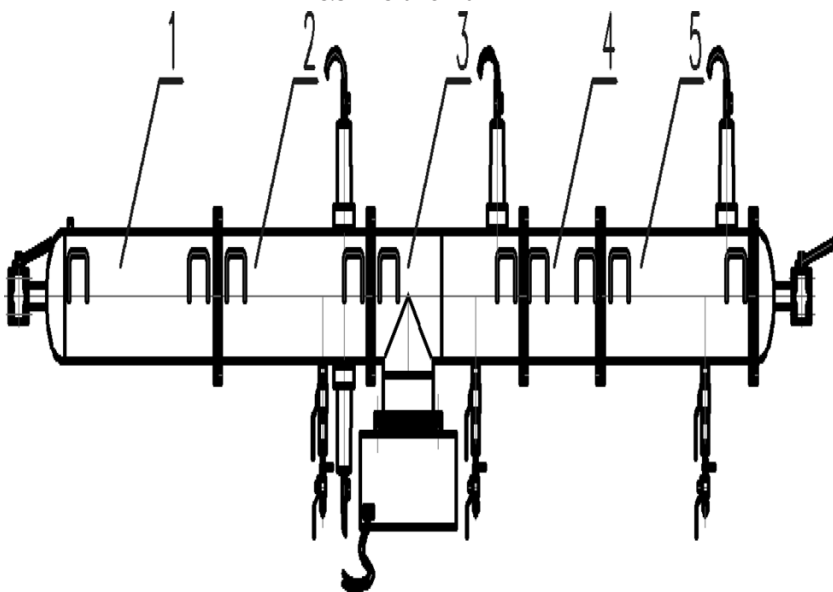




Рис.3 –Установка МНГК



Конструкция установки МНГК:

- 1 – Блок коалесцирующих насадок (предназначен для подбора эффективного типа и конструкции осадителей); 2, 5 – Блоки отстаивания с увелительными прозрачными колпаками и пробоотборниками; 3 – Блок виброакустического воздействия; (предназначен для ускорения процесса массопереноса и слипания капель нефти); 4 – Фильтрационный блок для тонкой очистки воды.

Рис.4 - Система очистки компании «Alderley»

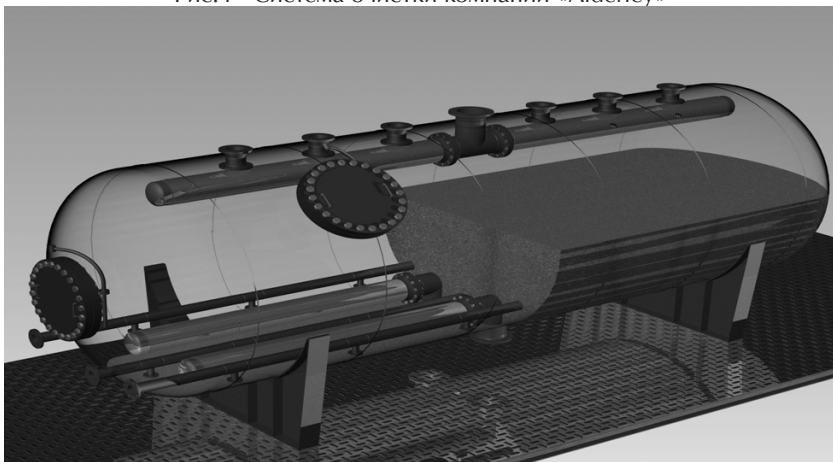


Таблица N^o2 –Зависимость дебита нефти от качества подтоварной воды

Дебит нефти			
Качество воды	20 мг/л	10 мг/л	0,5 мг/л
Год	Ст.м3/д	Ст.м3/д	Ст.м3/д
1	114,57	114,57	114,57
2	52,61	53,18	55,44
3	46,88	49,27	58,82
4	41,65	45,11	58,98
5	36,11	40,35	57,34
6	30,62	35,54	55,20
7	25,82	31,30	53,22
8	21,96	27,80	51,16
9	19,41	25,09	47,80
10	17,88	22,87	42,86
11	17,31	21,22	36,85
12	17,60	19,95	29,36
13	18,03	19,08	23,25
14	19,03	18,98	18,76
15	19,95	19,31	16,73
Σ	499,43	543,61	720,35

ВЫСОКОПРОЧНОЕ КОРРОЗИОННОСТОЙКОЕ ПОКРЫТИЕ ДЛЯ ЭФФЕКТИВНОЙ ЗАЩИТЫ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Р.И.Сапелкин, С.И.Матренинский, Ю.М.Борисов

ООО «Газпром добыча Ямбург»

Работа посвящена проблеме защиты стальных трубопроводов, эксплуатирующихся в условиях «Крайнего Севера». Суровые климатические и неблагоприятные инженерно – геологические условия этого региона заставляют предъявлять повышенные требования к защитным покрытиям эксплуатируемых сооружений. Особенно остро в настоящее время стоит проблема защиты от коррозионного разрушения магистрального трубопроводного транспорта, протяжённость которого в ОАО «Газпром» составляет более 180 тысяч километров, а основные газотранспортные артерии берут своё начало и имеют



наибольшую протяжённость в северных широтах. Доля технологических отказов по причине коррозионного разрушения металла составляет 30%. По результатам диагностики в среднем на 100 километров газопроводов приходится 4 стресс – коррозионных дефекта. Каждый из этих дефектов – потенциальное место возникновения аварии. Средний ущерб от одной аварии на магистральном газопроводе 45,6 млн. \$. Для решения проблемы стресс - коррозионного разрушения в ОАО «Газпром» ежегодно ремонтируется 2000 – 3000 километров магистральных газопроводов. Производится переизоляция покрытия в трассовых или заводских условиях, а также, по результатам диагностики, замена непригодных для дальнейшей эксплуатации участков труб на трубы с заводской изоляцией.

В настоящее время для защиты трубного металла широкое распространение получили многослойные антикоррозийные покрытия. Такие покрытия имеют небольшой температурный диапазон эксплуатации и сложную технологическую схему нанесения, что сказывается на себестоимости продукции. Для их производства необходимо импортное сырьё. Соответственно, достаточно сложен и трудоёмок ремонт таких покрытий в условиях трассы. Таким образом, существует необходимость совершенствования имеющихся и разработки новых эффективных покрытий, универсально – стойких к воздействию среды эксплуатации.

В Воронежском Государственном архитектурно–строительном университете на основе синтетического каучука получен композиционный материал – «каутон», обладающий уникальным сочетанием физико-механических характеристик и универсальной химической стойкостью (табл. 1,2).

Каутон получают вулканизацией каучуковой мастики, при следующем соотношении компонентов, мас. %:

Низкомолекулярный олигодиен 8 – 11	Сера 3 – 6,5
Тиурам 0,3 – 0,7	Окись цинка 1,5 – 5,0
Окись кальция 0,3 – 0,6	Заполнитель остальное

В качестве наполнителя применена зола – унос Воронежской ТЭС, что не только решает экологические проблемы, связанные с её утилизацией, но и снижает стоимость материала.

В настоящее время продолжают исследования по оптимизации состава материала на основе полибутадиенового каучука и разработка технологии устройства высокопрочных коррозионностойких покрытий стальных трубопроводов, которые были бы эффективны для эксплуатации в условиях Крайнего Севера.

Цель разработки: Разработка технологии устройства эффективных защитных покрытий стальных трубопроводов, эксплуатирующихся в суровых условиях Крайнего Севера, с оптимизацией состава композиционного материала покрытия и установлением рациональных режимов внесения тепловой энергии при его структурообразовании.

Ожидаемые результаты:



- Повышение надёжности и безаварийности трубопроводного транспорта.
- Природоохранный эффект, обусловленный возможностью заполнения до 85% композита промышленными отходами.
- Ежегодный экономический эффект при использовании предлагаемой каучуковой мастики в качестве материала защитного покрытия магистральных трубопроводов ОАО «Газпром», только при ремонте составит более 160 млн.\$. Ниже приведён расчёт экономического эффекта:

Материал покрытия	Длина ежегодно ремонтируемого участка, км	Средний диаметр труб, мм	Площадь ежегодно ремонтируемого участка, м ²	Средняя цена материала покрытия, \$/м ²	Стоимость материала покрытия, \$	Экономический эффект, \$
Используемые материалы	3000	1420	13376400	14	\$187 269 600	\$160 516 800
Каучуковая мастика	3000	1420	13376400	2	\$26 752 800	

- Научно – технический эффект за счёт использования принципиально нового способа устройства универсальностойкого защитного покрытия трубного металла.
- Упрощение существующих заводских технологических линий нанесения покрытий металлических труб, т.к. не требуется специальной обработки металла и устройства дополнительной защиты от механических повреждений самого покрытия.

1. Состояние работы:

- Лабораторно получен состав каучуковой мастики удобоукладываемой консистенции , при вулканизации которой на стальной поверхности формируется покрытие , обладающее сочетанием высоких прочностных и эксплуатационных характеристик.
- Определены технологические режимы структурообразования каучуковой мастики, при внесении тепловой энергии с помощью индукционного нагревателя.
- Проведены эксперименты по определению физико–механических и эксплуатационных характеристик покрытия на основе низкомолекулярного олигодиена .

- Сделано заключение о прогнозируемом сроке полезного использования покрытия на основе низкомолекулярного олигодиена.

2. Сравнительные технико-экономические показатели с зарубежными аналогами.

По совокупности физико-механических, химических и технологических характеристик покрытие на основе низкомолекулярного олигодиена находится на уровне применяемых в настоящее время защитных покрытий, а по ряду параметров превосходит их . Материал является универсально – химически стойким, гидрофобным диэлектриком, при этом обладающим высокими прочностными характеристиками. Значение среднего коэффициента линейного



теплового расширения каутона $\alpha=1,35 \times 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$ находится на уровне КТЛР стали $1,25 \times 10^{-5} \text{ 1/}^\circ\text{C}$, что предотвращает разрушение материала покрытия при температурном расширении стали. Стоимость 1 м^2 материала покрытия 2\$, минус стоимость утилизации промышленных отходов, что значительно дешевле используемых в настоящее время зарубежных материалов (Табл. 3).

3. Область применения:

Устройство универсальных защитных покрытий стальных трубопроводов. Покрытие особенно эффективно при защите трубопроводов, имеющих подземный способ прокладки в заболоченных почвах и при эксплуатации в условиях низких температур, т.к. его материал практически гидрофобен и до 25% увеличивает прочностные характеристики при отрицательных температурах.

Таблица 1 - Физико-механические характеристики каутонов

Прочность при сжатии, МПа	60...110
Прочность при растяжении, МПа	8...20
Модуль упругости, $\times 10^4$ МПа	2,0...3,5
Коэффициент длительности при сжатии	0,77...0,78
Коэффициент Пуассона	0,18...0,35
Теплостойкость,	90...100
Морозостойкость, число циклов замораживания – оттаивания, не менее	500
Истираемость, г/см ²	0,15...0,3
Водопоглощение, мас. %	0,05
Усадка, мм/м	0,17...0,21

Таблица 2. Коэффициенты химической стойкости каутона.

Вид агрессивной среды	Через 1 год экспонирования	Прогнозируемый через 10 лет
20 %-ный раствор серной кислоты	0,95	0,95
3 %-ный раствор азотной кислоты	0,8	0,7
10 %-ный раствор лимонной кислоты	0,9	0,8
20 %-ный раствор едкого натрия	0,95	0,95
10 %-ный раствор едкого калия	0,8	0,65
Насыщенный раствор хлористого натрия	0,9	0,8
Дизельное топливо	0,95	0,95
Вода	1	0,99



Таблица 3 - Сравнение технико-экономических показателей покрытия на основе низкомолекулярного олигодиена с использованиемми аналогами

№ п/п	Наименование покрытия	Адгезионная прочность при сдвиге, Н/см ²	Прочность на растяжение, МПа	Катодное отслаивание, мм радиус	Поглощение влаги, %	Температурный диапазон эксплуатации, оС		Адгезия к стали, МПа	Переходное сопротивление после 100 суток старения в 3%-ом р-ре NaCl при 80оС, Ом/м ²	Морозостойкость, циклов замораживания - оттаивания	Срок полезной эксплуатации, лет	КТЛР, 1/оС	Цена, \$/м ²	Примечания
						от	до							
1	<i>Покрытие на основе олигодиена</i>	1020	21	5	0,05	-80	110	19	10 ¹⁰	500	30	1,35x10 ⁵	2	<i>При эксплуатации в условиях низких температур увеличивается физико-механическая надежность покрытия до 25%</i>
2	Самура мажикетта GTS-65	245	24	3	0,05	-32	65							
3	Самура жидкое эпоксицианное покрытие НВЕ-95			3	0,1		95	13,9						Нижняя механическая прочность
4	3М Scotchcode жидкое полиуретановое покрытие		32	8			65	15	2x10 ⁹		30		25	Слабая водостойкость
5	"Вилру" двухслойное антикоррозийное покрытие		12		5	-40	60	7	10 ⁶		20			Слабая водостойкость, разрушение при низких температурах
6	Карбофлекс напыляемое покрытие на основе полимочевина		12		5		60	7	10 ⁷					Слабая водостойкость
7	Заводское полиуретановое покрытие на основе импортных компонентов		15		0,05		40					1,3x10 ⁻⁴	20	Не может использоваться под открытым небом, т.к. не терпит УФ излучения



ИСПОЛЬЗОВАНИЕ АЛЮМОСИЛИКАТНЫХ ОТХОДОВ НЕФТЕПЕРЕРАБАТЫВАЮЩЕГО ЗАВОДА В ТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ СТОЧНЫХ ВОД

И.В. Стрепетов, А.С. Лучин

ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»

При переработке нефти широко используют способность некоторых естественных глин, синтетических алюмосиликатов, силикагеля, алюмогеля и других веществ адсорбировать на своей поверхности различные компоненты и примеси. Упомянутые вещества являются полярными адсорбентами, их молекулы состоят, в основном, из оксидов кремния и алюминия. Отсюда и название – алюмосиликатные материалы.

Основные направления использования отработанных алюмосиликатных материалов представлены в таблице 1.

Таблица 1.

Основные направления использования алюмосиликатных материалов в технологии очистки сточных вод

№	Материал	Использование в технологии очистки сточных вод
1	Отработанные глинистые материалы	Отработанную глину обжигают и затем используют для очистки воды от эмульгированной в ней нефти. Толщина фильтрующего слоя глины составляет 20-25 см. Глинистые гранулы укладывают на поддерживающие слои гравия. Общая высота фильтрующей загрузки – 1,0-1,4 м.
2	Алюмосиликатные катализаторы каталитического крекинга	Для активизации кокса, отложенного на алюмосиликатных катализаторах крекинга, отработанные катализаторы предварительно обрабатывают раствором каустической соды. Подготовленный таким образом отработанный алюмосиликат эффективно удаляет ноны тяжелых металлов (меди, кадмия, хрома) из сточных вод
3	Отработанная в процессах очистки смазочных масел глина	Глина, предварительно карбонизированная при 400-500 °С в течение 6 ч, используется для улавливания ионов ртути
4	Отработанные материалы на основе перлита	Для осветления вод, доочистки сточных вод нефтепромыслов и нефтеперерабатывающих заводов от диспергированной нефти и нефтепродуктов



На Волгоградском нефтеперерабатывающем заводе при производстве присадки ДФ-11 для масел образуется отход на основе фильтровального порошка (по составу близкого перлитовым материалам), который после сушки представляет собой мелкодисперсный порошок. Как показывают лабораторные испытания, данный отход может быть использован при очистке нефте-содержащих стоков. В данной работе на примере этих отходов рассмотрена возможность использования алюмосиликатных материалов в технологии очистки сточных вод – в фильтрах и на флотационных установках.

Применение нефтеотхода в качестве нефтяного сорбента основано на его уникальных свойствах: он имеет незначительные размеры (размер фракций, как правило, не превышает 0,15 мм), небольшую насыпную плотность – примерно 500 кг/м³ и огромную удельную поверхность – до 1000 м²/кг (см. таблицу 2). Использование рассматриваемого отхода в качестве фильтрующего порошка позволяет получать фильтрат с более низким остаточным содержанием диспергированной нефти и нефтепродуктов (степень очистки составляет 97-99 масс. %).

Таблица 2.

Физико-технические показатели отхода от производства присадок

Наименование показателя	Значение
Насыпная плотность (без сушки), кг/м ³ Массовая доля всплывающих в воде частиц, % Массовая доля влаги, %, не более	~ 500 20-60 1,0
Пористость, % Удельная поверхность, м ² /кг	30-90 До 1000
Массовая доля остатка на сите с размером ячеек 0,14 мм, %, не более:	5-25
Нефтеемкость, кг/кг	1-2

Исследования показывают, что коалесценция нефтяных капелек лучше происходит на гидрофобных фильтропорошках. В качестве гидрофобизаторов могут быть использованы различные химические вещества: высокомолекулярные соединения (ПВХ, ПВА и т.д.), четвертичные аммониевые соли, смесь карбоновых кислот, их щелочных солей и парафиновых углеводородов, кремнийорганические соединения. Так, за счет обработки кремнийорганическими соединениями увеличивается нефтепоглощающая способность сорбента и достигает 6-8 кг/кг. Кроме того, модифицирование отхода обеспечивает меньшее сопротивление фильтрующего слоя и лучшие условия промывки



фильтров, устраняет возможную токсичность отхода.

