



МИНИСТЕРСТВО ЭНЕРГЕТИКИ РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

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

СБОРНИК

**работ победителей XVII Конкурса
на лучшую молодежную научно-техническую
разработку по проблемам топливно-
энергетического комплекса**



МОСКВА
2010

УДК 371.84(06)
ББК 74.2.Я7
С23

ISBN 978-5-89552-379-7

Сборник работ победителей XVII Конкурса на лучшую молодежную научно-техническую разработку по проблемам топливно-энергетического комплекса - Министерство энергетики Российской Федерации, Общероссийская общественная организация «Национальная система развития научной, творческой и инновационной деятельности молодежи России «ИНТЕГРАЦИЯ», 2010 г. — 289 стр.

Настоящий Сборник включает доклады победителей XVII Конкурса молодежных разработок по проблемам топливно-энергетического комплекса на Итоговой конференции, состоявшейся 11 марта 2009 года в Зале Коллегии Министерства 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 — Румянцева Е.А.

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 01.12.2009. Подписано в печать 18.01.2010
Формат 60x90 $\frac{1}{16}$ Бумага офсетная. Тираж 150 экз.
Отпечатано в ЗАО «Гриф», Зак. 7

ISBN 589552379-X



© Министерство энергетики РФ, 2010
© НС «Интеграция», 2010



СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ	11
МАЛОТОННАЖНОЕ ПРОИЗВОДСТВО МЕТАНОЛА <i>О.Р.Акмалова</i> <i>ООО «РН-Пурнефтегаз»</i>	13
РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В АКВАТОРИИ АЗОВСКОГО МОРЯ НА ПРИМЕРЕ РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «НОВОЕ» <i>А.Г. Алексеев, М.А. Сибилев, А.В. Арестов</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»</i>	18
ПРОДЛЕНИЕ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН ПО ИЗОЛЯЦИОННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ <i>Ю.В.Ашихмин</i> <i>ООО «Удмуртэнергонефть»</i>	22
ПОНЯТИЕ КОНСТИТУЦИОННО-ПРАВОВОГО ПРИНЦИПА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА <i>Л.Н.Ашнина</i> <i>НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти»</i>	25
ГЕОЛОГИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОАО «НК «РОСНЕФТЬ» В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ХМАО <i>Т.С.Баранов, В.А.Миткарев, Э.Н.Султанова, Т.Р.Шарафутдинов</i> <i>ООО «РН-УфаНИПИнефть»</i>	31
ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С УЧЕТОМ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В СЕТИ ПРЕДПРИЯТИЯ. ОЦЕНКА ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ЗАМЕНЕ НЕДОГРУЖЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ <i>А.В.Беленко</i> <i>ОАСУ ПТД УИТ ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»</i>	37
МОДЕРНИЗАЦИЯ БЛОКА РЕГЕНЕРАЦИИ КАТАЛИЗАТОРА УСТАНОВКИ РК И ГА, КГПН <i>С.В.Белов, С.Н.Петрованов, К.Н.Бугай</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»</i>	44



УПРАВЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫМИ ПОТОКАМИ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА КИН НА ПРИМЕРЕ АРХАНГЕЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ 48

А.М.Белых

ЦДНГ-2 НГДУ «Гремиха»

КОМПЛЕКСНАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ 52

С.В.Бузмаков

ОАО «Удмуртнефть»

РАЗРАБОТКА ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН 57

В.А. Бурдыга, М.М. Фаттахов, Н.Р. Галеев

ООО «КогалымНИПИнефть»

СПОСОБ УТИЛИЗАЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ СТОКОВ И ВОДОМЕТАНОЛЬНОГО РАСТВОРА И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ 62

В.В.Бурлий

ООО «Газпром Добыча Ямбург» (ГПУ ГП-4)

ПАРАЛЛЕЛЬНЫЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ JENVASCHEP НА ХАНЧЕЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ 64

Ю.Г.Буряк

ООО «НоваЭнерго»

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ ТИПА «КОМПАБЛОК» ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ И СНИЖЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ПАРА ОТПАРНЫХ СЕКЦИЙ УСТАНОВКИ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ МАСЛЯНЫХ ФРАКЦИЙ 39/7, ЦЕХА 101 ЗМ ОАО «АНХК» 67

Н.А.Глебкин

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ СОРОЧИНСКО-НИКОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ УСТАНОВОК, ПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ ВОДУ ИЗ ВЫШЕЛЕЖАЩЕГО ПЛАСТА В НИЖЕЛЕЖАЩИЙ ПЛАСТ 69

Д.В.Гулин

ОАО «Оренбургнефть» НГДУ «Сорочинскнефть»

АКТУАЛЬНОСТЬ КОНТРОЛЯ РАДИАЦИОННОЙ ОБСТАНОВКИ НА УГОЛЬНЫХ ШАХТАХ И РАЗРЕЗАХ 74

О.Н.Гурьянова, А.А.Шилов

Московский государственный горный университет



КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОШНОСТИ <i>А.А.Гушин</i> УЭО ООО «ЮКОРТ»	77
ПОЛИГОН ПО СБОРУ И ПЕРЕРАБОТКЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ <i>А.Н.Димитров</i> ОАО «Самотлорнефтегаз»	82
СТАНДАРТИЗАЦИЯ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ: МЕЖДУНАРОДНАЯ И НАЦИОНАЛЬНАЯ ПРАКТИКА <i>А.Д. Квасняк</i> ВНИИГАЗ, РГУНГ им. И.М. Губкина	84
СОКРАЩЕНИЕ ЦИКЛА ГРП С ПРИМЕНЕНИЕМ МОДУЛЬНЫХ ПЕРФОРАЦИОННЫХ СИСТЕМ В УСЛОВИЯХ ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ» <i>П.И.Елисеев</i> ООО «РН-Пурнефтегаз»	89
ПРИМЕНЕНИЕ ТРУБНЫХ СЕПАРАТОРОВ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЕ УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ (УНТС) ЮРХАРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ <i>А.А.Еловииков</i> ОАО «НОВАТЭК»	95
СОЗДАНИЕ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ СЕТИ НА НЕФТЕПРОМЫСЛЕ <i>Г.П.Ерченко, Е.А.Лавин, Р.Р.Валеева</i> Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» в г. Когалым Урайский ЦИТиС	101
 ГИБКАЯ РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА МАЛОГАБАРИТНЫХ УСТАНОВКАХ <i>А.В.Журбин</i> Астраханский ГПЗ ООО «Газпром добыча Астрахань»	107
ПРОГРАММНО-АЛГОРИТМИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДЕТАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ «ГЕОМОД» <i>С.А.Иванов</i> ООО «Газпромгеофизика»	114
СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОЦЕССА АДСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ОБЕССЕРЕННОГО ГАЗА <i>С.К.Искалиева</i> ООО «Газпром добыча Астрахань»	119



- ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ПРОМЫВКИ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ОСЕВОГО КОМПРЕССОРА ГТУ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРА** 125
А.С.Кайдаш
ОАО «Газпром трансгаз Югорск» Лонг-Юганское ЛПУМГ
- ОХРАНА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА. КИОТСКИЙ ПРОТОКОЛ. ОБЗОР ОСНОВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ МЕТАНА, СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ СОКРАЩЕНИЯ В ФИЛИАЛЕ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ»** 130
А.А.Калимулина
ООО «Газпром трансгаз СанктПетербург» филиал Пикалевское ЛПУМГ
- МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ТЕПЛООВОГО РЕЖИМА ТРАНСПОРТА ГАЗА ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ** 134
И.М. Камалетдинов
ООО «Газнадзор»
- ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ МАШИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО ФАКТИЧЕСКОМУ ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИСТЕМЫ ВИБРОДИАГНОСТИКИ** 139
А.Н.Карпаков
РН-Туапсинский нефтеперерабатывающий завод
- МОДЕРНИЗАЦИЯ УЗЛА ОЧИСТКИ КУБА РЕКТИФИКАЦИОННОЙ КОЛОННЫ К-1 УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА** 143
А.В.Кислых, А.М.Гребенников, А.В.Швецов
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»
- ПРОВЕДЕНИЕ ОЦЕНОЧНЫХ ИСПЫТАНИЙ СИСТЕМ И ОБОРУДОВАНИЯ АЭРОГАЗОВОГО И ПЫЛЕВОГО КОНТРОЛЯ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ДОСТОВЕРНЫХ ДАННЫХ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ И ПАРАМЕТРАМ ИХ РАБОТЫ** 148
С.С.Кобылкин
ФГУП «ГИПРОУГЛЕАВТОМАТИЗАЦИЯ»
- РАЗРАБОТКА БИОМАТ – ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ УКРЕПЛЕНИЯ ГРУНТОВОЙ ПОВЕРХНОСТИ И ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПОЧВЕННО-РАСТИТЕЛЬНОГО СЛОЯ** 153
Р.В.Корытников
ООО «Газпром добыча Ямбург», ФГУП «Фундаментпроект»
- РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОТКАЧКИ ВОДЫ ИЗ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА** 155
И.Е.Кривых
ООО «Газпром подземремонт Уренгой»



- МЕТОДИКА ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАНЖИРОВАНИЯ
ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ** 161
Е.С.Кузьмина
ООО «Газпром добыча Оренбург»
- АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА РАСЧЕТОВ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ
ЭФФЕКТИВНОСТИ КРУПНЫХ ПРОЕКТОВ ТНК-ВР
(НА ПРИМЕРЕ ИНТЕГРИРОВАННОГО ПРОЕКТА ОРЕНБУРГ)** 167
М.А.Лимонов
ОАО «Оренбургнефть»
- РАЗРАБОТКА ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НАЛИВА
НЕФТЕПРОДУКТОВ НА КОМБИНИРОВАННОЙ ЭСТАКАДЕ ТИТУЛА
2050 ТОВАРНО-СЫРЬЕВОГО ПРОИЗВОДСТВА ООО «ЛУКОЙЛ-
НИЖЕГОРОДНЕФТЕОРГСИНТЕЗ»** 171
А.Е.Масляков
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»
- МОБИЛЬНАЯ РЕГИСТРИРУЮЩАЯ ФИЛЬТРАЦИОННАЯ УСТАНОВКА ПО
ОПЕРЕЖАЮЩЕМУ ГЛУШЕНИЮ СКВАЖИН СОЛЕВЫМИ РАСТВОРАМИ** 177
Д.В. Нюняйкин
ТНК-ВР ОАО «Самотлорнефтегаз»
- КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ
ОБЕССОЛИВАНИЯ НЕФТИ, СНИЖЕНИЮ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И
КОЛИЧЕСТВА СТОЧНЫХ ВОД НА ЭЛЕКТРООБЕССОЛИВАЮЩИХ
УСТАНОВКАХ ОАО «АНХК»** 182
А.А.Павлов, Д.А.Цветков
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»
- ОПТИЧЕСКИЙ ПРИБОР И МЕТОД КОНТРОЛЯ ПЛАМЕНИ СЖИГАНИЯ
УГЛЕВОДОРОДОВ, ОСНОВАННЫЙ НА ПРИМЕНЕНИИ ЭКСПЕРТНЫХ
СИСТЕМ** 184
Ю.В.Патрахин
ООО «Газпромэнерго».
Е.А.Зрюмов
АлГТУ
- ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ И ПРИРОДООХРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ
ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ НА УСТЬЕ
СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ОПЫТНО-КОНСТРУКТОРСКИХ
РАЗРАБОТОК КОМПЛЕКСА СПЕЦИАЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ** 187
В.А.Петин
Оренбургская военизированная часть ООО «Газобезопасность»



**МЕТОДИКА РАЗРАБОТКИ КОМПЬЮТЕРНОЙ ПРОГРАММЫ ПО
АВТОМАТИЗАЦИИ РАБОТЫ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ТРУДА И
ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В ООО «КНГ - КУБАНСКОЕ УТТ»** 191

Ю.В. Резниченко

ООО «КНГ-Кубанское УТТ»

**ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В
ПРОЦЕССЕ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ** 195

В.А. Ростун

ОАО «Самотлорнефтегаз» СНГДУ-2

**ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БЛОЧНЫХ ГАЗОТУРБИННЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В
ЦЕЛЯХ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА УДАЛЕННЫХ
НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С НЕДОСТАТОЧНО РАЗВИТОЙ
ИНФРАСТРУКТУРОЙ ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ УРОВНЯ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ
95%** 201

А.Г. Рыбаков

ОАО «Оренбургнефть» НГДУ «Сорочинскнефть»

РЕКОНСТРУКЦИЯ УСТАНОВКИ АВТ-5 205

В.Г. Плехов, И.А. Рыбовалов, С.В. Бизяев, А.В. Журавлев

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

**СПОСОБ УСТРОЙСТВА ЭФФЕКТИВНОГО ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ
СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ В УСЛОВИЯХ
КРАЙНЕГО СЕВЕРА** 208

Р.И. Сапелкин

ООО «Газпром добыча Ямбург» филиал ЯРЭУ

С.И. Матренинский, Ю.М. Борисов

Воронежский Государственный архитектурно-строительный
университет

**ПРОВЕРКА КОНТРАГЕНТОВ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ДОГОВОРА - КАК МЕРА
ПО ЗАЩИТЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ИНТЕРЕСОВ ПРЕДПРИЯТИЯ** 212

В.В. Соломатин

Филиал «Астраханьбургаз» ООО «Бургаз»

**УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕДУРЫ ПРОВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА
ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В ООО «ЛУКОЙЛ-
УХТАНЕФТЕПЕРЕРАБОТКА»** 215

Ю.В. Субботина, О.В. Савкина

ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка»



- УВЕЛИЧЕНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА СКВАЖИНАХ С БОКОВЫМИ
СТВОЛАМИ В ЦДНГ-4 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»** 218
Я.М.Сусанов
ЦДНГ-4 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»
- РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ КОМПАНИИ «ТНК-
ВР» ФОРМЫ ОЦЕНОЧНОГО ЛИСТА ПО ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЕ И
МОНИТОРИНГУ. ОПЫТ РАБОТЫ В ОАО «ТНК-НИЖНЕВАРТОВСК»** 223
Е.Ю. Сухнат
ОАО «ТНК-Нижевартовск»
- ВНЕДРЕНИЕ ПРОГРАММНОЙ СРЕДЫ «САД ТКЗ» ДЛЯ РАСЧЕТА
ПАРАМЕТРОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ ЗАВОДСКОЙ ЭЛЕКТРОСЕТИ** 226
Е.М. Терпелов
ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»
- РЕКУПЕРАЦИЯ ПАРОВ, ОБРАЗУЮЩИХСЯ ПРИ НАЛИВЕ СТАБИЛЬНОГО
КОНДЕНСАТА** 231
А.Г. Тихонов
ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК»
- БЕЗОТХОДНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ СТОЙКИХ
НЕФТЕЛОВУЩЕЧНЫХ ЭМУЛЬСИЙ** 238
А.В. Турова
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»
- ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ ЖИДКОЙ СЕРЫ ОТ СЕРОВОДОРОДА** 243
Д.П. Федотов
ООО «Газпром добыча Астрахань» Астраханский ГПЗ
- ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ И
ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ
ЗАПАСАМИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ. ВЛИЯНИЕ ЛЬГОТЫ НАПИ НА
СЕБЕСТОИМОСТЬ ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ** 247
Н.М. Федотова
НГДУ «ТатРИТЭКнефть»
- РЕШЕНИЕ СОЦИАЛЬНОЙ ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ
РАДИОТЕЛЕФОННОЙ СВЯЗЬЮ ШАХТЕРСКИХ ПОСЕЛКОВ СО
СЛОЖНЫМ РЕЛЬЕФОМ МЕСТНОСТИ** 252
Ю.А. Филиппов
УРАН ИПКОН РАН
- ПРИМЕНЕНИЕ АВТОНОМНЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ
РАБОТ ПО ОЧИСТКЕ ТРУБ ОТ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ** 257
К.Ю. Фомин
ОАО «Самотлорнефтегаз»



- УВЕЛИЧЕНИЕ ВЫХОДА СВЕТЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА УСТАНОВКЕ
№60** **263**
В.В.Фостовицкий
ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»
- ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ
СИНТЕТИЧЕСКОГО ЖИДКОГО ТОПЛИВА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ
ТРУДНОДОСТУПНЫХ И МАЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «НОВАТЭК»** **269**
А.В.Хрикулов
ОАО «НОВАТЭК»
- РАЗРАБОТКА ПРИВОДА ШЛАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА** **272**
А.А. Чурсин
ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ППО «ЛУКОЙЛ-Усинсксервис»
- ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ФОРМИРОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ
ПРОЕКТОВ ТЕКУЩЕГО ГОДА В СООТВЕТСТВИИ СО СТРАТЕГИЕЙ
РАЗВИТИЯ АКТИВОВ КОМПАНИИ** **275**
К.Н.Шагун
ОАО «Оренбургнефть» НГДУ «Бузулукнефть»
- МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ МАССОВОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ
ХЛОРИД-ИОНОВ В ПРОБАХ ПИТЬЕВОЙ, ПРИРОДНОЙ, ПЛАСТОВОЙ
И СТОЧНЫХ ВОД ПОТЕНЦИОМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ НА
АВТОМАТИЧЕСКОМ ТИТРАТОРЕ АТ-500** **278**
Г.Р.Шайдулина
ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»
- ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ НА
ПОДСТАНЦИЯХ** **280**
А.Ф. Шакирьянов
ООО «Удмуртэнергонефть»
- ТЕХНОЛОГИЯ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ
ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ
ПЛУНЖЕРНОГО ЛИФТА НА ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОМ ЭТАПЕ РАЗРАБОТКИ
ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ** **284**
И.В.Шулятиков
ООО «ВНИИГАЗ»
- УВЕЛИЧЕНИЕ ОБЪЕМА ПРОИЗВОДСТВА РАСЩЕПЛЕННОГО ГАЗА ЗА
СЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ СХЕМЫ ПОДАЧИ СЫРЬЯ НА УСТАНОВКЕ ПАРОВОЙ
КАТАЛИТИЧЕСКОЙ КОНВЕРСИИ** **288**
П.А.Юнусов
ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»



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», ОАО «НОВАТЭК», 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», ОАО «НОВАТЭК», 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 XVIII Конкурс научно-технических разработок среди молодежи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса под девизом «Меня оценят в XXI веке».



МАЛОТОННАЖНОЕ ПРОИЗВОДСТВО МЕТАНОЛА

О.Р.Акмалова

ООО «РН-Пурнефтегаз»

Одной из задач разработки новых и эксплуатирующихся газовых месторождений является предотвращение гидратообразования в системах сбора и подготовки газа. Традиционным и основным методом борьбы с гидратообразованием является использование ингибитора гидратообразования – метанола.

При истощении и обводнении газовых месторождений потребление метанола возрастает. Доставка метанола на промыслы Крайнего Севера как минимум удваивает его стоимость. Также здесь присутствуют затраты на его периодическое хранение.

Это первый немаловажный аспект решения строительства малотоннажного производства метанола.

Вторым аспектом стало ужесточение экологических требований при добыче газа (Постановление Правительства РФ №7 от 8 января 2009 года «О мерах по стимулированию сокращения загрязнения атмосферного воздуха продуктами сжигания попутного нефтяного газа на факельных установках»).

За год в атмосферу выбрасывается около сотни тысячи тонн вредных веществ – оксидов и диоксидов углерода, азота, углеводородов, сажи. При этом исходные продукты менее вредны для окружающей среды, чем продукты их горения. Сжигание попутного нефтяного газа, за счет большого потребления кислорода и теплового излучения, способствует усилению парникового эффекта.

Проблема существует также с остаточным природным низконапорным газом выработанных газовых месторождений, когда по мере разработки месторождения пластовое давление снижается и неизбежно наступает момент необходимости инвестиций в дорогостоящие подготовительные мероприятия, в результате которых добыча газа становится нерентабельной. Организация переработки природного низконапорного газа на месте добычи позволит на долгие годы продлить эксплуатацию этих месторождений.

Не меньший интерес представляет оживление ныне законсервированных разведочных скважин и других забалансных источников газов с целью его переработки. Стоимость газа на них будет определяться, в основном, необходимым обустройством и эксплуатационными затратами, так как дорогостоящее бурение уже осуществлено, а в компримировании еще нет необходимости.

Также перспективы дает организованная переработка газа малых месторождений, расположенных вдали от магистральных трубопроводов.

Таким образом, проблема рационального использования газа – комплексная: техническая, экологическая и экономическая.

Строительство установки по производству метанола (производительностью 20 000 т/год метанола), непосредственно, на Тарасовском месторождении ООО «РН-Пурнефтегаз» позволит:



- производить товарный продукт из бросового сырья (за 2008 год количество сжигаемого попутного нефтяного газа Тарасовского направления составило 86 млн.м³/год, коэффициент утилизации при этом составило 90%. При производстве метанола коэффициент утилизации увеличится до 95 %);
- организовать бесперебойное снабжение потребителей метанолом;
- обеспечить дополнительный доход с поставок метанола сторонним организациям;
- значительно снизить себестоимость добычи, подготовки и транспортировки газа вследствие более низкой его стоимости;
- исключить экологические риски при транспортировке;
- снизить, соответственно, общее загрязнение атмосферы, в том числе двуокисью углерода;
- уменьшить вклад в создание парникового эффекта;
- уменьшить затраты добывающей организации (в ближайшем будущем весьма значительные) на выплаты за сжигание попутного газа на факелах.

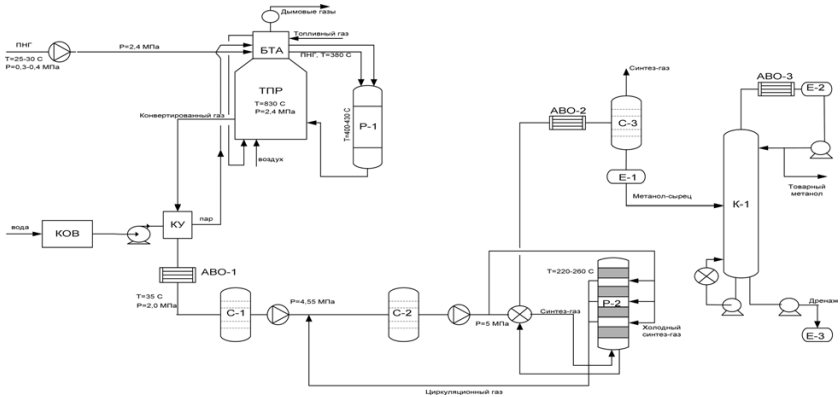
Исполнение проектируемой установки – блочное, в максимально собранном виде, с обеспечением каждого отдельного блока соответственно системами отопления и вентиляции, пожарной сигнализации и пожаротушения, контроля загазованности воздуха рабочей зоны.

Преимуществом блочных сооружений малотоннажных производств метанола является возможность демонтажа и монтажа на новом месторождении, в случае истощения газового фактора.

Наиболее целесообразно установку по производству метанола располагать на одной площадке (или на минимально возможном расстоянии) с установкой комплексной подготовки природного газа, что позволит использовать существующую инфраструктуру промыслов: источники сырья энергоресурсов, инженерные коммуникации, вспомогательные сооружения, тем самым существенно снизить объем инвестиций на создание, ввод и эксплуатацию установки.

Технологический процесс производства метанола включает следующие основные стадии:

- Компримирование попутного нефтяного газа.
- Предрифформинг.
- Паровая каталитическая конверсия метана в трубчатой печи риформинга.
- Выработка водяного пара за счет рекуперации тепла конвертированного и дымовых газов.
- Охлаждение и осушка конвертированного газа
- Компримирование циркуляционного газа
- Синтез метанола.
- Рекуперация тепла синтез-газа.
- Ректификация метанола-сырца.



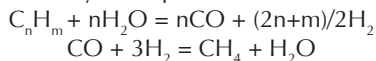
Попутный нефтяной газ с давлением 0,3-0,4 МПа (3,0-4,0 кгс/см²) и температурой 25-30 °С с центрального пункта сбора нефти Тарасовского месторождения поступает на всас дожимающего компрессора.

С нагнетания компрессора попутный газ с давлением 2,4 МПа поступает на подогрев в блок теплоиспользующей аппаратуры (БТА) трубчатой печи риформинга (ТПР), где за счет тепла дымовых газов нагревается до температуры 380 °С и направляется на стадию первичного парового риформинга.

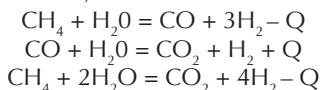
Для проведения первичной паровой конверсии гомологов метана в исходном попутном газе предусматривается установка адиабатического контактного аппарата. Процесс предконверсии осуществляется на высокоактивном катализаторе на основе никеля в диапазоне температур 400-430 °С и соотношении пар : газ = 1 : 3.

Установка предриформинга позволяет исключить сажеобразование при высоких температурах и снизить тепловую нагрузку процесса риформинга метана на 20-25%.

Процесс первичной паровой конверсии гомологов метана в исходном попутном газе основан на следующих реакциях:



Далее парогазовая смесь направляется в ТПР, где осуществляется паровая конверсия смеси на никелевом катализаторе за счет тепла сгорания топливного газа (P=2,4 МПа, T=830°С).



В целом процесс эндотермический, протекает с поглощением тепла.

Рекомендуемая оптимальная, объемная скорость процесса конверсии по сухому попутному газу составляет 1500 ч⁻¹, согласно требованиям ТУ на катализатор указанного выше типа.

В качестве топливного газа рассматривается, кроме попутного газа, воз-



возможность использования смеси попутного газа с танковыми и продувочными газами производства метанола.

Технологической схемой предусматривается рекуперация высокопотенциального тепла как конвертированного, так и дымовых газов.

В БТА трубчатой печи риформинга осуществляется:

- подогрев парогазовой смеси перед реакционной зоной;
- выработка насыщенного водяного пара для производства;
- перегрев насыщенного водяного пара перед смешением с попутным газом
- подогрев воздуха или топливного газа.

В цикле рекуперации тепла конвертированного газа схемой предусматривается:

- выработка насыщенного пара в котле-утилизаторе;
- нагрев деаэрированной воды;
- подогрев умягченной воды.

Для обеспечения системы парообразования питательной водой требуемого качества, схемой предусматривается установка комплекса очистки исходной воды (речная, артезианская), поступающей из сети предприятия.

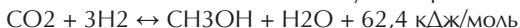
Осушенный конвертированный газ с давлением не менее 2,0 МПа и температурой 35 °С из АВО поступает на всас компрессора конвертированного газа. Сжатие газа предусматривается до 4,55 МПа.

Охлаждение и осушка конвертированного газа от влаги при температуре 35 °С обеспечиваются подачей в теплообменный блок промежуточного теплоносителя – тосола А-65. С целью сокращения расходов по теплоносителю используется замкнутый контур: промежуточная емкость хранения тосола, насос подачи теплоносителя в систему охлаждения газа, аппарат воздушного охлаждения тосола в режиме температур 45-20°С.

Поток с нагнетания компрессора конвертированного газа после смешения с циркуляционным газом из отделения синтеза поступает на всас дожимающего циркуляционного компрессора, где газовая смесь дожимается с давления 4,55 МПа до 5 МПа и далее подается в колонну синтеза метанола.

Применение для процесса синтеза метанола низкотемпературного катализатора позволяет вести процесс при сравнительно низких температурах (220-260 °С) и низком давлении 5 МПа, объемной скорости газа 8000-12000 ч⁻¹.

Процесс синтеза метанола основан на следующих реакциях:



и проводится в полочной колонне синтеза метанола. Для достижения более полной степени превращения метанола предусматривается циркуляция синтез-газа.

Регулирование температуры в зоне катализа осуществляется автоматически, подачей холодного газа по байпасам. После реактора синтеза предусматривается рекуперация тепла синтез-газа для подогрева циркуляционного газа, поступающего в реактор. Далее частично охлажденный синтез-газ



поступает на охлаждение с последующей конденсацией метанола в аппарат воздушного охлаждения. Сконденсированный метанол концентрацией 84% масс. после сепарации газа направляется в сборник метанола – сырца.