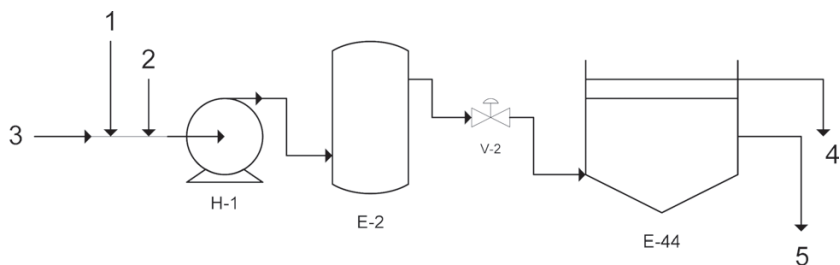
Гидрофобный алюмосиликатный отход может использоваться в качестве сорбирующего материала в насыпных фильтрах.

Процесс фильтрования определяется множеством технологических параметров, и, в первую очередь, свойствами фильтрующего материала и фильтруемой среды, гидродинамическими режимами процесса и температурой. Рассматриваемый нами отход характеризуется высокой устойчивостью к механическим нагрузкам и химическому разрушению, низкой плотностью, высокоразвитой поверхностью, достаточно высокой емкостью по нефтепродуктам и хорошей кинетикой их поглощения, и, следовательно, удовлетворяет требованиям, предъявляемым к фильтрующим загрузкам.

В практике очистки нефте- и маслосодержащих сточных вод нашли широкое применение флотационные методы. Одним из основных путей интенсификации процессов флотации является применение собирателей дисперсной фазы эмульсий. Исследуемый алюмосиликатный отход может использоваться и в качестве сорбента на флотационных установках.

Метод напорной флотации в сочетании с процессами коагуляции и флокуляции применяется для физико-химической очистки сточных вод на очистных сооружениях ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка». В качестве коагулянта используется водный раствор сульфата алюминия.

При использовании алюмосиликатного сорбента схема напорной флотации будет выглядеть следующим образом (см. рис.1).



Оборудование:

H-1 Центробежный насос

E-2 Напорный резервуар

V-2 Редукционный клапан

E-44 Флотатор

Потоки:

1-Сульфат алюминия

2-Воздух с нефтесорбентом

3-Исходная вода

4-Отработанный сорбент

5-Очищенная вода

Рис. 1. Схема напорной флотации с применением алюмосиликатного сорбента

Сорбент будет подаваться воздухом в линию воды, поступающей на очистку в напорный резервуар E-2, а оттуда – в нижнюю часть флотатора E-44. Такой способ подачи сорбента обеспечивает наиболее эффективный контакт с нефтяными загрязнениями в воде. Во флотаторе нефтесорбент будет соби-



раться вместе с уловленным нефтепродуктом в верхней части флотатора – в пене, и затем удаляться вместе с пеной с поверхности флотатора с помощью скребкового механизма в пеносборный лоток, откуда пена самотеком поступает в приемную камеру флотационной пены и нефтешлама. Влажность образовавшегося конгломерата не будет превышать 2–3%. Отработанный сорбент подвергается регенерации или утилизируется.

Количество коагулянта (сульфата алюминия) при флотационно-сорбционном способе очистки используется примерно в 5 раз меньше, чем при обычном способе напорной флотации.

Количество нефтепродуктов в очищаемой воде (на входе во флотатор) составляет примерно 150–550 мг/л.

Зная количество нефтепродукта в воде на входе и выходе из флотатора, с помощью уравнения флотации и известных констант флотации определяется примерное время флотации. Оно составило примерно 42–70 мин.

За время флотации было определено теоретическое количество нефтепродукта на выходе из флотатора при использовании флотационно-сорбционного способа очистки воды. Оно оказалось очень мало. Зависимость количества нефтепродукта на выходе из флотатора от времени флотации и добавляемых реагентов представлена на рисунке 2.

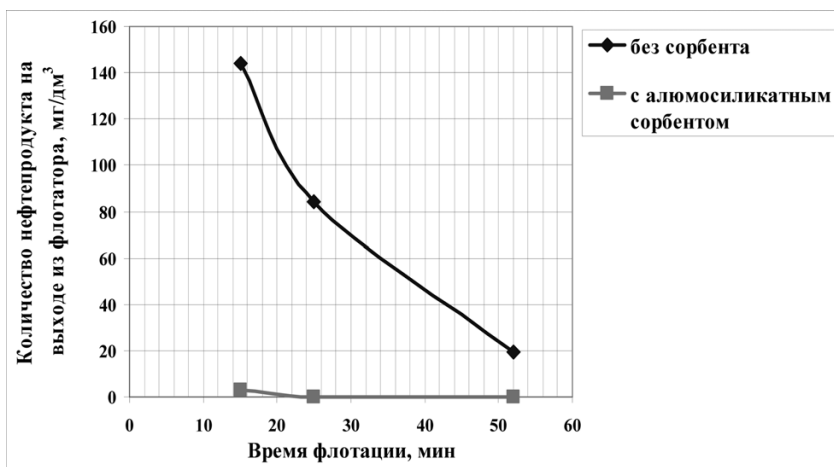


Рис. 2. Зависимость количества нефтепродукта на выходе из флотатора от времени флотации и добавляемых реагентов

Из рисунка видно, что флотационно-сорбционный способ обеспечивает гораздо лучшую степень очистки по сравнению с существующим методом напорной флотации.

Также флотационно-сорбционный способ очистки, уменьшая расход сульфата алюминия на очистку от нефтепродуктов, обеспечивает меньшее содержание алюминия в очищенной воде. Количество остаточного алюминия



в очищенной воде по сравнению с существующей флотацией снижается с 0,5-1,1 до 0,1-0,2 мг/л.

Однако успешное применение перлитового адсорбента в водоочистке во многом зависит от решения вопросов его регенерации и утилизации.

Основные направления регенерации и использования отработанного нефтесорбента:

1) Регенерация сорбента путем отмывки его растворителями (отмывка бензином, лигроином позволяет удалить 85-95% сорбированной нефти и нефтепродуктов);

2) Использование в качестве топлива (сорбент, насыщенный нефтью, может быть использован в качестве топлива, калорийность которого лишь на 10-20 % ниже калорийности самой нефти, зольность его составляет 10-20 %);

3) Термическая обработка перегретым паром (анализ зависимости извлечения нефти из адсорбента от расхода перегретого пара показывает, что основная масса нефти (~94 %) извлекается при расходе пара ~3,5 кг на 1 кг отгоняемой нефти);

4) Использование в битумных композициях для улучшения теплозащитных свойств;

5) Использование в строительстве (в цементной промышленности, в качестве специальных добавок при изготовлении бетонных и железобетонных изделий).

Использование алюмосиликатных отходов в флотационной очистке позволяет снизить расход сульфата алюминия, а соответственно, и затраты на его покупку.

Экономический эффект от экономии сульфата алюминия составит: 1 927 399 руб./год.

Кроме того, после применения флотационно-сорбционной очистки:

- повысится степень очистки нефте- и маслосодержащих сточных вод, что позволит снизить затраты на эксплуатацию теплообменного оборудования и уменьшить выбросы загрязняющих веществ в атмосферу примерно на 3000 т/год.

- снизятся эксплуатационные затраты на дополнительное разбавление сточных вод при превышении в них содержания алюминия.

Снижение платы за размещение отходов составляет: 264 404 руб./год.

Общая экономическая прибыль от применения алюмосиликатных отходов на флотационной очистке составит: 2191803 руб./год.

С учетом затрат на транспорт, монтаж оборудования, электроэнергию, воздух, эксплуатацию оборудования, зарплату общая сумма затрат на модификацию алюмосиликатных отходов составит 2,0-2,2 млн. рублей в первый год внедрения этой технологии. Таким образом, внедрение технологии модификации может окупиться уже за год за счет использования модифицированного материала в технологии очистки сточных вод.

Затраты на регенерацию, утилизацию отработанного сорбента будут за-



висеть от направления его дальнейшего использования, но не должны превышать той платы, которую завод сегодня платит за размещение отходов от производства присадки ДФ-11.

Таким образом, использование алюмосиликатных отходов в качестве сорбентов для очистки промышленных сточных вод имеет ряд преимуществ:

- данные сорбенты имеют широкий спектр применения (в фильтрах, флотационной очистке);
- рассмотренная сорбционно-флотационная система очистки с использованием алюмосиликатных отходов в качестве сорбентов является перспективной и эффективной, дает высокую степень очистки;
- получаемый (подготовленный или модифицированный) алюмосиликатный сорбент становится экологически безопасным для человека и окружающей среды;
- гидрофобизированный сорбент можно получить из отходов производства присадок к маслам, таким образом, внедряются безотходные технологии, что позволяет избежать убытков предприятия от возможных плат и штрафных санкций за размещение отходов.

НОВЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРИ ЛИКВИДАЦИИ ПРИХВАТОВ КНБК В ПРОЦЕССЕ СТРОИТЕЛЬСТВА ГОРИЗОНТАЛЬНЫХ СКВАЖИН НА ОНГКМ

Е.В. Тимофеев

Филиал «Оренбургбургаз»

Разработка Оренбургского НГКМ с использованием горизонтальных скважин и вовлечением в разработку трудноизвлекаемых запасов газа в настоящее время является основным и одним из приоритетных направлений в филиале «Оренбургбургаз».

В настоящее время в составе филиала 14 буровых бригад, которые занимаются строительством эксплуатационных и глубоких разведочных скважин.

Четыре буровые бригады заняты в поисково-разведочном бурении.

Семь буровых бригад ведут строительство эксплуатационных горизонтальных скважин на Оренбургском НГКМ.

Три буровые бригады занимаются восстановлением эксплуатационных скважин старого фонда методом резки бокового горизонтального ствола.

В процессе строительства эксплуатационных скважин такие показатели, как механическая скорость бурения, свободноехождение буровой колонны и компоновки в горизонтальном стволе, в основном, зависят от выноса шлама из скважины. Неудовлетворительная очистка бурового раствора от выбуренной породы, нарушение технологии бурения горизонтального участка явились основными причинами инцидента, связанного с заклином КНБК в продуктивном горизонте, при строительстве эксплуатационной горизон-



тальной скважины № 2072.

1. Характеристика объекта и место расположения

1.1. Скважина № 2072 находится в присводовой части центрального купола Оренбургского вала.

Назначение скважины - эксплуатация отложений артинского яруса нижней Перми.

Скважина начата бурением 01 ноября 2005г субподрядчиком.

1.2. Конструкция скважины:

Наименование колонны	Наружный диаметр обсадной колонны, мм.	Проектная глубина спуска, м	Фактическая глубина спуска, м
Направление	530	10	10
Кондуктор	324	200	200
Техническая колонна	245	1240	1217
Эксплуатационная колонна	177,8	1389	1386

1.3. Параметры кривизны интервала работ:

Проектная глубина: по вертикали -1434,4м, по длине ствола – 2300м. Азимут магнитный – 39°, отход на забое – 1009,1м Горизонтальный участок – 856,6м.

№ п/п	Глубина по стволу	Зенитный угол	Азимут
1	1376,5	57,2	39,7
2	1511,2	85,65	40,6
3	1704	85,24	38,7
4	1908,8	85,06	37,8
5	2089,2	85,37	37,9
6	2101,4	85,35	37,9

2. Обстоятельства возникновения инцидента

28.01.2006 года при забое скважины 2062м для дальнейшего углубления, была спущена следующая КНБК: долото Ø149,2 МСЗ-ГАУ, ВЗД - 4 3/4"(1,5°) – 5,0м, телесистема «Sperry Sur» Ø120 мм – 10м, бурильная труба ТБПВ Ø88,9×9,35 G-105, фильтр, бурильный инструмент ТБПВ Ø88,9×9,35 G-105 - остальное.

29.01.2006 года при забое 2137м для проведения контрольного СПО



буровая бригада приступила к подъему бурильного инструмента в башмак эксплуатационной колонны. Инструмент поднимали с затяжками 5-7 тонн, которые удавалось ликвидировать путем расхаживания инструмента без циркуляции. При глубине 2091 м была допущена затяжка свыше 20 тонн, и в 13 часов 30 минут бурильный инструмент потерял подвижность. Принятые бригадой самостоятельные меры по освобождению инструмента, такие как - отбивка ротором, расхаживание с циркуляцией, положительных результатов не принесли. Информация о произошедшем инциденте была передана в ЦИТС филиала только в 18 часов 00 минут.

Попытки освободить бурильный инструмент путем установок двух кислотных и одной нефтяной ванн, проведение работ по расхаживанию бурильного инструмента вниз до 0 и вверх на 50 тн выше собственного веса также не привели к успеху. Основной причиной неудачи явился тот факт, что при прокатке кислоты через долото циркуляция бурового раствора прекращалась, т.е. кислота уходила ниже компоновки в продуктивный пласт, представленный пористыми известняками.

После детального анализа выполненных работ по ликвидации инцидента специалистами службы П и ЛА была предложена новая технология ликвидации осложнения. Произвести отворот инструмента **с помощью шнуровой торпеды** в горизонтальной части ствола над компоновкой, с отходом от вертикали 600 м. В связи с тем, что такие работы ранее не проводились (аналогов нет), это предложение требовало согласования с такими организациями, как военизированная часть по предупреждению и ликвидации газопроявлений, геофизическое предприятие, генеральный заказчик.

Новизна данной технологии заключается в следующем:

1. Сборка и доставка ТДШ (торпеда детонирующая шнуровая) гидравлическим способом по горизонтальному стволу в заданную точку.
2. Отворот бурильных труб путём взрыва шнуровой торпеды в заданном резьбовом соединении (заданной точке) и извлечение бурильного инструмента на поверхность.
3. Извлечение низа компоновки путём установки кислотной ванны (HCL) методом сверху вниз с последующим расхаживанием КНБК с применением ударного механизма – гидравлического ЯССа.

Для проведения работ с целью отвинчивания и «встряхивания» труб в вертикальных скважинах применяют торпеды ТДШ из детонирующего шнура, ими же воспользовались и мы. Длина торпед составляла 14 м, из расчета 100%-го перекрытия замкового соединения бурильного инструмента (бурильная колонна в скважине состояла из 12-метровых труб). ТДШ состоит из головки (держателя) и груза соединенных тросом, к которому прикреплен заряд, представляющий собой расчётное количество детонирующего шнура. Чтобы придать торпедой большую обтекаемость и однородность применили



специальную увязку. Заключается она в следующем: трос и отрезки детонирующего шнура по всей длине сплошь обматываются изоляционной лентой ХБ (хлобчатобумажной). В этом случае получается гладкий, ровный, однородный жгут, большой прочности. Это даёт возможность доставить торпеду по горизонтальному участку до заданного интервала без повреждений. При спуске в скважину, под собственным весом она достигает глубины, на которой зенитный угол ствола составляет 60° - 70° .

Затем с применением лубризатора на устье, до заданной точки торпеду доводим гидравлическим способом, прокачиванием промывочной жидкости по бурильным трубам.

Для движения ТДШ по бурильным трубам в горизонтальном участке были разработаны грузы специальной формы, создающие сопротивление потоку раствора - «гидропарус». Предварительно, без торпеды, произвели шаблонировку труб данным грузом и подобрали режим. При прокачке раствора (промывочной жидкости) агрегатом, с определённым расходом через лубризатор и бурильные трубы, за счёт сопротивления груза создаётся тяговая сила на торпеду. Путём подбора режима прокачки выбирается скорость движения торпеды и дальность. Движение торпеды контролируется по натягу кабеля на устье скважины. Динамика прокачки не влияет на состояние и работоспособность торпеды.

Взрыв торпеды осуществляют электрическим импульсом, подаваемым к электродетонатору по тому же кабелю. После взрыва вместе с кабелем на поверхность извлекают держатель, трос и груз, которые используют многократно. Таким образом, с помощью инструмента и шнуровых торпед производился отворот и подъём находящихся в скважине бурильных труб по частям из-за большого количества шлама в горизонтальной части ствола скважины. После извлечения находившихся в скважине бурильных труб осталось извлечь следующую КНБК: долото 149,2мм МСЗ-ГАУ, ВЗД-4 с ($1,5^{\circ}$). «Голова» компоновки представлена муфтовой частью замкового соединения 3-88 на глубине 2085м.

Для извлечения долота с двигателем, была собрана следующая компоновка: безопасный переводник с резьбовым соединением 3-88 + ЯСС Ш115мм. Данная компоновка была спущена на бурильных трубах 88,9мм до глубины 2084м. Не соединяясь с двигателем, приступили к установке кислотной ванны из 8 м^3 HCl (соляной кислоты). Последовательность закачки: буферная жидкость, кислота (HCl), снова буферная жидкость, расчетное количество продавочной жидкости (буровой раствор). В момент (по расчетам) выхода кислоты из бурильных труб в затрубное пространство закрыли превентора и 4 м^3 кислоты закачали на голову оставшегося в скважине ВЗД на поглощение. Затем открыли ПВО, соединились в резьбовом соединении с оставшейся компоновкой и следующие 4 м^3 кислоты закачали через долото при открытых превенторах. Приступили к работе ЯССом по освобождению компоновки. В результате двигатель с долотом были освобождены и подняты на поверхность.



Выводы.

Ликвидация осложнений, возникающих в процессе бурения горизонтальных скважин – это сложный технический и технологический процесс, требующий дополнительных затрат времени и средств. Но есть и положительные стороны – это своего рода «полигон» для испытания и внедрения новых методик и инструментов. Данные обстоятельства позволили разработать и применить не стандартную технологию:

1. Возможность доставки ТДШ в горизонтальный участок большой протяжённости (доводили на 600 м, но можно и больше).
2. Таким же способом возможна доставка геофизических приборов в горизонтальные участки ствола скважины (например – прихватоопредетель).
3. В определённых случаях этот метод доставки может быть применён для ТШТ (торпеда шашечная термостойкая), для отстрела и перфорации буровых труб и НКТ.

СПОСОБ ОБЕСПЕЧЕНИЯ ИСКРБЕЗОПАСНОСТИ ПЕРЕНОСНЫХ ПРИБОРОВ

Р.Ю. Толченкин

Институт проблем комплексного освоения недр РАН

Обеспечение искробезопасности шахтных переносных приборов и электрооборудования приводит к их усложнению и удорожанию в сравнении с аналогичным электрооборудованием в общепромышленном исполнении. Существующие методы обеспечения искробезопасности переносных приборов и электрооборудования в России и за рубежом реализуются только за счет использования линейных и нелинейных токоограничителей источников питания, что не исключает из испытаний их режим короткого замыкания. Эти методы характеризуются низким к.п.д. использования искробезопасной мощности в нагрузке и значительными электрическими потерями, в связи с чем увеличивается емкость источника питания, усложняется их конструкция и приводит к увеличению габаритов, веса и стоимости переносных приборов и электрооборудования в сравнении с аналогичным электрооборудованием в общепромышленном исполнении.

Известен способ обеспечения искробезопасности переносных приборов, состоящих из автономного источника питания, индуктивных и емкостных нагрузок, в соответствии с которым ток источника питания снижается до искробезопасного значения с помощью омического токоограничителя, а выбор безопасных параметров переносного прибора осуществляют на основании испытаний во взрывной камере при их сертификации. Недостатками данного способа являются наличие испытательного режима – короткого замыкания источника питания, значительных электрических потерь на токоограничительном



элементе, что требует увеличения емкости источника питания и невозможность выбирать рациональные параметры прибора в виду отсутствия экспериментальных средств оценки. При наличии испытательного режима - короткого замыкания источника питания к.п.д. использования искробезопасной мощности в нагрузке при линейной нагрузочной характеристике источника питания не превышает 25%, а при прямоугольной нагрузочной характеристике - только в 1,33 раза больше. Низкий к.п.д. использования искробезопасной мощности в нагрузке и электрические потери на токоограничительном элементе для обеспечения регламентируемого непрерывного времени работы прибора требуют увеличения емкости источника питания, что приводит к увеличению габаритов, веса и стоимости переносных приборов. Разработчики переносных приборов из-за отсутствия экспериментальных средств оценки не в состоянии оценить все испытательные режимы, выбирать рациональные параметры при их обеспечении искробезопасности на стадии их разработки.

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому результату является способ обеспечения искробезопасности переносных приборов (состоящих из автономного источника питания, соединительного шнура и нагрузки), в соответствии с которым ток источника питания снижается до искробезопасного значения с помощью полупроводникового токоограничителя, а выбор безопасных параметров переносного прибора осуществляют на основании испытаний во взрывной камере при их сертификации. Недостатками данного способа обеспечения искробезопасности переносных приборов являются наличие испытательного режима – короткого замыкания источника питания и значительные электрические потери на токоограничительных элементах, а также невозможность в виду отсутствия экспериментальных средств оценки выбирать рациональные параметры переносных приборов при их обеспечении искробезопасности на стадии их разработки.

Обеспечение взрывозащищенности переносных приборов всегда приводит к усложнению их конструкций, увеличению габаритов, веса и их стоимости по сравнению с аналогичными приборами в общепромышленном исполнении. Разработанный новый способ обеспечения искробезопасности переносных приборов позволит максимально приблизить их конструкции к общепромышленному исполнению, что обеспечит повышение их технико-экономических характеристик (снижение габаритов, веса, и стоимости).

Исключение испытательного режима короткого замыкания источника питания и его токоограничительных элементов обеспечивает снижение емкости источника питания, а выбор рациональных параметров при обеспечении искробезопасности источника питания с соединительным шнуром, индуктивными и емкостными нагрузками также позволяет дополнительно снизить габариты, вес и стоимость переносных приборов. Исключение испытательного режима короткого замыкания источника питания и его токоограничительных элементов достигается тем, что выход источника питания шунтируют стабилизатором, напряжение стабилизации которого выбирают больше э.д.с. источника питания, но меньше минимального напряжения зажигания дуги. При на-



пряжении стабилитрона меньше минимального напряжения зажигания дуги исключается физическая возможность образования электрического разряда и этим самым обеспечивается искробезопасность выходной цепи источника питания без необходимости испытывать этот режим и использовать токоограничительные элементы. Благодаря этому существенно может быть повышен к.п.д. использования искробезопасной мощности в нагрузке переносного прибора. При напряжении стабилизации стабилитрона больше э.д.с. источника питания стабилитрон не потребляет энергию источника питания и этим самым также исключаются электрические потери. Возможность оценивать на искробезопасность переносного прибора с помощью характеристик искробезопасности позволяет на стадии его разработки выбирать рациональные параметры и этим самым дополнительно повысить их технико-экономические характеристики (снижение габаритов, веса, и стоимости).

На рисунке 1 приведен пример реализации способа. Представленное на рисунке 1 электрооборудование включает в себя источник питания 1, стабилитрон 2, линия связи (соединительный шнур, провода) 3, индуктивная нагрузка 4 и емкостная нагрузка. Источник питания 1 характеризуется э.д.с. E , индуктивностью $L_{и}$ и внутренним сопротивлением $R_{и}$, стабилитрон характеризуется напряжением стабилизации больше э.д.с. химического источника питания, но меньше минимального напряжения зажигания дуги, которое зависит только от материалов контактов и для материала контактов искробразующего механизма МЭК, используемого для экспериментальной оценки искробезопасности электрических цепей, равно 8 В. Линия связи (соединительный шнур, провода) характеризуется индуктивностью $L_{шп}$ и омическим сопротивлением $R_{шп}$, индуктивная нагрузка - индуктивностью $L_{н}$ и омическим сопротивлением $R_{н}$, а емкостная нагрузка определяется суммарной емкостью всех конденсаторов прибора.

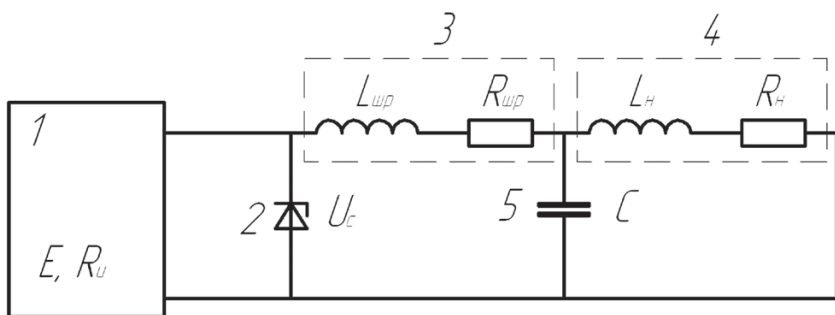


Рисунок 1 - Электрическая схема переносного прибора

Шунтируя выход источника питания стабилитроном с напряжением стабилизации больше э.д.с. химического источника питания, но меньше минимального напряжения зажигания дуги, исключается испытательный режим – короткое замыкание источника питания, затем определяется безопасное



значение постоянной времени соединительного шнура при наиболее опасном испытательном режиме, когда частью соединительного шнура как нагрузкой согласуется источник питания (при $R_{\text{орг}} = R_{\text{и}}$) для чего измеряется ток короткого замыкания источника питания $I_{\text{кз}}$, последовательно с источником питания подключается ограничительное сопротивление $R_{\text{орг}}$, обеспечивающее снижение тока короткого замыкания вдвое до $0,5 I_{\text{кз}}$ и по характеристикам искробезопасности $I_{\text{в}} = f(L, E)$ для тока $0,5 I_{\text{кз}}$ и э.д.с. источника питания определяется безопасное значение индуктивности L_{κ} и безопасное значение постоянной времени соединительного шнура $\tau_{\text{бшр}} = \frac{L_{\kappa}}{R_{\text{орг}}}$ (рисунок.2).

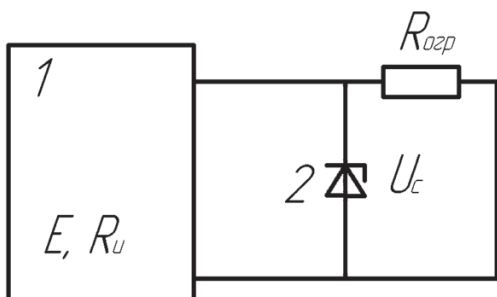


Рисунок 2 – Определение безопасной постоянной времени соединительного шнура $\tau_{\text{бшр}}$

Далее определяется безопасное значение постоянной времени индуктивной нагрузки, для чего к источнику питания подключают индуктивную нагрузку, определяется ток в цепи $I_{\text{н}}$, по характеристикам искробезопасности $I_{\text{в}} = f(L, E)$ для тока $I_{\text{н}}$ и э.д.с. источника питания определяется безопасное значение индуктивности нагрузки $L_{\text{н}}$ и безопасное значение постоянной времени индуктивной нагрузки $\tau_{\text{н}} = \frac{L_{\text{н}}}{R_{\text{н}}}$ (рисунок 3).

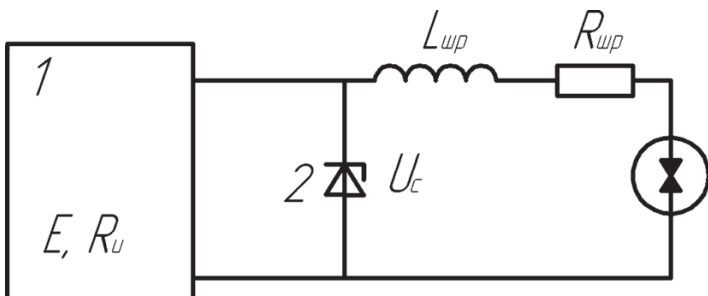


Рисунок 3 - Определение безопасной постоянной времени индуктивной нагрузки $\tau_{\text{н}}$



Определенное безопасное значение постоянной времени индуктивной нагрузки будет справедливо для омических сопротивлений нагрузки, равных R_n и более. Суммарную безопасную емкость конденсаторов прибора по характеристикам искробезопасности $U_b = f(R, C)$ для суммарного значения сопротивления источника питания и соединительного шнура и э.д.с. источника питания (рисунок 4).

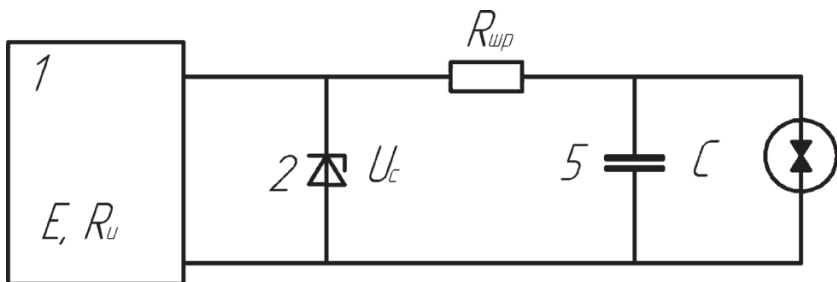


Рисунок 4 – Определение суммарного значения сопротивления источника питания и соединительного шнура и э.д.с. источника питания

Выводы

Новый способ обеспечения искробезопасности автономных источников питания большой емкости шахтных переносных приборов и электрооборудования, имея более простую конструкцию, позволяет значительно снизить электрические потери на ограничительных элементах, существенно повысить к.п.д. использования искробезопасной мощности в нагрузке.

Обеспечивая искробезопасность с помощью данного способа, возможно существенно повысить технико-экономические характеристики (снижение массы, габаритов и стоимости) шахтных переносных приборов и электрооборудования.

ПРИМЕНЕНИЕ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИОННЫХ МАТЕРИАЛОВ ИЗ ВСПЕНЕННОГО КАУЧУКА ДЛЯ ТЕПЛОИЗОЛЯЦИИ ОБОРУДОВАНИЯ ПРИ ДОБЫЧЕ НЕФТИ

А.В. Треногин

ООО «Нарьянмарнефтегаз»

По состоянию на 01.03.2007 года в ООО «Нарьянмарнефтегаз» находится в эксплуатации 167,592 км трубопроводов. В условиях вечномерзлых грунтов прокладка трубопроводов ведется только в надземном исполнении на свайном основании, поэтому все нефтепромысловое оборудование в условиях Крайнего Севера эксплуатируется с применением теплоизоляционных покрытий с целью поддержания температурных режимов в технологических процессах при добыче нефти.

На сегодняшний день наиболее широкое применение среди теплоизоля-



ционных материалов в ООО «Нарьянмарнефтегаз» получили такие марки как минеральная вата (URSA) и пенополиуретан. Для рассмотрения данной темы по применению теплоизоляционных материалов из вспененного каучука послужил ряд факторов, возникших в процессе эксплуатации нефтепромыслового оборудования.

При всех положительных качествах используемых теплоизоляционных материалов на объектах ООО «Нарьянмарнефтегаз» стали возникать проблемы с температурными режимами работы эксплуатируемых трубопроводов. А именно, на Тобойском месторождении, где межпромысловые трубопроводные системы составляют 44,3% от общего количества эксплуатируемых трубопроводов, наблюдались отрицательные температуры прихода жидкости на объект сбора. Данный фактор послужил тщательному рассмотрению сложившейся ситуации, которая в дальнейшем могла привести к аварии. В течение 2006 года тепловизионному обследованию были подвергнуты все межпромысловые трубопровода Тобойского месторождения. Обследование проводилось с помощью тепловизионного прибора THERMA CAM P65. С его помощью фиксировались все участки трубопроводов, имеющие потери тепла. Для составления тепловых расчетов была собрана вся необходимая информация с техническими характеристиками трубопроводов, теплоизоляционных материалов, системы электрического обогрева, условия окружающей среды. Исходя из расчетов, следовало, что теплоизоляция трубопроводов имеет отклонения от проектных данных.

Количество выявленных нарушений по каждому трубопроводу составило:

1. После 4 лет эксплуатации на межпромысловом трубопроводе МФНУ «Мядсей» - ЦПС «Тобой» обнаружено 86 нарушений тепловой изоляции. Эквивалентная длина неизолированного трубопровода составляет 9,9метра.
2. После 2 лет эксплуатации на межпромысловом трубопроводе от куста №1 Перевозного месторождения – ЦПС «Тобой» обнаружено 378 нарушений тепловой изоляции. Эквивалентная длина неизолированного трубопровода составляет 10метров.
3. После 4 лет эксплуатации на межпромысловом трубопроводе ЦПС «Тобой» - БРП «Варандей» обнаружено 3384 нарушения тепловой изоляции. Эквивалентная длина неизолированного трубопровода составляет 378 метров.

Основные нарушения, выявленные при осмотре трубопроводов, следующие:

- а) Неплотное прилегание скорлуп тепловой изоляции, обеспечивающее проникновение холодного воздуха к основной трубе
- б) При нарушениях покровного металлического слоя часть опор имеют скрытый дефект.
- в) Ослабление либо отсутствие хомутов стягивающих покровный лист.
- г) Отсутствие тепловой изоляции на запорных арматурах.
- д) Нарушения покровного слоя в местах поворота трассы трубопровода,



компенсаторы.

е) Нарушение тепловой изоляции неподвижных опор.

ж) Отсутствие тепловой изоляции на трубопроводе.

Для проведения теплового расчета необходимо учесть, что потери суммируются из двух частей: а) линейные тепловые потери (участок трубопровода, не имеющий арматуры); б) местные тепловые потери (теплотери арматуры и опорных конструкций).