Для процесса ректификации метанола-сырца предусматривается ректификационная колонна. Ректификация метанола проводится в насадочной колонне при давлении, близком к атмосферному, $P_{абс}=0,12$ МПа и температуре в верхней части колонны 73,4 °С. Дистиллят из верхней части колонны ректификации направляется на охлаждение и конденсацию паров метанола в аппарат воздушного охлаждения. Температурный режим в кубовой части колонны поддерживается за счет тепла рекуперации конвертированного газа. Полученный производственный метанол с массовым содержанием метанола не менее 95,0 % направляется в сборник метанола, откуда насосом выдачи метанола перекачивается по межцеховой эстакаде на склад.

При использовании в качестве сырья природного газа с установки комплексной подготовки газа имеется возможность снизить капитальные затраты за счет исключения двух стадий: компримирования попутного газа и преформинга.

В 2007 году из-за отсутствия доступа к газотранспортной сети была остановлена разработка Кынского и Фахировского месторождений. С 2012-2013 году планируется возобновление добычи углеводородов, с получением технических условий на подключение к ЕСГ. В этом случае: потребление метанола составит 15 895 т/год. При производстве 20 000 т/год существует возможность поставки в объеме 4 105 т/год метанола сторонним организациям.

Без учета Кынского и Фахировского месторождений, потребление метанола составит 7 200 т/год, соответственно 12 800 т/год пойдет на поставку сторонним организациям.

Финансово-экономические показатели проекта в период 2010-2019 гг.:

Показатели, без учета НДС	Сумма, млн. руб.
Доходная часть бюджета	
Экономия от производства метанола	1 742,172
Затратная часть проекта	
операционные затраты	492,818
налог на имущество	67,268
налог на прибыль	214,087
капитальные вложения	481,650
Показатели эффективности	Сумма
NPV (дисконт=10%), млн. руб.	173,8
Внутренняя норма доходности (IRR), %	20,6
Индекс рентабельности, %	1,4
Дисконтированный срок окупаемости, лет	6,3



РАЗРАБОТКА ЭФФЕКТИВНЫХ ГЕОЛОГОРАЗВЕДОЧНЫХ РАБОТ В АКВАТОРИИ АЗОВСКОГО МОРЯ НА ПРИМЕРЕ РАЗВЕДКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «НОВОЕ»

А.Г. Алексеев, М.А. Сибилев, А.В. Арестов

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

В последние годы остро стоит вопрос о поиске, разведке и разработке нефтяных и газовых месторождений в пределах шельфовой части акватории Каспийского и Азовского морей. Компания ОАО «ЛУКОЙЛ» осуществляет поисковые геологоразведочные работы в акватории российского сектора Каспийского моря с 1995 года. В настоящее время Каспийский проект переходит на стадию разработки месторождений. Методика проведения геологоразведочных работ на Каспии позволила выделить и усовершенствовать систему проведения оптимального комплекса ГРП для проведения морской геологоразведки в целом.

Целью данной работы является – разработка и эффективное применение системы ГРП для поиска и разведки месторождений в акватории юго-восточной части Азовского моря.

Проанализирован весь комплекс ранее проведенных геолого-геофизических исследований, отмечена их высокая информативность, но вместе с тем была выявлена недостаточность геолого-геофизической информации, в связи с чем было принято решение о сопровождении данных работ на стадии проектирования.

Начиная с 2003 года, ООО «НК «Приазовнефть» под руководством специалистов ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» проводит планомерное изучение лицензионной площади. Поскольку большинство выявленных предшествующими исследованиями структур расположены в пределах акватории Темрюкского залива, то, именно, в этой части лицензионной площади были сосредоточены основные геологоразведочные работы. Для детализации и уточнения геологии района поставлена сеть сейсмических профилей и дополнительно проведены грави-, магниторазведка, геохимия и термометрия.

В 2003 году НПЦ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» проведены исследования, позволившие выявить ряд особенностей геологического строения юго-восточной части акватории Азовского моря.

Была разработана технология использования комплекса программных средств для изучения сложно-построенных геологических сред. В результате были получены структурные карты по всем отражающим горизонтам, подсчитаны прогнозируемые ресурсы нефти и газа, а, главное, привлечены инвестиции для дальнейшего изучения юго-восточной части акватории Азовского моря.

Для расширения и углубления данной тематики авторы настоящей работы провели ряд исследований, позволивших разработать систему эффективного применения комплекса ГРП на основе, ранее разработанной и успешно применяемой методики в акватории Каспийского моря. Дело в том, что геолого-



разведочные работы на море имеют существенные отличия от аналогичных работ на суше, как в гео-экологическом, так и в экономическом плане. Для эффективного проведения комплекса ГРП на море необходим существенный пересмотр существующей стадийности, при этом возможны различные вариации по объединению, исключению и привлечению тех или иных видов исследований. Ключевая роль такого исследования обусловлена следующими факторами:

- экологический: район работ расположен в акватории моря, где требования по охране окружающей среды являются первоочередным фактором при производстве работ;

- сезонный: работы не производятся в зимний период (ноябрь-апрель) из-за опасной ледовой обстановки;

- экономический: совокупность экологического и сезонного факторов подразумевает большие финансовые затраты, в десятки раз большие чем при производстве аналогичных работ на суше.

Были проведены исследования для оптимизации и разработки комплекса исследований, полностью удовлетворяющего упомянутым факторам. Основной задачей данной работы является - минимизация рисков детального исследования (сейсморазведка, поисково-разведочное бурение) неперспективных объектов, а вследствие неполучения прибыли предприятием с одной стороны и эффективное применение только необходимого комплекса исследований для увеличения сырьевой базы с другой.

С учетом обоснованных по месторождениям аналогам подсчетных параметров по структурам Геленджикская, Тиздар-море, Апрельская, Прибрежная-море в ООО «СК «ПетроАльянс» в 2003-2004 гг. составлены паспорта и рассчитаны ресурсы, а в 2005 году обоснованные ресурсы углеводородов категории C_3 поставлены на баланс ООО «НК «Приазовнефть». В 2006 году составлен паспорт на структуру «Новая».

Выполненные в 2003-2006 годы работы позволили существенно уточнить геологическую модель изучаемой территории, установить закономерности в осадконакоплении, выявить границы замещения песчаных тел. Во многом это определило коррективы к обоснованным ранее и поставленным на баланс ресурсам углеводородов

За период с 2003 по 2007 гг. выполнены следующие геологоразведочные работы, запланированные при участии авторов:

- сейсморазведочные работы 2D в объеме 1300 погонных км ;
- электроразведочные работы в объеме 721 погонных км, в том числе в скважинно-наземном варианте на площади Новая
- геохимическая съемка – 200 км²;
- грави-магнито-термометрическая съемка – 200 км²;
- инженерно-геодезические и инженерно-геологические работы на структурах Новая и Геленджикская (Рисунок -1).

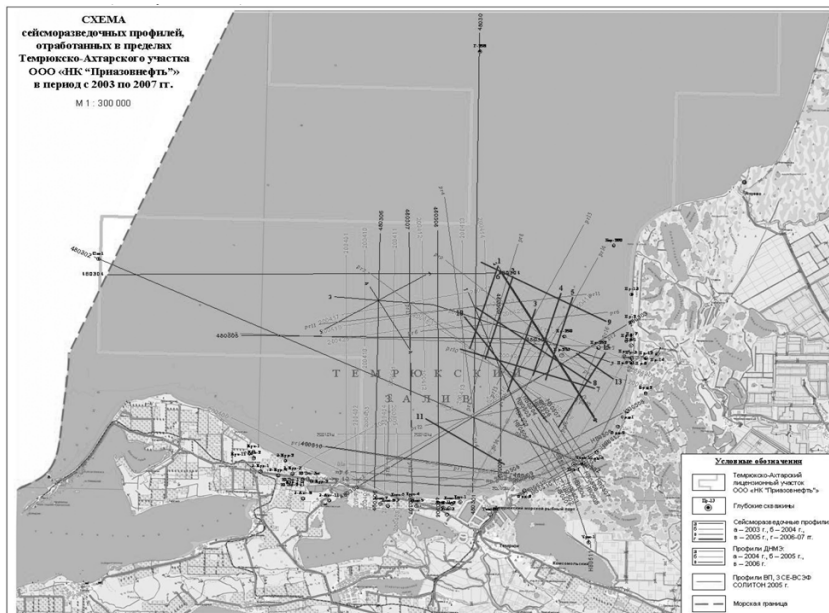


Рисунок 1- Схема изученности района структуры «Новая»

В соответствии с лицензионными соглашениями ООО «НК «Приазовнефть» в 2006 году приступило к строительству поисково-оценочной скважины на структуре «Новая», расположенной в заповедной зоне водно-болотных угодий, включенных в Рамсарскую конвенцию.

Учитывая то, вышеперечисленные работы выполнялись на стадии подготовки объектов к поисковому бурению, было принято решение о целесообразности сопровождения процесса поисково-разведочного бурения на структуре «Новая».

В процессе бурения и испытания скважины при опробовании III пакки чокрака, имеющую эффективную нефтенасыщенную толщину 29.2 метра, получен промышленный приток нефти, который на штуцере 7.4 мм составил 205.7 м³/сут. В скважине проведен широкий комплекс геофизических исследований. В результате анализа и обобщения материалов геофизических исследований, данных комплексного изучения керна, шлама и пластовых флюидов обоснована геологическая модель залежи, подсчетные параметры и проведен подсчет запасов углеводородов. 20 декабря в ГКЗ РФ проведено рассмотрение полученных материалов и подсчета запасов углеводородов, по результатам которого принято положительное решение. 13 февраля 2008 года получено свидетельство об установлении факта открытия нефтяного месторождения Новое (Рисунок-2).

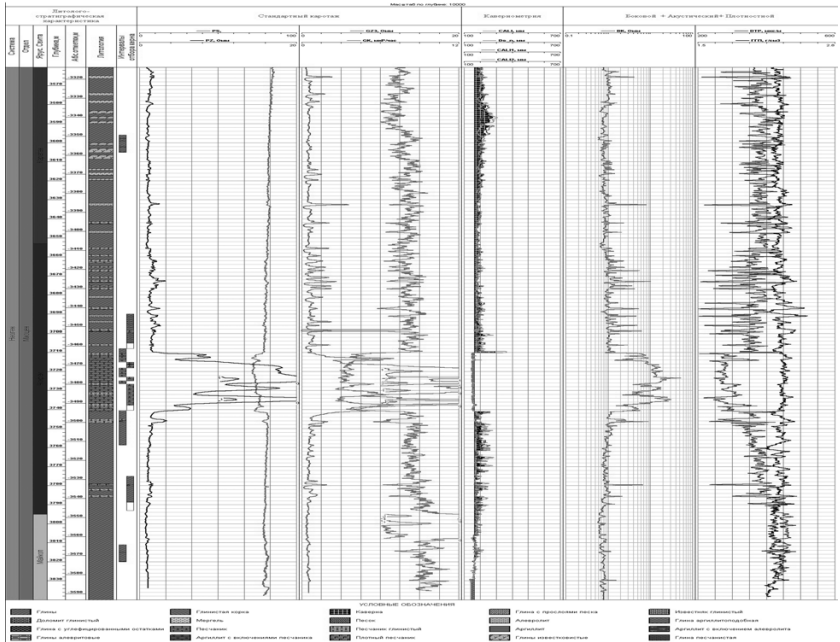


Рисунок 2- Промыслово-геофизическая характеристика чоक्रакского горизонта месторождения «Новое»

После успешной реализации программы геологоразведочных работ на месторождении «Новое», данная система была реализована и на структуре, «Геленджикская» в акватории Азовского моря, где в настоящее время производится поисково-разведочное бурение, также при непосредственном участии авторов. Строительство скважины №1 Геленджикская производится силами бурового подрядчика ГАО «Черномоннефтегаз» с СПБУ «Сиваш». Скважина имеет вертикальный профиль, в настоящее время вскрыт понтический ярус, основные продуктивные пласты ожидаются в меотическом, сарматском и чоक्रакском ярусах. Система удаленного мониторинга строительства скважины, успешно зарекомендовавшая себя при реализации Каспийского проекта, внедрена и работает при строительстве скважины №1 Геленджикская.

Согласно выполненным в 2007 году в ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть» и ООО «НК «Роснефть»-НТЦ» г. Краснодар работам по прогнозной оценке ресурсов углеводородов лицензионной площади они составляют более 260 млн. т.т., а извлекаемые более – 170 млн. т.т.

Предлагаемый к реализации комплекс геологоразведочных работ согласуется с условиями лицензионного соглашения, согласно которых предусмотрено выполнение сейсморазведочных работ 2Д в объеме 550 пог.км, бурение поисково-оценочных скважин в 2009 и 2011 годах. Выполнение этих работ



включает использование современных технологий, сводящих к минимуму отрицательное воздействие на окружающую среду.

Для оптимизации процесса подготовки структур совместно с сейсмическими исследованиями дополнительно предусмотрено проведение электро-разведочных работ дифференциально-нормированным методом. Применение этой технологии в предыдущие годы показало ее высокую эффективность при выявлении потенциального содержания углеводородов на изучаемых структурах.

Проведенный авторами анализ классической методологии показал ряд ее недостатков, важнейшим из которых является высокий уровень техногенной нагрузки на морскую экосистему.

Выявленные закономерности на основе проведенного анализа позволили определить альтернативную концепцию проведения ГРП, основой для которой является использование технологий, не наносящих ущерба биоресурсам Азовского моря, что соответствует критериям политики ООО «А-НВН» в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды.

Следует подчеркнуть, что применение данной методологии вдвое уменьшает объемы проведения сейсморазведки и, соответственно, снижает ущерб бы рыбному хозяйству, а также приводит к существенному удешевлению геологоразведочных работ, в тоже время увеличивая их эффективность.

Расчет экономической эффективности. Прямой экономический эффект образуется за счет сокращения объемов сейсморазведочных работ на 1300 пог.км, от требуемого по инструкции, что в долларовом эквиваленте составляет порядка 3 900 000 долларов (стоимость одного погонного километра порядка 3000 долларов, бралась как средняя стоимость в расчете на 3 года ГРП). Выполнение рекомендованных авторами работ ДНМЭ обошлось Компании в 880 000 тыс. долларов за все годы работ, таким образом «чистый» экономический эффект от данной разработки составляет порядка 3 020 000 долларов. Кроме того, применение данной методики позволило эффективно пробурить скважину 1-Новая стоимостью порядка 838 862 000 млн. рублей. Месторождение Новое обеспечит получение дохода недропользователя в объеме (NPV 15%) 1685,4 млн.руб. в соответствии с утвержденным ПИП.

ПРОДЛЕНИЕ СРОКА ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ МАШИН ПО ИЗОЛЯЦИОННЫМ ХАРАКТЕРИСТИКАМ

Ю.В.Ашихмин

ООО «Удмуртэнергонефть»

ООО «Удмуртэнергонефть» организация, занимающаяся обслуживанием электрооборудования и электрических сетей ОАО «Удмуртнефть». Основная задача нашей организации, поддержание безаварийной работы и внедрение перспективных методов предупредительных работ, нацеленных на продление сроков эксплуатации обслуживаемого оборудования.



Одним из основных способов продления срока службы электрических машин является поддержание изоляционных характеристик, но в настоящее время этот процесс трудоемок и является по большей мере восстановительным, а не предупредительным.

- Целью проекта является увеличение срока безаварийной работы электродвигателей за счет поддержания на высоком уровне изоляционных характеристик.
- В рамках проекта предлагается внедрить на кустовых насосных станциях (КНС) устройство для электроосмотической сушки и защиты от увлажнения изоляции электродвигателей.

В настоящее время большой проблемой является поддержание изоляционных характеристик электрических машин в условиях повышенной. 38 % оборудования отработало более 10 лет. С учетом внутреннего разрушения целостности изоляции обмоток, данные электродвигатели перешли в разряд изношенного оборудования и не обеспечивают достаточно надежную работу.

Одной из основных причин выхода из строя электродвигателей является - **старение изоляции обмоток статора и ротора;**

В период технологического простоя в результате перепада температур и содержания влаги в окружающей среде на корпусе и обмотке статора конденсируется вода. Жидкость проникает в микротрещины изоляции и, являясь проводником электрического тока, снижает ее сопротивление.

При снижении сопротивления изоляции высока вероятность появления такой тяжелой аварии электродвигателя как пробой обмотки статора на корпус (короткое замыкание на корпус).

Пробой изоляции статорной обмотки двигателей на металл статора часто происходит через дугу и могут привести к значительным повреждениям не только самой обмотки, но и железа статора (вызвать «пожар железа»). «Пережог» изоляции приводит к появлению опасных витковых или междуфазных коротких замыканий. По сети начинают протекать токи короткого замыкания, в 10–100 раз превышающие номинальные. На корпус электроустановки может быть вынесено высокое напряжение, опасное для жизни человека.

Методы повышения СОПРОТИВЛЕНИЯ ИЗОЛЯЦИИ

На сегодняшний момент известны следующие методы

1) Сушка с разборкой - метод относится к тепловым.

Недостатками данного метода являются повышенные трудозатраты, расход электроэнергии, коробление изоляции.

Достоинства - повышение R изоляции.



2) Прогрев обмоток постоянным током - метод относится к тепловым.

Недостатками данного метода являются повышенный расход электроэнергии, локальные перегревы, коробление изоляции.

Достоинства - повышение R изоляции, возможность автоматизации процесса.

3) Электроосмотическая- метод холодной сушки

Недостатки - нет.

Достоинства - повышение сопротивления изоляции, минимальный расход электроэнергии (не более 20Вт/ч), отсутствие нагрева обмоток, работа в автоматическом режиме и защита от увлажнения.

На основании вышеизложенного повышение надежности работы и продление сроков эксплуатации оборудования предлагается осуществить посредством использования устройства электроосмотической сушки электродвигателей.

➤ Устройство выполнено на основе электроосмотического процесса. По питающему электродвигатель кабелю в изоляции создается электрическое поле, под действием которого влага из микротрещин вытесняется наружу. Сопротивление изоляции увеличивается.

Суть электрокинетического явления заключается в перемещении большого количества влаги по капиллярам, находящимся в электрическом поле.

Основные преимущества использования устройства УЭСИВ:

- Повышение надежности электродвигателя (при пуске электродвигателя после простоя исключаются повреждения, связанные с увлажнением изоляции);
- Увеличение межремонтных промежутков;
- Увеличение срока службы электродвигателя по изоляционным характеристикам ;
- Экономия электроэнергии (вследствие замены существующих методов сушки посредством нагрева);
- Возможность сушки без разборки электродвигателя в период технологических отключений.

С целью снижения затрат на электроосмотическую сушку электродвигателей разработана система защиты нескольких двигателей посредством одного устройства УЭСИВ.

Общее количество электродвигателей 6 кВ мощностью 630 - 1250кВт:

НГДУ-Север: 36 электродвигателей;

НГДУ-Юг: 30 электродвигателей.



Необходимо внедрить устройства УЭСИВ на БКНС, КНС, где эксплуатируются высоковольтные электродвигатели.

С учетом того, что стоимость эксплуатируемого оборудования достаточно высока, необходимо прилагать максимум возможных усилий для продления его сроков эксплуатации.

Определение ожидаемого экономического эффекта при внедрении устройства УЭСИВ на примере КНС «Гремиха».

Ожидаемая прибыль при внедрении устройства УЭСИВ только на одном объекте составит: 147,7 тыс.руб. в год. Условный экономический эффект, рассчитаем по формуле: $\Delta = (C1 - C2) - N$ где $C1$, $C2$ – затраты до и после внедрения; N – налоги. $\Delta = (310 - 162,3) - 35,45 = 112,52$ тыс.руб в год

Срок окупаемости устройства УЭСИВ составит 0,5 года.

Итогом внедрения УЭСИВ будет увеличение сроков службы высоковольтных электродвигателей и значительное снижение вложений на капитальный ремонт, это позволит:

- продолжать безаварийную эксплуатацию амортизированного оборудования,
- поддерживать и повышать надежность работы электрооборудования.
- увеличить прибыль предприятия

Внедрение устройства УЭСИВ дает возможность увеличить срок службы высоковольтных электродвигателей по изоляционным характеристикам. Это значит, что электроприводы насосов на кустовых насосных станциях, поддерживающих пластовое давление, будут надежно работать долгое время без больших капитальных вложений.

ПОНЯТИЕ КОНСТИТУЦИОННО-ПРАВОВОГО ПРИНЦИПА ЭКОЛОГИЧЕСКОЙ БЕЗОПАСНОСТИ ПРИ ИСПОЛЬЗОВАНИИ РЕСУРСОВ НЕФТИ И ГАЗА

Л.Н.Ашнина

НОУ СПО «Волгоградский колледж газа и нефти»

В 21 веке экологические проблемы являются важнейшими гуманитарными проблемами, решение которых напрямую связано с основными условиями проживания, благополучия и процветания граждан, обеспечением их права на достойную жизнь в условиях благоприятной природной среды. Российское государство, провозгласившее подобные цели в статьях 7 и 42 Конституции и закрепившее эти фундаментальные условия жизни и экологические права, призвано принимать активные меры для реализации этих конституционных



норм-принципов и предписаний. Экологические права расцениваются как инструмент не только удовлетворения индивидуальных экологических интересов, но и служат инструментом сохранения и восстановления благоприятного состояния окружающей среды как публичного блага. Сохранение окружающей среды – это абсолютная жизненная необходимость для населения, производственная потребность для любого вида ресурсозависимой деятельности и ролевая (статусная) необходимость для государства, осуществляющего регулирование в сфере взаимодействия общества и природы в силу места и цели государственной власти в обществе.

Указание в ч.1. ст.9 Конституции России на значение природных ресурсов, в том числе запасов нефти и газа, как основ жизни и деятельности народов, проживающих на соответствующей территории, ориентирует на бережное отношение к природным ресурсам и их рациональное использование, что устанавливается в виде принципов и обеспечивается природоресурсным и экологическим законодательством.

С вопросами пользования недрами тесно связана ст.42 Конституции, в которой закрепляется право каждого на благоприятную окружающую среду, достоверную информацию о ее состоянии и на возмещение ущерба, причиненного его здоровью или имуществу экологическим правонарушением.

Соблюдение норм статьи 58 Конституции Российской Федерации, закрепляющей обязанности каждого, сохранять природу и окружающую среду, бережно относиться к природным богатствам, особенно важно со стороны тех лиц, чья хозяйственная, трудовая деятельность сопряжена с природопользованием и воздействием на окружающую среду. Именно от этой категории граждан зависит возможность обеспечения благоприятного состояния окружающей среды в процессе принятия и реализации экологически значимых решений (например, при разведке и освоении месторождений нефти и газа, транспортировке продуктов их переработки по магистральным трубопроводам).

М.М. Бринчук рассматривает понятие «экологические права», включая право на благоприятную окружающую среду, с позиций характера потребностей человека в природе, или функций природы по отношению к человеку. Характер этих потребностей менялся по мере развития самого человека. Эти потребности - экологические (физиологические), экономические, эстетические, рекреационные, научные, культурные. Поэтому с учетом разного характера (природы) потребностей человека, в которых проявляется его биосоциальная сущность, «окружающая среда является благоприятной, если ее состояние соответствует установленным в экологическом законодательстве требованиям и нормативам, касающимся чистоты (незагрязненности), ресурсоемкости (неистощимости), экологической устойчивости, видового разнообразия и эстетического богатства». Соответственно, под экологическими правами человека следует понимать «узаконенные, имеющие правовые основания притязания индивида на природу (или ее отдельные ресурсы), связанные с удовлетворением ...его разнообразных потребностей при взаимодей-



ствии с ней и обеспечением такого взаимодействия».

В настоящее время функционирование и развитие энергетики наталкиваются на ряд экологических проблем, угрожающих стать в последующие годы все более острыми, поскольку во многом в силу объективных причин ТЭК остается одним из крупных в промышленности загрязнителей окружающей природной среды. На его долю приходится около 48% выбросов вредных веществ в атмосферу и 27% сброса загрязненных сточных вод в поверхностные водные объекты, свыше 30% твердых отходов и 70% общего объема парниковых газов. По данным Государственного доклада «О состоянии и об охране окружающей среды Российской Федерации в 2005 году» наибольший суммарный объем выбросов в атмосферу зафиксирован для предприятий по добыче сырой нефти и нефтяного (попутного) газа – 4,1 млн. т (пятая часть общего выброса от стационарных источников по России в целом), среди которых можно выделить объекты, расположенные в Ханты-Мансийском автономном округе. Добывающими предприятиями суммарно использовалось около 2000 млн.м³ свежей воды, в том числе при добыче сырой нефти и природного газа – 701,5 млн.м³. В структуре сброса в водные объекты преобладали загрязненные (51,2%) и нормативно чистые (40,5%) сточные воды. Доля нормативно очищенных сточных вод незначительна – около 8%.

Одной из крупнейших экологических проблем в ТЭК, особенно острой для традиционных нефтедобывающих регионов, является загрязнение природной среды нефтью и нефтепродуктами. Темпы утилизации отходов остаются низкими, планы крупномасштабного использования отходов не реализуются. Следует иметь в виду также недостаточный уровень экологической безопасности технологических процессов, высокий моральный и физический износ основного оборудования, трубопроводов и конструкций, недостаточную развитость природоохранной структуры (систем предотвращения и снижения негативных воздействий на природную среду).

Так, в ходе проверки соблюдения природоохранного законодательства дочерним предприятием ОАО «Роснефть»-Сахалинморнефтегаз (нефтегазодобыча на Сахалине около населенных пунктов Ноглики и Оха) в 2006 году были выявлены грубые нарушения. Инспекторы Росприроднадзора зафиксировали загрязнение нефтью земель в водосборной площади реки Катангли. Сброс воды из нефтеловушек в водные объекты осуществлялся без разрешительной документации. На месторождениях Катангли и Центральная Оха отсутствовало обвалование скважин и внутрипромысловых дорог, территории отработанных скважин, несвоевременно проводились мероприятия по рекультивации загрязненных земель, территория была захлавлена металлическими конструкциями, пришедшими в негодность.

Планируемое Правительством РФ и предприятиями ТЭК осуществление программы освоения новых месторождений северных и восточных территорий (Тимано-Печорский регион, полуостров Ямал, Восточная Сибирь, Дальний Восток), увеличение объемов добычи и транспортировки нефти и газа потребует решения проблемы сохранения чрезвычайно уязвимых экосистем



этих удаленных регионов с суровыми природно-климатическими условиями. Одной из важнейших проблем является обеспечение экологической безопасности при реализации крупномасштабных проектов освоения нефтегазовых месторождений шельфа арктических морей и острова Сахалин, месторождений Каспийского и Балтийского морей. Эти проекты реализуются в районах, богатых биоресурсами, в том числе ценными видами рыб и другими объектами водного промысла.

Определение понятия «экологическая безопасность» долгое время отсутствовало в российском законодательстве. В ранее действовавшем законе РСФСР от 19 декабря 1991г. № 2061 – 1 «Об охране окружающей природной среды» не было четкого определения этого понятия. Законом РФ от 5 марта 1992 г. N 2446-I «О безопасности» установлено: безопасность – это состояние защищенности жизненно важных интересов личности, общества и государства от внутренних и внешних угроз, а жизненно важные интересы – совокупность потребностей, удовлетворение которых надежно обеспечивает существование и возможности прогрессивного развития личности, общества и государства. В Послании Президента РФ Федеральному Собранию РФ «Об укреплении Российского государства» 1994г., Указе Президента РФ от 19 сентября 1997г. №1037 экологическая безопасность названа составной частью национальной безопасности России.

Обеспечение безопасного развития в экологической сфере является важной составляющей перехода России к устойчивому развитию как объективному требованию времени. Федеральный закон от 10 января 2002г. № 7-ФЗ «Об охране окружающей среды» определяет понятие «экологическая безопасность». Под экологической безопасностью понимается состояние защищенности природной среды и жизненно важных интересов человека от возможного негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности, чрезвычайных ситуаций природного и техногенного характера, их последствий.