На межпромысловом трубопроводе МФНУ «Мядсей» - ЦПС «Тобой», где отчетливо видно, что расчетные потери тепла (запроектированные институтом) должны быть не более 622 кВт, но фактически они составляют 808,6 кВт. В процентном соотношении разница составляет 30%, что в свою очередь неблагоприятно влияет на температурный режим транспортируемой нефти по трубопроводу с Мядсейского месторождения.

Аналогичная ситуация складывается на межпромысловом трубопроводе «куст №1 Перевозного месторождения – ЦПС «Тобой»

На диаграмме наблюдаются расхождения между расчетными и фактическими значениями тепловых потерь, что в свою очередь приводит к снижению температуры прихода нефти на ЦПС «Тобой». Отсюда возникают дополнительные затраты на обогрев трубопровода. Расчетные тепловые потери составляют 690,5 кВт, фактические 897,5 кВт.

Наибольшей опасности подвержен межпромысловый трубопровод диаметром 273 мм ЦПС «Тобой» - БРП «Варандей», исходя из того, что практически каждая неподвижная опора имеет нарушение теплоизоляционного слоя трубопровода, фактические тепловые потери на отдельных участках трубопровода составляют более 30% .

Данные нарушения оказывают значительное влияние на температуру прихода жидкости БРП «Варандей». Проектные тепловые потери составляют 726,9 кВт, фактические тепловые потери 981,3 кВт.

По результатам проведенного тепловизионного обследования тепловая изоляция непосредственно трубопроводов, скользящих опор находится в удовлетворительном состоянии. Основные потери тепла по нефтепроводам сконцентрированы в местах установки неподвижных опор и в местах нарушений тепловой изоляции на углах поворота трассы трубопроводов. Для теплоизоляции участков трубопроводов, где происходят основные потери тепла, использовался теплоизоляционный материал типа УРСА (минеральная вата), который в процессе эксплуатации потерял свои теплоизолирующие свойства, а на множестве неподвижных опор теплоизоляционный слой практически отсутствовал. В связи с вышеизложенным внедрение новых теплоизоляционных материалов для ООО «Нарьянмарнефтегаз» с лучшими теплоизоляционными и механическими свойствами является наиболее актуальной задачей в условиях сурового климата. Рассмотрим основные критерии теплоизоляционных материалов, по которым они применяются в нефтяной промышленности.



С развитием индустрии теплоизоляционных материалов непрерывно улучшаются их качественные показатели, а именно: теплопроводность, прочность, долговечность. Большое значение для теплоизоляционных материалов имеет показатель открытой пористости, следовательно, и возможного водонасыщения материала. Сочетание в одном материале всех качественных характеристик на наивысшем техническом уровне является постоянной задачей для разработчиков теплоизоляционных материалов. Однако достижение высоких технических характеристик в теплоизоляционном материале не всегда гарантирует широкое применение этого материала при теплоизоляции объектов различного назначения. Большое значение имеет стоимость этого материала и технологичность его использования при теплоизоляции объектов, как в условиях промышленного производства, так и в полевых условиях.

Выбор теплоизоляционных материалов для утепления объектов трубопроводного транспорта нефти производится на основании технических требований, которым должны удовлетворять теплоизолированные объекты, и обязательного технико-экономического обоснования.

В настоящее время для теплоизоляции трубопроводов наибольшее распространение получили вспененные полимерные материалы: пенополиуретан (ППУ), пенополистирол (ППС), изделия из вспененного синтетического каучука, пенополиэтилена др., а также изделия из минеральной ваты и стеклянного волокна, сферонаполненные материалы и изделия из них, пеностекло и др.

В 2006-07г.г. проведены мероприятия по восстановлению теплоизоляционного покрова межпромысловых трубопроводов с применением изделия из вспененного синтетического каучука. В таблице № 1 приведены для сравнения теплофизические характеристики всех трех материалов.



Таблица №1

Наименование	Единица измерения	Минеральная вата	Пенополиуретан	Вспененный каучук
Плотность	кг/м ³	100-150	12-14 кг/м ³ 60	65-80
Прочность	МПа	0,003125	0,3-1,0	0,4
Водопоглощение по объёму за 24 ч	% по объёму	150%	10	2
Структура	%	открытая	закрытая	закрытая > 95
Теплопроводность	Вт/(м*К)	0,045-0,08	0,033	0,034
Диапазон рабочих температур	°С	-60 до 180	-40 до 100°С	-190°С до 105°С
Поверхностная характеристика	Класс	ПГ	Г4	Г1
Коррозионная безопасность		При повреждении пароизоляционного слоя проникновение в теплоизоляцию влаги вызывает коррозию теплоизоляционной поверхности.	Вероятность окисления коррозии при проникновении влаги.	Обеспечивает высокую защиту теплоизоляционной поверхности от проникновения влаги и соответственно от коррозии.
Применимость при монтаже материала		Необходимость использовать инструменты, крепеж.	Крепеж, дюбели, дюбелы.	Клей.
Безопасность монтажа		Необходима защита индивидуальной защиты (очки, рукавицы, защитные перчатки)	Необходима защита индивидуальной защиты (очки, рукавицы, защитные перчатки)	Необходима защита индивидуальной защиты для рук
Способность к пылеобразованию		При повреждении покровных слоев в процессе эксплуатации выделяется пыль (порошок теплоизоляционного материала)	При повреждении покровных слоев в процессе эксплуатации выделяется пыль	Материал не крошится, не выделяет пыли и волокон. Не содержит asbestos,石棉, asbestos и фенолформальдегидных смол.
Технологичность		<p>1-е слое</p> <ul style="list-style-type: none"> Теплоизоляционный Пароизоляционный Защитный Покровный 	<p>2-е слое при использовании в неоконченных местах (на сложных поверхностях)</p> <ul style="list-style-type: none"> Теплоизоляционный Покровный 	<p>3-е слое при использовании в неоконченных местах (на сложных поверхностях)</p> <ul style="list-style-type: none"> Теплоизоляционный Покровный
		Теплоизоляционный материал легко монтируется в труднодоступных местах (на сложных поверхностях).	Теплоизоляционный материал тяжело монтируется в труднодоступных местах (на сложных поверхностях).	Теплоизоляция гибкая и легкая. Легко устанавливаются сложные фасонные элементы. Простой монтаж в труднодоступных местах.
		Теплоизоляционная система имеет гибкие габариты. Нет необходимости в увеличении межтрубных расстояний.	Теплоизоляционная система имеет малые габариты. Необходимо увеличение межтрубных расстояний в многотрубных системах.	Теплоизоляционная система имеет малые габариты. Нет необходимости в увеличении межтрубных расстояний.
		Демонтаж и повторное использование не целесообразно из-за недолговечности материала.	Демонтаж и повторное использование не целесообразно из-за хрупкости материала.	Теплоизоляция легко переставлять без потери теплоизоляционных свойств.
Повреждения при транспортировке	%	нет	До 15%	нет
Долговечность		Высокая долговечность достигается за счет сохранения в ней влаги срок службы варьируется очень сильно.	Срок службы при правильном монтаже и эксплуатации материала более 15 лет	При испытывав на ускоренное старение каучуковой теплоизоляции в ГУП НИИМОстрей установлено, срок службы этого материала составил 20 лет. (с коэффициентом запаса 1,5)

Исходя из технических характеристик, следует, что теплоизоляционный материал из вспененного каучука не уступает изделиям из пенополиуретана и минеральной ваты, а некоторые характеристики явно лучше.

После окончания работ по обследованию состояния тепловой изоляции трубопроводного транспорта Тобойского месторождения, было принято решение о проведении работ по восстановлению тепловой изоляции трубопроводов с помощью теплоизоляционного материала из вспененного каучука, за счет того, что материал может легко принимать необходимую форму за



короткий промежуток времени, создавая при этом плотное прилегание к изолируемому объекту.

В ходе проведения работ по восстановлению тепловой изоляции на трубопроводах Тобойского месторождения материал из вспененного каучука зарекомендовал себя с лучшей стороны. Затраты времени при монтаже минимальны. С помощью теплоизоляционного материала из вспененного каучука устранены все недостатки, выявленные при тепловизионном обследовании. Восстановлена тепловая изоляция запорных арматур, подвижных и неподвижных опор, устранено расхождение покровного слоя на трубопроводах, потери тепла сведены к минимуму. В связи с этим снижением потерь тепла, произведено преждевременное отключение системы электрического обогрева трубопровода «Куст 1 Перевозного месторождения – ЦПС «Тобой»».

Сравнительная характеристика затрат на восстановление теплоизоляции трубопровода Куст№1 Перевозное месторождение – ЦПС «Тобой».

Таблица №2

Наименование затрат	Единицы измерения	Материал из вспененного каучука	Материал из минеральной ваты
Себестоимость материалов на 1 м ²	Руб.	1392,05	1196,00
Расходы на материалы для устранения неисправностей трубопровода 120 м.	Руб.	167 046,00	143 520,00
Стоимость монтажных работ по устранению неисправностей 120м.	Руб.	214 016,00	107 008,00
Стоимость транспортных расходов для устранения неисправностей трубопровода	Руб.	873 668,80	436 834,40
Общая стоимость затрат для устранения неисправностей трубопровода 120м.	Руб.	1 254 730,80	687 362,40

После сравнительных расчетов на материалы из вспененного каучука и минеральной ваты видно, что работы по восстановлению с помощью минеральной ваты дешевле на 45% чем из вспененного каучука. За счет повышенной влажности в условиях Крайнего Севера срок эксплуатации минеральной ваты составляет 3 года, в то время как средняя продолжительность эксплуатации вспененного каучука составляет 20 лет. Отсюда следует что через 3 года затраты на минеральную вату станут на 10% дороже затрат на вспененный каучук.

Сравнительная характеристика теплоизоляционных материалов из минеральной ваты и вспененного каучука по потерям тепла и затратам на эксплуатацию.



Таблица №3

Срок экспл. (год)	Линейные потери тепла Вт/м ² в час		Затраты на Энергоресурсы кВт/год.	
	Вспененный каучук 60 мм	Минеральная вата 60 мм	Вспененный каучук	Минеральная вата
2006	115	115	1007	1007
2007	115	136	1007	1191
2008	115	147	1007	1288
2009	115	161	1007	1410
2010	115	174	1007	1524
2011	115	189	1007	1656
2012	115	204	1007	1787
2013	115	220	1007	1927
2014	115	237	1007	2076

Затраты на энергоресурсы подсчитываются следующим образом:

Линейные потери тепла (расчетные) 1 метра трубопровода с теплоизоляционным покрытием составляют 115 Вт/ч, умножая на количество часов в году, получаются затраты на энергоресурсы 1 метра трубопровода.

В реальных условиях минеральная вата не обеспечивает расчетные потери тепла. Минеральную вату невозможно смонтировать без зазоров и щелей, а значительные потери тепла происходят на стыках минеральной ваты. Кожух не обеспечивает защиту от влаги, через зазоры влага проникает под кожух. В результате чего в открытых порах минеральной ваты накапливается влага, что приводит к увеличению потерь тепла и росту реальных затрат на поддержание температурного режима объекта.

Анализ экономической эффективности от восстановления теплоизоляции трубопровода куст№1 Перевозного месторождения – ЦПС «Тобой».

Для анализа экономической эффективности выбран трубопровод куст№1 Перевозного месторождения – ЦПС «Тобой». Данный нефтепровод введен в эксплуатацию в мае 2005 года. Имеет систему электрического обогрева Therm Trak (скин-эффект) поделенную на 3 участка:

1. Участок от скв.№7 Перевозного месторождения – р.Помядуй (протяженностью 8933м) нагрузка составляет 350 кВт/ч.
2. Участок от Р.Помядуй – до точки врезки в нефтесборный коллектор от куста №2 Тобойского месторождения (протяженностью 4368м) нагрузка составляет 170 кВт/ч.
3. Участок от нефтесборного коллектора куста №2 Тобойского месторождения до ЦПС «Тобой» (протяженностью 6950м) нагрузка составляет 539 кВт/ч.



Сравнительный анализ работы трубопровода до и после внедрения теплоизоляционного материала из вспененного каучука

Таблица №4

Параметры	Единицы измерения	22-24 Февраля 2007 года	14-16 Марта 2007 года	1-4 апреля 2007 года
Средняя температура окружающей среды	Т ⁰ С	-17	-15	-15
Средняя температура выхода нефти из ПБТ	Т ⁰ С	71	64	69
Средняя температура входа нефти на ЦПС «Тобой»	Т ⁰ С	32	30	27
Объем прокачиваемой жидкости по нефтепроводу	М ³	318	325	286
1 участок электрообогрева нефтепровода	кВт/ч	выключен	выключен	выключен
2 участок электрообогрева нефтепровода	кВт/ч	В работе 170кВт/ч	выключен	выключен
3 участок электрообогрева нефтепровода	кВт/ч	В работе 539кВт/ч	выключен	выключен
Затраты кВт/ч за рассматриваемый период	кВт/ч	51048	0	0
Стоимость 1кВт/ч 10,28 рублей для ООО «Нарьян-марнефтегаз» расчет ПЭО	Руб.	524 773,00	0	0



Таблица №5

Наименование затрат	Единицы измерения	Сравнительная характеристика затрат на отопительный сезон (октябрь-апрель) по трубопроводу «куст №1 Перевозное месторождение – ЦПС «Тобой»»					
		Расчет затрат текущего периода 06-07г.г.	Факт затрат с учетом проведенных работ и откл. обогрева 06-07 г.г.	Эконом. эффект от проведенных мероприятий 06-07 г.г.	Расчет затрат будущего периода 07-08г.г.	Эконом. эффект по сравнению с расчетными затратами текущего периода	Сум. эконом. эффект от проведенных мероприятий за 06-07 и 07-08г. отопительные сезоны.
Затраты на электрообогрев трубопровода «куст №1 Перевозного месторождения – ЦПС «Тобой»» за зимний период	кВт	3 062 880	2 552 400	510 480	540 120	2 522 760	3 033 240
Затраты в рублях на расчете ЦПС стоимости 1 кВт/ч 10,28р. для ООО «Нарьянмарнефтегаз»	Руб.	31 486 406,40	26 238 672	5 247 734,40	5 552 433,60	25 933 972,80	31 181 707,20

При рассмотрении данных о работе системы электрического обогрева на межпромысловом трубопроводе «куст №1 Перевозного месторождения – ЦПС «Тобой»» в течение с 01.10.2006г. по 01.03.2007г., были подсчитаны затраты на обогрев трубопровода. В таблице №5 в период с октября по март расчетные затраты на поддержание температурного режима работы трубопровода составили 3 062 880 кВт при расчетной стоимости (планово-экономического отдела) 1 кВт/ч = 10,28 рублей, затраты ООО «Нарьянмарнефтегаз» на поддержание температурного режима составили 31 486 406,40рублей.

В феврале 2007 года были проведены работы по восстановлению тепловой изоляции трубопровода, что в дальнейшем позволило произвести отключение системы электрообогрева в марте 2007 года. При этом фактические затраты на электрический обогрев трубопровода составили 2 552 400 кВт что на 16 % меньше расчетных затрат. Экономический эффект от проведенных работ составил 5 247 734,40 рублей.

По решению технического совета ООО «Нарьянмарнефтегаз» система электрообогрева трубопровода куст №1 Перевозного месторождения – ЦПС «Тобой» принята как мера аварийного поддержания работоспособности трубопровода.

Приняты следующие аварийные ситуации:

- снижение прокачки жидкости менее 200м³ вследствие капитального и подземного ремонта скважин, гидродинамических исследований.
- При аварийной или плановой остановке ПБТ-1,6М (или других систем подогрева жидкости).
- При критических отрицательных температурах окружающей среды ниже – 35 °С.

Из опыта эксплуатации затраты на поддержание температурного режима в течение отопительного сезона с 10.2007 по 04.2008 г., составят 540120 кВт



на сумму 5 552 433,60 рублей (табл. №5), при этом сэкономленными останутся средства на сумму 25 933 972,80 рублей.

Основные выводы и рекомендации.

За счет устранения потерь тепла на межпромысловом трубопроводе «куст №1 Перевозного месторождения – ЦПС «Тобой»» снижены затраты на поддержание температурного режима работы трубопровода в отопительном сезоне 2006-2007 года на 5 247 734,40 рублей. Суммарный экономический эффект от проведенных мероприятий за 2006-2007г. и 2007-2008г. отопительные сезоны составит 31 181 707,20 рублей.

На основании данного сравнения теплоизоляции из синтетического каучука и минеральной ваты можно утверждать, что в процессе эксплуатации теплоизолированного объекта с помощью каучука получают следующие преимущества:

- а) экономия средств за счет длительного периода работы теплоизоляции без потери теплоизолирующих характеристик;
- б) существенно меньшие затраты на обслуживание и ремонт теплоизоляции;
- в) более чем в двое продолжительный срок службы теплоизоляции, предотвращающий затраты на её замену;
- г) возможность повторного использования теплоизоляции;

Таким образом, экономический эффект от эксплуатации в разы компенсирует незначительно большие затраты на приобретение теплоизоляции из вспененного каучука по сравнению с минераловатными теплоизоляционными материалами.