В науке экологического права определение понятия «экологическая безопасность» является дискуссионным. Так, Н.Н. Веденин экологическую безопасность определяет как «состояние защищенности человека, общества, государства и окружающей природной среды от негативного природного и техногенного воздействия, обеспечиваемое организационно-правовыми, экономическими, научно-техническими и иными средствами отношений». О.С. Колбасов определяет экологическую безопасность как «...систему мер, устраняющих угрозу массовой гибели людей в результате такого неблагоприятного антропогенного изменения состояния природной среды на планете, при котором человек как биологический вид лишается возможности существовать, так как не сможет удовлетворять свои естественные физиологические и социальные потребности жизнедеятельности за счет окружающего материального мира». А.К. Голиченков рассматривает обеспечение экологической безопасности как «достижение и поддержание такого качества окружающей природной среды, при котором воздействие ее факторов обе-



спечивает здоровье человека и его плодотворную жизнедеятельность в гармонии с природой». По мнению Г.П. Серова, экологическая безопасность личности, общества и государства – состояние защищенности жизненно-важных интересов личности, общества и государства в процессе взаимодействия общества и природы от угроз: со стороны природных объектов, естественные свойства которых изменены путем загрязнения, засорения в результате либо антропогенной деятельности, либо преднамеренно, либо природных явлений и стихийных бедствий; обусловленных уничтожением, порчей или истощением природных объектов (то есть от угрозы необеспеченностью общества и государства природными ресурсами). М.М. Бринчук утверждает, что в экологическом праве понятие обеспечение экологической безопасности выступает в разных качествах. Оно может рассматриваться как один из основных принципов природопользования и охраны окружающей среды, в соответствии с которым любая экологически значимая деятельность, а также предусматриваемые в законодательстве и осуществляемые на практике природоохранные меры должны оцениваться с позиции экологической безопасности. В известной мере в научном и практическом плане понятие «обеспечение экологической безопасности» порой употребляется как синоним охраны окружающей среды и как важнейшая цель и задача деятельности по восстановлению и сохранению благоприятного состояния окружающей среды.

Необходимость соблюдения принципа экологической безопасности при использовании ресурсов нефти и газа особенно важно в силу того, что федеральным законом от 21 июля 1997 года № 116-ФЗ «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» (сизм. на 18 декабря 2006г.) предприятия или их цехи, участки, площадки, а также иные производственные объекты, на которых: получают, используются, перерабатываются, образуются, хранятся, транспортируются, уничтожаются опасные вещества (воспламеняющиеся, окисляющие, горючие вещества); используется оборудование, работающее под давлением более 0,07 мегапаскала или при температуре нагрева воды более 115 градусов Цельсия; ведутся горные работы, работы по обогащению полезных ископаемых, а также работы в подземных условиях, относятся к опасным производственным объектам (ст.2, приложение № 1,2 закона). Однако, понятие «экологическая безопасность» в недропользовании федеральным законом «О недрах» до сих пор не закреплено.

На пользователя недр статьей 22 федерального закона «О недрах» возложено обеспечение выполнения следующих обязанностей: безопасное ведение работ, связанных с использованием недр; соблюдение утвержденных в установленном порядке стандартов (норм, правил), регламентирующих условия охраны недр, атмосферного воздуха, земель, лесов, вод, а также зданий и сооружений от вредного влияния работ, связанных с использованием недр; приведение участков земли и других природных объектов, нарушенных при использовании недр, в состояние, пригодное для их дальнейшего использования. Закон «О недрах» в статье 23 устанавливает для недропользователей



основные требования по рациональному использованию и охране недр, в числе которых:

1) обеспечение наиболее полного извлечения из недр запасов основных и совместно с ними залегающих полезных ископаемых и попутных компонентов;

2) охрана месторождений полезных ископаемых от затопления, обводнения, пожаров и других факторов, снижающих качество полезных ископаемых и промышленную ценность месторождений или осложняющих их разработку;

3) предотвращение загрязнения недр при проведении работ, связанных с использованием недрами, особенно при подземном хранении нефти, газа или иных веществ и материалов, захоронении вредных веществ и отходов производства, сбросе сточных вод.

В случае нарушения вышеперечисленных требований право пользования недрами может быть ограничено, приостановлено или прекращено Федеральным агентством по недропользованию или его территориальным подразделением непосредственно или по представлению Федеральной службы по надзору в сфере природопользования (органом государственного геологического контроля), Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору (органом государственного горного надзора) и их территориальными органами.

Статьей 14 федерального закона от 10 января 2002г. «Об охране окружающей среды» в качестве методов экономического регулирования в области охраны окружающей среды названы: предоставление налоговых и иных льгот при внедрении наилучших существующих технологий, нетрадиционных видов энергии, использовании вторичных ресурсов и переработке отходов, а также при осуществлении иных эффективных мер по охране окружающей среды в соответствии с законодательством Российской Федерации и поддержка предпринимательской, инновационной и иной деятельности (в том числе экологического страхования), направленной на охрану окружающей среды. Все указанные методы экономического регулирования призваны стимулировать рациональное природопользование и охрану окружающей среды и выступают в качестве системы специальных инструментов, направленных на изменение психологии хозяйствующих субъектов и способствующих повышению их экологической культуры. Несмотря на то, что Россия обладает существенными запасами ископаемых топлив и является одним из крупнейших поставщиков природного газа и нефти на мировой рынок, от этого проблема рационального использования энергоресурсов в нашей стране не теряет своего значения. Потенциальные запасы природного газа, нефти в нашем государстве действительно велики, но прирост добычи в дальнейшем будет осуществляться в основном за счет освоения новых месторождений в отдаленных и труднодоступных районах. Это требует очень больших капиталовложений на добычу и транспортировку топлива, что вызывает его существенное удорожание. Поэтому проблема снижения энергозатрат, утилизации всех видов вторичных энергоресурсов остается актуальной и в даль-



нейшем. В числе методов экономического регулирования в области охраны окружающей среды в статье 14 закреплена поддержка предпринимательской, инновационной и иной деятельности, направленной на охрану окружающей среды. Закрепление данного метода экономического регулирования относится к несомненным достоинствам закона, однако на законодательном уровне необходимо определиться, что следует понимать под налоговыми и иными льготами, так как именно об этих формах государственной поддержки предпринимательства речь идет в ст.17 данного закона. Статья 17 данного закона, таким образом, является отсылочной. Сами налоговые льготы должны быть закреплены в соответствующих законах отдельно по видам налогов. Для реализации содержащихся в данной статье положений необходимо внесение изменений в нормативные правовые акты, регулирующие порядок исчисления конкретных налогов и сборов. Основные изменения должны быть включены в Налоговый кодекс РФ. Однако до настоящего времени в главах 25 НК РФ «Налог на прибыль организаций» и 21 «Налог на добавленную стоимость» так и не предусмотрены льготы для налогоплательщиков при осуществлении деятельности по переработке вторичных ресурсов или осуществления иных природоохранных инноваций, направленных на снижение негативного воздействия на окружающую среду.

Таким образом, экологическую безопасность при использовании ресурсов нефти и газа можно определить как состояние защищенности природной среды и жизненно важных интересов человека, общества и государства от негативного воздействия хозяйственной и иной деятельности, связанной с осуществлением поиска, промышленного освоения месторождений нефти и газа, хранением, реализацией, транспортировкой данных природных ресурсов и продуктов их переработки. При этом обеспечение экологической безопасности может рассматриваться также как важнейшая цель и задача деятельности по сохранению благоприятного состояния природной среды в интересах настоящего и будущих поколений людей, прежде всего с точки зрения ее чистоты, ресурсоемкости (неистощимости ресурсов нефти и газа), экологической устойчивости, биологического разнообразия и эстетического богатства.

ГЕОЛОГИЯ И ПЕРСПЕКТИВЫ НЕФТЕГАЗОНОСНОСТИ АЧИМОВСКИХ ОТЛОЖЕНИЙ НА ТЕРРИТОРИИ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ОАО «НК «РОСНЕФТЬ» В ЦЕНТРАЛЬНОЙ ЧАСТИ ХМАО

Т.С.Баранов, В.А.Миткарев, Э.Н.Султанова, Т.Р.Шарафутдинов

ООО «РН-УфаНИПИнефть»

По состоянию на 01.01.2007 года нефтеносность ачимовских пластов на территории деятельности ООО «РН-Юганскнефтегаз» доказана бурением, опробованием и работой скважин на 14 месторождениях. Залежи нефти в ачимовских пластах впервые были введены в разработку на Средне-



Балькском месторождении в 1981 году. Однако низкие коллекторские свойства и отсутствие в то время методов интенсификации добычи не позволили успешно вести разработку данного объекта. Применение новых технологий при разработке залежей нефти с низкими коллекторскими свойствами позволили переоценить значимость выявленных залежей и существенно увеличить добычу нефти из отложений ачимовской толщи.

С целью успешного проведения поиска новых залежей и доразведки уже открытых залежей было проведено детальное изучение геологического строения, условий формирования, распространения зон улучшенных коллекторов и нефтегазоносности пород ачимовской толщи.

Выполнение работы осуществлялось в несколько этапов:

1. Создание геолого-геофизической базы данных

Для выполнения поставленных задач в работе были задействованы материалы ГИС по 700 поисково-разведочным и 4000 эксплуатационным скважинам, 2D и 3D сейсморазведки, данные по опробованию (311 скважин) и керновому материалу (267 скважин).

Объем сейсмического материала в пределах исследуемого региона составил 3766 км² 3D и 10560 пог. км. 2D сейсмических профилей. В регионе выполнены работы по трем региональным сейсмическим профилям 2D - № IX, № VI, № CIV, которые также были задействованы в исследованиях для увязки локальных сейсмических профилей на отдельных участках между собой.

Весь имеющийся фактический материал был объединен в общую базу данных и представлен в единой системе координат.

Таким образом, территория Юганского Приобья достаточно полно изучена геолого-геофизическими исследованиями. Тем не менее, следует отметить, что плотная сетка бурения сосредоточена в основном на выявленных залежах, в то время как на многих лицензионных участках имеются площади, не охваченные как бурением, так и сейсмическими исследованиями, что создавало некоторые трудности при работе над данным проектом.

2. Корреляция отложений неокома

По комплексу ГИС поисково-разведочных и эксплуатационных скважин, а также данных 2D и 3D сейсморазведки, проводилось детальное геологическое расчленение разреза, осуществлялась корреляция основных маркирующих горизонтов и продуктивных пластов ачимовской толщи. Материалы сейсморазведки позволяли решать проблему корреляции и прослеживания границ в межскважинном пространстве.

Расчленение осуществлялось путем комплексного попластового анализа данных ГИС с учетом разрешающей способности каждого геофизического метода в конкретном геологическом разрезе.

На первом этапе корреляции выделялись маркирующие горизонты. В качестве таковых принимались пачки пластов или отдельные пласты, которые четко выделяются по данным каротажа в большинстве скважин, это, как правило, пласты глинистого состава.

На исследуемой территории к таковым относятся баженовская и алым-



ская (подошва) свиты, а также глинистые пачки, выделяемые в подошве каждого клиноциклита (тагринская, самотлорская, урьевская, асомкинская, почачевская, чеускинская, сармановская, правдинская, пимская, приобская, быстринская).

Результатом проделанной работы явилась база стратиграфических разбивок по 4700 поисково-разведочным и эксплуатационным скважинам, в разрезе которых были выделены и прослежены границы 11 клиноциклитов и 23 пластов ачимовской толщи, входящих в их состав. В дальнейшем база разбивок использовалась при картографических построениях описываемых отложений.

Следует отметить, что полученные построения позволили уточнить границы распространения клиноциклитов и песчаных пластов ачимовской толщи, по сравнению с предыдущими работами, выполненными на этой территории. Это стало возможно, в основном, за счет использования большего объема фактического материала, так, помимо поисково-разведочных скважин, вскрывших разрез ачимовской толщи, использовался весь фонд эксплуатационного бурения, а так же все имеющиеся в настоящий момент данные 2D и 3D сейсморазведки.

В ходе исследований была систематизирована индексация ачимовских пластов по приуроченности к разрезу конкретного клиноциклита и сделана попытка их согласования с выделенными ранее (таблица 1).

Таблица 1 Сопоставление индексации пластов

Площадь/месторождение	Существующая индексация	Предлагаемая индексация
<i>Восточно-Сургутское</i>	БС ₁₈	Ач1 ^{ур}
<i>Западно-Малобалыкское</i>	АЧ-2А, АЧ-2Б	Ач2 ^{пк}
<i>Майское</i>	БС _{17, 22}	Ач3 ^{пк}
<i>Малобалыкское</i>	Ач ₁	Ач1 ^{пк}
	Ач ₂	Ач2 ^{пк}
	Ач ₃	Ач3 ^{пк}
<i>Мамонтовское (Энтельская пл.)</i>	БС ₂₀	Ач2 ^{ас}
<i>Петелинское</i>	Ачим-1, Ачим-2	Ач1 ^{пк}
<i>Правдинское</i>	БС _{16, 22}	Ач2 ^{пк} , Ач3 ^{пк} , Ач1 ^{пк}
<i>Приобское</i>	АС ₁₂	Ач1 ^{пк} , Ач2 ^{пк} , Ач3 ^{пк} , Ач4 ^{пк}
<i>Приразломное</i>	Ач ₁ -Ач ₄	Ач1 ^{пк} , Ач2 ^{пк}
	Ач ₅ -Ач ₆	Ач1 ^{сп} , Ач2 ^{сп} , Ач3 ^{сп}
<i>Солкинское</i>	БС ₁₆₋₂₀	Ач1 ^{пк} , Ач2 ^{пк}
<i>Среднебалыкское</i>	БС _{16, 22}	Ач3 ^{пк}
<i>Среднеугутское</i>	БС ₁₃	Ач1 ^{ур}
<i>Усть-Балыкское</i>	БС ₁₆₋₂₀	Ач2 ^{пк}
<i>Южно-Сургутское</i>	БС ₂₀	Ач3 ^{ас}

3. Условия осадконакопления

Изучение процессов осадконакопления и особенностей строения пластов ачимовской толщи проводилось посредством кластеризации кривых ГИС (ПС, ГК, ИК). На первом этапе выявляются основные типы кривых, харак-



терные для рассматриваемого пласта, затем строятся фашиальные схемы по данным кластеризации, определяется рациональное количество типов разрезов, выстраивается фашиальная цепочка с учетом переходных зон, преобразование имеющихся данных в концептуальную модель, отображающую механизмы формирования изучаемых отложений.

При фашиальном анализе пластов ачимовской толщи использовались геолого-геофизические данные по 4700 скважинам (ГИС, петрофизические характеристики, керновый материал). В результате анализа было выделено шесть типов разреза характерных для описываемых отложений и на этой основе построены фашиальные схемы и концептуальные модели по каждому пласту ачимовской толщи (всего 23 пласта) (рисунок 1).

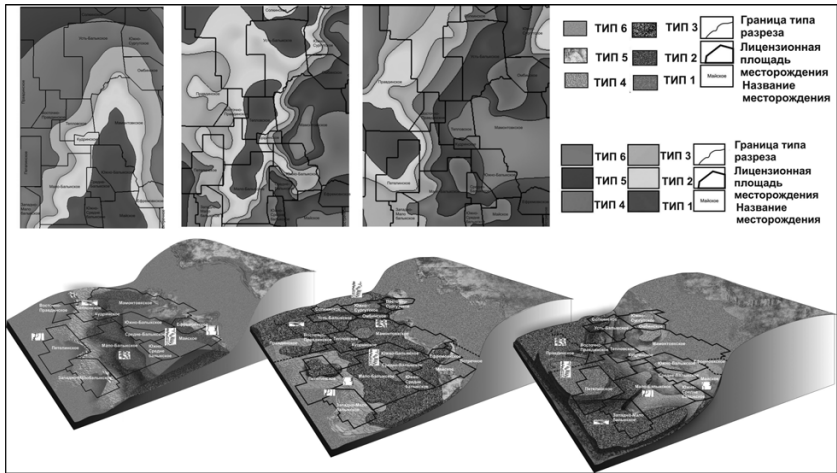


Рисунок 1 Схема распространения типов разрезов и концептуальная модель строения на примере покачевского клиноциклита (слева направо: пласт Ач1^{ПК}, пласт Ач2^{ПК}, пласт Ач3^{ПК})

4. Петрофизика

В процессе данной работы для обоснования петрофизической модели и разработки алгоритма интерпретации материалов ГИС с целью определения емкостных параметров проведен совместный анализ всей промысловой информации. Так, для анализа петрофизических характеристик коллекторов рассмотрены результаты лабораторных исследований керна по 138 скважинам. Всего 267 скважин с выносом керна из ачимовских отложений.

Коллекторские свойства пластов ачимовской пачки невысоки. Это обусловлено значительной глинистостью, плохой отсортированностью и плотностью упаковки обломочной части.

Основные петрофизические характеристики и зависимости приведены в таблице 2.



Таблица 2 Петрофизические характеристики

Параметр	Среднее	Граничное	Зависимость
Пористость	17%	13.50%	$K_p = 10,57 \text{ Апс} + 10.64$
Проницаемость	2мД	0.2мД	$K_{пр} = 2E-07 * \exp(0.9604 * K_p)$
Сопротивление	-	7,5Омм	
Нефтенасыщенность	-	-	$R_p = 0,13 / K_p^{2,953}$ $R_H = 1,008 / K_v^{1,613}$, для $R_H < 2,5$ $R_H = 0,8355 / K_v^{1,939}$, для $R_H > 2,5$

В результате работ по всем лицензионным участкам ОАО «НК Роснефть» центральной части ХМАО проведено выделение эффективных толщин в отложениях ачимовской толщи, определены фильтрационно-емкостные свойства и оценен характер насыщения коллекторов по разработанной методике в 1616 скважинах. Выполнена привязка результатов исследования керна к материалам ГИС по 43 скважинам и проведено сопоставление результатов опробования с результатами интерпретации по 60 скважинам по пластам ачимовской толщи.

5. Прогноз перспективных участков

Анализ перспективности пластов и выделение перспективных участков производилось на основе комплекса признаков: 1) наличие ловушки; 2) нефтеносность пласта подтверждена; 3) интерпретация ГИС (характер насыщения); 4) опробования.

На основе вышеописанных групп признаков проводилось выделение и ранжирование перспективных участков. Ранжирование выполнялось по следующей схеме (рисунок 2):

- При наличии **опробования** в скважине, достаточных **эффективных толщин** пласта, высоких значений **сопротивлений** по ГИС, перспективной зоне присваивался **ранг 1**.

- При отсутствии опробования, но при наличии достаточных **эффективных толщин** и доказанной **нефтеносности** пласта на других участках, а также высоких значений **сопротивлений** по ГИС участку присваивался **ранг 2**.

- При отсутствии опробования, либо при наличии в пробах, полученных с соседних участков, только воды, но при этом присутствуют достаточные **эффективные толщины** и высокие значения **сопротивления** по ГИС, то участку присваивался **ранг 3**.

Таким образом, на основе комплексного анализа описанных данных, авторами выделено три категории перспективных участков для песчаных пластов ачимовской толщи Юганского Приобья (рисунок 3). Всего выделено 24 перспективных участков, по которым были оценены ресурсы и с учетом геологических рисков подсчитаны запасы углеводородов. Прирост геологических запасов составил более **500 млн. тонн**.

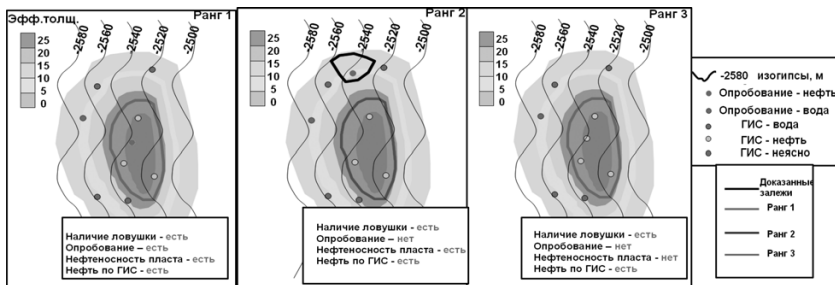


Рисунок 2 Схема выделения перспективных зон и их ранжирование

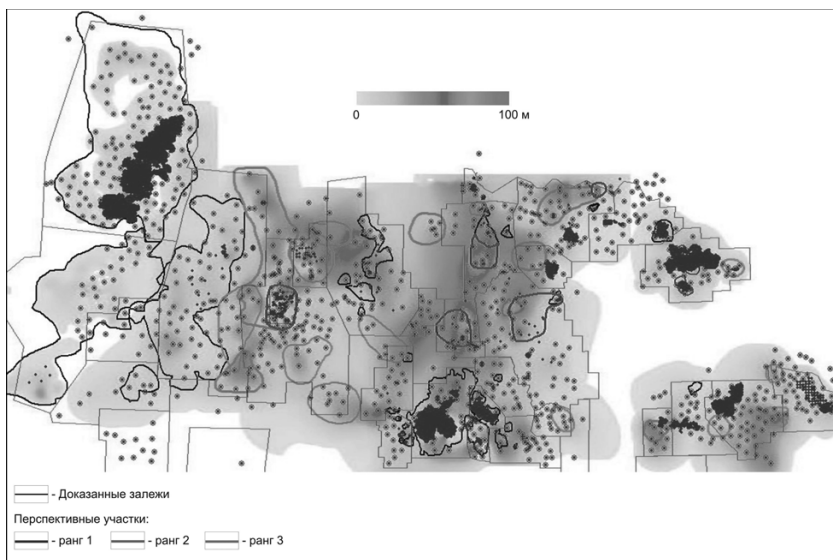


Рисунок 3 Перспективные участки

6. Апробация работы

Практическим результатом работы стало проведение в 2007 году геолого-разведочных работ ООО «РН-Юганскнефтегаз» на Фаинском, Приобском, Восточно-Сургутском и Салымском лицензионном участках.

В 2007 и в начале 2008 года с целью доразведки выявленных залежей пластов ачимовской толщи были пробурены и испытаны разведочные скважины на Малобалыкском, Приразломном и Приобском месторождениях, а в эксплуатационных скважинах Фаинского, Восточно-Сургутского и Салымского месторождений опробованы пласты ачимовской толщи. Результаты испытания в эксплуатационных скважинах Восточно-Сургутского месторождения позволили прирастить извлекаемых запасов нефти промышленных категорий. На Фаинском месторождении на основании результатов испытания скважин



прирост извлекаемых запасов нефти составил более 500 тыс. тонн. В результате испытания скважин на Салымском месторождении доказана нефтеносность ачимовских отложений, что позволило открыть новую залежь на данном лицензионном участке.

В целом испытания ачимовской толщи в разведочных и эксплуатационных скважинах позволили в 2007 году прирастить более 20 млн.тонн извлекаемых запасов промышленных категорий, за 7 месяцев 2008 года более 10 млн. тонн. Добыча нефти из пластов ачимовской толщи в 2007 году составила более 22% годовой добычи.

Выводы:

Выполненная работа позволила уточнить геологическое строение и определить условия формирования пластов ачимовской толщи, а также закартировать зоны развития коллекторов исследуемых отложений.

На основе интерпретации ГИС проведено выделение эффективных толщин, определены фильтрационно-емкостные свойства и оценен характер насыщения коллекторов по разработанной авторами методике в 1616 скважинах.

В результате комплексного анализа всей полученной геолого-геофизической информации были выделены и проранжированы двадцать четыре перспективных участка для пластов ачимовской толщи. По этим участкам оценены ресурсы и с учетом геологических рисков подсчитаны запасы углеводородов (500 млн.т.).

Результаты работы апробированы геологоразведочными работами, которые обеспечили увеличение годовой добычи, выявление новых и уточнение открытых залежей, значительный прирост ресурсов и запасов.

ОБОСНОВАНИЕ РАЦИОНАЛЬНОЙ СИСТЕМЫ ЭЛЕКТРОСНАБЖЕНИЯ С УЧЕТОМ ПРИМЕНЕНИЯ АВТОНОМНЫХ ИСТОЧНИКОВ ПИТАНИЯ. ЭФФЕКТИВНОСТЬ ПРИМЕНЕНИЯ КОМПЕНСИРУЮЩИХ УСТРОЙСТВ В СЕТИ ПРЕДПРИЯТИЯ. ОЦЕНКА ЭКОНОМИИ ЭЛЕКТРИЧЕСКОЙ ЭНЕРГИИ ПРИ ЗАМЕНЕ НЕДОГРУЖЕННЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ

А.В.Беленко

ОАСУ ПТД УИТ ООО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург»

1. Обоснование рациональной системы электроснабжения с учётом применения автономных источников питания

При выборе схемы электроснабжения компрессорной станции с газотурбинным приводом (КСГП) намечаются несколько вариантов. Все эти варианты должны удовлетворять требованиям ПУЭ, предъявляемым к электроснабжению потребителей соответствующей категории. Для потребителей первой категории требуется питание от двух независимых источников, причем неза-



висимыми источниками считаются как шины двух станций или подстанций, так и две секции (или системы шин) одного распределительного устройства. Сравнительная оценка существующего и возможных рациональных вариантов электроснабжения КСГП (рис. 1).

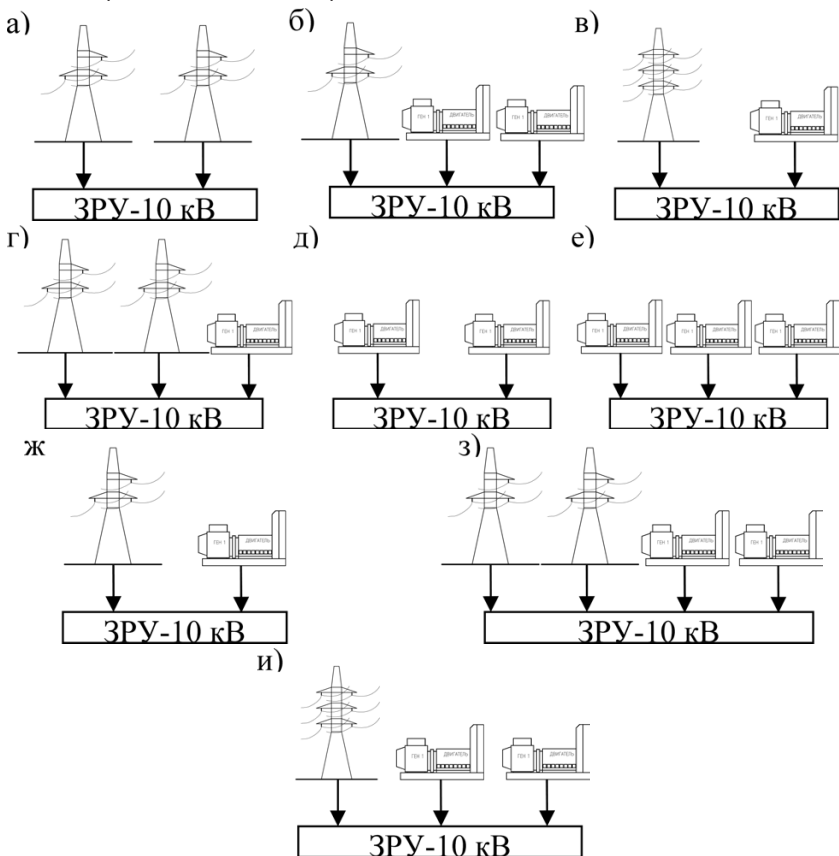


Рис. 1. Варианты схем электроснабжения КСГП

а) электроснабжение от энергосистемы по двум одноцепным ЛЭП; б) электроснабжение от энергосистемы по одноцепной ЛЭП и двух электростанций собственных нужд; в) электроснабжение от энергосистемы по двуцепной ЛЭП и одной электростанции собственных нужд; г) электроснабжение от энергосистемы по двум одноцепным ЛЭП и одной электростанции собственных нужд; д) электроснабжение от двух электростанций собственных нужд; е) электроснабжение от трёх электростанций собственных нужд; ж) электроснабжение от энергосистемы по одноцепной ЛЭП и одной электростанции собственных нужд; з) электроснабжение от энергосистемы по двум одноцепным ЛЭП и двум электростанциям собственных нужд; и) электроснабжение от энергосистемы по двуцепной ЛЭП и двум электростанциям собственных нужд.