Основываясь на вышеизложенном экономическом расчете и сравнительном анализе, рекомендуем использовать теплоизоляцию вспененного каучука во всем температурном диапазоне её применения.

При проведении сравнений между двумя материалами минеральной ваты и вспененным каучуком видно, что технические характеристики вспененного каучука лучше, чем у минеральной ваты. Предлагается отказаться от применения теплоизоляционных материалов из минеральной ваты на объектах ОАО «ЛУКОЙЛ». В труднодоступных местах, на опорах трубопроводов, углах поворота трубопроводов, противопожарных разрывов и запорной арматуре утепление производить теплоизоляционным материалом из вспененного каучука.



ВСЕСТОРОННИЕ ИСПЫТАНИЯ НОВЫХ ПОКРЫТИЙ И МАТЕРИАЛОВ СОГЛАСНО ПРОГРАММЫ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ НАРАБОТКИ ОБОРУДОВАНИЯ НА ОТКАЗ

Р.Ф. Уразбахтин

ОАО «Нижневартовское нетегазодобывающее предприятие»

Анализ работы электроцентробежных насосов за 2006 год показал, что большинство отказов изначально связано с выносом механических примесей. Вызванное этим гидроабразивное повреждение поверхности внутренних органов насоса приводит к повышению температуры поверхности рабочих колес и направляющих аппаратов, что, в свою очередь, служит причиной появления твердых отложений. Параллельно с этим происходит износ пар трения, что приводит к усилению вибрации и значительному увеличению рабочей температуры ЭЦН. Все это создает повышенные нагрузки на двигатель насоса и отрицательно сказывается на КПД установки. Еще одним фактором. Существенно влияющим на работу ЭЦН, является коррозия корпусов и рабочих погружных электродвигателей (ПЭД) и газосепаратора в агрессивной среде.

Таким образом, очевидно, что защита центробежного оборудования во время вывода на режим и в работе в агрессивной среде и есть залог повышения эффективной наработки.

Комплексная защита погружного оборудования

В рамках программы по увеличению наработки на отказ был предложен комплексный и сбалансированный подход по упрочнению и защите погружного оборудования. Он состоит в защите особо нагруженных и подверженных износу или образованию твердых отложений органов насоса, снижении коэффициента трения подшипников и защите корпуса электродвигателя, центробежного насоса и газосепаратора.

Для этого предлагается:

- провести гидрофобную обработку поверхности направляющих аппаратов и рабочих колес ЭЦН фторполимерными кислотами (ФПК);
- покрыть наиболее нагруженные и подверженные износу зоны центробежного насоса износостойкими материалами, а также нанести антикоррозийное напыление на корпус ЭЦН;
- использовать пары трения с антифрикционными элементами (карбидвольфрам).

Перечисленные технологии защитных покрытий позволят обеспечить такие свойства поверхности металла как износостойкость, гидрофобность, химическая стабильность.

Технология гидрофобной обработки поверхности металла с нанесением ФПК и фторкарбонновых кислот является одним из наиболее доступных и ре-



зультативных методов защиты деталей.

После обработки на поверхности металла образуется защитный слой толщиной 40-80 А, который обладает высокими гидрофобными свойствами и химической стабильностью, а также неизменными эксплуатационными характеристиками в интервале температур от -200 до +420°С и стойкостью к давлению (удельная нагрузка - до 3000 мН/мм). Необходимо отметить, что данный защитный слой не является покрытием, а представляет собой результат реакции металла с глубоко проникающей кислотой.

Благодаря этому поверхности металла приобретает следующие свойства:

- гидрофобные (несмачиваемость поверхности);
- защитные (в том числе, от механических воздействий);
- антикоррозионные;
- антиадгезионные.

Для упрочнения деталей и узлов ЭЦН может применяться метод нанесения износостойкого покрытия с помощью технологии высокоскоростного газоплазменного напыления поверхности детали твердыми сплавами.

Он позволяет не использовать при создании деталей дорогие металлы, а путем напыления создавать прочный поверхностный слой, обладающий высокими износостойкими и антикоррозионными свойствами. Отличительной особенностью данного метода является высокая прочность сцепления и твердость, а также минимальная пористость защитного покрытия. Кроме того, он может применяться не только для упрочнения и защиты металла от износа и коррозии, но и для восстановления деталей.

Метод высокоскоростного напыления твердыми сплавами получил применение и при создании пар трения. Напыление карбид-вольфрама позволяет существенно улучшить качество подшипников:

- снижение коэффициент трения в 2-5 раз;
- снижение нагрузки на двигатель;
- снижение влияния вибрации;
- снижение рабочей температуры.

Уже проведены лабораторные испытания и получены первые положительные результаты, однако гораздо более ценная информация будет получена после проведения интерпретации образцов, отработавших в реальных скважинных условиях.

Применение описанных технологий позволит сделать новый шаг в упрочнении и адаптации оборудования к осложнениям, позволит значительно снизить негативное влияние осложняющих факторов и повысить наработку на отказ. Предложенный метод комплексной защиты центробежного оборудования не имеет аналогов, а его практические исследования ведутся только в ОАО «ННП» в рамках данного проекта.

Реализация проекта в ОАО «ННП»

Для проведения экспериментальных испытаний защитных материалов и покрытий были отобраны 10 скважин ОАО «ННП» со средней наработкой



за скользящий год 86 суток. Все отобранные скважины характеризуются ярко выраженными осложнениями по причине износа, твердых отложений и коррозии.

Возможность комбинированных секций центробежного насоса позволила создать равные условия для испытаний новых материалов и покрытий. В основе экспериментального образца лежит секция первой группы исполнения (оборудование в стандартном исполнении, предназначенное для использования в скважинах с незначительным влиянием осложняющих факторов). При этом была проведена гидрофобная обработка рабочих колес и направляющих аппаратов, в секции применялись антифрикционные пары трения, в скважинах с коррозионной активностью были использованы коррозионно-стойкие корпуса ЭЦН.. В остальном установка имеет третью группу исполнения (оборудование в износостойком исполнении для использования в скважинах с повышенным содержанием механических примесей в пластовой жидкости).

В ближайшее время планируется запустить погружное оборудование с комплексной защитой в экспериментальную эксплуатацию с последующей интерпретацией дефектов, анализом полученных данных и оценкой эффективности применения технологии. Если результаты будут положительными, насосы будут пушены в опытно-промышленную эксплуатацию, а затем начнется промышленное внедрение предлагаемого метода.

С внедрением технологии защитных покрытий и новых материалов в центробежном оборудовании появится возможность повысить наработку оборудования на скважинах часто ремонтируемого фонда, что, естественно, приведет к увеличению добычи нефти. Среди других ожидаемых эффектов надо отметить значительное уменьшение числа отказов, следствием чего является снижение количества ремонтов и экономия на подземном ремонте скважин, а также существенное снижение затрат на оборудование.

Использование технологии защитных покрытий и новых материалов не ограничивается центробежным оборудованием в ОАО ННП» совместно с ЗАО «КолекЕганнефть» и ООО «ТСЗП» разработан проект по повышению наработки струйного оборудования. Кроме того, данные покрытия можно использовать не только в добыче, но и в других производственных направлениях нефтяной промышленности - на циркуляционных и кустовых насосных станциях, а также в системах поддержания пластового давления цехов подготовки и перекачки нефти.



СОЗДАНИЕ МЕТОДИЧЕСКОЙ ОСНОВЫ И ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ ЭКОЛОГИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ В ООО «КАВКАЗТРАНСГАЗ»

Г.А.Фелченко

ООО «Кавказтрансгаз»

*«... человечество далее не может стихийно
строить свою историю, а должно
согласовывать ее с законами биосферы,
от которой человек неотделим».*

В.И. Вернадский, 1941 г.

В настоящее время одним из основных направлений, обеспечивающих эффективное и устойчивое экономическое развитие предприятий, является применение экологически ориентированных систем управления. Для создания таких систем Международной организацией по стандартизации разработана серия стандартов ISO 14000, которые в качестве государственных приняты в 1998 г. и в Российской Федерации.

Система экологического менеджмента обеспечивает последовательность решения экологических вопросов через установление порядка, распределение полномочий, обязанностей и постоянную оценку методов, процедур и процессов. При этом стандарты серии ISO 14000 не определяют количественные параметры воздействия предприятия на окружающую среду, применение тех или иных технологий, не требуют полной аналогии экологической деятельности на разных предприятиях. Стандартизированными являются требования к основным элементам и организационной структуре управления природоохранной деятельностью. ООО «Кавказтрансгаз» - крупнейший на юге страны, производственно-хозяйственный комплекс, осуществляющий добычу, хранение и поставки природного газа в 12 регионов России, страны Закавказья и Турцию. Объемы газа, транспортируемого предприятием, составляют более 10% от общих объемов транспортировки всего ОАО «Газпром». В его состав входит 18 производственных филиалов, расположенных в 9 субъектах Российской Федерации. В ООО «Кавказтрансгаз» сосредоточено почти 8000 км магистральных газопроводов и газопроводов-отводов, 14 компрессорных станций общей мощностью 1057 МВт, 330 газораспределительных станций, крупнейшее в мире Северо-Ставропольское подземное хранилище газа емкостью около 20 млрд. м. куб., 13 месторождений газа с годовым объемом добычи 250 млн. м. куб., общий фонд скважин составляет 1153 единицы, начало уникальной транснациональной газовой магистрали «Голубой поток».

В связи с этим весьма актуальным является разработка основных элементов системы управления для конкретного предприятия газовой отрасли, обладающего различной совокупностью технологических процессов, находящегося в определенных природных и экологических условиях.



Согласно принятой в 2003 г. экологической политики в ООО «Кавказтрансгаз» совместно с Ростовским госуниверситетом с 2004 года ведется работа по созданию нормативно-методического обеспечения в виде стандартов организации (СТО) и внедрению системы экологического менеджмента, соответствующей требованиям международных стандартов ISO 14000.

Целью данной работы является создание методической основы и внедрение системы экологического менеджмента в соответствии с требованиями международного стандарта ISO 14001.

Система экологического управления ООО «Кавказтрансгаз» включает 11 СТО, описывающих все основные процедуры в соответствии с международным стандартом ISO 14001 (рисунок 1).

В СТО впервые для предприятия газовой отрасли разработана система критериев и методика определения значимых экологических аспектов при добыче, транспорте и подземном хранении газа. В процессе создания системы экологического менеджмента разработана единая методология экологических проверок, включая составление общей программы проверок, порядок и методы их проведения, документирование полученных результатов, требования к подготовке проверяющих.

Стандарты ООО «Кавказтрансгаз» прошли экспертизу в ОАО «Газпром», ООО «Эколого-аналитический центр газовой промышленности», ООО «ВНИИгаз», согласованы отделом Энергосбережения и экологии ОАО «Газпром» для применения в ООО «Кавказтрансгаз» и внедрены на производстве.

В целях защиты СТО проведена добровольная регистрация стандартов организации в ФГУП «Российский научно-технический центр информации по стандартизации, метрологии и оценке соответствия (ФГУП «СТАНДАРТИН-ФОРМ») Федерального агентства по техническому регулированию и метрологии.

В системе экологического управления ООО «Кавказтрансгаз» установлена следующая взаимосвязанная последовательность процедур:

- Принятая Экологическая политика, основываясь на принципах, положениях и основных направлениях государственной экологической политики и экологической политики ОАО «Газпром», устанавливает целевые показатели требуемого уровня воздействия своих производственных объектов на окружающую среду, использования природных ресурсов, а также способствует обеспечению экологической безопасности в районах размещения своих объектов.

- На объектах ООО «Кавказтрансгаз» приняты единые формы первичной отчетности по охране окружающей среды и порядок их ведения, позволяющие унифицировать учет воздействия на окружающую среду во всех филиалах Общества. На основе данных первичной отчетности производится формирование установленной статистической отчетности, расчет платежей за негативное воздействие на окружающую среду, обобщение данных о воздействии на окружающую среду. Блок сбора первичной отчетности с филиа-



лов и их обработка на уровне предприятия полностью автоматизирован.

Используя данные первичной отчетности и разработанные критерии, производится идентификация значимых экологических аспектов всех видов деятельности Общества по единой методике. В процессе идентификации экологических аспектов производится определение воздействия на окружающую среду выбросов в атмосферу, сбросов в водные объекты, отходов производства, потребления водных и энергетических ресурсов, физических факторов (шум, радиация), нарушения почвенного покрова и геологической среды. Методика идентификации экологических аспектов, апробирована в филиалах Общества. Притом, что в структуре ООО «Кавказтрансгаз» представлено большинство видов деятельности дочерних предприятий ОАО «Газпром», в процессе которых происходит воздействие на окружающую среду, таких как добыча, транспорт, хранение газа, бурение, строительство, автотранспорт, АГНКС и др., методика позволяет достаточно адекватно идентифицировать экологические аспекты и ранжировать их в целом по предприятию. В основу методики положены бальный подход и разработки Датской компания COWI, методика используется, прежде всего, для выделения приоритетных направлений природоохранной деятельности на предприятии. Использованная методика была дополнена системой повышающих и понижающих коэффициентов для определения значимости выделяемых экологических аспектов. Таким образом, в методике заложен принцип «весов» когда с одной стороны оценивается воздействие фактора на окружающую среду, а с другой вводится система повышающих или понижающих коэффициентов влияющая на его значимость. Методика отличается простотой и позволяет составить вполне приемлемую общую характеристику воздействия предприятия на окружающую среду.

По результатам идентификации составляется ранжированный перечень значимых экологических аспектов филиалов и в целом ООО «Кавказтрансгаз».

На основании выявленных значимых экологических аспектов, устанавливаются целевые и плановые экологические показатели, конкретизирующие (количественно там, где это возможно) обязательства экологической политики. Для достижения целевых и плановых экологических показателей и выполнения обязательств экологической политики производится разработка и обоснование природоохранных мероприятий. Из планируемых мероприятий составляются долгосрочная Программа управления окружающей средой (на период 3-5 лет) и ежегодный План природоохранных мероприятий.

Распределение ответственности и полномочий в области охраны окружающей среды среди руководителей и специалистов Общества закреплено в Руководстве по системе управления окружающей средой ООО «Кавказтрансгаз».

В соответствующих СТО представлены порядок ведения природоохранной документации, организация внешнего и внутреннего информационного взаимодействия, порядок и программа повышения квалификации сотрудников, обеспечивающие их осознанное участие в природоохранной



деятельности.

- Для определения соответствия природоохранной деятельности ООО «Кавказтрансгаз» существующим требованиям выполняется: производственный экологический контроль, составной частью которого является производственный экологический мониторинг. Проверка соответствия системы экологического управления ООО «Кавказтрансгаз» требованиям международных и российских стандартов производится в процессе экологического аудита.

За период 2006-2007 гг. во всех филиалах Общества проведен внутренний аудит системы управления на соответствие требованиям внедренных стандартов ООО «Кавказтрансгаз».

Производственный экологический контроль, мониторинг и аудит системы управления позволяет установить соответствие организации существующим природоохранным требованиям, достижение поставленных целей, эффективность работы системы управления и выявить экологические проблемы.

- На основании данных экологического контроля, мониторинга и аудита, с помощью разработанной системы критериев и показателей, производится анализ и оценка эффективности природоохранной деятельности ООО «Кавказтрансгаз». Система критериев и показателей включает показатели эффективности экологического функционирования, управления природоохранной деятельностью и состояния окружающей среды в зоне воздействия. По результатам анализа определяются направления совершенствования природоохранной деятельности Общества и возможности дальнейшего снижения воздействия на окружающую среду.

Система экологического менеджмента ООО «Кавказтрансгаз» включает все основные элементы в соответствии с международным стандартом ISO 14001, учитывает специфику работы предприятий газовой отрасли и является составной частью общей системы управления производством.

В рассматриваемых стандартах реализуется концепция постоянного улучшения. Это достигается с помощью анализа эффективности системы экологического управления и природоохранной деятельности в целом, выявления возможностей для улучшения, разработки новых целевых и плановых экологических показателей.

Внедрение системы экологического менеджмента на предприятии обеспечивает:

- повышение эффективности природоохранной деятельности;
- систематическое снижение отрицательного воздействия производственных объектов на окружающую среду;
- повышение эффективности рационального использования природных ресурсов, снижение их потерь;
- снижение платежей за негативное воздействие на окружающую среду и эффективное выполнение требований природоохранного законодательства;
- обеспечение деятельности дочернего предприятия ОАО «Газпром» на уровне современных мировых требований для обеспечения его высокого



имиджа у партнеров по бизнесу, российской и мировой общественности.

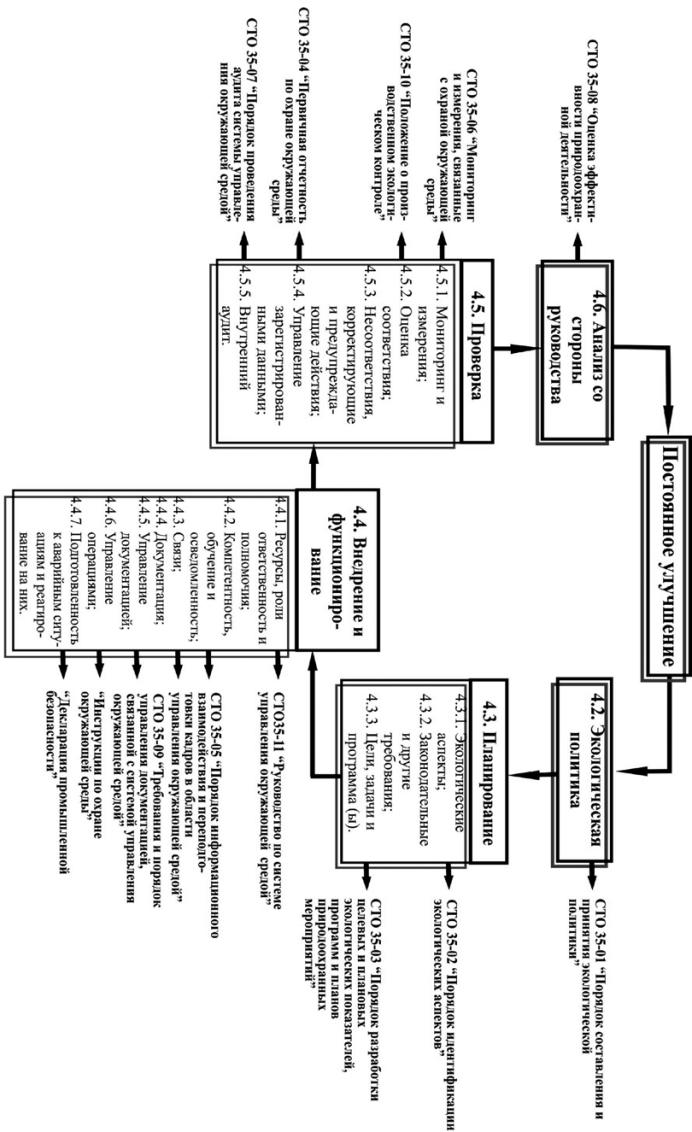
В ноябре 2007 года проведен внешний аудит соответствия деятельности ООО «Кавказтрансгаз» природоохранному законодательству РФ и системы управления окружающей средой требованиям международного стандарта ISO 14001:2004.

Результаты аудита исходного состояния системы управления в области ООС ООО «Кавказтрансгаз» показали, что действующая система управления в целом соответствует требованиям стандарта ISO 14001:2004.

Представленный нами проект «Создание методической основы и внедрение системы экологического управления на предприятии газовой отрасли» признан победителем конкурса «Национальная экологическая премия» за 2006 год в номинации «За вклад в устойчивое развитие».

По результатам работы совместно с ОАО «Газпром» опубликовано учебно-методическое пособие для инженеров по охране окружающей среды «Управление природоохранной деятельностью на предприятиях газовой отрасли в соответствии с международными стандартами ISO 14000». Учебно-методическое пособие разослано для использования в 117 дочерних обществах ОАО «Газпром». Пособие признано лауреатом конкурса «Национальная экологическая премия за 2007 год» в номинации «Образование для устойчивого развития».

Предлагаемая система экологического управления обладает определенной универсальностью и при необходимости может быть настроена как для более жесткой оценки в пределах одного предприятия (при достижении установленного уровня воздействия), так и адаптирована с учетом специфики для других предприятий ОАО «Газпром».



Модель системы экологического менеджмента ООО "Автотрансгаз" и соответствующее нормативно-правовое обеспечение (номера пунктов указаны по стандарту ISO 14001:2004).



ОПЫТ ПРОБНОЙ ЭКСПЛУАТАЦИИ КОМПРЕССОРНОЙ СТАНЦИИ «ДРЕССЕР-РЭНД» НА КОРОБКОВСКОМ ГПЗ

С.Н. Колокольцев, Д.А. Фоменко

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

За период эксплуатации Коробковского ГПЗ с 1966 г. заводские технологии подготовки и переработки углеводородного сырья устарели, оборудование основных установок предприятия оказалось морально и физически изношенным. В связи с этим актуальной становится проблема полной реконструкции завода с внедрением передовых технологий и оборудования мирового класса.



В 2005 г. построена и пущена в эксплуатацию установка компримирования и осушки нефтяного газа. В компрессорной нефтяного газа установлены два газотурбинных агрегата «Siemens» с двухступенчатыми блоками компримирования. Каждый блок состоит из двух центробежных компрессоров «Dresser–Rand» со скоростью вращения около 13000 об/мин. Управление технологическим процессом полностью автоматизировано.

После ввода в эксплуатацию две новые линии компримирования заменили собой 15 существовавших газопоршневых компрессоров. При этом увеличена общая производительность компрессорной станции по приему газа.

Эксплуатация компрессорной станции показала, что со временем происходит загрязнение проточной части и рабочих колес второй ступени компримирования центробежных компрессоров, что в конечном итоге приводило к необходимости периодической чистки загрязненных элементов компрессоров с полной остановкой агрегатов.



Простой компрессорной станции на длительный срок приводил к серьезным убыткам для предприятия.

Актуальность представленной работы заключается в анализе и установлении причин потери производительности центробежных компрессоров на основании теории работы компрессорного и сепарационного оборудования, проведенных практических исследований, в разработке и последующей успешной реализации предложения по модернизации межступенчатого сепарационного блока.

Новизна работы состоит в оригинальном решении по дополнению проектной технологической схемы компрессорной станции сепарационным оборудованием с необходимой эффективностью работы.

Достигнутый на практике технологический эффект заключается в ускоренном выводе из простоя дорогостоящего и сложного оборудования импортного производства. Расчет экономической эффективности внедрения приведен в конкурсной работе.

По согласованию с проектной организацией в июле 2006 года были проведены работы по модернизации межступенчатого блока сепарации первой компрессорной линии. Согласно протокола об обследовании внедренного блока капельный унос не превышал 70 мг/м^3 , при этом общая эффективность работы сепарационного блока превысила 99,5%. Достигнутые показатели полностью удовлетворяли проектным решениям и расчетным условиям эксплуатации компрессорных агрегатов.

Реализация технического предложения на заводе привела к изменениям следующих технологических показателей:

- выработка жидких продуктов из газа увеличилась в среднем на 12 т/сут.;
- реализация отбензиненного газа увеличилась в среднем на 105 тыс. $\text{м}^3/\text{сут.}$;
- уменьшились факельные выбросы с компрессорной станции, что способствовало улучшению экологической обстановки на заводе;
- температура нефтяного газа понизилась в среднем на 8°C , что способствует увеличению отборов из газа на установке масляной абсорбции;

Таким образом, предложение по модернизации межступенчатого блока сепарации турбокомпрессорного агрегата «Dresser–Rand» было успешно внедрено на Коробковском ГПЗ и обеспечило общий расчетный экономический эффект в размере около 17,7 млн. руб. за 4 месяца.



ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКУЛЬТИВАЦИОННЫХ РАБОТ КАК ЭЛЕМЕНТ ДОЛГОСРОЧНОГО МОНИТОРИНГА НЕФТЕЗАГРЯЗНЕННЫХ ЗЕМЕЛЬ ОАО «ТНК-НИЖНЕВАРТОВСК»

Г.А.Чернушенко

ОАО «ТНК-Нижневартовск»

Изучение состояния земель и динамики растительных сообществ в зависимости от давности проведения рекультивационных работ, оценка степени загрязнения земель до проведения рекультивации, ежегодная инвентаризация нефтезагрязненных земель являются необходимыми инструментами, позволяющими выявить закономерности (факторы), влияющие на восстановление природных экосистем, повысить эффективность рекультивационных работ, принять решение о необходимости рекультивации нарушенных земель (в т.ч. солезагрязненных), выявить неучтенные загрязненные территории, а также спланировать затраты на восстановительные работы.

Данный проект разработан с целью:

1. Выявления закономерностей и факторов, влияющих на восстановление природных экосистем
2. Разработки практических рекомендаций выполнения рекультивационных работ
3. Регулирования и планирования затрат на восстановление земель посредством проведения инвентаризации с целью принятия решения о целесообразности рекультивации и выявления неучтенных загрязненных территорий.

Задачи проекта заключены в испытании модели организации долгосрочного мониторинга земель с применением научных методов исследования состава почв и особенностей восстановления растительных сообществ.

Исследовательская часть данного проекта основана на изучении состава почв и особенностей восстановления растительных сообществ после рекультивации.

Это обусловлено тем, что биологическое восстановление земель определяется активизацией разложения нефти в почве и восстановлением растительного покрова. Объектами исследования служили почвы и растительные сообщества нефтезагрязненных участков на территории Самотлорского месторождения после рекультивации, было обследовано шесть участков различной степени начального нефтезагрязнения со сроком давности рекультивации от двенадцати до двух лет. Общая площадь обследованной территории составила 36 га.

В ходе реализации проекта на выбранных участках произведено детальное обследование, были зафиксированы состав, количество и состояние растительности, определено проективное покрытие напочвенного покрова и каждого вида на исследуемых участках, отобраны образцы растений и почв, химико-аналитическим методом определены данные содержания нефтепродуктов, хлоридов, водородный показатель почв, зольный состав растений.



Новизна исследовательских изысканий заключена в попытке проследить динамику растительных сообществ.

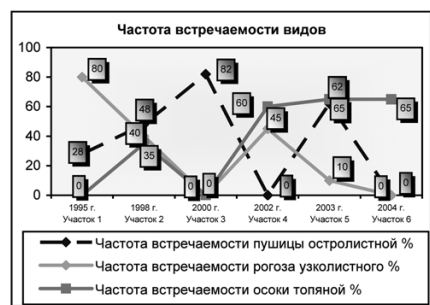
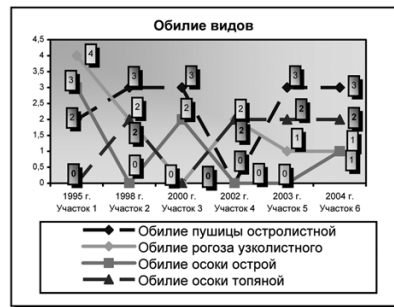
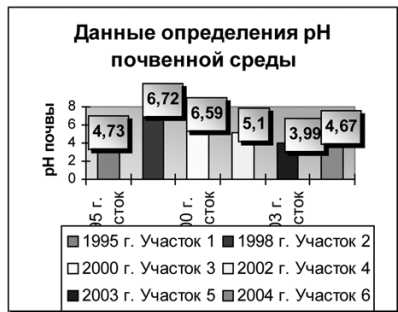
Типы сообществ исследуемых рекультивированных участков

№ участка	Привязка к местности, давность рекультивации	Тип растительного сообщества	Количество видов
1	Район куста 902 Участок рекультивирован в 1995 г.	Рогозовое сообщество Проклевное покрытие 65%	6 Рогоз узколистый (<i>Typha angustifolia</i> L.), Пушица остропетливая (<i>Eriophorum acuta</i> L.), Частушка повороташиноквая (<i>Alisma plantago-aquatica</i> L.), Осока острая (<i>Carex acuta</i> L.), Ива черная (подрост), (<i>Salix myrtilloides</i> L.), Береза пушистая (подрост), (<i>Betula alba</i> L.)
2	Район куста 919 Участок рекультивирован в 1998 г.	Пушицово-крупнокосо-вое сообщество с участием рогоза узколистого Проклевное покрытие 65%	6 Пушица остропетливая (<i>Eriophorum acuta</i> L.), Осока тонкая (<i>Carex limosa</i> L.), Рогоз узколистый (<i>Typha angustifolia</i> L.), Подорожник обыкновенный (<i>Plantago major</i> L.), Частушка повороташиноквая (<i>Alisma plantago-aquatica</i> L.), Иван-чай (<i>Eriobolium</i>)
3	Район куста 884 Участок рекультивирован в 2000 г.	Пушицово-осоковое сообщество Проклевное покрытие 45%	7 Пушица остропетливая (<i>Eriophorum acuta</i> L.), Осока острая (<i>Carex acuta</i> L.), Клевер ползучий (<i>Trifolium repens</i> L.), Иван-чай (<i>Eriobolium</i>), Морозник (длина прицветника), (<i>Rubus chionactonus</i> L.), Береза пушистая (подрост) (<i>Betula alba</i> L.), Сосна обыкновенная (подрост) (<i>Pinus sylvestris</i> L.)
4	Район куста 1503 Участок рекультивирован в 2002 г.	Пушицово-крупнокосо-вое сообщество с участием рогоза узколистого Проклевное покрытие 60%	5 Пушица многоколосковая (<i>Eriophorum polystachion</i> L.), Осока тонкая (<i>Carex limosa</i> L.), Рогоз узколистый (<i>Typha angustifolia</i> L.), Хаби болотный (<i>Geuriscum palustre</i> L.), Частушка повороташиноквая (<i>Alisma plantago-aquatica</i> L.)
5	Район куста 896 Участок рекультивирован в 2003г.	Пушицово-осоковое сообщество Проклевное покрытие 40%	6 Пушица остропетливая (<i>Eriophorum acuta</i> L.), Осока острая (<i>Carex acuta</i> L.), Рогоз узколистый (<i>Typha angustifolia</i> L.), Клевер ползучий (<i>Trifolium repens</i> L.), Морозник (длина прицветника) (<i>Rubus chionactonus</i> L.), Береза карликовая (<i>Betula nana</i> L.)
6	Район куста 2162 Участок рекультивирован в 2004г.	Крупно-осоковое восточное сообщество Проклевное покрытие 30%	4 Осока тонкая (<i>Carex limosa</i> L.), Веста прелестная (<i>Menyanthes trifoliata</i> L.), Пушица остропетливая (<i>Eriophorum acuta</i> L.), Рогоз узколистый (<i>Typha angustifolia</i> L.)

Кроме того, по результатам исследования была составлена Видовые структура фитоценозов для всех участков исследуемой территории.

Видовая структура фитоценоза Участка 1
(в районе к.902 Самотлорского м/р), рекультивированного в 1995 г.

Виды растений	Обилие вида	Частота встречаемости	Постоянство вида	Степень доминирования	Проективное покрытие
Ива черная (подрост)	1	-	-	-	-
Береза пушистая (подрост)	0	-	-	-	-
Сосна обыкновенная (подрост)	1	-	-	-	-
Береза карликовая	0	-	-	-	-
Рогоз узколистный	4	80%	V	15%	5
Пшеница влагаллиная	2	28 %	II	8 %	3
Пшеница многоколосковая	0	-	-	-	-
Частуха подорожниковая	1	12%	II	1,8%	2
Осока острая	3	20%	IV	4%	4
Осока топяная	0	-	-	-	-
Подорожник обыкновенный	0	-	-	-	-
Иван-чай	0	-	-	-	-
Клевер ползучий	0	-	-	-	-
Малина приземистая, морошка	0	-	-	-	-
Хвощ болотный	0	-	-	-	-
Вахта трехлистная	0	-	-	-	-
Общее число видов	6				



Анализ проб почвы показал, что основная часть исследованных территорий имеет слабую степень загрязнения с процентным содержанием нефтепродуктов менее 10%. Но усредненный показатель степени нефтяного загрязнения может быть достаточно условным в связи с мозаичностью распределения концентраций нефти в почве.

Содержание хлоридов в исследованных почвах менее 1%. Наиболее высокое процентное содержание 0,77 % отмечено на участке, рекультивированном в 2002 г., что связано с разливами высокоминерализованных пластовых вод.



По величине рН почвы варьируют от сильнокислых до нейтральных. Снижение величины рН характерно для участков, рекультивированных сравнительно недавно в 2003 и 2004 г. и связано с изменением свойств почв под воздействием нефти. При анализе динамики обилия видов, частоты встречаемости и степени доминирования прослеживается одинаковая тенденция для рогоза узколистного - с увеличением давности рекультивации эти показатели возрастают.

Т.е обладая высокой устойчивостью к нефтяному загрязнению и являясь рудеральным видом, рогоз при достижении соответствия условий окружающей среды экологическому оптимуму своего вида, постепенно вытесняет другие растения, в частности те, которые применяются в качестве фитомелиорантов.