Обобщённая структурная схема системы электроснабжения (СЭС) КСГП, приемлемая для сравнительной оценки показателей надёжности возможных вариантов, приведена на рис. 2.

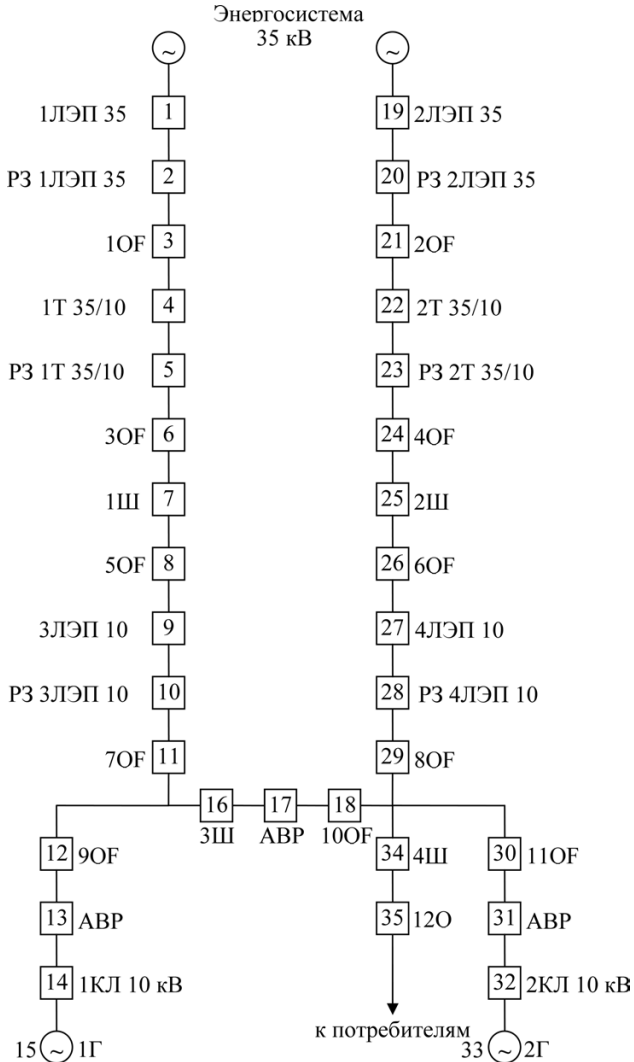


Рис. 2. Структурная схема СЭС КСГП

На структурной схеме обозначены: РЗ – устройство релейной защиты; Ш – секция сборных шин; Г – электростанция собственных нужд; Т – трансфор-



матор; АВР – устройство автоматического ввода резерва; QF – выключатель.

В результате эквивалентных преобразований обобщённой структурной схемы СЭС КСГП с учётом экспоненциального закона распределения наработок до отказов электрооборудования СЭС выявлены зависимости частоты отказов Ω , среднего времени восстановления τ , наработок на отказ T и вероятностей безотказной работы $P(t)$ 9-и вариантов схем электроснабжения КСГП:

Таблица 1

Показатели надежности для различных вариантов схем электроснабжения КСГП

Вариант схемы электроснабжения	Частота отказов Ω , год ⁻¹	Среднее время восстановления τ , ч	Наработка на отказ T , лет	Вероятность безотказной работы $P(t)$ в год
Наличие двух одноцепных ЛЭП 35 кВ и двух газопоршневых электростанций 10 кВ	0,0265	4,3230	37,81	0,9753
Наличие двух одноцепных ЛЭП 35 кВ	0,0335	4,5522	29,85	0,9671
Наличие одной одноцепной ЛЭП 35 кВ и двух газопоршневых электростанций 10 кВ	0,0887	4,1071	11,27	0,9151
Наличие двух одноцепных ЛЭП 35 кВ и одной газопоршневой электростанции 10 кВ	0,0340	4,5857	29,41	0,9666
Наличие одной одноцепной ЛЭП 35 кВ и одной газопоршневой электростанции 10 кВ	0,0993	3,2551	10,07	0,9055
Наличие двухцепной ЛЭП 35 кВ и одной газопоршневой электростанции 10 кВ	0,0398	5,4009	25,11	0,9610
Наличие двухцепной ЛЭП 35 кВ и двух газопоршневых электростанций 10 кВ	0,0355	5,3670	28,14	0,9651
Наличие двух газопоршневых электростанций 10 кВ	0,0425	2,5876	23,52	0,9584
Наличие трёх газопоршневых электростанций 10 кВ	0,0493	2,2306	20,28	0,9519

В табл. 1 приведены рассчитанные показатели надежности для различных схем электроснабжения КСГП. Из таблицы видно, что лучшие показатели надежности относятся к вариантам схем с двумя одноцепными ЛЭП и двумя



автономными электростанциями, с двумя одноцепными ЛЭП и с двумя одноцепными ЛЭП и автономной электростанцией. Для трёх этих вариантов работа на отказ превышает срок службы электрооборудования, что позволяет считать эти варианты ЭЭС достаточно надежными.

Проведем экономическую оценку: целесообразно прокладывать ЛЭП или устанавливать ЭСН?

По данным компании ОАО «Звезда-энергетика», стоимость 1кВт электрической мощности автономной электростанции составляет 30000 руб. Стоимость электростанции определяется

$$C_{\text{э}} = 30000 \cdot S \cdot \cos\varphi, \text{руб.},$$

где S – полная мощность электростанции, кВА; $\cos\varphi$ – коэффициент мощности.

Затраты по варианту со строительством ЛЭП

$$C_{\text{ЛЭП}} = C_{\text{пров.}} \cdot l + C_{\text{прис.}} \cdot P, \text{руб.},$$

где l – длина ЛЭП, км; $C_{\text{пров.}}$ – затраты на проведение одного км., руб./км; $C_{\text{прис.}}$ – стоимость одного кВт присоединенной мощности, руб./кВт; P – присоединенная мощность, кВт.

Без учета топливной составляющей затрат для сравниваемых вариантов максимальная длина дополнительной ЛЭП (в км.) определится из выражения:

$$l = \frac{S \cdot \cos\varphi \cdot 30000 - C_{\text{прис.}} \cdot P}{C_{\text{пров.}}}$$

В условиях ОАО «Ленэнерго»: $C_{\text{пров.}} = 2100000 \text{руб./км}$ и $C_{\text{прис.}} = 25000 \text{руб./кВт}$. При мощности автономной электростанции $P = 1360 \text{кВт}$ ($S = 1700 \text{кВА}$, $\cos\varphi = 0,8$) получим длину линии $l \approx 3,24 \text{км}$.

Таким образом, максимальная длина ЛЭП, при которой нецелесообразна установка автономной электростанции, составляет 3,24 км.

В настоящее время по разным оценкам от 50% до 70% территории России не охвачены централизованным электроснабжением. Поэтому зачастую на этих территориях бывает невозможно или нецелесообразно проводить ЛЭП для питания КСГП. В этом случае предпочтение отдается установке на станциях автономной электростанции. Таким образом, можно за счет внутренних источников электроснабжения станции обеспечить питание наиболее ответственных приемников электроэнергии в соответствии с требованиями, предъявляемыми к электроснабжению потребителей первой категории, независимо от системы централизованного электроснабжения.



2. Эффективность применения компенсирующих устройств в сети предприятия

Приемники и преобразователи электроэнергии, имеющие в конструкции обмотки (электродвигатели, трансформаторы и др.), потребляют не только активную мощность, но и реактивную. При передаче по элементам системы электроснабжения реактивной мощности (РМ), объективно необходимой для преобразования электроэнергии, в них возникают потери активной мощности, за которые в скором времени будет расплачиваться предприятие-потребитель. Альтернативой дополнительной плате за электроэнергию является установка в сети предприятия источников реактивной мощности (ИРМ). ИРМ являются эффективным средством регулирования напряжения. Их воздействие основано на снижении перетоков реактивной мощности по линиям питающей сети, т.е. на снижении составляющей потерь напряжения. В качестве ИРМ используются синхронные двигатели, работающие в режиме перевозбуждения, конденсаторные батареи, синхронные компенсаторы и статические тиристорные компенсаторы. Компенсация реактивных нагрузок в сети потребителя позволяет:

- снизить плату поставщику за потребленную электроэнергию;
- уменьшить токовые нагрузки элементов системы электроснабжения (кабельных и воздушных линий, трансформаторов), обеспечив возможность расширения производства;
- улучшить качество электроэнергии за счет уменьшения отклонений напряжения от номинального значения. Отклонения напряжения оказывают значительное влияние на работу электродвигателей. В случае снижения напряжения на зажимах двигателя уменьшается реактивная мощность намагничивания, при той же потребляемой мощности увеличивается ток двигателя, что вызывает перегрев изоляции. Снижение напряжения ухудшает и условия пуска двигателя, так как при этом уменьшается его пусковой момент. Повышение напряжения на выводах двигателя приводит к увеличению потребляемой им реактивной мощности, которую необходимо каким-то образом компенсировать.

85-90% всех распределительных сетей ООО «Лентрансгаз» - это сети 6-10 кВ. В большинстве эти сети имеют небольшую длину и, поэтому, имеют малое индуктивное сопротивление. Следовательно, регулирование напряжения с помощью конденсаторных батарей эффективно за индуктивным сопротивлением трансформатора. Чем меньше мощность трансформатора, тем больше регулирующий эффект конденсаторных батарей

$$U_{\text{РЕГ}} = \frac{Q_{\text{КБ}}}{S_{\text{НТ}}} \cdot U_{\text{К}}$$

где $Q_{\text{КБ}}$ – мощность конденсаторной батареи; $S_{\text{НТ}}$ – номинальная мощность трансформатора, кВА; $U_{\text{К}}$ – напряжение короткого замыкания трансформатора, %.



Современные комплектные конденсаторные установки (ККУ) предполагают возможность автоматического регулирования. Т.е. в зависимости от того, какое количество реактивной мощности необходимо компенсировать, подключается необходимое число ступеней ККУ. Кроме того, современные конденсаторные установки имеют принудительную вентиляцию, датчик температуры, имеют возможность измерять токи в фазах (при небалансе в фазах более 10% ККУ выходят из строя).

Приближенную оценку значений годовой экономии электроэнергии ДЭ от установки ИРМ мощностью $Q_{кв}$, можно получить, используя формулу:

$$ДЭ = K \cdot Q_{кв} \cdot T, \text{ кВт}\cdot\text{ч}/\text{год},$$

где K – экономический эквивалент РМ (0,05);

$Q_{кв}$ – мощность ККУ, квар.;

T – время работы, (8400 час/год.)

3. Оценка экономии электрической энергии при замене недогруженных трансформаторов

Большинство трансформаторов 10/0,4 кВ., установленные в ООО «Газ-пром трансгаз Санкт-Петербург», являются недогруженными. Это связано с обеспечением требуемой категории надёжности электроприёмников, питающихся от этих трансформаторов. Нормальная схема электроснабжения – это питание каждой секции шин закрытого распределительного устройства (ЗРУ) или комплектной трансформаторной подстанции (КТП) от своего трансформатора (или от своей вторичной обмотки трансформатора, в случае трёх-обмоточного трансформатора) при выключенном секционном выключателе (СВ). В случае нарушений в работе одного из трансформаторов или питающей линии электропередач (ЛЭП), оставшийся в работе трансформатор (через включённый СВ) должен взять на себя всю нагрузку обеих секций шин.

Но есть ряд трансформаторов, к которым подключены менее значимые электроприёмники, не требующие резервирования. Зачастую и они работают при нагрузке значительно ниже номинальной. Из таблицы 2 видно сколько электрической энергии (и финансовых ресурсов) можно сэкономить, если заменить недогруженный трансформатор трансформатором меньшей мощности.

Таблица 2

Экономия электрической энергии при замене недогруженных трансформаторов

Мощность фактически работающего трансформатора, кВт.	Мощность заменяющего трансформатора, кВт.	Количество сэкономленной электрической энергии за год, кВт·ч.	Годовая экономия (при стоимости 1,2 руб./1кВт·ч), руб.
1600	1000	14016	16819
630	400	6657	7989
400	250	3416	4099
160	100	1750	2101
63	40	609	731
40	25	519	623

Данная таблица показывает приближенную оценку расчетным способом



экономии электроэнергии (в натуральном и стоимостном выражении) при замене недогруженного трансформатора трансформатором меньшей мощности в условиях минимального объема информации о характере электропотребления. При более точном расчёте необходимо учитывать стоимость заменяющего трансформатора и работ по его установке.

МОДЕРНИЗАЦИЯ БЛОКА РЕГЕНЕРАЦИИ КАТАЛИЗАТОРА УСТАНОВКИ РК И ГДА, КГПН

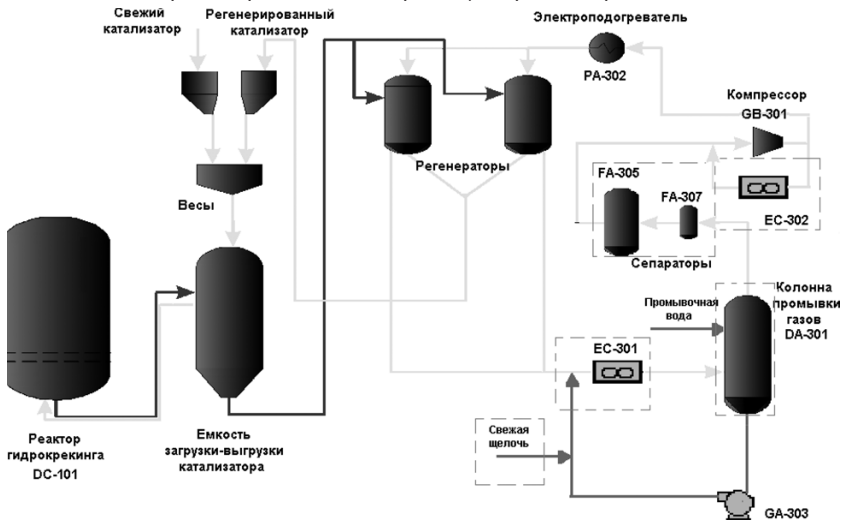
С.В.Белов, С.Н.Петрованов, К.Н.Бугай

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

Установка регенерации катализатора (РК) предназначена для восстановления и поддержания активности катализатора, используемого в реакторе гидрокрекинга 10-DC-101. Восстановление активности катализатора достигается за счет выжигания углерода, накопленного на его поверхности в процессе реакций гидрокрекинга и серы, являющейся составной частью катализатора.

Установка РК включает в себя следующие блоки:

- блок ввода/вывода регенерированного и/или свежего катализатора реактора 10-DC-101 установки ГК
- блок регенерации катализатора
- блок транспорта катализатора в бункеры для хранения



Рис

Схема блока регенерации катализатора

Примечание: Пунктиром выделены узлы, которые были модернизированы



или смонтированы вновь

С момента пуска блока регенерации катализатора в работу в 2004 году сразу возникла проблема коррозии динамического оборудования, трубопроводов, трубопроводной арматуры и секций АВГ 10-ЕС-301, выхода из строя ТЭНов электроподогревателя 10-РА-302 из-за неэффективной нейтрализации окислов серы раствором кальцинированной соды.

Практика показала, что расчёт количества реагента (10% раствор карбоната натрия) для нейтрализации газов регенерации, проведённый как ВНИ-Пинефть, так и фирмой Chevron-Техасо, лицензиаром процесса, оказался не верным. Фактическое содержание серы на катализаторе гидрокрекинга после его вывода из реактора 10-DC-101 (8-10 % мас.) оказалось в четыре раза больше, чем проектное значение – 2% мас. Поэтому количество кислых газов и ,соответственно, кислот, образовавшихся в ходе регенерации катализатора, в несколько раз превысило расчётные значения.

После проведения 10 регенераций катализатора в количестве * 200тн в марте-мае 2005 года на блоке регенерации катализатора установки РК и ГДА в связи со сквозной коррозией были заменены: корпус насоса 10-ГА-304, уплотняющие кольца, рабочие колеса на насосах 10-ГА-303А/С, 10-ГА-304.

К октябрю 2005 года из-за отложений окисдных и солевых соединений в электроподогревателе 10-РА-302 вышли из строя 30% ТЭНов, что повлекло за собой снижение проектной мощности электроподогревателя и снижению температуры входа газа в ёмкости регенерации катализатора до 260 °С вместо 300°С.

Самым же узким местом оказался центробежный компрессор 10-GB-301, на рабочем колесе, шелевом уплотнении, улитке, сужающем устройстве которого стали отлагаться соли натрия: карбонаты, сульфаты и сульфиты. Отложения привели к повышенным виброперемещениям, остановку компрессора по блокировочным значениям и очень частому выходу его из строя. Ущерб от поломок компрессора составил ≈ 1050000 рублей.

Из-за простоя блока РК было дополнительно загружено, для поддержания активности, 12 тонн свежего катализатора Criterion С-424 стоимостью 3630744,35 рублей.

За период эксплуатации с 2004 года было выполнено 7 капитальных ремонтов, 9 средних ремонтов, 18 текущих ремонтов, один раз компрессор был отправлен на завод-изготовитель в Казань. Только на запасные части было истрачено более 4,7 миллионов рублей, не считая оплаты за ремонт деталей и оплаты ремонтному персоналу.

К марту 2006 года из-за коррозии и эрозии трубок были заменены две секции АВГ 10-ЕС-301. Было изменено материальное исполнение секций, со стали 15ХМ на нержавеющую сталь 12Х18Н10Т. Затраты составили 7,8 млн. рублей, не считая стоимости строительного-монтажных работ.

Имеющиеся проблемы по нейтрализации газов регенерации, отмывки циркулирующего газа от продуктов нейтрализации, приводили к выходу до-



рогостоящего оборудования из строя и, как следствие, проблемам с поддержанием активности катализатора в реакторе гидрокрекинга.

С целью обеспечения эффективной работы блока регенерации катализатора было решено провести его модернизацию, которая осуществлялась в несколько этапов:

1. Модернизация сепаратора 10-FA-305

С целью исключения попадания жидкости в корпус компрессора и отложения в нем солей было предложено заменить неэффективное проволочное каплеотбойное устройство в емкости 10-FA-305 на глухую тарелку с тремя каплеотбойными модулями (демистрами) с регулярной насадкой Панченкова. ($D_u=350$) и установкой дополнительного сепаратора FA-307, использующего для разделения системы газ-жидкость кинетическую энергию потока.

2. Замена нейтрализующего реагента.

Повышенное содержание серы на катализаторе по сравнению с расчетными данными специалистов компании Chevron-Tехасо привело к значительному увеличению расхода агента для нейтрализации образующихся кислых газов. По проекту нейтрализация окислов серы осуществляется раствором кальцинированной соды. Приготовление 10 % раствора кальцинированной соды проводится вручную прямо на установке растворением сухого карбоната натрия из мешков 50 кг в воде. В связи с увеличением расхода нейтрализующего агента приготовление вручную раствора кальцинированной соды является крайне трудоёмкой операцией и не обеспечивает точной концентрации.

Исходя из приведенных выше аргументов, было предложено заменить карбонат натрия на гидроксид натрия в качестве нейтрализующего агента. Гидроксид натрия с концентрацией $\approx 17\%$ поставляется по трубопроводу с реагентного хозяйства ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез». Следует отметить, что замена карбоната натрия на гидроксид натрия не приведет к увеличению затрат на закупку реагента.

3. Модернизация узла нейтрализации.

Для эффективной нейтрализации кислых газов, образующихся в процессе регенерации катализатора, необходимо создать хороший контакт жидкой (циркулирующий 4-5% раствор NaOH) и газовой (газы регенерации) фаз. Для эффективного контакта двух фаз предложено использовать шелевую форсунку, а также:

1. Увеличить длину U-образного колена всех шести трубопроводов на входе в аппарат 10-ЕС-301 с целью увеличения времени контакта кислого газа с нейтрализующим агентом

2. Форсунку расположить на расстоянии 1 метр от начала восходящего участка U-образного колена



4. Замена внутренних устройств в колонне 10-DA-301 (маточник, три ситчатых тарелки провального типа фирмы «Sulzer» согласно проекту 510/13-5117)

В кубовой части колонны отмывки газа от продуктов нейтрализации 10-DA-301 для достижения более эффективного массообмена смонтировано устройство типа ротоклон «Урал», хорошо зарекомендовавшее себя в процессе ДЭА очистки газов регенерации от H_2S в бывшем ПО «Шертангаз» (Узбекистан). Затраты составят ~ 60 тыс. руб.

Между 1-ой тарелкой колонны 10-DA-301 и ротоклоном смонтирован массообменный модуль (МОМ) с регулярной насадкой Панченкова диаметром 900 мм и высотой 500 мм, а также распределительная тарелка над модулем. Затраты составили ~ 175 тыс. руб.

На выходе газа из колонны 10-DA-301 для уменьшения каплеуноса на компрессор смонтированы три модульных каплеотбойника (демистра) Ду=400. Затраты составили ~ 235 тыс. руб.

5. Уменьшение скорости газов регенерации в АВО 10-ЕС-301 и колонне 10-DA-301.

Следующим этапом улучшения работы колонны является переобвязка антипомпажной линии компрессора помимо АВО 10-ЕС-301 и колонны 10-DA-301 для снижения в них скоростей. Снижение расхода циркулирующего потока газа в процессе регенерации катализатора позволяет уменьшить скорости в колонне 10-DA-301, аппарате 10-ЕС-301, что снижает каплеунос из колонны и эрозионный износ трубок аппарата.

В качестве нового АВО предложено использовать, имеющийся АWG-25 с установки каталитического крекинга (КК-2), находящейся на демонтаже.

Затраты на реализацию вышеизложенных мероприятий составили ~ 6 млн. рублей. Затраты только на закупку нового оборудования, взамен вышедшего из строя не считая ремонтных работ и оплату ремонтным службам, составили более 13,4 млн. рублей.

Все мероприятия, описанные выше, реализованы. Большая часть мероприятий выполнена в 2005 году. Другая часть (монтаж сепаратора FA-307, переобвязка байпасной линии компрессора) в период 2005-2007 годов.

Внедрение вышеизложенных мероприятий позволило обеспечить стабильную и безаварийную работу блока регенерации катализатора, существенно снизить число простоев, обусловленных выходом из строя оборудования, снизить долю ручного труда обслуживающего персонала.

Благодаря обеспечению стабильной работы блока регенерации катализатора стало возможным:

- постоянная эксплуатация установки гидрокрекинга в режиме максимальной конверсии сырья
- снижено потребление свежего катализатора для поддержания актив-



ности катализаторной системы в реакторе гидрокрекинга

в период, следующий за реализацией указанных мероприятий, существенно снижены затраты на ремонт действующего и закупку нового оборудования, оплату ремонтным службам

УПРАВЛЕНИЕ ФИЛЬТРАЦИОННЫМИ ПОТОКАМИ И ЕГО ВЛИЯНИЕ НА КИН НА ПРИМЕРЕ АРХАНГЕЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.М.Белых

ЦДНГ-2 НГДУ «Гремиха»

Архангельское нефтяное месторождение – первое промышленное месторождение нефти в Удмуртии.

В ходе многолетней разработки Архангельского месторождения на скважинах проводился ряд геолого-технических мероприятий, основными из которых следует отметить вывод из бездействия, ОПЗ растворителями и оптимизация мех.фонда. Основной вклад в поддержание уровня добычи оказывает оптимизация мех.фонда, в то время как вклад других видов ГТМ незначителен. В ходе ряда оптимизаций, проведенных в период с 2003 по 2007 годы, удалось не только стабилизировать заданный уровень добычи, но и несколько нарастить его. Следует отметить, что благодаря проведенным мероприятиям уровень добычи нефти превысил рассчитанный по технологической схеме и, что примечательно, темп обводненности остался на прежнем уровне и даже несколько снизился.

В ходе оптимизаций был выявлен ряд любопытных фактов. Так при оптимизации скважины №195 (перевод на более производительный ЭЦН) по данной скважине был получен закономерный эффект по нефти (+5,1 т/сут), но, кроме того, был получен эффект по нефти и по окружающим ее шести скважинам в элементе (+3,8 т/сут) за счет снижения по ним обводненности. Данный факт объясняется интерференцией скважин. В результате дополнительная добыча нефти за месяц составила 114 т/сут.

При остановках скважин по ограничению инфраструктуры были выявлены следующие факты. Был рассмотрен элемент, состоящий из шести добывающих скважин. Поочередная остановка трех наиболее обводненных скважин (№208, 227, 226) дала следующие результаты по добыче нефти в целом по элементу. Остановка скважины №208 дала отрицательные результаты по добыче, а остановка скважин 226 и 227 дала увеличение добычи нефти по элементу в целом с учетом потерь нефти по остановленным скважинам (Рис. 1). Данный факт объясняется интерференцией скважин, перераспределением фильтрационных потоков, вовлечением в разработку слабо дренируемых зон и зон вообще не охваченных дренированием. В результате дополнительная добыча нефти за месяц составила 121 тонну.



Рис.1 Интерференция скважин

Сравнение фактической и рассчитанной по последней технологической схеме кривой разработки (по Сазонову) до конечной обводненности равной 98% свидетельствует об изменении КИНа в сторону увеличения на 0,022 (рис. 2).

Характеристика вытеснения (по Сазонову)

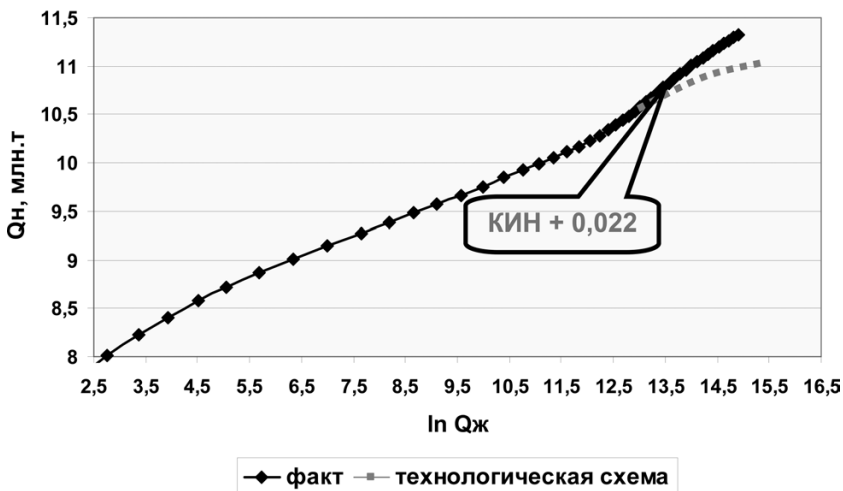


Рис. 2 Кривые вытеснения

Все перечисленные выше факты объясняются интерференцией скважин, перераспределением фильтрационных потоков, вовлечением в разработку слабо дренируемых зон или вообще не охваченных дренированием.

Проведенный анализ разработки Архангельского месторождения позво-



лил разработать ряд мероприятий по дальнейшему увеличению добычи нефти и оптимизации разработки Архангельского месторождения.

Разделить площадь Архангельского месторождения на ряд элементов, состоящих из нескольких добывающих скважин с учетом остаточных запасов. Провести оптимизацию по центральной скважине. Центральную скважину в элементе подбирать соответственно с учетом дальнейшей оптимизации и конусообразования. После оптимизации центральной скважины проводить циклические остановки по окружающим скважинам. Подбор скважин под остановку проводить согласно следующих критериев:

обводненность останавливаемых скважин должна быть больше оптимизируемых;

по останавливаемой скважине должен быть рассчитан коэффициент влияния, который должен быть отрицателен;

остаточные запасы по останавливаемым скважинам должны быть минимальны;

величина интерференции должна быть более 0,5.