ПОЛУЧЕННЫЕ ВЫВОДЫ И ОБОЩЕНИЯ:

- В пределах нефтяного загрязнения даже после проведения рекультивации происходит изменение химического состава почв.
- Засоление почв значительной степени усугубляет влияние нефтяного загрязнения
- Возникновение анаэробноз почв под воздействием нефти порождает образование органических кислот и как следствие снижение величины рН почвенной среды.
- Повышенное содержание золы в органах растений связано с адаптационным механизмом, направленным на преодоление неблагоприятного водного режима почв под воздействием нефти.
- Экспериментально подтверждено, что для болотных сообществ исследуемой территории в процессе сукцессии (развития) характерна постепенная смена пушицево-осоковых сообществ рогозовыми. Между тем, пушица и осока тоже являются рудеральными и достаточно устойчивыми к нефтяному загрязнению видами. Это говорит о высокой толерантности рогоза к условиям окружающей среды, что должно быть учтено при выборе фитомелиоранта.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕКУЛЬТИВАЦИИ:

- Индивидуальный подход к каждому участку для обоснования технологии восстановительных работ.
- Использование на этапе восстановления растительного покрова одностебельных видов растений, адаптированных к нефтяному загрязнению (овес посевной). Эти растения своей корневой системой разлагают остаточные нефтепродукты в почве, и после отмирания будут служить благоприятной питательной средой для последующего посева травосмесей. При этом не ставится задача наглядности качества рекультивации - «показать так называемый зеленый ковер».
- Применение для посева во второй вегетационный период рудеральных растений (рогоз, пушица, осока), отдавая приоритет наиболее устойчи-



вым к нефтяному загрязнению видам, произрастающим непосредственно в данном фитоценозе.

- Использование для посева солеустойчивых трав-галофитов при содержании хлора в почве более 0,1 – 0,2%.

- В условиях отсутствия площадей по выращиванию семян растений – фитомелиорантов возможен их сбор в естественных условиях природной среды нашего региона без дополнительных затрат.

Исследования в рамках проекта вносят вклад в разработку общей теории устойчивости природных систем к антропогенным факторам среды и могут быть использованы предприятиями со сходными природными условиями для анализа возможных причин низкой эффективности рекультивации. Для всех нефтедобывающих предприятий проект может служить моделью организации долгосрочного мониторинга нефтезагрязненных земель

Достижение землепользователями высоких результатов в восстановлении земельных ресурсов и контроль за состоянием природной среды обеспечит, прежде всего, оздоровление экологической обстановки и снижение негативного влияния нефтяного загрязнения на здоровье человека и окружающую среду.

ШФЛУ - ИСТОЧНИК ДОПОЛНИТЕЛЬНОЙ ПРИБЫЛИ

Д.А.Олефиренко

ОАО «ННП» ТНК-ВР

А.Н.Шавкун

ООО «Юграгазпереработка»

Лицензионные соглашения на право пользования недрами между государством и недропользователями предусматривают обязательную утилизацию попутного нефтяного газа. Это связано с необходимостью рационального использования добываемых природных ресурсов и сохранением стабильной экологической обстановки в регионах. На некоторых месторождениях эти условия выполняются, но на некоторых месторождениях инфраструктура все еще не может обеспечить 95% утилизацию газа.

Вследствие усиления контроля со стороны государства за выполнением лицензионных соглашений многие нефтедобывающие предприятия, несмотря на большие капитальные вложения, все же начинают инвестировать денежные средства в проекты для решения проблемы утилизации ПНГ (выработка электроэнергии, закачка ПНГ в пласт, переработка и т.д.).

Оценивая программы утилизации газа Нижневартовского района можно сказать, что их основной задачей является «тушение» оставшихся факелов и транспортировка ПНГ на переработку на ГПЗ. После реализации этих программ в том виде, в котором они есть сейчас, эти задачи будут решены, но все равно нефтедобывающие предприятия будут нести потери, - потери в части уноса ШФЛУ вместе с газом на газоперерабатывающие заводы.

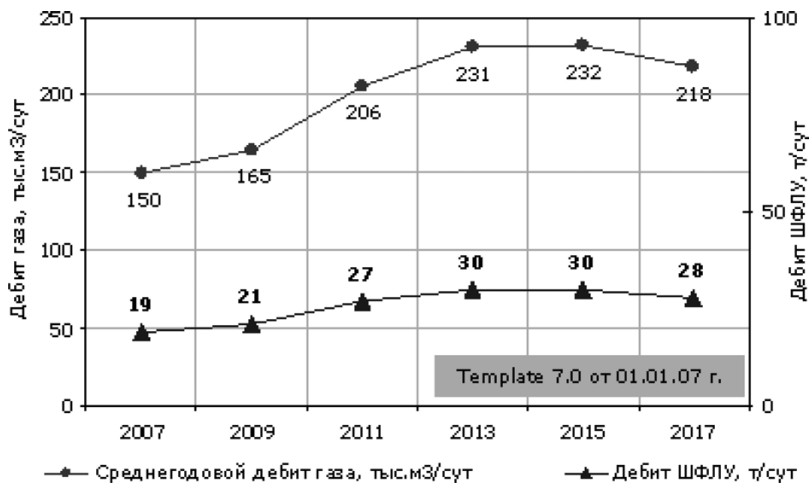
На сегодняшний день на объектах подготовки нефти Нижневартовского



района количество уносимой с попутным нефтяным газом широкой фракции легких углеводородов (ШФЛУ) в среднем составляет порядка 740 тонн в сутки. Часть ШФЛУ сжигается, другая часть уходит на газоперерабатывающие заводы. Учитывая сложившиеся цены на нефть, это достаточно серьезные финансовые потери для нефтедобывающих предприятий.

Для примера нами была проведена оценка различных вариантов монетизации теряемого ШФЛУ для Нижневартовского Нефтегазодобывающего Предприятия (ННП). По проведенным расчетам было определено, что количество уносимого вместе с газом ШФЛУ по ННП, а это 4 Дожимных насосных станции и 3 Центральные пункта сбора, составляет минимум 100 тонн в сутки. Как видно на графике (рис. №1), только по одной ДНС-4 Кошильского м/р теряется около 19 тонн ШФЛУ в сутки (в настоящее время ПНГ данного м/р сжигается).

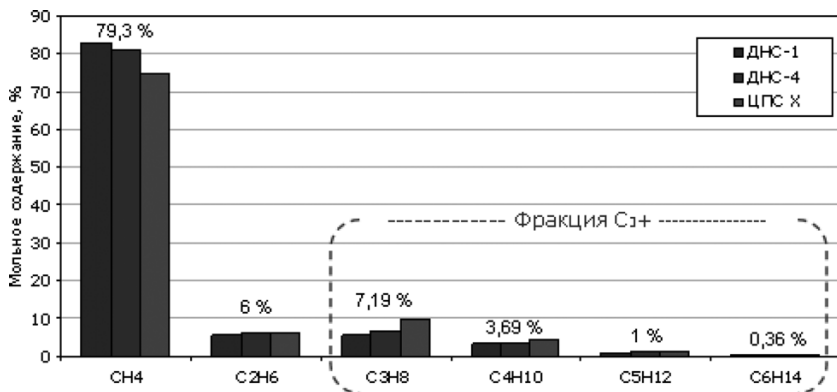
Рисунок №1 – Количество сжигаемого газа и ШФЛУ по Кошильскому м/р



Ниже приведен усредненный компонентный состав попутного газа Хожьяковской группы месторождений (в т.ч. Кошильское м/р).



Рисунок №2 – Компонентный состав газа, отобранного с факельной линии после 1-ой ступени сепарации УНП-1 (4-5 атм., м3/сут)



Исходя из этого графика, видно, что в ПНГ Хохряковской группы м/р много метана и небольшое количество более тяжелых углеводородов. Используя мольный состав газа и дебит на первой ступени сепарации, получаем, что потери широкой фракции легких углеводородов в среднем на 1 м³ газа 1 ступени составляют около 71 гр. ШФЛУ, а на 1 м³ газа 2 ступени около 1,5 кг ШФЛУ. После реализации программы утилизации ПНГ Хохряковской группы месторождений это количество ШФЛУ будет уходить на ГПЗ по сравнительно невысокой цене.

На сегодняшний день существует два наиболее приемлемых путей решения данной проблемы. Первый путь - это отделение ШФЛУ от газа и возврат ее в нефть. Второй путь это переработка ПНГ с целью получения СОГ и стабильного конденсата.

Первый вариант предполагает получение нестабильной ШФЛУ из газа после ГПА и ее закачку в нефть, в результате увеличивается выход нефти за счет снижения потерь тяжелых углеводородов по газу (C₅ и выше). Второй вариант предполагает переработку газа с целью получения стабильного конденсата и его реализации по более высокой цене.

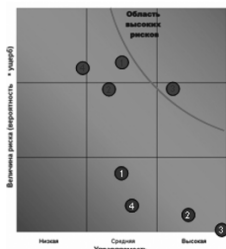
Выбор варианта монетизации ШФЛУ зависит от различных факторов. Тут нужно учитывать и географию расположения объектов ППН и ГПЗ, и свойства попутного газа, также большое значение имеет прогноз добычи ПНГ и т.д.

В нашей работе были оценены **риски**, которые влияют на экономическую эффективность и целесообразность этих вариантов, - основные из них приведены на рисунке №3.



Рисунок №3 – Матрица рисков

Рисунок №3 – Матрица рисков



ТОП-РИСКИ

1. Риск снижения объемов и качества ПНГ.
2. Зависимость окупаемости проекта от транспортной системы
3. Риск несоответствия целевой продукции требованиям технических усл
4. Риск снижения объемов сбыта

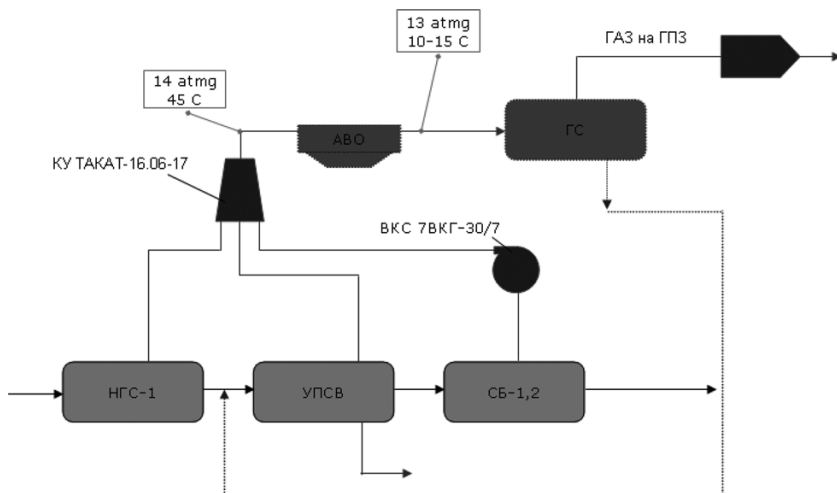
- - проект «Стабилизация ШФЛУ»
- - проект «Закачка ШФЛУ»

По матрице основных рисков можно увидеть, что вариант переработки газа в условиях промысла достаточно рискован, и, в том числе, требует к себе большего инженерного внимания, т.е. он более сложен в плане технологии и оборудования. Ну, и, самое главное, он дороже.

А вариант закачки ШФЛУ в нефть, напротив, выглядит очень привлекательно. Минимальные риски, надежность и невысокая стоимость оборудования.

Ниже приведена принципиальная схема блочной установки по охлаждению и сепарации скомпримированного газа на всех ступенях КС, состоящая из аппарата воздушного охлаждения и газосепараторов. Нестабильный конденсат, который будет собираться в ГС, будет возвращаться в схему подготовки нефти, и на выходе с установки, за счет рецайклинга, будет получаться прирост по нефти.

Рисунок №4 – Принципиальная схема закачки ШФЛУ в нефть





Моделирование транспортных газопроводов проводилось в программном комплексе PIPESIM, расчет технологического процесса улавливания ШФЛУ проводился в программном комплексе HYSYS. Для расчетов на данной стадии проекта принимался максимальный унос газа по аппаратам, т.е. результаты отражают наименьшее, заниженное значение выхода ШФЛУ.

Моделирование процесса улавливания ШФЛУ из компримируемого газа и закачка его перед второй ступенью, например на ДНС-4, показало что: количество сконденсированного ШФЛУ будет равняться 26 т/сут, увеличение сдаваемой нефти вследствие рециркуляции ШФЛУ составит + 17 т/сут. Т.е. на одну тонну нефти - получаем 7 кг ШФЛУ. Исходя из средних показателей по газовым факторам, дебитам газа и нефти, становится возможным оперативно оценить и другие объекты подготовки нефти.

Вывод:

В Нижневарттовском районе существуют месторождения, где происходит сжигание газа. К 2011 году на этих месторождениях планируется внедрить установки по компримированию газа для его транспортировки на ГПЗ. Если организовать на этих месторождениях выделение и рециклинг ШФЛУ, то можно снизить срок окупаемости проектов утилизации газа Нижневарттовского региона за счет дополнительного потока денежных средств от прироста сдаваемой нефти.

РАЗРАБОТКА НАУЧНО-ИНЖЕНЕРНЫХ ОСНОВ ПРОЦЕССОВ ИНГИБИРОВАНИЯ ВНУТРЕННИХ ПОВЕРХНОСТЕЙ ОБОРУДОВАНИЯ В ЦЕХЕ МЕТИЛМЕТАКРИЛАТА ПРОИЗВОДСТВА ОРГАНИЧЕСКОГО СИНТЕЗА ООО «САРАТОВОРГСИНТЕЗ»

А.В.Шаров, А.В.Шантроха, Ю.Б.Муратов

ООО «Саратоворгсинтез»

Актуальность выполнения данных исследований обусловлена необходимостью снижения полимерообразования на внутренних поверхностях производственного оборудования, что позволит сократить трудозатраты и время остановочных ремонтов, что, в свою очередь, приведет к увеличению производительности технологического процесса.

Задача эффективно решена с помощью применения ингибирующего покрытия, которое позволяет сократить время периодического ремонта оборудования и приводит к увеличению выпуска товарной продукции. В целом экономический эффект данной разработки составляет порядка 31000 тыс. рублей в год.

Цель работы - разработка научно-обоснованного подхода к созданию способа ингибирования внутренних поверхностей оборудования в Цехе метилметакрилата Производства органического синтеза ООО «Саратоворгсин-



тез».

Анализ отечественного и мирового опыта эксплуатации производств метилметакрилата указывает на необходимость решения проблемы полимеризации мономера на внутренней поверхности производственного оборудования с масштабным образованием полимерных наростов. Периодическое удаление наростов связано с остановкой технологического процесса и тяжелой операцией по очистке внутренних поверхностей (в частности, крышек) аппаратов от полимерных отложений вручную с помощью шансового инструмента.

На первом этапе исследований проведен анализ литературных данных и патентной информации о процессах, лежащих в основе полимерообразования метилового эфира метакриловой кислоты.

С целью предотвращения полимеризации мономеров на внутренней поверхности оборудования используют различные способы ингибирования поверхности.

Наиболее близким по технической сущности и достигаемому техническому результату, выбранным в качестве прототипа, является способ защиты поверхности оборудования при полимеризации ненасыщенных мономеров путем нанесения на стенки оборудования композиции, состоящей из водорастворимого нигрозина, жидкого натриевого стекла и отвердителя. Хорошая же растворимость жидкого натриевого стекла и нигрозина в воде дает возможность нанесения на поверхности в виде водных рецептур. С другой стороны, жидкое натриевое стекло и водорастворимый нигрозин практически нерастворимы в среде метилметакрилата.

Данный метод не может быть применен непосредственно на нашем предприятии, так как имеет ряд недостатков. Так, испытывали ингибирующий раствор на стальной поверхности, а на Производстве ММА используются свинцовые поверхности. Кроме этого, данное ингибирующее покрытие использовалось в трубопроводах выбросов абгазов после холодильника, где нет прямого контакта с парами ММА. В условиях же ООО «Саратоворгсинтез» предполагалось использование данного ингибирующего покрытия для обработки крышек реакторов, в которых протекают процессы омыления и эфиризации.

Из литературных данных также известно, что адгезия зависит от природы субстрата. Так, прочность органических адгезивов к металлическим субстратам изменяется в ряду: медь > углеродистая сталь > легированная сталь > алюминий > цинк > олово > свинец. Как видно из этого ряда, свинец как адгезионный субстрат обладает самой наименьшей способностью к образованию связей с фактическими адгезивами. Поэтому необходимо найти различные решения задачи по увеличению адгезионного взаимодействия.

Так, из литературных данных известно, что поверхность металлических изделий, предназначенных к нанесению покрытия, должна отвечать определенным требованиям по чистоте.

С поверхности металла необходимо удалять как органические загрязне-



ния – жиры, масла, так и неорганические – пленки окислов, солей и прочие загрязнения, наличие которых существенно уменьшает прочность адгезионного соединения.

Также для решения проблемы повышения адгезии и сцепления покрытия с металлической основой возможно использование следующих подходов:

- тесное сближение фаз (повышение скорости частиц при напылении покрытий);

- специальная обработка поверхности. Металлы, свежеевосстановленные из окислов, гораздо более активны и легче вступают во взаимодействие с покрытиями;

- введение активаторов адгезии в состав покрытия. Активаторы адгезии образуют химические связи большей прочности. Классические представители активаторов – окислы кобальта и никеля;

- увеличение истинной площади поверхности раздела.