Расчет коэффициентов влияния производится по статистическому методу, широко используемому в теории разработки нефтяных месторождений - методу корреляционно-регрессионного анализа [7].

$$q_i = q_{i0} + \sum_{\substack{j=1 \\ i \neq j}}^m \alpha_{ij} q_j, \quad (1)$$

$$j = 1, 2, \dots, m;$$

где q_i – дебит i -го элемента при наличии интерференции,

q_{i0} – дебит i -го элемента при отсутствии интерференции,

q_j – дебит j -й скважины,

α_{ij} – коэффициент влияния j -й скважины на i -й элемент.

Для нахождения неизвестных величин коэффициентов влияния составим систему уравнений (количество уравнений равно количеству скважин входящих в элемент) и возьмем дебиты нефти по данным скважинам за различные периоды времени. Это позволит нам определить влияние окружающих скважин на дебит центральной добывающей скважины в элементе.



$$I = 1 - \Delta Q_i / \Delta q_i, \quad (2)$$

$$i = 1, 2, \dots, m;$$

$$|\Delta Q_i| \geq |\Delta q_i| \text{ и одного знака} \Rightarrow I = 0 \dots 1;$$

$$I = 1 \text{ при } \Delta Q_i = 0 \Rightarrow \text{полная интерференция};$$

$$I = 0 \text{ при } \Delta Q_i = \Delta q_i \Rightarrow \text{отсутствие интерференции};$$

где I – интерференция,

ΔQ_i – изменения дебита жидкости по элементу,

вызванное изменением дебита жидкости по i -й скважине,

Δq_i – изменение дебита жидкости по i -й скважине.

Неизвестной величиной в уравнении (2) является ΔQ_i . Для ее нахождения

необходимо учитывать влияние на изучаемые процессы большого числа факторов как геологических (коэффициент продуктивности, вязкость нефти и воды), которые непостоянны во времени, а также технологических (изменение режимов эксплуатации скважин, ввод и вывод из эксплуатации скважин, отключения ЭЦН по перегрузу и недогрузу), учесть которые аналитический представляется достаточно сложно. Поэтому предложено определять данный параметр эмпирическим путем, по опыту эксплуатации.

$$\Pi'_H = \Pi_H \text{ при } t = T;$$

$$Q'_{жс} \times (1 - \%') = Q_{жс} \times (1 - [\% + \eta T]);$$

$$T = \left[\frac{Q'_{жс} \times (1 - \%')}{Q_{жс}} - (1 - \%) \right] / \eta, \quad (3)$$

где Π'_H (Π_H) – потенциал нефти останавливаемой (работающей)

скважины, м³;

$Q'_{жс}$ ($Q_{жс}$) – дебит жидкости останавливаемой

(работающей) скважины, м³;

$\%'$ ($\%$) – обводненность останавливаемой (работающей) скважины при $t = 0$, %;

η – темп обводнения, %/год

T – период остановки, год;

t – время, год.



Для расчета времени остановки наиболее обводненных скважин воспользуемся методом равных потенциалов. При выводе формулы (3) гипотетически предположим, что при остановке наиболее обводненной скважины обводненность по работающим скважинам будет постепенно расти с определенным темпом η , который можно экстраполировать из опыта эксплуатации скважины. И в определенный момент времени T потенциал по нефти по работающей скважине будет равным потенциалу остановленной скважины. Этот период времени T и будем считать временем необходимым на остановку скважины. Затем необходимо произвести перерасчет коэффициентов влияния и интерференции и произвести остановку другой скважины или группы скважин. Тем самым будет достигнута более полная выработка остаточных запасов слабо охваченных дренированием и в результате увеличен КИН. И кроме того будет соблюден баланс по добываемой жидкости.

За 11 лет (до 2019года) дополнительная добыча нефти при осуществлении мероприятий изложенных в проекте составит 72 тыс. тонн

КОМПЛЕКСНАЯ ЭКОНОМИЧЕСКАЯ МОДЕЛЬ РАЗРАБОТКИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ КАК СРЕДСТВО ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕГО ПРЕДПРИЯТИЯ

С.В.Бузмаков

ОАО «Удмуртнефть»

В настоящее время в ОАО «Удмуртнефть», как и в других нефтедобывающих предприятиях, планирование проектов, направленных на получение дополнительной добычи, а именно, бурения новых скважин, зарезки боковых стволов, других геолого-технических мероприятий на краткосрочный, среднесрочный периоды происходит на основании данных о наличии скважин-кандидатов, фактических данных по успешности мероприятий за предыдущие периоды, существующих геолого-технических ограничений. И вопрос по поиску оптимального, с точки зрения экономической эффективности, варианта разработки месторождения, формирования максимально эффективной производственной программы согласно существующей стратегии развития предприятия в целом является весьма актуальным.

Комплексная экономическая модель разработки месторождения позволяет:

- формировать оптимальную производственную программу по месторождению согласно выбранной стратегии развития;
- достигнуть максимального потока наличности по месторождению за планируемый период.

1. Схема построения модели. Этапы расчета

1.1. Схема построения модели

Первым этапом построения модели является проведение статистического



анализа по всем мероприятиям, направленным на получение дополнительно добычи, проводимым в предыдущие периоды на конкретном месторождении. Исходя из фактических данных, производится расчет ожидаемых показателей эффективности по видам мероприятий на предстоящий период. Следующим этапом является выявление геологических, технологических и экономических ограничений, практическое применение расчета без которых невозможно. Далее производится поиск зависимостей эффективности планируемых мероприятий в разрезе «количество-эффективность», основываясь на фактических данных, экспертных оценках на будущие периоды, наличии скважин-кандидатов. Расчет базовой добычи основан на входных показателях по уровню добычи нефти, жидкости, фонду добывающих и нагнетательных скважин, уровню закачки, количеству ТКРС, относимых на базу. Имея сформированную базу данных по месторождению, производится расчет оптимального варианта производственной программы, соответствующего выбранной стратегии развития месторождения. При расчете учитываются реальные макропараметры, стоимость каждого мероприятия берется в соответствии с бизнес-планом на предстоящий год. Рассчитанный вариант производственной программы считаем исполнимым, самым реальным и оптимальным и переходим к расчету следующего года. Рассчитанный год переходит в статистику и участвует в дальнейшем при формировании входных данных на следующий год. Переходим к расчету следующего года. Количество периодов для расчета моделью не ограничено. Результатом всех расчетов являются технико-экономические показатели разработки данного месторождения на весь планируемый период.

1.2. Этапы расчета

1) Определение ограничений.

Среди ограничений, без которых невозможно сформировать максимально приближенную к реальным условиям производственную программу, в модели учитываются следующие: геологические (наличие скважин-кандидатов, охват ГТМ, проектный фонд скважин и т.д.), технологические (ограничения по инфраструктуре, пропускная способность площадочных объектов, трубопроводов и т.д.), экономические (экономическая эффективность, рентабельность, степень риска (успешность), и т.д.).

2) Определение зависимостей.

При определении зависимостей технологической эффективности планируемых мероприятий необходимо выстроить систему взаимосвязи «количество-эффект» по каждому конкретному виду. Очевидно, что для разных типов проектов необходим свой индивидуальный подход.

Так для адресных проектов, таких как, бурение новых скважин, зарезка боковых стволов, ПНГ, ГРП, строится рейтинг по скважинам-кандидатам, то есть на планируемый период мы имеем список скважин, отранжированных по технологической эффективности (уровень прироста добычи нефти).

Для типовых проектов ГТМ (оптимизация, ИДВ, реперфорация, и т.д.) предлагается следующая схема расчета.



Основываясь на фактических данных, определяется максимальное количество операций по данному виду, проводимых на данном месторождении, среднее количество операций за анализируемый период, среднестатистический начальный прирост дебита по нефти и жидкости от ГТМ. На основании этих данных строится зависимость эффективности от количества мероприятий. При уменьшении количества технологическая эффективность каждой операции увеличивается по сравнению со статистически выведенной на установленный процент, при увеличении – эффективность падает на величину, зависящую непосредственно от количества операций.

3) Стратегия. Алгоритм поиска оптимальной производственной программы.

При формировании вариантов производственных программ в модели выделено несколько стратегий, возможных направлений развития месторождения (предприятия), а именно:

1) экономическая эффективность - установление предельного значения по PI – отбор только тех проектов, которые достигают эффективность по индексу прибыльности не меньше заданного;

2) определенный уровень добычи нефти (жидкости) с максимальным NPV - подбор максимального количества операций по каждой опции с NPV >0, достигающих заданный уровень добычи, поиск наилучшего сочетания проектов, обеспечивающего максимальный поток наличности;

3) максимальный денежный поток – реализация всех проектов по каждому виду до тех пор, пока каждая из дополнительных операций достигает эффективность по PI > 1;

4) предельный инвестиционный бюджет при максимальном NPV - подбор максимального количества операций по каждой опции с NPV >0, суммарно не превышающих заданный уровень затрат, поиск наилучшего сочетания, исходя из предельного уровня инвестиций, обеспечивающего максимальный поток наличности.

4) Алгоритм расчета добычи нефти и экономической эффективности согласно сформированной производственной программе.

Расчет дополнительной добычи по каждому виду ГТМ производится, исходя из планируемой технологической продолжительности эффекта от проводимой операции.

Основными исходными данными являются: начальный прирост дебита по нефти, тн/сут., начальный прирост дебита по жидкости, мЗ/сут., коэффициент падения (сложившийся по фактическим данным на начало текущего года по конкретному виду ГТМ по месторождению), коэффициент эксплуатации (сложившийся по фактическим данным на начало текущего года по конкретному виду ГТМ по месторождению), продолжительность эффекта (принятая по проектам по предприятию).

Расчет уровня базовой добычи производится по годам на период расчета, исходя из входной суточной добычи по месторождению на начало первого планируемого года и заданного годового темпа падения.



Доходная часть формируется путем умножения объема добычи нефти, полученной от мероприятия (в тоннах) на показатель NetBack (в руб/тн), характеризующий средний доход предприятия от реализации 1 тонны нефти данного предприятия с учетом рыночных цен, транспортных расходов и существующих экспортных пошлин.

Расчеты экономической эффективности производственных программ, потока наличности по месторождению производятся с учетом макропараметров на текущий год. Технологические и экономические показатели, участвующие в расчете эффективности, учитываются для конкретного месторождения.

5) Формирование затрат по месторождению под рассчитанную производственную программу.

Определение уровня затрат по месторождению состоит из расчета затрат по основной деятельности и капитальных вложений. Общий уровень затрат складывается из затрат на базовый уровень добычи и затрат на мероприятия, обеспечивающие дополнительную добычу. Эксплуатационные затраты на базовую добычу формируются на основании удельных затрат, рассчитанных по факту предыдущего года, и натуральных показателей по уровню добычи нефти, жидкости, фонду добывающих и нагнетательных скважин, уровню закладки, затрат на ТКРС, относимых на базовую добычу, а также капитальных вложений на поддержание существующих мощностей. Затраты на дополнительную добычу также рассчитываются, исходя из удельных затрат на дополнительно добываемый объем нефти и жидкости, количества скважин, инвестиционных затрат непосредственно на проведение капитального ремонта скважин, геофизику, капитальных вложений на бурение новых скважин, зарезку боковых стволов, затрат на замену оборудования и обустройство при КРС, капитальных вложений на развитие инфраструктуры (если требуется в зависимости от инфраструктурных ограничений).

При расчете последующих периодов затраты инфлируются согласно утвержденным сценарным условиям, макропараметрам.

6) Формирование отчета по технико-экономическим показателям разработки месторождения согласно выбранной стратегии развития.

Результатом расчетов модели является отчет по технико-экономическим показателям разработки месторождения за выбранный период расчета. Он представляет собой два блока показателей (производственный и экономический) с графическими приложениями.

Выводы

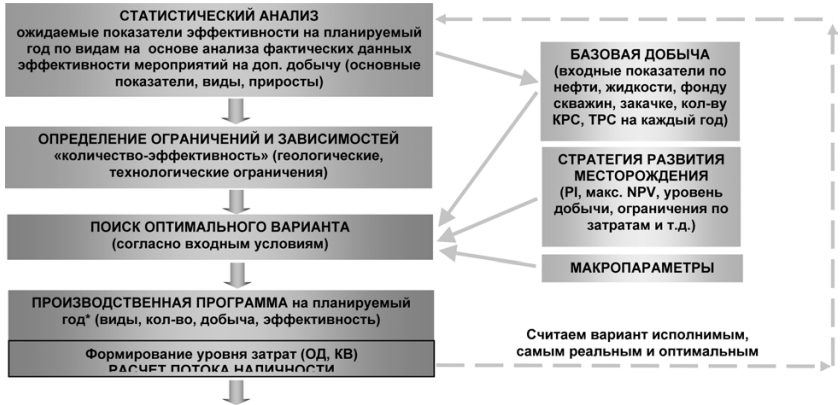
Несмотря на отсутствие возможности прямого расчета экономического эффекта от использования модели при планировании в связи с отсутствием базы сравнения, она снижает риск принятия неоптимального управленческого решения по разработке месторождения на планируемый период, исходя из стратегии развития предприятия.

Разработанная модель предоставляет возможность увеличения экономической эффективности разработки месторождений за счет комплексного анали-



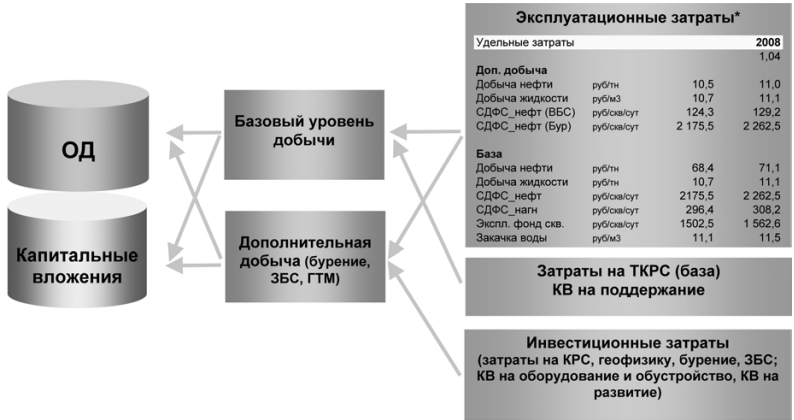
за, позволяет достигнуть максимальный поток наличности по месторождению за планируемый период, а, следовательно, увеличить доход Компании.

Универсальность модели заключается в том, что принципы построения зависимостей и ограничений, а главное, алгоритм расчета могут транспонироваться к расчету любого месторождения.



* Расчет производится по годам, каждый последующий год формируется принимая предыдущий за фактический

Рисунок 1
Схема построения модели. Этапы расчета.



* Удельные затраты сформированы по факту за предыдущий год. В последующие года расчетные показатели инфлируются.

Рисунок 2
Схема формирования затрат



РАЗРАБОТКА ТАМПОНАЖНЫХ МАТЕРИАЛОВ И ТЕХНОЛОГИИ ИХ ПРИМЕНЕНИЯ ДЛЯ КРЕПЛЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН

В.А. Бурдыга, М.М. Фаттахов, Н.Р. Галеев

ООО «КогалымНИПИнефть»

Одним из наиболее эффективных методов повышения продуктивности низкодебитных или простаивающих скважин является проводка дополнительных боковых стволов (БС) с горизонтальным окончанием, а также углубление на нижележащие пласты через башмак эксплуатационной колонны «материнской» скважины. Число сооружаемых в ООО «ЛУКОЙЛ - Западная Сибирь» БС растет из года в год: 116 шт. в 2006г., 146 шт. в 2007г., около 250 шт. 2008 г.

Наиболее важным этапом строительства БС, от которого, в дальнейшем, зависит как дебит скважины, так и длительность межремонтного периода, является цементирование хвостовика. Основными проблемами при этом являются: малые зазоры кольцевого межтрубного пространства; эксцентричное положение обсадных колонн; желобообразование; наличие застойных зон промывочной жидкости; невысокая степень вытеснения корки промывочного раствора цементным; наличие в технологической оснастке хвостовика большого количества элементов; ограничения по гидравлической программе цементирования; возможные поглощения цементного раствора в продуктивный пласт; большой удельный контакт с водными горизонтами на единицу длины по сравнению с наклонно-направленными скважинами.

Из-за малой толщины цементного кольца в БС под воздействием разрушающих нагрузок, которые создаются уже спустя 2-3 суток после крепления (опрессовка колонны, разбуривание цементного стакана, перфорации и т.д.), происходит разрушение цементного камня. Кроме того, намечился значительный рост количества БС, на которых проводится ГРП, в основном, в течение 1-2 недель после их цементирования. За это время камень не успевает набрать достаточную прочность. Отмеченные выше факторы в совокупности крайне ухудшают качество крепи. Отсутствие сцепления цементного камня с колонной и породой в интервале хвостовика отмечается практически на каждой второй скважине (таблица 1). И, как следствие, не редкость появление межпластовых перетоков, более 70% которых вызваны проведением ГРП, и преждевременного обводнения продукции БС.



Таблица 1

**Качество строительства БС в первом полугодии 2008г.
в ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»**

Буровой подрядчик	Количество сплан- данных БС	Характер контактов по АКЦ, %						Недоподъем цемента за хвостови- ком, кол-во	Пере- токи, кол-во
		с колонной			с породой				
		спл.	част.	отс.	спл.	част.	неоп.		
ОАО «КНП»	12	25,7	71,3	3,0	2,0	23,6	74,3	0	1
ОАО «ОТО»	38	14,4	54,7	30,9	6,0	8,4	85,6	11	-
ОАО «УРС»	22	19,8	74,2	6,1	7,7	12,0	80,3	2	8
ООО «НБК»	4	11,9	71,1	17,0	2,0	9,8	88,2	0	1
СКЛ «П-А»	27	21,1	69,8	6,0	2,6	18,5	75,8	1	5
ООО «БИС»	12	44,0	54,1	1,9	21,7	22,3	56,0	0	5

Для повышения качества крепления БС необходимо применять тампонажные растворы со специальными свойствами (повышенной седиментационной устойчивостью, пониженной водоотдачей, высокими прочностными и адгезионными характеристиками, высокой ударостойкостью и определенной реологией), а также очищать ствол скважины от фильтрационной корки и застойных зон бурового раствора непосредственно перед цементированием. Улучшить тампонажно-технологические свойства цементного раствора можно путем введения в него добавок, повышающих адгезионные и прочностные характеристики.

Анализ отечественного и зарубежного опыта, а также наши исследования, показывают, что наиболее перспективным в создании тампонажных материалов с повышенной адгезией цемента к ограничивающей поверхности является применение цементно-полимерных композиций (ЦПК). В практике крепления скважин известен опыт применения иностранными компаниями стирольных и бутадиенстирольных латексов. Однако, наряду с высокими экономическими затратами, ЦПК на их основе характеризуются повышенной усадкой, а сами латексы обладают воздухововлекающей способностью.

Широкое применение в создании цементно-полимерных бетонов в строительстве получила поливинилацетатная дисперсия (ПВАД). Содержание гидроксильных групп (-ОН) в молекулах ПВАД и продуктах их гидролиза, собирающихся на поверхности минеральной компоненты, обеспечивают ее гидрофильность, а, значит, более полную гидратацию цемента, что приводит к упрочнению структуры камня.

Повысить сопротивляемость цементного камня циклическим и ударным нагрузкам возможно за счет армирования тампонажных материалов. Известны более 30 разновидностей микроармирующих волокон неорганической и органической природы: сталь, стекловолокно, асбест, полипропилен, полиамид, базальт, волластонит, корд и другие. На основе проведенных исследований тонких металлических проволок, волластонита, хризотил-асбестовых волокон, полипропиленовых волокон (ППВ) установлено, что наиболее эф-



фективным волокном для армирования цемента является ППВ (рисунки 1, 2). ППВ обеспечивают повышенную трещиностойкость цементного камня за счет: повышения седиментационной устойчивости раствора (частицы цемента «зависают» на волокнах); роста скорости гидратации на начальном этапе твердения (снижаются внутренние нагрузки), способствующей сокращению времени между началом и концом схватывания раствора; высокой сопротивляемости волокон к выдергиванию из камня благодаря гофрированной поверхности материала.



Рис. 1 - Внешний вид ППВ

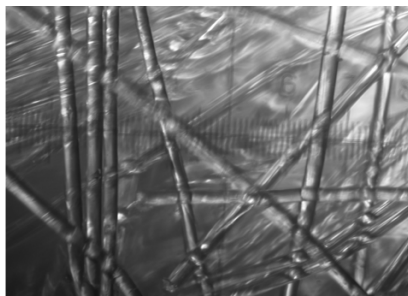


Рис. 2 - Структура ППВ ($\times 70$ раз)

Главными показателями армированных материалов являются ударостойкость и пластичность образуемого из них камня. Сопротивляемость цементного камня удару определяется на специально изготовленном Копре (рисунок 3) и характеризуется общей работой (А), затраченной на разрушение цементного камня. Пластичность камня определяется по косвенному показателю (λ), находимому как отношение прочности при изгибе на прочность при сжатии. Чем выше этот показатель, тем пластичнее цементный камень, тем он устойчивее к нагрузкам. Например, в результате введения в цемент в сухом виде ППВ в количестве до 0,1% в 1 м³ раствора распределяется до 450 млн. волокон, что на 20-50% повышает сопротивляемость камня удару и его прочность, а также способствует формированию беззасадочного пластичного камня (таблица 2).

Проведенные исследования показали, что камень на основе разработанного армированного состава (с ППВ и ПВАД) более устойчив к разрушающим нагрузкам и обладает значительно лучшими адгезионными характеристиками (рисунок 4, таблица 3). Кроме ППВ и адгезива, в состав разработанного тампонажного раствора входит расширяющийся компонент, что также способствует повышению контактного давления, а значит, и улучшению сцепления цементного камня с колонной и породой.



Таблица 2

Свойства армированных ППВ цементных материалов

№ оп.	Состав смеси, %			В/Ц	Δ, мм	ρ, кг/м ³	В, %	А, Дж	Усад-ка, %	Прочность, МПа		Пла-стич-ность
	ПЦТ I-G	ППВ 1	ППВ 2							изгиб	сжа-тие	
1	100	-	-	0,41	190	1940	1,0	25,8	0,5	3,0	23,3	0,12
2	100	X1		0,41	190	1940	-	28,4	0,2	2,6	27,6	0,09
3	100	X2		0,41	190	1940	1,6	39,0	0	3,5	26,6	0,13
4	100	X3		0,41	190	1940	1,8	29,2	0	2,5	27,6	0,09
5	100		X1	0,41	190	1940	0,5	29,2	0	4,2	29,2	0,14
6	100		X2	0,41	180	1940	1,8	31,7	0	3,6	18,8	0,19
7	100		X3	0,41	180	1940	2,0	46,7	0	2,5	21,2	0,12

Примечание: ППВ1 и ППВ2 – модификации с различной конфигурацией волокон.

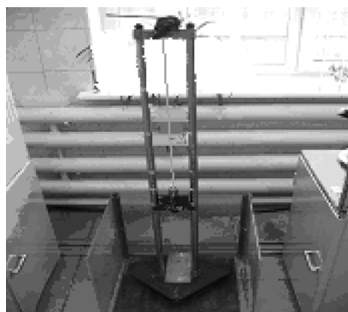


Рис. 3 - Копер по ГОСТ 30353-95

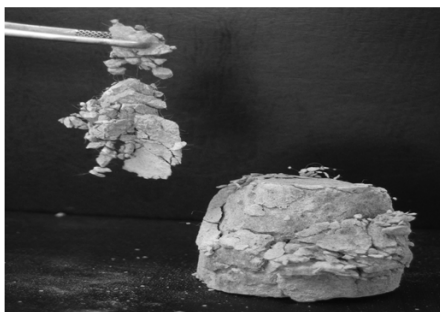


Рис. 4 - Камень после разрушения

Таблица 3

Свойства армированного тампонажного состава для крепления БС

Состав	В/Ц	Плотность, кг/м ³	Водоотделение, %	Водоотдача, см ³ /30мин	Раскаемость по конусу АзНИИ, мм	Ударостойкость, Дж	Время за-густева-ния, мин		Характеристика кам-ня через 24 часов при 70°С, МПа			
							30 УЕК	100 УЕК	Прочность		Пластичность камня, л	Адгезия
									на изгиб	на сжатие		
Базовый	0,44	1920	0	60	>250	11,7	200	220	1,8	15,4	0,12	1,7
Разработанный	0,42	1910	0	70	>250	42,0	180	215	6,3	34,8	0,18	4,6

Основной сложностью при разработке армированного тампонажного ма-



териала для цементирования боковых стволов скважин явилось получение тампонажного с удовлетворительными реологическими характеристиками и необходимым временем загустевания. При этом, показатели по ударостойкости, пластичности, адгезии и прочности цементного камня должны быть намного выше, чем у базовых составов. Для решения этой задачи применяется технология, при которой в процессе цементирования БС последовательно закачивается две порции тампонажного раствора. Первая порция (на «срезку» из межтрубного пространства) отличается от второй относительно большим водотвердым отношением и более длительным временем загустевания (схватывания).

Первоначально разработанный тампонажный раствор был испытан при цементировании эксплуатационной колонны скважины № 5460 куста №259 Южно-Ягунского месторождения, как более простого объекта. На этой скважине в последствии проводился ГРП. В таблице 4 представлены показатели герметичности затрубного пространства скважин куста №259 Южно-Ягунского месторождения.

Таблица 4

Показатели герметичности затрубного пространства скважин куста № 259 Южно-Ягунского месторождения

№ скв.	Отношение участков с удовлетворительной герметичностью затрубного пространства к интервалу – (100 м выше пласта ЮС1, пласт и 30 м ниже пласта), при первичной записи АКЦ	Отношение участков с удовлетворительной герметичностью затрубного пространства к интервалу пласта ЮС1, после проведения ГРП
Базовая рецептура		
4238	72,3	8,3
5459	43,9	23,6
5458	0	0
5451	1,2	Нет данных
4233	47,3	10,5
5452	29,9	Нет данных
Среднее	32,4	10,6
Армированный тампонажный раствор		
5460	89,5	29,5

Полученные данные показали, что качество разобшения пластов, как при первичной записи, так и после проведения ГРП, выше в среднем в 2,8 раза, что послужило основанием для проведения промысловых работ на БС. К настоящему времени с применением данной технологии и разработанной рецептуры зацементировано три БС. В опытных скважинах отсутствуют межпластовые перетоки (в т.ч. после проведения ГРП), обеспечена проектная высота подъема цемента. Стоимость 1 м³ разработанного состава сопоставима со стоимостью 1 м³ базового раствора.

Для эффективной подготовки ствола скважины к цементированию разработана абразивная буферная жидкость плотностью 1300 ± 50 кг/м³ на



основе смеси алюмосиликатных микросфер и цемента ПЦТ I-50 с добавкой стабилизатора, объем которой сопоставим с объемом скважины. Буферная жидкость готовится через УСО и откачивается в скважину, затем продавливается при расходах цементировочных агрегатов, обеспечивающих в затрубном пространстве турбулентный характер ее течения. Предложенный метод реализуется также при креплении эксплуатационных колонн в одну ступень с использованием легкого тампонажного раствора на основе микросфер плотностью 1220-1270 кг/м³. Например, в ТПП «Урайнефтегаз» интервалы с удовлетворительной герметичностью затрубного пространства в продуктивных пластах по скважинам, где применяется раствор с микросферами (72 скважины) выше в 1,6 раза по сравнению с базовыми скважинами, зацементированным гельцементным раствором (60,1% и 38,1%, соответственно). Данная технология в ближайшее время будет применена при креплении БС, строящихся на месторождениях ТПП «Когалымнефтегаз». За счет применения абразивной буферной жидкости планируется повышение герметичности крепи на 20-30%.

Выводы и рекомендации

1. Применение тривиальных тампонажных растворов, буферных жидкостей и технологии их применения не обеспечивают качественного крепления боковых стволов скважин.