Следующим этапом исследования являлось нахождение оптимального состава ингибирующей смеси и способов нанесения с целью увеличения времени адгезии ингибирующей смеси к внутренним поверхностям оборудования.

В литературе описана адгезия ингибирующего покрытия к стальной поверхности. В нашем случае на Производстве ММА используются свинцовые поверхности, поэтому первоначально было целесообразным проведение экспериментов по определению работы адгезии ингибирующего состава к свинцовой пластине.

Ингибирующую смесь готовили следующим образом. Жидкое натриевое стекло смешивали с отвердителем в количестве 25% от массы жидкого стекла. В качестве отвердителя брали кремнефтористый натрий. В смесь при перемешивании вводили водорастворимый нигрозин в количестве не более 1 масс. % по отношению к жидкому натриевому стеклу. Смесь наносили на металлические пластинки. Отверждение смеси начиналось при комнатной температуре и длилось 2 часа.

Для определения работы адгезии использовался метод «нейтральной капли», основанный на оценке параметров смачивания жидким адгезивом поверхности твердого субстрата.

Равновесную работу адгезии жидкого ингибирующего состава рассчитывали по уравнению:

$$W_a = \sigma_{ж-г} (1 + \cos\theta), \text{ [эрг-град-см}^2\text{]}$$

где $\sigma_{ж-г}$ – поверхностное натяжение ингибирующей жидкости,

θ - краевой угол смачивания твердой поверхности, град.

На основании полученных экспериментальных данных и с использованием уравнения определялась равновесная работа адгезии к различным металлическим поверхностям.

Полученные экспериментальные и расчетные данные представлены в таблице 1.



Таблица 1 - Работа адгезии разработанного ингибирующего состава для различных металлических поверхностей

Металл (марка материала)	Краевой угол смачивания θ , град.	Работа адгезии, эрг·град·см ⁻²
Сталь (12X18H10T)	38	125,3
Медь (М-1)	47	117,6
Алюминий (AL-1)	40	123,9
Свинец (С-1)	45	119,7

Данные таблицы 1 показывают, что равновесная работа адгезии ингибирующего состава практически для всех металлов находится в одних пределах, следовательно, можно сделать вывод, что данная ингибирующая смесь будет проявлять свою адгезионную способность как на стали, так и на свинце, который является главным конструкционным материалом, вступающим во взаимодействие с метилметакрилатом.

В ходе дальнейших исследований адгезионная прочность ингибирующего покрытия к свинцу определялась по методу «решетчатых надрезов» (ГОСТ 15140-78). Адгезионную прочность покрытия по методу «решетчатых надрезов» определяли визуально и оценивали по балльной системе (таблица 2).

Таблица 2 – Балльная шкала оценки адгезионной прочности покрытия к свинцовому субстрату по методу «решетчатых надрезов»

Балльная шкала	5 баллов	4 балла	3 балла	2 балла	1 балл
Количественные повреждения покрытия	Покрытие сохраняет целостность на 95% и более	Покрытие сохраняет целостность на 75% - 95%	Покрытие сохраняет целостность на 55% - 75%	Покрытие сохраняет целостность на 35% - 55%	Покрытие сохраняет целостность менее чем на 35%

Условия проведения экспериментов следующие: на свинцовую пластинку наносят ингибирующее покрытие, затем дают высохнуть и закрепиться покрытию на субстрате в течение двух часов. После чего на покрытие наносили решетчатые надрезы с использованием лезвия. Расстояние между надрезами составляет 3 мм. За результат испытания принимали средний балл, полученный при испытании не менее двух параллельных образцов.

Наилучшей адгезии ингибирующего покрытия к свинцовому субстрату удалось добиться, используя комбинированные условия. Первоначально свинцовая пластина обрабатывалась перекисью водорода, а затем на нее наносили ингибирующий состав, модифицированный окислом никеля (1 масс. % от общего объема смеси). При нанесении надрезов на ингибирующее по-



крытие в этом варианте его целостность остается не изменой, т.е. надрезы получаются ровные без сколов, что соответствует высшему результату бальной шкалы.

Основываясь на положительных результатах, полученных в лабораторных условиях, в дальнейшем были проведены промышленные испытания ингибирующего состава в реальных условиях производства.

В качестве объектов, на которые наносилось ингибирующее покрытие, были выбраны крышки аппаратов поз. 13 пяти систем синтеза Производства ММА.

На рисунке 1 представлена крышка, не подвергавшаяся обработке, и после 30 суток непрерывной работы. На этой крышке образовывался полимер в большом количестве, который покрывал не только площадь крышки, но также имел большую толщину покрывающего слоя (до 45 см).



Рисунок 1 - Крышка аппарата позиции 13, которая не была покрыта ингибирующим раствором, после 30 сут непрерывной работы аппарата

При проведении промышленных испытаний предложенного нами ингибирующего покрытия были получены положительные результаты. Так, применение ингибирующего покрытия позволило уменьшить отложения полимера на металлических поверхностях крышек эфизаторов до локальных участков, практически снижая отложения полимера на 80 – 90 отн. % (см. рисунок 2).



Рисунок 2 - Крышка аппарата позиции 13, которая была предварительно обработана перекисью водорода и покрыта ингибирующим раствором с добавлением активатора адгезии (NiO), после 30 сут непрерывной работы аппарата

Разработанный в ходе исследований оптимальный состав ингибирующего раствора и условия его нанесения приняты к использованию в цехе ММА для обработки внутренних поверхностей всех аппаратов процессов эфиризации и ректификации.

ИНТЕГРАЦИЯ ПРОЦЕССОВ АВТОМАТИЗАЦИИ УЧЕТА ЭНЕРГОРЕСУРСОВ И ДИСПЕТЧЕРСКОГО УПРАВЛЕНИЯ ЭНЕРГОБЪЕКТАМИ В ОАО «УДМУРТНЕФТЬ»

Б.В.Юпашевский

ООО «УдмуртЭнергонефть»

В последнее десятилетие область учета энергоресурсов получила мощное развитие. Стремительная интеграция в эту сферу информационных технологий дала средствам измерений новые возможности. Появление нового поколения счетчиков электроэнергии, построенных на базе микропроцессоров, позволило устанавливать в точку учета мини-ЭВМ, способную производить вычисления и измерять множество дополнительных параметров, а также накапливать и хранить информацию о графике нагрузки на достаточно большом отрезке времени.

Реформирование электроэнергетики в России, одним из результатов



которого стало образование оптового рынка электроэнергии, открыло для предприятий энергетической отрасли новые возможности. Но наравне с этими возможностями появились и новые требования. К примеру, приобретение электроэнергии на оптовом рынке по более выгодным тарифам, минуя различных посредников, несомненно, плюс, но простого желания для того, чтобы стать субъектом рынка, предприятию недостаточно. Оно должно иметь на вооружении автоматизированную информационно-измерительную систему контроля и учета электроэнергии, построенную на базе микропроцессорных счетчиков электроэнергии с классом точности не ниже 0,5S, которая полностью отвечает техническим требованиям, предъявляемым оптовым рынком к своим потенциальным субъектам.

На начальном этапе была закуплена и установлена в точки приема электроэнергии из сетей ОАО «Удмуртэнерго» партия высокоточных микропроцессорных счетчиков электроэнергии семейства «Альфа».

Эффект от установки новых счетчиков превзошел ожидания. Во-первых, высокий класс точности, т.е. более точный учет потребляемой энергии, а во-вторых, что очень важно, появилась доказательная база, с помощью которой стало возможно решать вопросы с контролирующими организациями по балансу и учету электроэнергии. Благодаря этим мероприятиям удалось снизить величину заявленной потребляемой мощности в 1,3 раза со 112 МВт (до установки счетчиков «Альфа») до 86 МВт (после установки). Соответственно, значительно сократились расходы на потребляемую электроэнергию.

Следующим этапом развития стала автоматизация процесса сбора и обработки данных.

По своей архитектуре современная автоматизированная информационно-измерительная система контроля и учета электроэнергии (АИИС КУЭ) состоит из трех основных уровней:

1. ИИК – информационно-измерительный комплекс точки учета. Состоит из измерительных трансформаторов тока и напряжения и микропроцессорного счетчика электроэнергии.

2. ИВКЭ – информационно-измерительный комплекс электроустановки. На энергообъекте может быть установлен промежуточный контроллер между уровнями ИИК и ИВК.

3. ИВК – информационно-вычислительный комплекс. Самый верхний уровень, на котором находятся средства приема-передачи данных, промышленный контроллер, отвечающий за сбор и обработку информации, сервера баз данных, подключенные к локальной вычислительной сети предприятия, специализированный программный комплекс на базе технологии «Альфа-Центр».

Задачи, которые можно решить с помощью АИИС КУЭ немало:

- повышение точности потребляемой и распределяемой электроэнергии;
- автоматизированный сбор и обработка данных с удаленных энергообъектов в единую базу данных;
- измерение различных параметров, включая параметры качества элек-



тросети;

- контроль энергопотребления в часы максимума Энергосистемы;
- возможность оперативного регулирования (диспетчеризации) нагрузки;
- возможность более точного сведения баланса и прогнозирования энергопотребления на следующий расчетный период;
- возможность наблюдать график нагрузки в реальном времени;
- одновременный множественный доступ к базе данных с рабочих мест;
- получение различных отчетных форм об энергопотреблении;
- формирование данных об энергопотреблении для контролирующих организаций.

Кроме этих задач учитывались и основные принципы, используемые при построении АИИС КУЭ:

- четкое иерархическое построение системы;
- использование проверенных и стандартных компонентов системы;
- цифровые интерфейсы передачи данных;
- глубокое архивирование в счетчике основных измерений;
- контроль достоверности и полноты данных на всех уровнях системы;
- диагностика работоспособности системы;
- масштабируемость и наращиваемость.

В разработке технических условий для реализации проекта, а также в монтаже и наладке оборудования непосредственное участие принимали специалисты ООО «Удмуртэнергогаз».

Основная техническая база была подготовлена – коммерческие точки поставки электроэнергии были оборудованы микропроцессорными счетчиками «Альфа» с классом точности 0,2S и 0,5S.

Для передачи информации за основу был взят канал сотовой связи стандарта GSM, поскольку по техническим требованиям канал должен обеспечивать скорость передачи данных не ниже 9600 бит/с, кроме того этот канал обладает способностью быстрого развертывания при минимальных затратах. Особенно эта возможность хорошо применима там, где поблизости отсутствуют какие-либо другие физические линии связи. Однако, при возможности, можно использовать и альтернативные каналы передачи данных – телефонная сеть общего пользования или локальная вычислительная сеть.

Таким образом, для организации сбора и обработки данных со счетчиков было использовано следующее оборудование:

- устройство сбора и передачи данных на базе промышленной рабочей станции RTU-327;
- сотовые терминалы стандарта GSM Siemens TC35i;
- модемы для коммутируемых телефонных линий;
- коммутационное оборудование, предназначенное для объединения и подключения точек учета к каналобразующему оборудованию (мультиплексоры, адаптеры, преобразователи интерфейсов).

Выбор коммутационного оборудования определяется количеством точек учета на энергообъекте, а также используемыми для передачи данных цифро-



выми интерфейсами (ИРПС, RS-422/485, RS-232).

После приобретения, монтажа и ввода оборудования в эксплуатацию сформировался следующий программно-аппаратный комплекс:

1. На удаленном энергообъекте цифровые интерфейсы счетчика подключаются через коммутационное оборудование (мультиплексор, адаптер и т.п.) к GSM-терминалу.

2. Устройство сбора и передачи данных (УСПД), располагается в центре сбора и обработки данных. К УСПД подключен модемный пул, состоящий из 8-ми GSM-терминалов, аналогичных тем, что устанавливаются на удаленном энергообъекте и установлена база данных специализированного программного обеспечения «Альфа-Центр».

3. За каждым из 8-ми терминалов равномерно закреплено определенное количество опрашиваемых удаленных энергообъектов. Опрос ведется в автоматическом режиме. Периодичность опроса объектов – 30 минут.

4. Собираемые данные от УСПД дублируются в базу данных сервера коммерческого учета электроэнергии по локальной вычислительной сети. К серверу, посредством клиентского программного обеспечения «Альфа-Центр», имеют доступ зарегистрированные пользователи: энергетики, инженеры по режимам и учету, которые могут просматривать данные об энергопотреблении своего участка и предприятия в целом, видеть графики нагрузки в режиме реального времени, формировать различные отчетные формы об энергопотреблении.

Следует пояснить, что непосредственный доступ к информации в УСПД пользователям запрещается техническими требованиями. Информацию из УСПД могут получать только контролирующие организации по специально выделенному для этого каналу.

Модульное построение системы позволяет объединять в ней различные устройства, имеющие разные интерфейсы и выполняющие различные функции. То есть система обладает возможностью наращивания и гибкостью, позволяющими создавать варианты системы, направленные на выполнение тех или иных задач. Созданная система учета полностью удовлетворяет техническим требованиям для работы на оптовом рынке электроэнергии. Проведенные в течение трех месяцев имитационные торги на оптовом рынке электроэнергии дали положительные результаты. Если до создания системы отклонения фактического электропотребления от планового достигали 10 %, то после внедрения системы точность прогнозирования и фактического потребления существенно повысилась и составила не более 2-5 %.

В части нематериальных аспектов эффективности проекта можно выделить следующие важные составляющие:

- снижение затрат на электроэнергию, благодаря высокой точности учета;

- сокращение потерь электроэнергии;

- определение энергозатрат на конкретные технологические процессы, возможность изменения технологии с целью уменьшения энергозатрат;



- выбор оптимальных режимов работы энергоемкого оборудования;
- оперативное управление режимами энергопотребления;
- прогнозирование энергопотребления и снижение заявляемой мощности;
- защита от необоснованных штрафных санкций;
- освобождение персонала от необходимости снятия показаний с приборов учета вручную и перевод его на выполнение других производственных задач;
- готовность к использованию гибкой тарифной политики и работе на оптовом рынке электроэнергии.

Ближайшая перспектива – это внедрение автоматизированной системы диспетчерского управления энергообъектами и ее адаптация к существующей системе учета электроэнергии.

Эксплуатируемая элементная база, на которой построена система учета электроэнергии, зарекомендовала себя с положительной стороны, а концепции, заложенные в ее основу при создании, вполне позволяют это сделать.

В этой интегрированной среде будут сочетаться технический учет электроэнергии (АСТУЭ), позволяющий четко контролировать распределение электроэнергии внутри предприятия, то есть наблюдать расход электроэнергии по направлениям деятельности: добыча, перекачка нефти, подъем и подача воды и т.п., а также функции телемеханики и телеуправления и визуального контроля энергообъекта (охранная функция). Разворачиваемая на территории Удмуртии система беспроводного радиодоступа WiMAX предоставляет хорошие возможности, одной из которых является наличие высокоскоростных каналов связи, которые позволили бы реализовать вышеназванные функции.

Преимущества и значимость такой системы очевидны:

- текущее состояние энергообъектов и составляющих его элементов в режиме реального времени на мониторе дежурного диспетчера;
- возможность дистанционного оперативного управления энергообъектом и его элементами;
- мгновенное измерение текущих технологических параметров (ток, напряжение, частота, активная и реактивная мощность, температура и т.п.);
- фиксация всех событий и изменений, происходящих в энергосистеме, их архивирование и последующее хранение в долговременной базе данных;
- сокращение времени на плановые и оперативные переключения электрооборудования
- повышение безопасности при проведении оперативных переключений в электроустановках;
- сокращение времени ликвидации аварийных режимов электросетей.

Эффект от создания и эксплуатации подобной SCADA-системы на предприятии направлен на обеспечение максимально надежного и бесперебойного электроснабжения объектов добычи нефти и газа и, как следствие, снижение потерь нефти при аварийных отключениях и простоях.



Создание мощных интегрированных систем контроля и учета энергоресурсов и управления энергообъектами с высокой степенью адаптивности является на сегодняшний день одним из приоритетных и необходимых направлений развития.

Постоянно ужесточающиеся технические нормативы и требования к эксплуатации и надежности электросетей и электрооборудования, создание оперативных измерительных комплексов, большие объемы энергопотребления, финансовые расчеты на оптовом рынке электроэнергии – это сегодняшний день и норма для предприятий топливно-энергетического комплекса.

Этап по созданию автоматизированной системы контроля и учета электроэнергии в ОАО «Удмуртнефть» практически завершен. Система жизнеспособна и полностью соответствует по ключевым параметрам и техническим требованиям для работы на оптовом рынке электроэнергии, обладает достаточным потенциалом для адаптации и наращивания, развития внутри предприятия. Имеющиеся каналы связи позволяют использовать свою мощность и для нужд дистанционного диспетчерского управления, а гибкость используемого программного интерфейса (визуализации) позволит видеть на экране монитора как данные по энергопотреблению, так и состояние энергосистемы и ее элементов.

Этап по созданию системы телемеханики и телеуправления, ее интеграция в систему учета – новый горизонт для освоения и вопрос времени, но совершенству, как известно, нет предела.