2. Для крепления БС необходимо применять тампонажные растворы с улучшенными характеристиками, а также необходимо эффективно очищать затрубное пространство непосредственно перед цементом хвостовика.

3. В ООО «КогалымНИПИнефть» разработаны тампонажный раствор для крепления БС, в состав которого входят добавки, предназначенные для улучшения адгезионных, прочностных и реологических характеристик, повышения сопротивляемости ударным и циклическим нагрузкам, а также способ очистки затрубного пространства от корки бурового раствора путем прокачки абразивной жидкости.

4. Разработанный тампонажный раствор, технология абразивной промывки и крепления боковых стволов скважин успешно прошли опытно-промышленные испытания и приняты к внедрению на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь».

СПОСОБ УТИЛИЗАЦИИ ПРОМЫШЛЕННЫХ СТОКОВ И ВОДОМЕТАНОЛЬНОГО РАСТВОРА И УСТРОЙСТВО ДЛЯ ЕГО РЕАЛИЗАЦИИ

В.В.Бурлий

ООО «Газпром Добыча Ямбург» (ГПУ ГП-4)

Вопрос ликвидации промышленных стоков и водометанольного раствора актуален для газодобывающей промышленности с самого ее основания. Однако в последнее время проблема стала еще более острой в связи с эконо-



мическими причинами и подписанием Российской Федерацией международных соглашений о снижении вредных выбросов. Эмиссия вредных веществ сопровождается оплатой за выброс каждого из компонентов (оксидов азота и углерода).

Традиционно применяемые горелочные устройства представляют собой скоростные распылители, в которых происходит тонкодисперсное распыление стоков с последующим испарением жидкости и выгоранием примесей. При этом жидкая фаза в капельном состоянии в виде газожидкостного конуса выбрасывается в воздушное пространство, вовлекая дополнительные объемы воздуха во внутрь конуса, что способствует практически полному сжиганию жидкой фазы в газозвушной среде. Газожидкостная смесь поджигается от постоянно работающего запальника. Для стабилизации пламени снаружи трубки установлены дополнительные патрубки с уголковыми стабилизаторами.

Данный способ имеет высокие энергетические затраты, ввиду чего имеет невысокие технико-экономические показатели. Так для утилизации одного кубического метра смеси промышленных стоков и метанольного раствора сжигается от 100 до 400 кубических метров газа, что в современных условиях не допустимо, ввиду высокой стоимости газового топлива и ужесточением требований к выбросам несгоревших углеродов, окислам азота и углерода.

Помимо вышеописанного способа существуют технические решения, имеющие как преимущества, так и недостатки. В частности, закачка в пласт позволяет экономить газ на сжигании, но способствует обводнению месторождения. По этой причине видится целесообразным поиск путей совершенствования существующих технологий.

В данной работе рассмотрены наиболее часто применяемые методы ликвидации промышленных стоков и водометанольного раствора и предложен новый усовершенствованный метод. Произведен сравнительный анализ экономической эффективности нововведения и существующих методов. Показано, каким образом разработка влияет на повышение экономических показателей предприятия, в частности, себестоимости как ключевого параметра в конкурентной борьбе.

Предложены два способа утилизации промышленных стоков и водометанольного раствора и устройства для их реализации.

Сущность первого заключается в интенсификации процесса горения путем ввода активного окислителя в зону горения. Эффективность данного проекта в том, что для утилизации одного кубического метра промышленных стоков и водометанольного раствора требуется меньший объем топлива за счет увеличения температуры пламени и ускорения скорости реакции испарения жидкой фазы. Устройство для реализации данного способа отличается от существующего горизонтального факельного устройства наличием дополнительного канала подачи активной среды.

Второй способ в отличие от первого предполагает отказ от процесса испарения жидкой фазы в очаге пламени. Его преимущество в отсутствии вредных выбросов в виде оксида углерода и паров метанола. Проект пред-



полагает поэтапное испарение жидкой фазы в колонных аппаратах, причем первоначально температура в аппарате превышает температуру испарения метанола, не превышая температуры испарения воды, а затем в последующих аппаратах происходит испарение воды. Кроме вышесказанного, способ предусматривает сбор метанола, что существенно влияет на экономический эффект внедрения установки утилизации промышленных стоков и водометанольного раствора.

Предлагаемые способы характеризуются высокой экономической эффективностью, позволяют снизить затраты на утилизацию промышленных стоков и водометанольного раствора и, тем самым, снизить себестоимость добываемой продукции.

ПАРАЛЛЕЛЬНЫЙ РЕЖИМ ЭКСПЛУАТАЦИИ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ JENBACHER НА ХАНЧЕЙСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

Ю.Г.Буряк

ООО «НоваЭнерго»

Электроснабжение технологической установки УКПГ Ханчейского месторождения осуществляется от электростанции Jenbacher австрийского производства с 2003 года. На месторождении есть второй источник электроэнергии – электростанция ПАЭС-2500, которая работает на обеспечение электроснабжения телемеханики кустовых площадок, бурения и стройплощадки ДКС.

Электростанция Jenbacher состоит из трёх силовых модулей мощностью 1МВт каждый, распределительного устройства КРУЭ-6кВ, трансформаторной подстанции собственных нужд 2КТП-400/6/0,4, имеется аварийная ДЭС-63 для обеспечения запуска силовых модулей. Режим работы станции в данный момент – два силовых модуля в работе, один модуль в резерве.

На площадке ПАЭС установлены две электростанции ПАЭС-2500 мощностью 2,5МВт каждая, распределительные устройства ОРУ-6кВ и ЗРУ-6кВ, трансформаторная подстанция собственных нужд КТП-400/6/0,4, аварийная ДЭС-63 для обеспечения запуска электростанций. Режим работы – одна электростанция в работе, одна в резерве.

За весь период эксплуатации электростанция Jenbacher зарекомендовала себя как надёжный источник электроэнергии. Конечно, пришлось произвести кое-какие доработки – это на начальном этапе дополнительный ТЭН в систему подогрева охлаждающей смеси двигателя, утепление шкафов управления модулей, утепление трубопроводов доливки масла, вынос пультов управления модулей и кнопок управления ячейками КРУЭ-6кВ в операторную станцию, но, в целом, особых проблем с обслуживанием не возникало. И в конечном итоге с каждым годом снижался показатель – продолжительность отключения электроснабжения Потребителей за год. В 2007 году мы довели этот показатель до отметки 1 минута.



Очередным мероприятием по повышению надёжности электроснабжения послужило установление дополнительного оборудования и изменение программного обеспечения управления станцией и силовых модулей для реализации параллельной работы с электростанцией ПАЭС-2500, которое позволит ещё более минимизировать продолжительность отключения электроснабжения от электростанций.

Предложение по установке параллельного режима возникло ещё на стадии монтажа и наладки. При обучении в Австрии специалистам GE Jenbacher были заданы вопросы, а нельзя ли сделать параллельную работу двух электростанций. На что получали ответ, что в заказной спецификации это не было задано, и электростанцию изготовили для работы на изолированную нагрузку. Но если установить дополнительное оборудование, разработать программное обеспечение, то реализовать это можно.

До момента установки параллельного режима эксплуатации можно было произвести синхронизацию электростанции только в ручном режиме, но это очень сложный процесс, который требует профессионального мгновенного управления оборотами двигателей человеком и при этом задействуется много работников для переключений в момент перехода. Для этого выставляется один работник в операторной ПАЭС для осуществления синхронизации ПАЭС-2500 с Jenbacher и регулирования с помощью РПГ (регулятор подачи газа) числа оборотов ПАЭС для перетягивания нагрузки с Jenbacher; один работник в КРУЭ-6кВ для осуществления контроля перехода нагрузки по микропроцессорному устройству Siprotec; один работник в операторной электростанции Jenbacher для отключения силовых модулей от сети в тот момент, когда электростанция ПАЭС заберёт на себя 75% нагрузки Jenbacher. Между ними налаживается оперативная радиосвязь и после того как на Siprotec переток мощности достигнет 75%, работник в КРУЭ-6кВ даёт команду работнику в операторной Jenbacher на отключение силовых модулей. Любая ошибка со стороны персонала может привести к возникновению обратной мощности на генераторе как на ПАЭС, так и на Jenbacher, что приведёт к аварийному отключению защитами электростанций, остановке технологического процесса, дорогостоящему ремонту оборудования. Нельзя гарантировать осуществление этого процесса безаварийно, поскольку выполняли эту работу только один раз и держали этот вариант только на крайний случай. Необходимы постоянные тренировки, а в условиях производства никто не позволит этого делать.

Теоретически можно также произвести синхронизацию на Jenbacher в ручном режиме, но этот процесс даже не рассматривался, поскольку осуществлять регулирование оборотов двигателей Jenbacher приходится с помощью системы управления DIA.NE. Где нужно постоянно задавать вручную число оборотов, вводить их на контроллер, подгонять и опять вводить. И можно попросту запутаться и нажать в спешке (этот процесс очень быстр) не ту кнопку и тем самым послать на контроллер ошибочную команду, что при-



ведёт к остановке электростанции Jenbacher и мгновенному набросу мощности на ПАЭС.

Вопрос установки параллельного режима из года в год поднимался и в 2007 году за счёт средств ООО «НОВАТЭК – ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ» был заключен договор с официальным представителем GE Jenbacher в России ЗАО «Сигма Сервисес» на выполнение работ по установке параллельного режима эксплуатации электростанции Jenbacher. Закуплено дополнительное оборудование, разработано программное обеспечение для перепрограммирования контроллеров шкафа управления станцией и силовых модулей электростанции Jenbacher.

Работы по установке параллельного режима были запланированы на сентябрь 2008 года и успешно выполнены специалистом GE Jenbacher при нашем участии. Произведены все запланированные испытания и проверена работа электростанции в разных режимах работы – это автоматическая синхронизация электростанций, совместная параллельная работа, экспорт/импорт мощности в сеть, регулирование $\cos \varphi$, выход из параллельной работы.

Ввод в работу устройства синхронизации на электростанции Jenbacher позволил облегчить процесс параллельной работы электростанций. Всем процессом синхронизации, параллельной работы, перевода нагрузки с одной станции на другую, распределения мощности между источниками электроэнергии в параллельном режиме управляет один работник – оператор на электростанции Jenbacher, который выбирает режим электроснабжения (изолированный или параллельный), и задаёт выдаваемую в сеть мощность от электростанции Jenbacher.

Выполнив работы по установке параллельного режима эксплуатации электростанции Jenbacher с электростанцией ПАЭС-2500, была создана база для будущей параллельной работы электростанций Jenbacher и OPRA.

Сейчас на месторождении ведётся строительство второй очереди технологической установки, с вводом в работу возрастёт нагрузка. Начато строительство электростанции OPRA, производства Нидерланды, состоящей из двух блоков по 1,8МВт каждый. Электростанция строится для покрытия нагрузки, которая увеличится с вводом второй очереди. Мы можем взять нагрузку завода электростанцией Jenbacher, но в работе будут задействованы все три модуля. Не будет резерва, не будет возможности вывести модули на техническое обслуживание, а техническое обслуживание занимает минимум сутки. И поэтому параллельная работа двух электростанций позволит разгрузить электростанцию Jenbacher с целью вывода силовых модулей для производства технического обслуживания.

После ввода в эксплуатацию электростанции OPRA, электростанция ПАЭС-2500 будет задействована как аварийный источник электроснабжения (существующая схема электроснабжения до ввода параллельного режима).

Электростанция является ключевым звеном в технологическом процессе. Минимальное время на восстановление электроснабжения занимает 1-2 минуты. Минимальное время на полное восстановление технологического про-



цесса 1 час. В среднем объём перекачиваемого конденсата с месторождения за сутки составляет 1837м³. Стоимость газового конденсата на рынке колеблется от 7000 до 10000 рублей за тонну. Сделав не сложные арифметические действия можно подсчитать, к чему приводит прекращение электроснабжения на Ханчейском месторождении.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭФФЕКТИВНЫХ ТЕПЛООБМЕННИКОВ ТИПА «КОМПАБЛОК» ДЛЯ ОПТИМИЗАЦИИ РАБОТЫ И СНИЖЕНИЯ ПОТРЕБЛЕНИЯ ПАРА ОТПАРНЫХ СЕКЦИЙ УСТАНОВКИ ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ МАСЛЯНЫХ ФРАКЦИЙ 39/7, ЦЕХА 101 ЗМ ОАО «АНХК»

Н.А.Глебкин

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

Установка 39/7 цеха 101 Завода масел ОАО «АНХК» предназначена для депарафинизации маловязкого, вязкого и остаточного рафинатов селективной очистки методом охлаждения в кетон-толуольной смеси.

Отпарка смеси растворителя из раствора депарафинированного масла производится на отделении регенерации, где для нагрева раствора используется острый пар 15 кг/кв.см. Отсутствие печного нагрева сказывается на большом потреблении пара и варьируется в пределах 47-52 т/час в зависимости от времени года. Следовательно, большая энергоёмкость производства приводит к увеличению себестоимости продукции.

Утилизация тепла отходящих паров растворителя с отпарных колонн позволяет сократить потребление острого пара, но все же расход энергоносителя остается на довольно высоком уровне.

Основной причиной низкого КПД при утилизации тепла паров растворителя является применение кожухотрубных теплообменников, конструкция которых не обеспечивает в полной мере передачу тепла от паров растворителя к раствору депарафинированного масла.

В данной работе рассматривается возможность замены кожухотрубных теплообменников на более современные и эффективные пластинчатые теплообменники типа «Компаблок» фирмы Alfa Laval.

Замена кожухотрубных теплообменников на отдельных позициях отделения регенерации позволит сократить расход острого пара установкой 39/7, что приведет к снижению себестоимости выпускаемой продукции и получению дополнительной прибыли. Снижение тепловой нагрузки на отделение регенерации позволит минимизировать риск выхода из строя теплообменного оборудования, работающего на остром паре, в результате постоянно возникающих в зимнее время микрогидравлических ударов.

В настоящее время в действующей технологической схеме отделения регенерации установки 39/7 подогрев раствора депарафинированного масла с помощью отходящих паров растворителя с отпарных колонн осуществля-



ется на начальной стадии по схеме: раствор депарафинированного масла с температурой 55-60° С поступает в трубное пространство теплообменника Т-11, где нагревается за счет отходящих паров с колонны К-1, температура которых составляет 103-105° С. Затем раствор депарафинированного масла направляется последовательно через теплообменники Т-11а, где нагревается за счет отпаренного депарафинированного масла и поступает в теплообменники Т-12, Т-12а. Нагрев раствора депарафинированного масла в Т-12,Т-12а осуществляется за счет паров растворителя с температурой 150-160° С, отходящих из колонны К-2. Далее раствор депарафинированного масла подогревается в параллельно работающих теплообменниках Т-13,Т-13а мятым паром 3,5 кгс/кв.см до температуры 108-110 °С и поступает в колонну К-1. Из К-1 полутеплый раствор направляется на дальнейшую отпарку, где нагрев осуществляется за счет потребления острого пара 15 кгс/ кв.см.

После проведенного мониторинга показателей технологического режима кожухотрубных теплообменников Т-11, Т-12, Т-12а был сделан вывод, что работа данных единиц оборудования не оптимальна. Из-за низкого КПД теплопередачи теплообменники такого типа не обеспечивают полную конденсацию паров растворителя, и раствор депарафинированного масла нагревается всего на 8-12° С.

Поэтому предлагается заменить кожухотрубные теплообменники поз. Т-11, Т-12,Т-12а 1 и 2 блоков установки 39/7 на пластинчатые теплообменники типа «Компаблок» фирмы Alfa Laval. Это приведет к более эффективной конденсации паров растворителя, а также позволит снизить потребление пара на установку за счет увеличенной теплоотдачи.

Широкий диапазон рабочих параметров (температура от минус 29° С до 350° С и давлении до 345 бар.) позволяет сказать, что «Компаблок» эргономично впишется в технологическую схему установки 39/7.

Преимущество пластинчатого теплообменника типа «Компаблок» в сравнении с кожухотрубным теплообменником заключается в следующем:

- конструкция пакета пластин позволяет его легко осматривать и чистить;
- отсутствие прокладок между пластинами дает возможность работать с очень агрессивными средами, температурами и давлением;
- гофрированные пластины создают турбулентные потоки, которые обеспечивают коэффициент теплопередачи в 3-4 раза больший, чем в кожухотрубных теплообменниках;
- благодаря вихревому потоку, практически полностью исключается образование отложений и загрязнений на стенках каналов;
- компактность, предлагаемые теплообменники с поверхностью теплообмена 320 кв.м занимают площадь 1 кв.м.

Произведем оценку предлагаемой модернизации с точки зрения экономических затрат.

Затраты на приобретение и монтаж теплообменников, а также дополнительного оборудования и трубопроводов составят:



Сметная стоимость шести теплообменников с транспортировкой – 15000 тыс.руб.

Затраты на монтаж принимаем равными 20% от стоимости теплообменника: $15000 \times 0,2 = 3000$ тыс.руб.,

Стоимость дополнительных трубопроводов и арматуры принимаем равной 25% от стоимости теплообменника: $15000 \times 0,25 = 3750$ тыс. руб.,

Затраты на КИП и его монтаж принимаем 10% от стоимости теплообменника: $15000 \times 0,1 = 1500$ тыс.руб.,

Специальные работы 10%: $15000 \times 0,1 = 1500,0$ тыс.руб.

Итого затраты на проект составят:

$3пр = 15000 + 3000 + 3750 + 1500 + 1500 = 24750$ тыс.руб.

Экономия острога при 3-4 т/час позволит получать среднесуточную экономию в рублевом эквиваленте 62748 руб. или 1882440 руб. в месяц.

Срок окупаемости без учета ставки дисконтирования составит:

Период окупаемости $= 24750000 / 1882440 = 13$ месяцев.

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМЫ ЗАВОДНЕНИЯ СОРОЧИНСКО-НИКОЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ НА ПРИМЕРЕ УСТАНОВОК, ПЕРЕКАЧИВАЮЩИХ ВОДУ ИЗ ВЫШЕЛЕЖАЩЕГО ПЛАСТА В НИЖЕЛЕЖАЩИЙ ПЛАСТ

А.В.Гулин

ОАО «Оренбургнефть» НГДУ «Сорочинскнефть»

Сорочинско-Никольское месторождение одно из самых крупных месторождений ПЕ «Юг».

В настоящее время по месторождению наблюдается ряд проблем:

1. В связи с существенной длиной водоводов снижено давление закачки на краевых и удаленных от водораспределительных пунктов (ВРП) скважинах.
2. Дефицит объемов подтоварной воды для закачки в пласт.
3. Отсутствуют источники для дополнительного забора жидкости для закачки в пласт.
4. Текущая компенсация 72 %.
5. Наблюдается снижение пластового давления.

После реализации инфраструктурных проектов в 2005-2007 годы на Сорочинско-Никольское месторождение прекратилось поступление подтоварной воды с соседних месторождений в объеме 8,5 тыс. м³/сут. В связи с этим текущая компенсация снизилась с 77.5% до 72%.

При решении задачи увеличения текущей компенсации образовался ряд проблем:

- Дефицит объемов подтоварной воды для закачки в пласт.
- Отсутствуют источники для дополнительного забора жидкости для



закачки в пласт.

В связи с существенной длиной водоводов снижено давление нагнетания на краевых и удаленных от водораспределительных пунктов (ВРП) скважинах.

Опыт разработки Сорочинско-Никольского месторождения показывает, что без реализации программы развития системы ППД по данному месторождению произойдет: увеличение потерь по истощению, снижение динамического уровня по добываемому нефтяному фонду скважин, увеличится доля часто ремонтируемого фонда (ЧРФ), снизится межремонтный период (МРП) по нефтяному фонду скважин.

Для увеличения объемов закачки по месторождению необходимы дополнительные источники воды, которые на данный момент отсутствуют, также при увеличении обводненности продукции приходящей на ЦППС-216 необходимо будет произвести реконструкцию БКНС и системы подготовки на УПСВ Сорочинско-Никольского месторождения, для этого требуется большие капитальные вложения и длительный период времени.

Рассмотрели и проанализировали еще два варианта:

1. Оборудование 10 скважин по системе «Тандем» .
2. Внедрение 10 установок УЭЦНАВ (перевертыш).

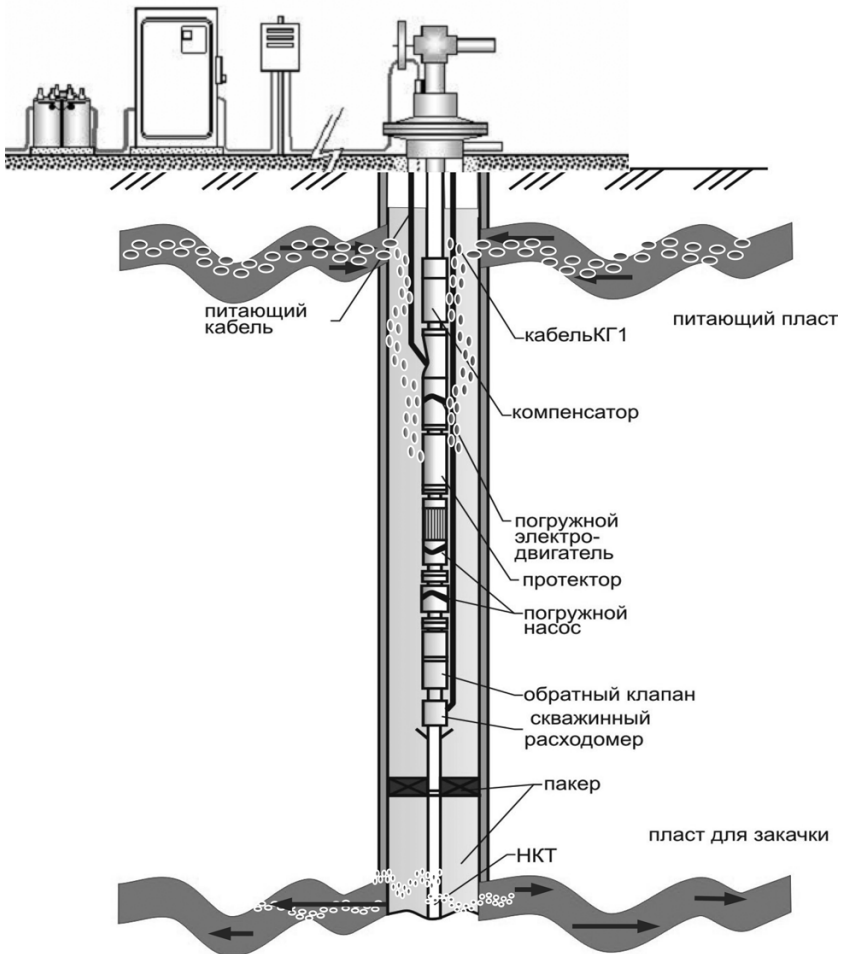


Рис. 1

Произведен сравнительный анализ (таблице 1.), который показал, что применение установок ЭЦНАВ позволит сократить капитальные и операционные затраты на 32 921 тыс. руб., источником воды является Башкирский ярус водоносный пласт с мощностью 80 метров, не участвующей в разработке Сорочинско-Никольского месторождения. Выбор объекта для добычи технических вод обоснован следующими положениями:

- данный объект характеризуется региональным развитием на всей территории Оренбургской области, имеет хорошо выдержанные пласты, коллекторы, способные к поглощениям промывочной жидкости в процессе бурения;



- пластовые воды объектов нефтеразработки и воды, приуроченные к отложениям башкирского яруса, весьма близки (родственны) по химическому составу, pH, содержанию микрокомпонентов и могут смешиваться в любом процентном содержании.

Определили десять скважин кандидатов с приемистостью не менее 400 м³/сут., являющимися приконтурными и удаленными от ВРП скважинами.

Тип	Наименование	ед. из.	УЭЦН 400-2000	УЭЦНАВ 400-2050
Характеристика	Производительность насосной	м ³ /сут	400	400
	Напор	м	2000	2050
	Мощность двигателя	кВт	250	200
	Колич. агрегатов всего	шт.	10	10
Обустройство	Стоимость оборудования	тыс.руб.	11244,44	26648
	Проведение ГТМ	тыс.руб.	20685	20685
	Строительство водовода	тыс.руб.	15527	0
	Ингибирование	тыс.руб.	64	0
	Диагностика водовода	тыс.руб.	540	0
	Затраты на обустройство:	тыс.руб.	48060	47333
Эксплуатация	Потребление эл/эн 1 агрегатом	кВт/ч	250	200
	Потребление эл/эн 1 агрегатом в год	кВт	2190000	1752000
	Стоимость э/эн	руб/кВт	1,47	1,47
	Затраты на э/эн на 1 агрегат	тыс.руб./год	3219	2575
	Затраты на эл/энергию	тыс.руб.	32193	25754
	Затраты на эл/эн. за 5 лет (средн.)	тыс.руб./год	160965	128772
	Затраты на эл/эн :	тыс.руб./год	160965	128772
	Затраты на прокат	тыс.руб./год	2997	2997
	Срок службы	год	5	5
Затраты на прокат за 5 лет	тыс.руб.	14987	14987	
ИТОГО:		тыс.руб.	224013	191092
		тыс.руб.	-32921	

Таблица 1.

Результат эффективности представлен в таблице 2.

Расчеты выполнялись в соответствии с утвержденными макроэкономическими параметрами инвестиционных проектов. Для расчетов использовался базовый сценарий цен. Период расчета проекта – 5 лет.

Преимущества проекта:

- Возможность вести контролируемую закачку жидкости
- Создание требуемой депрессии на пласт
- Возможность вести закачку в охранных зонах и в районах, где невозможно строительство трубопроводов
- Возможность вести закачку на месторождениях с дефицитом поверхностной воды,



- а также на месторождениях, удаленных от развитой инфраструктуры
- Исключение возможности порывов и загрязнения окружающей среды
- Обслуживание нагнетательных скважин с закачкой жидкости без высокого давления на устье.

Технологические показатели		
Количество операций	ед.	10
Дополнительная добыча от реагирующих скважин	тыс. тонн	238.2
Финансовые показатели проекта		
1. Инвестиции	тыс. \$	1888
в том числе: оборудование + обустройство скважин	тыс. \$	1080
стоимость бригад КРС	тыс. \$	267.9
ГИС	тыс. \$	143.8
РИР	тыс. \$	324.3
прочие	тыс. \$	72
2. Чистая приведенная стоимость (NPV)	тыс. \$	13715
3. Индекс прибыльности (PI)		8.7
4. Срок окупаемости (PP)	год	1.5

Таблица 2.

Реализация проекта по применению установок, перекачивающих воду из вышележащего пласта в нижележащий пласт, оказывает положительное влияние на имидж компании с точки зрения ООС, а также позволяет:

1. Получить дополнительную добычу нефти 238.2 тыс. тонн.
2. Сократить капитальные и операционные затраты на оптимизацию системы ППД на 32.921 млн. руб.
3. Вовлечь в разработку ранее не выработанные зоны нефтеносного пласта (примерное вовлечение запасов 1.5 млн. тонн).
4. В 2008 г. увеличить текущую компенсацию до 91.4 % (с последующим увеличением свыше 100%)

Благодаря настойчивому стремлению оптимизировать процесс закачки воды внутрискважинным перетоком в настоящее время внедряется оборудование в новой комплектации:

1. Скважинный расходомер РСШ – 250 М заменили на ТМСР4 100/500 «Электрон», это позволило дополнительно наблюдать температуру погружного электродвигателя, а также отказаться от спуска геофизического кабеля. В новой комплектации вывод параметров работы оборудования осуществляется



по кабельной линии КПБП на станцию управления.

2. Изменен способ герметичного соединения насосной части с пакером, на данный момент низ насосной части оборудуется ниппелем с центратором - это позволило надежно и герметично соединить низ насосной части с пакером даже в зоне набора кривизны скважины (10' на 10 м.).

Внедрение в четвертом квартале 2008 г. пяти установок ЭЦНАВ 5А-400-2050 позволило изменить технологический режим работы скважин и увеличить объем закачки на 1016 м³/сут.

Средняя наработка данных установок на 01.03.2009 г. составляет 172 суток.

Во втором квартале 2009 г. запланировано оборудовать следующие пять скважин установками, позволяющими перекачивать воду из вышележащего пласта в нижележащий пласт, ожидаемое увеличение закачки 2000 м³/сут.

Таблица 3.

№ п/п	Скв. №	Месторождение	Режим до перевода		Режим после перевода		Изменение режима	
			Qзак. м3/сут	Рнаг. МПа	Qзак. м3/сут	Рнаг. МПа	+Qзак м3/сут	+Рнаг. МПа
1	377	Сорочинско-Никольское	240	20.5	370	41	130	20.5
2	378	Сорочинско-Никольское	170	25	360	42	190	17.0
3	576	Сорочинско-Никольское	200	21.9	400	26	200	4.1
4	1304	Сорочинско-Никольское	280	21.9	400	28	120	6.1
5	1396	Сорочинско-Никольское	4	33.5	380	40	376	6.5

Выводы:

1. Опыт применения технологии внутрискважинной закачки жидкости из одного пласта в другой показал высокую технологическую и экономическую эффективность в условиях Сорочинско-Никольского месторождения.

2. На сегодняшний день данную технологию поддержания пластового давления планируется применять на Кодяковском месторождении ПЕ «Юг» в связи с дефицитом объемов воды для закачки в пласт и отсутствия поверхностных источников воды.

АКТУАЛЬНОСТЬ КОНТРОЛЯ РАДИАЦИОННОЙ ОБСТАНОВКИ НА УГОЛЬНЫХ ШАХТАХ И РАЗРЕЗАХ

О.Н.Гурьянова, А.А.Шилов

Московский государственный горный университет

Радиационная опасность угольных шахт, связанная с естественными радионуклидами, содержащимися в углях и вмещающих породах - одна из важных и малоизученных проблем угольной отрасли, которая порой недооце-



нивается в современном мире, но требует предельного внимания. Основной вклад в дозу облучения подземного персонала вносят дочерние продукты радона и торона, а также долгоживущие радионуклиды ряда урана и тория, присутствующие в шахтной атмосфере в виде аэрозолей. Но так же одним из компонентов радиационного фона на угольных шахтах и разрезах является γ -излучение углей и вмещающих пород, обусловленное содержащимися в них радионуклидами естественных семейств урана и тория, а также радиоактивного изотопа калия-40. Гамма-излучение обладает большой проникающей способностью и создает внешнее облучение организма горняков. Мощность дозы γ -излучения прямо пропорциональна содержанию γ -излучающих радионуклидов в стенках горной выработки.

Но поскольку содержание урана-238 и тория-232 в углях и вмещающих породах в подавляющем большинстве случаев не выходит за пределы колебаний естественного фона, γ -излучение вопреки широко распространенному мнению не является сколько-нибудь существенным фактором воздействия на персонал и радиоактивного загрязнения на угольных шахтах и разрезах.

Радиационная обстановка в шахте зависит главным образом от интенсивности проветривания и от скорости выделения радона и торона в рудничную атмосферу. Радон и торон высвобождаются из горных пород повсеместно и накапливаются в непроветриваемых или слабопроветриваемых объемах (горные выработки, выработанное пространство, камеры, тупиковые выработки, ниши и т. п.). В таких местах эквивалентная равновесная объемная активность (ЭРОА) дочерних продуктов радона в воздухе нередко превышает допустимый уровень в десятки и даже сотни раз. Персонал угольных предприятий и население, проживающее в районе его расположения, подвергаются воздействию широкого комплекса радиационно-опасных факторов (РОФ).

Вместе с тем существенный вклад в общую эффективную эквивалентную дозу облучения вносят всего несколько ведущих РОФ, которые и должны быть основными объектами радиационного контроля.

Таковыми факторами являются:

- скрытая энергия дочерних продуктов радона и торона в воздухе горных выработок, производственных помещений, жилищ и в окружающей среде;
- мощность дозы внешнего гамма-излучения на рабочих местах и в жилищах;
- содержание долгоживущих радионуклидов в производственной атмосфере, а также в почвах сельскохозяйственных угодий;
- содержание радионуклидов в питьевой воде.

Особую роль в обеспечении радиационной безопасности играет контроль концентрации (объемной активности) радона в атмосфере. Это необходимо для определения источников радоновыделения, расчета воздухопотребности шахты и рационального распределения воздуха в сети горных выработок, оценки радиоактивного загрязнения жилых и производственных помещений, измерения индивидуальных экспозиций, требуемые меры защиты персонала, профилактики заболеваний и т.д.



Контроль и учет облучения персонала и населения заключаются в определении индивидуальных экспозиций отдельных лиц, работающих или проживающих в условиях, при которых суммарная годовая эквивалентная доза на критические органы или эффективная эквивалентная доза облучения всего организма могут превышать допустимые значения. При характерных для шахт значительных колебаниях уровней контролируемых РОФ установить такие условия на практике довольно сложно.

К числу критической группы лиц относится главным образом подземный персонал (за исключением постоянно работающих в зоне действия входящей воздушной струи), а также работники поверхностного комплекса шахт, находящиеся в зоне действия исходящей воздушной струи.

Оценка радиационной обстановки включает:

- систематизацию и анализ полученной дозиметрической информации;
- выявление лиц, дальнейшее облучение которых требует ограничения;
- прогноз радиационной обстановки на последующие периоды развития горных работ;
- анализ возможных путей снижения облучения и разработку соответствующих мероприятий;
- анализ погрешностей и корректировку объема радиационного контроля.

Для оценки радиационной обстановки необходимы следующие наборы данных:

- распределение персонала шахты (в том числе по подразделениям и профессиям) по диапазонам текущих экспозиций, внешнему и внутреннему облучению для каждого РОФ и с учетом их суммарного воздействия, а также по кумулятивным экспозициям за предыдущий стаж;
- список лиц, имеющих текущие экспозиции выше допустимых пределов;
- распределение рабочих мест по диапазонам уровней РОФ с указанием максимальных и средних значений для каждого вида работ;
- результаты воздушных и радоновых съемок, позволяющие определить параметры, влияющие на формирование радиационной обстановки, и разработать комплекс корректирующих мероприятий (схема вентиляции рудника, дебиты радона и проветриваемые объемы ветвей, производительность вентиляционных установок, календарный план развития горных работ и т.д.);
- фактический и требуемый объем контроля по каждому РОФ, средние значения коэффициентов вариации уровней РОФ, данные определений погрешности оценки индивидуальных экспозиций.

Вторая важная проблема шахт по добыче угля – пожары. При возникновении эндогенных пожаров в выработанных пространствах угольных шахт выделяются не только газы, характеризующие реакцию интенсивного окисления угля (окись и двуокись углерода, водород, ряд тяжелых углеводородов), но и радон. В результате фильтрационно-диффузионных процессов при нагреве угля и пород радон под воздействием паров воды и рудничных газов диффундирует в действующие выработки и к поверхности земли по макротрещинам горного массива и аэродинамическим каналам выработанного пространства.



Согласно “Методики определения фонов индикаторных газов в выемочных полях шахт России” радон по информативности, при использовании его в качестве индикаторного газа, занимает третье место после окиси углерода и водорода.

Важнейшим путём решения задачи радиационного контроля с целью предотвращения возгораний на угольных шахтах является оценка потенциальной радоноопасности горных выработок. Оценка потенциальной пожароопасности горных выработок основана на:

- анализе фактических значений объемной активности (ОА) радона в шахтной атмосфере;
- изучении зависимостей между плотностью потока радона (ППР) с поверхности горных выработок, подземных вод и ОА радона в выработанном пространстве;
- установлении закономерностей процесса выделения радона по всем его источникам.

Исследований, проведенных именно для шахт угольной отрасли очень мало, но они крайне важны для контроля здоровья персонала шахт, а так же для проведения исследования и анализа полученных данных с целью установления пределов уровня радона в воздухе шахты, свидетельствующих о возникновении пожара угольном массиве.

Делая вывод из вышеизложенного, контроль радоновыделения шахт является крайне важной частью обеспечения безопасности в горных выработках, а данная тематика заслуживает особого внимания и дальнейшего развития.

КОМПЕНСАЦИЯ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ

А.А.Гушин

УЭО ООО «ЮКОРТ»

В последние годы наблюдается значительный рост производства и развитие инфраструктуры городов. В связи с этим увеличивается число и мощности электроприёмников, использующихся на производствах в основных технологических и вспомогательных циклах, а объекты инфраструктуры применяют все большее количество осветительных аппаратов для рабочего освещения, рекламы и дизайна. Соответственно увеличивается потребляемая электрическая мощность. В зависимости от вида используемого оборудования нагрузка подразделяется на **активную** и **реактивную** (индуктивную и емкостную). Наиболее часто потребитель имеет дело со смешанными активно-индуктивными нагрузками. Соответственно, из электрической сети происходит потребление как активной, так и реактивной энергии.

Доля реактивной мощности при загрузке линий электропередач в настоящее время оценивается в диапазоне 30-80% от активной мощности. Этот процесс ускорился после того, как приказом Минэнерго России от 10.01.2001 г. № 2 были отменены «Правила пользования электрической и



тепловой энергией», в результате чего у потребителя электрической энергии снизился экономический стимул участвовать в поддержании коэффициента мощности и компенсации реактивной мощности на шинах нагрузок.

Это привело к ряду следующих негативных последствий, как в сфере надежности энергосистемы, так и в экономических вопросах:

- к возрастанию потоков реактивной мощности в линиях электропередачи межсистемных и системообразующих электрических сетей и систем электропитания потребителей – распределительных электрических сетей;

- к возникновению дефицита реактивной мощности в узлах нагрузки и, как следствие, к снижению напряжения на шинах нагрузок и подстанций распределительных электрических сетей и снижению запаса статической устойчивости нагрузки по напряжению;

- к существенному росту потерь активной мощности в электрических сетях энергетических систем и систем электроснабжения потребителей;

- к искусственно вызванному дефициту активной мощности в ряде узлов и в целых регионах, что, в свою очередь, приводит к невозможности осуществлять присоединение новых потребителей или обеспечивать прирост потребления наращивающим свои производственные мощности потребителям.

Уменьшение реактивной нагрузки позволит производителю электроэнергии при той же величине производимой активной мощности снабжать дополнительных потребителей, то есть обеспечить в определенной степени прирост потребления активной мощности без увеличения ее выработки в узле (регионе) или без увеличения ее перетока из других энергосистем, или к этим же ВЛ (ПС) можно будет дополнительно присоединить новых потребителей.

Приказом Минпромэнерго России от 22.02.2007 г. №49 «О порядке расчета значений соотношения потребления активной и реактивной мощности для отдельных энергопринимающих устройств (групп энергопринимающих устройств) потребителей электрической энергии, применяемых для определения обязательств сторон в договорах об оказании услуг по передаче электрической энергии (договорах энергоснабжения)» установлены следующие предельные значения коэффициентов реактивной мощности для потребителей:

Таблица 1

Предельные значения коэффициентов реактивной мощности.

Положение точки присоединения потребителя к электрической сети	$\operatorname{tg}\varphi$	$\cos\varphi$
Напряжением 110 кВ (154 кВ)	0,5	0,89
Напряжением 35 кВ (60 кВ)	0,4	0,93
Напряжением 6-20 кВ	0,4	0,93
Напряжением 0,4 кВ	0,35	0,94

Разработаны и представлены в ФСТ на утверждение методические ука-



зания, устанавливающие повышающие и понижающие коэффициенты изменения оплаты потребителем за услуги по передаче электрической энергии, в том числе, в составе конечного тарифа (цены) на электрическую энергию, поставляемую ему по договору электроснабжения.

Очевидно что, потребление реактивной мощности от энергоснабжающей организации нецелесообразно, так как приводит к повышению активной потери и падению напряжения (из-за увеличения реактивной составляющей тока питающей сети), что требует увеличения мощности генераторов, трансформаторов, сечения подводящих кабелей. Поэтому реактивную мощность необходимо получать (генерировать) непосредственно у потребителя

На графике 1 приведена зависимость пропускной способности сети P , тока нагрузки I , и тепловых потерь в линиях передачи энергии W , от значения $\cos\phi$.

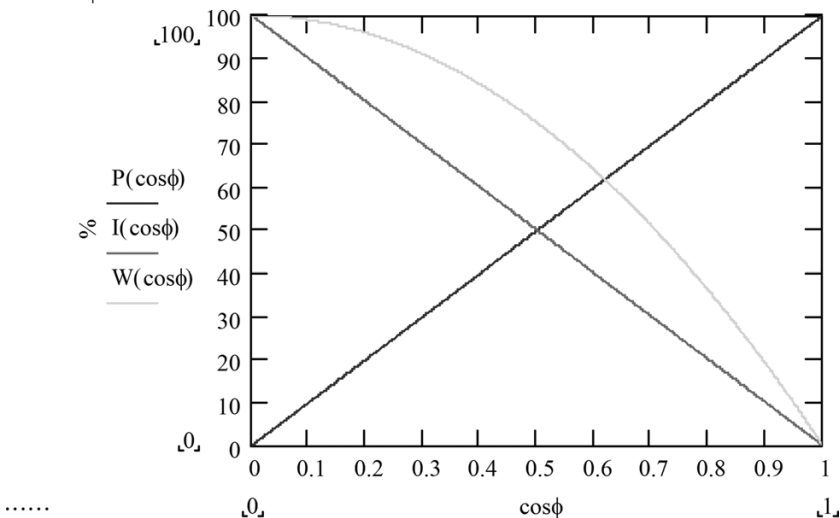


График 1 – Потери энергии.

Компенсировать реактивную мощность возможно синхронными компенсаторами, синхронными двигателями, косинусными конденсаторами (конденсаторными установками).

Наиболее действенным и эффективным способом снижения потребляемой из сети реактивной мощности является применение конденсаторных установок.

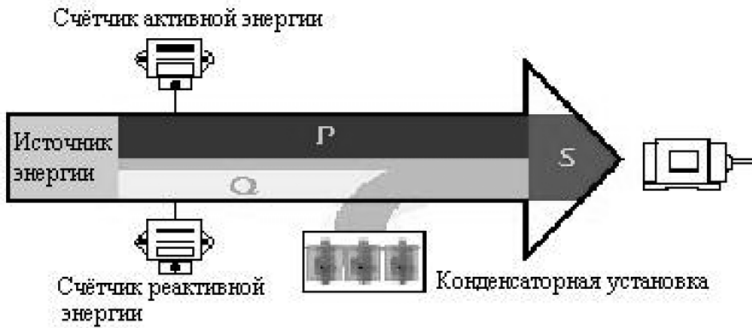


Рисунок 1 – Снижение потребления РМ.

Использование конденсаторных установок позволяет:

- разгрузить питающие линии электропередачи, трансформаторы и распределительные устройства;
- снизить расходы на оплату электроэнергии (за счёт снижения потерь активной энергии, отсутствия платы за реактивную энергию);
- при использовании определенного типа установок снизить уровень высших гармоник;
- подавить сетевые помехи, снизить асимметрию фаз.

На практике коэффициент мощности после компенсации находится в пределах от 0,96 до 0,99.

Экономический эффект от внедрения компенсаторов реактивной мощности складывается из:

- снижения потерь активной энергии в силовом оборудовании на 3,68% (620901 руб. в год)
- устранения повышающих коэффициентов оплаты за электроэнергию (на основании разрабатываемого ФСТ РФ проекта методических указаний по расчету повышающих (понижающих) коэффициентов к тарифам на услуги по передаче электрической энергии в зависимости от соотношения потребления активной и реактивной мощности энергопотребления).

Стоимость одной установки 285400 руб., стоимость электроэнергии 1,3696 руб за кВт/ч. (на 2008г.)

Сравнительный расчёт оплаты потреблённой электроэнергии по существующей схеме и по разрабатываемой концепции ФСТ РФ (т.к. на данный момент методические указания в разработке, то коэффициенты повышения тарифа являются виртуальной величиной):



Тр-р	Фидер	Месячное потребление акт. э/э, кВт/ч.	Месячное потребление реакт. э/э, кВАР/ч.	коэф. факт	коэф. допуст.	Коэфф. повышения тарифа	Стоимость электроэнергии на сегодня, руб. в месяц	Стоимость электроэнергии после утверждения методики ФСТ РФ, руб. в месяц	Удорожание, руб.	Удорожание, %	
											Итого
КТП1	T1	08	85921	59496	0.69	0.4	1.02	117677.40	120030.95	2353.55	2.00
КТП2	T1	17	110938	103644	0.93		1.05	151940.68	159537.72	7597.03	5.00
КТП4	T1	04	165120	159480	0.97		1.05	226148.35	237455.77	11307.42	5.00
КТП4	T2	13	312456	263304	0.84		1.04	427939.74	445057.33	17117.59	4.00
КТП5	T1	07	137616	159288	1.16		1.07	188478.87	201672.39	13193.52	7.00
КТП5	T2	07					1.06	109179.03	115729.78	6550.74	6.00
КТП5	T3	14	79716	80760	1.01		1.06	109179.03	115729.78	6550.74	6.00
Итого								1221364.08	1279483.94	58119.85	4.76

Таблица 2 - Расчёт оплаты потреблённой электроэнергии (за месяц).

Расчёт срока окупаемости КУ приведён в таблице 3. Затраты на установку составляют 10% от стоимости КУ (стоимость силовых кабелей и коммутационного оборудования).

Стоимость КУ, руб.	Затраты на установку КУ, руб	Эффект от экономии потребляемой активной энергии, кВт/ч в год	Эффект от экономии потребляемой активной энергии. Руб. в год.	Эффект от экономии потребляемой реактивной энергии. Руб. в год.	Суммарная экономия от внедрения КУ за год, руб.	Срок окупаемости, лет
1997800.00	199780.00	453345.08	620901.42	697438.23	1318339.65	1.67

Таблица 3 – Срок окупаемости конденсаторных установок.

Анализ ситуации, сложившейся на предприятии с потреблением реактивной энергии, показал, что применение в низковольтной сети системы компенсации реактивной мощности (автоматизированных конденсаторных



установок) позволит обеспечить экономию денежных средств на оплату электроэнергии при малом сроке окупаемости затрат.

ПОЛИГОН ПО СБОРУ И ПЕРЕРАБОТКЕ ОТХОДОВ ПРОИЗВОДСТВА НА САМОТЛОРСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ

А.Н.Димитров

ОАО «Самотлорнефтегаз»

Полигон предназначен для централизованного сбора и переработки отходов производства и потребления. Приёму на полигон подлежат нефтесодержащие отходы с промышленных объектов и участков аварийного разлива нефти, буровые шламы и отработанные буровые растворы с буровых площадок и твёрдые бытовые и промышленные отходы.

На предприятие будет осуществляться временное хранение поступающих отходов сроком не более трёх месяцев.

Район строительства представляет собой промышленную зону, используемую под обустройство Самотлорского месторождения нефти, имеет сеть асфальтовых, бетонных, грунтовых и лежневых внутрипромысловых дорог на объекты обустройства месторождения. Внутрипромысловые автодороги имеют выход на федеральную автодорогу Нижневартовск - Радужный.

Проектируемая площадка расположена на территории Самотлорского нефтяного месторождения на площадке ликвидируемой ДНС-2.

На полигон будут поступать три потока отходов, различающиеся по технологиям переработки. Отходы бурения – буровые шламы и отработанные буровые растворы; нефтешламы – нефтезагрязнённые грунты, отходы от капитального ремонта скважин и подземного ремонта скважин и отходы, извлечённые при рекультивации шламовых амбаров; твёрдые отходы – твёрдые бытовые и промышленные отходы, осадки сточных вод.

Экологически безопасная переработка отработанных буровых растворов на водной основе, бурового шлама и нефтяных шламов представляет задачу первостепенной важности для ООО «Самотлорнефтегаз». Соответствуя современным тенденциям в переработке отходов производства и потребления, компания стремится снизить объём захоронения отходов и, по возможности, соответствовать принципу «Нулевые отходы» (Zero waste). Данная политика соответствует передовой международной практике и удовлетворяет требованиям законодательства РФ.

Предложенные технологические решения отвечают требованиям СанПиН 2.1.7.1322-03, СНиП 3.02.01-87. На полигоне будут осуществляться временное складирование, переработка и обезвреживание поступающих потоков отходов. Временное хранение будет производиться в специально оборудованных стационарных шламохранилищах.

Объект разделён на две зоны – административно-хозяйственную и производственную.



В административно-хозяйственной зоне предусмотрено строительство 2-х этажного административно-бытового корпуса с лабораторией, контрольно-пропускного пункта. В производственной зоне, в соответствии со СНиП 2.01.28-85 будут сооружены участок временного хранения токсичных промышленных отходов, завод по обезвреживанию токсичных промышленных отходов, гараж специализированного автотранспорта, предназначенного для перевозки токсичных промышленных отходов. Планируется строительство закрытой стоянки спецтехники на 5 автомашин, производственных зданий под установки переработки отходов производства размерами, два здания 35x50 м и одно 24x48 м из легких металлоконструкций каркасного типа высокой степени готовности.

В цехах по термическому обезвреживанию отходов предусматриваются:

бункера для приёма и промежуточного хранения отходов;

установки для сжигания отходов;

котел-утилизатор;

система физико-химической очистки дымовых газов;

система очистки дымовых газов от пыли;

система удаления и складирования золы и шлака.

Территория полигона по периметру огораживается забором высотой 2,5 м, выполненным из сетки-рабицы. На въезде на полигон предусмотрены ворота раздвижные с дистанционным управлением.

В целях уменьшения образования пыли, свободные от застройки и использования участки территории полигона озеленяются путем создания газонов лугового типа и посадки деревьев по периметру полигона.

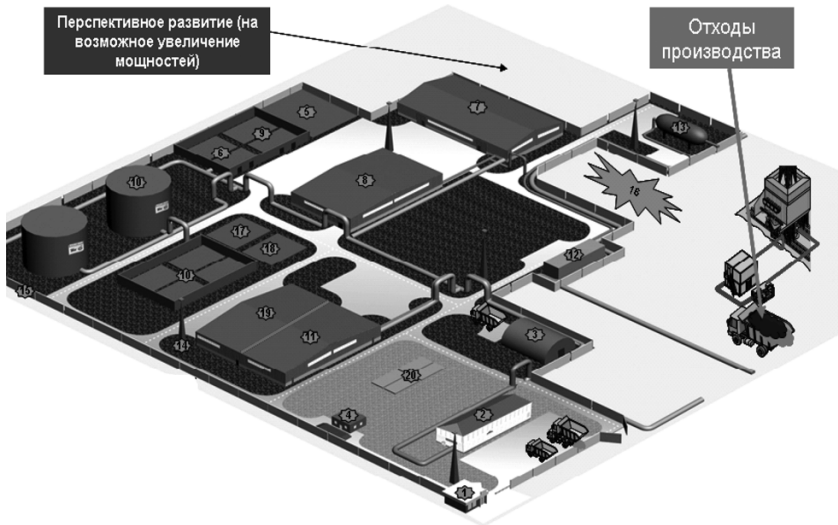
Возрастающие требования в области охраны окружающей среды определили необходимость создания полигона для приема, хранения и переработки промышленных и твердых бытовых отходов.

Предлагаемым проектом предусматривается решение данной проблемы.

При проектировании были разработаны и реализованы перспективные проектные решения, включающие сооружения по приемке, хранению и переработке отработанных буровых растворов, буровых шламов, нефтезагрязненных отходов, в том числе нефтяного снега.

Возрастающие требования в области охраны окружающей среды определили необходимость создания полигона для приема, хранения и переработки промышленных и твердых бытовых отходов. Предлагаемым данным проектом предусматривается решение данной проблемы.

Экологически безопасная переработка отработанных буровых растворов на водной основе, бурового шлама и нефтяных шламов представляет задачу первостепенной важности для ООО «Самотлорнефтегаз». Соответствуя современным тенденциям в переработке отходов производства и потребления, Самотлорнефтегаз стремится снизить объём захоронения отходов и, по возможности, соответствовать принципу «Нулевые отходы» (Zero waste).



1. Контрольно пропускной пункт
2. АБК
3. Пропарочный цех
4. Весовая
5. Участок временного хранения ТБО
6. Снегоплавильная камера
7. Цех термической переработки ТБО
8. Цех сепарации нефтешламов «G-Force»МК-III
9. Участок временного хранения нефтешламов
10. Участок временного хранения отходов бурения
11. Цех термической переработки бурового шлама «ЕРСО»
12. КТП
13. Газовый сепаратор
14. Проекторная мачта с молниеотводом
15. Ограждение
16. Площадка биодеструкции
17. Площадка временного хранения бурового шлама
18. Площадка временного хранения твердых нефтешламов
19. Цех сепарации отходов бурения «Kem-Tron»
20. Мобильный комплекс по зачистки РВС

СТАНДАРТИЗАЦИЯ МОРСКИХ НЕФТЕГАЗОВЫХ ОБЪЕКТОВ: МЕЖДУНАРОДНАЯ И НАЦИОНАЛЬНАЯ ПРАКТИКА

А.Д. Квасняк

ВНИИГАЗ, РГУНГ им. И.М. Губкина

В связи с актуальностью вопроса освоения континентального шельфа особое внимание следует уделять нормативному обеспечению процессов разработки и эксплуатации месторождений углеводородов.

На сегодняшний момент отечественная система стандартизации не в состоянии обеспечить крупные проекты по освоению морских месторождений. Поэтому на национальном и корпоративном уровнях необходимо активно



разрабатывать нормативные документы (НД) в этой области. Причем, время на создание системы НД ограничено. Поэтому начинать разработку документов с чистого листа не целесообразно. Следует руководствоваться международной и национальной практикой передовых стран. Разработку необходимо вести посредством гармонизации отечественных и зарубежных требований на морские нефтегазовые объекты и процессы.

Исходя из этого, проделан анализ уровня гармонизации международных и национальных документов, применительно к техническим объектам, задействованным при освоении морских месторождений. Анализ проводился для стандартов системы ISO, API, Norsok, DNV, GOST R. В качестве категорий для сравнения выбраны технические объекты, относящиеся к морским платформам/сооружениям, буровому оборудованию, эксплуатационному оборудованию и системам трубопроводов/гибких труб/райзеров. Анализ позволяет определить, насколько полно рассматриваемые системы охватывают указанные группы технических объектов.

Что касается комплекса стандартов, устанавливающих требования к морским нефтегазовым сооружениям, то следует отметить, что международная организация по стандартизации обладает наиболее широким перечнем стандартов на морские сооружения. Стандарты распространяются на стационарные и плавучие сооружения, стальные и железобетонные, арктические платформы. Большинство из стандартов ИСО гармонизировано с документами Американского нефтяного института. Норвегия при установлении требований к морским сооружениям пошла по своему собственному пути. Норвежские стандарты Norsok группы N (Конструктивная) распространяются практически на все виды морских сооружений, в т.ч. на системы поддержания неизменного положения. Стандарты системы Norsok представляют собой отраслевые стандарты, которые контролируются и издаются Норвежским технологическим институтом стандартов. Помимо этих документов во всем мире широко известны стандарты норвежской компании DNV. В области установления требований к морским нефтегазовым сооружениям DNV имеет обширный перечень документов. В России стандартов на этот вид технических объектов не существует. Исходя из материалов Перспективной программы перевода международных стандартов на русский язык, ТК 398 планирует к разработке набор документов на базе стандартов ИСО (до 2012 года).

Анализ перечня стандартов на буровое оборудование показал, что каждая из рассматриваемых систем обладает набором НД на различные элементы бурового оборудования. Причем эти документы являются общеотраслевыми. Исключением являются документы системы Norsok и DNV, которые распространяются на буровое оборудование на стационарных и подвижных морских сооружениях. Высоким уровнем гармонизации НД в области бурового оборудования отличаются системы ISO и API. Следует обратить внимание, что помимо собственных документов, Norsok предлагает к использованию некоторые документы системы ИСО на буровые вышки, спускоподъемное оборудование, устьевую арматуру. Россия обладает серьезными наработками в



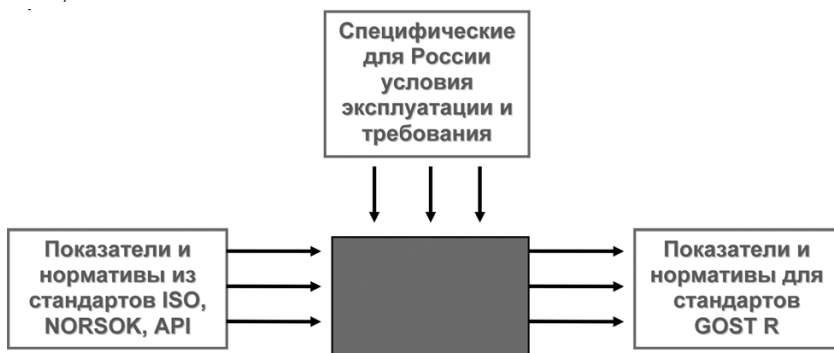
области стандартизации бурового оборудования. Все отечественные стандарты на этот вид технических объектов были разработаны в прошлом столетии и требуют пересмотра и актуализации.

Среди эксплуатационного оборудования остановимся на подводных добычных комплексах, как на специфически морском оборудовании, системах сбора и подготовки углеводородов. Документы на подводные добычные комплексы отличаются высоким уровнем гармонизации для всех рассматриваемых систем. Норвегия, наряду с собственными документами группы U (Подводные технологии и операции), пользуется широким перечнем стандартов ИСО. Ростехрегулирование России в соответствии с совместной программой ТК 23 и ТК 375 ведет разработку (до 2010 года) трех документов методом прямого применения стандартов ИСО.

Стандарты на системы трубопроводов, гибких труб, райзеров системы ИСО практически полностью гармонизированы с API. Все существующие на этот вид технических объектов документы являются специфически морскими. В Норвегии NORSOK нет собственных стандартов на райзеры, гибкие трубы, шлангокабели и т.д., поэтому в своей практике они применяют соответствующие международные стандарты. Тем не менее, в обществе DNV существует ряд документов на морские райзеры. В России ситуация с НД на подобное оборудование аналогичная. В связи с этим, в Перспективной программе и программе ТК 23 и ТК 375 заложена разработка ряда документов путем прямого перевода стандартов ИСО.



Исходя из анализа документов на морские нефтегазовые объекты систем ISO, API, NORSOK, DNV, GOST R (рис. 1), можно сделать выводы о том, что Россия встала на путь гармонизации требований с ведущими международными организациями. Это связано с недостатком в стране документов, распространяющихся на освоение морских нефтегазовых месторождений, и сжатыми сроками на разработку системы документов. В направлении гармонизации требований к морским нефтегазовым объектам серьезную работу проделали такие мощные организации по стандартизации как ISO и API. Это во многом обусловлено политическими и экономическими причинами. Норвегия, в свою очередь, соглашаясь со многими документами ISO (разработаны зачастую на основе API), сохранила и развивает собственную систему стандартов. В виду необходимости наращивания комплекса документов на морские нефтегазовые объекты разработку отечественных стандартов следует осуществлять на основе опыта ISO и NORSOK.



Модель «черного ящика»

Рис. 2 Модель процесса гармонизации стандартов

Учитывая сложившуюся ситуацию, работы по гармонизации и разработке стандартов следует вести исходя из модели «черного ящика» (рис. 2). Суть ее заключается в том, что входной информацией для процесса разработки стандарта являются требования и показатели, заложенные в зарубежных стандартах. Попадая в «черный ящик», эта информация преобразуется под воздействием внешних факторов, которыми являются специфические для России условия эксплуатации морских нефтегазовых объектов. В связи с этим на выходе из «черного ящика» появляются показатели и требования, адаптированные под российские условия. Подлежащие внесению в российский стандарт показатели и требования могут отличаться от исходных, взятых из международных/зарубежных НД. В подобных случаях можно говорить о гармонизации документов методом модификации, который является более прогрессивной альтернативой методу прямого применения стандарта. Подобный



подход модификации требований к морским нефтегазовым объектам позволит добиться создания актуальных и пригодных для российских условий документов, наряду с учетом передовой мировой практики и соблюдением принципов гармонизации. «Черный ящик», представленный на схеме, это ничто иное, как методика модификации требований и соответствующие ей научно обоснованные математические модели преобразования зарубежных требований в требования, которые следует закладывать в гармонизированные (модифицированные) российские стандарты. В этой связи, при разработке стандартов на основе зарубежных аналогов особое внимание следует уделять созданию методик и математических моделей гармонизации (модификации) требований для конкретных объектов стандартизации.

СОКРАЩЕНИЕ ЦИКЛА ГРП С ПРИМЕНЕНИЕМ МОДУЛЬНЫХ ПЕРФОРАЦИОННЫХ СИСТЕМ В УСЛОВИЯХ ООО «РН-ПУРНЕФТЕГАЗ»

П.И.Елисеев

ООО «РН-Пурнефтегаз»

Гидравлический разрыв пласта (ГРП) представляет собой одну из сложнейших технологических операций в нефтегазодобывающей промышленности. Эта технология уже более 50 лет широко применяется во всем мире с целью увеличения продуктивности скважины. Результат ГРП – создание высокой продуктивности призабойной зоны пласта и многократное увеличение индекса продуктивности.

Одним из важнейших этапов подготовки скважин к проведению ГРП является перфорация эксплуатационной колонны. Основными критериями оценки качества перфорации являются четыре параметра – диаметр перфорационного канала, плотность отверстий на 1 погонный метр в колонне, угол размещения зарядов относительно друг друга (фазировка) и глубина пробития канала. Каждый из перечисленных параметров являет собой спецификацию тех или иных видов зарядов, производимых как в России, так и за рубежом.

Для качественной транспортировки расклинивающего агента (проппанта) через НКТ в трещину существуют определенные требования к реологическим свойствам несущей жидкости, одним из которых является вязкость. На практике, в зависимости от типа и объемов работ по ГРП вязкость может варьироваться для сшитых гелированных систем от 200 до 1500 сПз и выше. К сожалению, вязкость жидкости разрыва способствует росту давления в НКТ и создает определенные ограничения технического характера. Так, например, стандартной операцией перед проведением ГРП является опрессовка НКТ на давление 65 МПа, когда как сама операция разрыва пласта может иметь рабочее давление в 1,7-2,2 раза меньше. Тем не менее, риск роста давления в НКТ всегда остается. Существуют две основные причины такого роста. В первом случае, это потери давления за счет трения вязкой жидкости в НКТ, для



снижения которого могут применяться специальные добавки в жидкость, т.н. «понижителей трения» или лубрикантов. Во втором случае, это потери давления при фильтрации жидкости через перфорированную эксплуатационную колонну в пласт, от качества которого напрямую зависит успешность проведения самого ГРП. Самое примечательное то, что, в большинстве случаев при ГРП регистрируется устьевое давление закачки и, не имея датчика давления на забое скважины, практически невозможно распознать, что именно явилось основой для роста давления в процессе закачки жидкости в пласт – т.н. «призабойные эффекты» или связанные с трением в НКТ.

Основным критерием оценки качества перфорации при ГРП является присутствие или отсутствие, т.н. «призабойных эффектов», выражаемых в потерях общего давления при прохождении сшитой полимерной жидкости (как с проппантом, так и без него) сквозь интервалы перфорации. Результатом потери давления при ГРП может явиться получение преждевременной остановки закачки с резким повышением давления или попросту - «СТОП».

На рисунке 1 представлен типичный пример влияния призабойных эффектов при производстве ГРП.

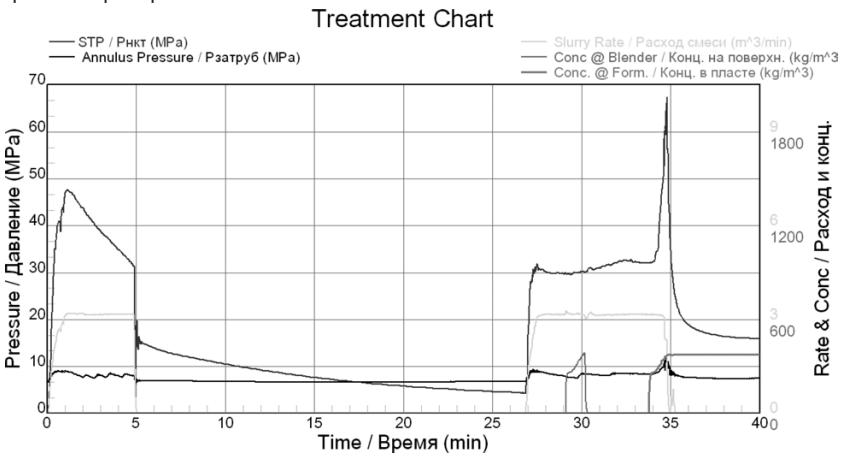


Рисунок 1. Пример получения «СТОП» по причине некачественной перфорации.

Существуют различные типы перфораторов, предназначенных для ГРП. Сегодня на рынке перфораторов имеется большое количество отечественных и импортных систем, разработанных специально для производства ГРП. Всех их между собой объединяет схожесть в технических характеристиках. ООО «РН-Пурнефтегаз» интересуется не только качеством вскрытия эксплуатационной колонны перед проведением ГРП, но экономией времени на проведение перфорации - сокращении цикла подготовки скважины к ГРП. Цель настоящей работы - сокращение издержек от продолжительности ремонта



скважины при проведении перфорационных работ среди некоторых видов перфосистем.

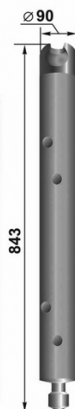
На практике известно, что минимально допустимым диаметром перфоканала для производства ГРП является 3 диаметра используемого при закачке зерна проппанта, при этом фазировка должна быть 60гр при плотности 20 отв\пм. Необходимо также учитывать не только диаметр отверстия канала, но и особенности заканчивания скважины, т.е., диаметр пробуренного ствола, угла наклона входа в пласт, азимутальное направление, направление стрессов и т.д. В любом случае, чем больше площадь фильтрации жидкости разрыва с проппантом через перфорированную колонну, тем меньше потери давления на прохождение сквозь нее. Мы не будем подробно рассматривать зависимость качества проведения ГРП от типа заканчивания скважины, т.к. это является одним из необходимых критериев на стадии моделирования ГРП, но остановимся лишь на выборе типа перфораторов, опираясь на экономическую эффективность их применения на фоне общего цикла ГРП.

В ООО «РН-Пурнефтегаз» для производства ГРП применялись большеотверстные перфозаряды (БО), выполненные в корпусном исполнении для 146мм эксплуатационной колонны типа ЗПК-105 НБО, фазировкой 60гр, и плотностью 20 отв/м. Применимость для ГРП данного типа перфораторов несомненно – многоразовое корпусное исполнение, минимальная фугасность, большое 20 мм в диаметре отверстие, универсальность применения, относительная дешевизна. Но ввиду того, что длина перфоратора составляет всего 2 метра, требуется 5 спуско-подъемных операций на геофизическом кабеле для перфорации 10 м интервала в скважине. Кроме того, данный перфоратор требует проведение дополнительных сборочно-снаряжательных работ на устье скважины, что также увеличивает время операции. В качестве альтернативы ЗПК-105НБО были начаты испытания новой перфорационной системы ПМИ-90-02 и ПМИ-90-03-БО, производства центра разработки перфорационно-взрывной аппаратуры ФГУП Российского Федерально-го ядерного центра Всероссийского научно-исследовательского института теоретической физики (РФЯЦ-ВНИИТФ) им. академика Е.И. Забабахина, г.Снежинск.



ПМИ90

ПЕРФОРАТОР	МИН./МАКС. ДАВЛЕНИЕ, МПа	МАКС. ТЕМП. °С	МАССА ВВ ЗАРЯДА, Г	ПЛОТНОСТЬ ПЕРФ., ОТВ/М	ДИАМЕТР ВХ. ОТВ., ММ	ФАЗИРОВКА ЗАРЯДОВ В СЕКЦИИ, ГРАД.	ГЛУБИНА КАНАЛА ПО АРІ RP43, ММ
ПМИ90 (Б.О.)*	0,1/65	120	22	15	17...18	60	300...320
ПМИ90-01	0,1/65	120	22	15	12...14	60	500...600
ПМИ90-02	0,1/65	120	35	15	16...17	60	700...900
ПМИ90-03 (Б.О.)	0,1/65	120	35	15	23...25	60	200...270



* Б.О. - большое отверстие (здесь и далее).

Перфоратор ПМИ-90 предназначен для вторичного вскрытия продуктивных пластов в обсаженных разведочных и эксплуатационных скважинах на нефть и газ, с внутренним диаметром трубы скважины от 114 мм до 190 мм. Перфоратор может доставляться в скважину на геофизическом кабеле, на гибкой трубе или на насосно-компрессорных трубах (НКТ). Перфоратор однократного применения, состоит из секций в полной заводской сборки с установленными кумулятивными зарядами и различных комплектов монтажных частей. Уникальность и его отличие от других перфоросистем – это простота применения, быстрота сборки перфоратора и спуска его в скважину. Операция осуществляется путем соединения требуемого количества секций перфоратора и комплектов монтажных частей с помощью быстроразборного шарнирного соединения.

Для сравнения, рассмотрим общий случай применения двух типов перфорационных систем в ООО «РН-Пурнефтегаз» для производства 1 м перфорации плотностью 10 отверстий на 1 погонный метр зарядами ЗПК-105-НБО на скважине глубиной 3000 м Тарасовского месторождения (таблица 1).

Таблица 1.

Сравнение времени проведения перфорации

п/п	тип ПВР	стоимость ПВР на 1 заряд, руб	Диаметр отверстия, мм	Глубина пробития, мм	Фазировка зарядов, гр	Плотность зарядов на 1 м, шт	Нормативное время на производство 10 м ПВР*, ч
1	ЗПК-105-НБО	572,06	19,5	220 +/- 10	60	10	22
2	ПМИ-90-03	1115,61	24	225 +/- 10	60	15	10

Время, затрачиваемое на производство перфорации 20 отверстий на 1 метр мощности, имеет еще большую разницу. Согласно анализа текуще-



го цикла ГРП с учетом проведения перфорации, в 2007 году в ООО «РН-Пурнефтегаз» затраты времени на проведение 15м перфорации плотностью 20 отв/м в среднем составляли 46 ч на 300 отверстий перфоратором типа ЗПК-105-НБО. Для перфоратора ПМИ-90-03БО эти же объемы производятся в среднем за 14ч. Таким образом, для подготовки среднестатистической скважины к ГРП при проведении перфорации зарядами ЗПК-105-НБО по 20 отв/м в ООО «РН-Пурнефтегаз» требуется на 1,5 суток больше времени, чем перфорацией ПМИ-90-03БО, при этом экономия средств составит на 56,2 тыс.руб/скв (рис.2, 3.). В 2008г, по результатам испытания 2007г, для подготовки скважин к ГРП ООО «РН-Пурнефтегаз» полностью перешел на рассматриваемый вид перфоратора, выполнено более 110 скважин-операций.

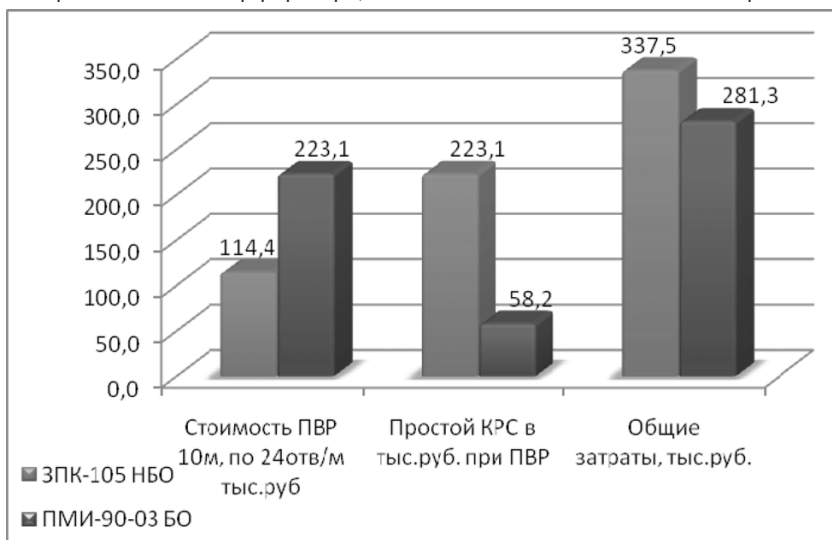


Рисунок 2. Сравнение затрат на производство перфорации ЗПК-105 НБО и ПМИ-90

Наряду с применением перфорационных зарядов для ГРП ПМИ-90-03БО мы также активно используем комплектацию глубокопроникающего перфоратора ПМИ-90-02 (рис.4)



Рисунок 3 Испытание ПМИ-90-03БО на керне с металлической пластиной, толщиной 8 мм
Диаметр входного отверстия – 24мм, длина канала 250мм



Рисунок 4 Испытание ПМИ-90-02 на керне с металлической пластиной, толщиной 8 мм
Диаметр входного отверстия – 17,5 мм, длина канала 800 мм

Основные эксплуатационные преимущества ПМИ-90 перед другими перфосистемами:

- ✓ Полная заводская комплектация перфораторов ПМИ-90 не требует проведения сборочно-снаряжательных работ исполнителями при подготовке ПВР, как для ЗПК-105НБО, что исключает субъективный (человеческий) фактор при монтаже зарядов на устье скважины.
- ✓ Шарнирный способ соединения модулей при спуске значительно сокращает время на проведение спуско-подъемных операций.
- ✓ Технология работ с ПВА исключает влияние субъективного фактора на качество ПВР при работе в суровых природно-климатических условиях.
- ✓ Возможность перфорирования интервалов большой протяженности за 1 спускоподъемную операцию – до 30 метров за 1 спуско-подъем (зависит от грузоподъемности кабеля геофизического подъемника).
- ✓ Стоимость материальных затрат, относимых на 1 отверстие у ПМИ90-03БО (-02), превышает данный показатель, чем у ЗПК-105НБО. Однако, с учетом качественных характеристик пробиваемого отверстия, диаметра канала и таких, как затраты на перфорирование большого количества отверстий, перфораторы ПМИ90-03 (-02) превосходят рассмотренный аналог
- ✓ Увеличение диаметра пробиваемого отверстия до 25 мм у ПМИ90-03 повышает эффективность проведения ГРП за счет увеличения давления в канале перфорации на 25% по отношению к ЗПК 105НБО (19,5 мм).



✓ Временные затраты на проведение ПВР с применением перфораторов ПМИ-90 в 4... 7 раз ниже нормативных для ЗПК-105НБО.

✓ Позволяет комбинировать секции в общей сборке перфоратора «глубокопроникающих» и «большедырочных» зарядов в составе секции перфоратора ПМИ-90.

*- Истинная стоимость бр/час КРС, а также зарядов пропорционально изменены по конфиденциальным соображениям и политикой ООО «РН-Пурнефтегаз».

ПРИМЕНЕНИЕ ТРУБНЫХ СЕПАРАТОРОВ В ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЕ УСТАНОВКИ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ СЕПАРАЦИИ (УНТС) ЮРХАРОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А.Еловиков

ОАО «НОВАТЭК»

В настоящее время компания НОВАТЭК разрабатывает 3 газоконденсатных месторождения (Юрхаровское, Восточно-Таркосалинское, Ханчейское). Для подготовки газа и извлечения жидких углеводородов приняты технологические схемы подготовки газа на основе низкотемпературной сепарации (НТС) с эжектированием низконапорного газа. В перспективе, для продления режима бескомпрессорной работы установки НТС в период снижения пластового давления и обеспечения выходной температуры с УКПГ осушенного газа порядка 0 ч -2 °С, принято решение о применении в технологической схеме УНТС Юрхаровского месторождения турбодетандеров. Для этого была предложена, обоснована технологическими расчетами и принята к реализации проектным институтом следующая схема подключения турбодетандерных агрегатов (ТДА) в действующие и вновь проектируемые технологические модули установки НТС (**Рис 1**):

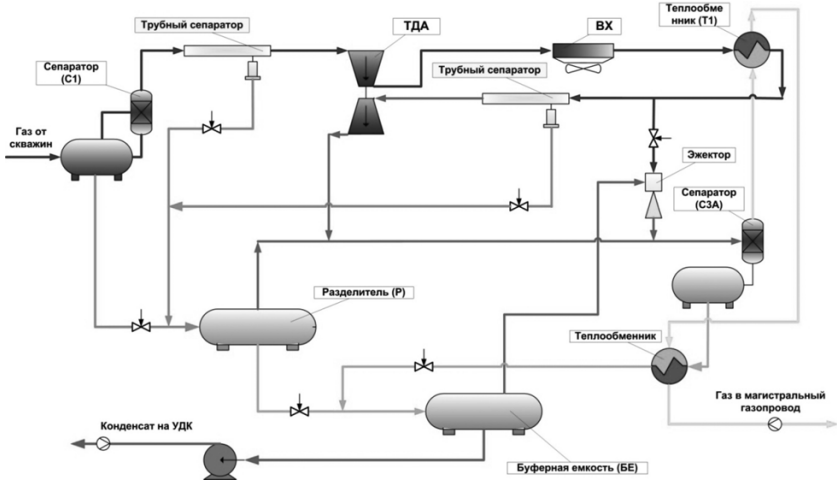


Рис 1 Технологическая схема НТС Юрхаровского месторождения.

При этом, согласно требований разработчиков (ОАО «Турбохолд») турбодетандерных агрегатов (ТДА) содержание капельной жидкости на входе в ТДА: турбину - не должно превышать $0,2 \text{ г/нм}^3$, детандер – не выше $0,05 \text{ г/нм}^3$. Для выполнения данного условия необходимо довести эффективность сепарации до $0,05 \text{ г/нм}^3$, так как сепарация существующих аппаратов менее эффективна и не позволяет достичь требуемых характеристик газа перед входом в ТДА.

Нами рассматривались различные варианты достижения требуемых разработчиком ТДА требований по входным потокам газа:

1. Модернизация существующих входных сепараторов С1, путем замены внутренних сепарационных элементов - ввиду термодинамических условий возникающих при прохождении газа от С1 до ТДА и при охлаждении газа в АВО-газа и теплообменнике, в процессе движения газа неизбежно выпадение капельной влаги из потока с возможностью залповых выбросов непосредственно в ТДА;

2. Размещение дополнительных сепараторов отечественного производства в действующих и вновь запроектированных технологических цехах - для выполнения данного решения необходима реконструкция существующих технологических цехов и внесение изменения в проект II очереди обустройства Юрхаровского месторождения, с изменением размещения запроектированных производственных зданий на генеральном плане;

3. Установка малогабаритных сепарационных устройств зарубежного производства (данные аппараты за рубежом называются - поточные сепарационные устройства), которые нашли применение на морских платформах и на действующих производствах, где из-за нехватки пространства нет воз-



возможности установить обычное сепарационное оборудование - ввиду дороговизны данных аппаратов и необеспечения требуемых условий очистки газа данный вариант решения не был принят;

После рассмотрения всех выше перечисленных вариантов было решено совместно с отечественной компании ООО «УК«РусГазИнжиниринг» разработать принципиально новое сепарационное устройство и Департаментом добычи и переработки газа и конденсата ОАО «НОВАТЭК» было сделано техническое задание. На основании этого технического задания был разработан и изготовлен трубный сепаратор, который запроектирован для применения в турбодетандерных цехах I и II очередях Юрхаровского месторождения (Рис 2).

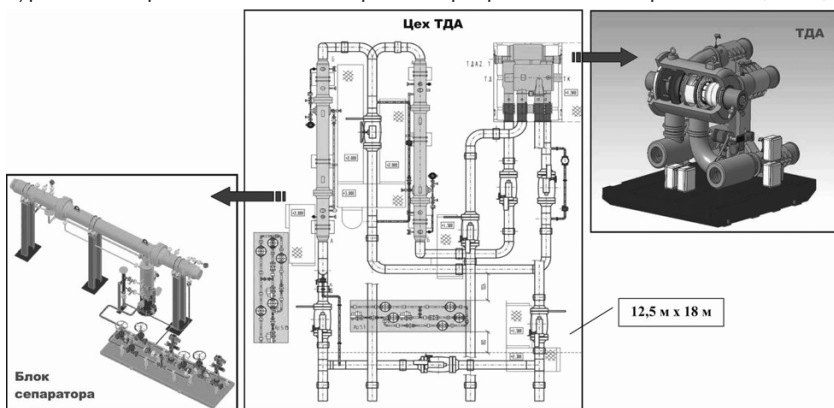


Рис 2. Проектная схема модуля турбодетандерного цеха.

После совместной проработки конструкции блока трубного сепаратора, компанией ООО «УК«РусГазИнжиниринг» была подана заявка на изобретение.

В настоящее время известны следующие основные способы очистки газа, на основе которых разработаны основные типы сепараторов:

- инерционная очистка газа – способ, основанный на использовании сил инерции, возникающих при резком изменении направления движения потока очищаемого газа, т.е. более тяжелые взвешенные частицы движутся в первоначальном направлении и их скорость гасится ударом о стенки каплеуловителя, а очищенный газ продолжает движение в измененном направлении;

- очистка за счет центробежных сил – способ, основанный на использовании центробежных сил, возникающих при превращении поступательного движения потока газа во вращательное, т.е. получая вращательное движение крупные капли жидкости за счет инерции отбрасываются от центра потока и концентрируются на периферии;

- очистка за счет коагуляции – способ, основанный на способности более мелких капель жидкости объединяться в более крупные, которые легче отделиться от газового потока;



- очистка за счет сил гравитации – способ, основанный на действии силы тяжести, т.е. при движении потока за счет разности массы более крупные капли осаждаются и концентрируются в нижней части потока.

Работа всех основных типов сепараторов (центробежных, жалюзийных, сетчатых и т.д.) базируется, как правило, на сочетании выше перечисленных способов очистки газа.

При разработке конструкции сепаратора рассматривались принципы действия всех существующих отечественных аппаратов, а также зарубежных аналогов. Одним из таких аналогов является поточное сепарационное устройство Deliquidiser, которое впервые было применено на нефтяной платформе Statfjord-B компании Statoil. В 2003 году на линии осушки товарного газа, на платформе BP-ETAP, было установлено поточное сепарационное устройство Deliquidiser для удаления капельной жидкости из потока осушаемого газа подаваемого на гликолевый абсорбер: диаметр – Ду 500, расход по газу – 15,7 млн. $\text{м}^3/\text{сут}$, нагрузка по жидкости – 57 $\text{м}^3/\text{час}$. Тем самым удалось повысить эффективность гликолевой осушки с 26% до 97%.

При рассмотрении конструкции и принципа работы Deliquidiser были выявлены некоторые отрицательные моменты: качество подготовленного газа на выходе из аппарата не соответствует требуемому, рециркуляция газа по линии возврата до 30% от общей производительности аппарата; максимальное рабочее давление и т.д.

При разработке трубного сепаратора все эти моменты были учтены. Принцип работы трубного сепаратора заключается в следующем (**Рис 3**): газожидкостная смесь поступает на вход сепаратора, в узел предварительной сепарации – капелесъемник (4), установленный соосно внутри корпуса (1) аппарата, где жидкость с частью газа отбирают с внутренней стенки аппарата и направляют в накопитель жидкости (6). Далее поток закручивается на центробежном стационарном завихрителе (2), установленном так же соосно трубопроводу, центробежными силами жидкость отбрасывает на стенку аппарата. Более мелкие капли жидкости, унесенные потоком, направляют на поверхность вытеснителя (3), за счет которого эти капли укрупняются и отбрасываются на стенку аппарата. Со стенок аппарата жидкость стекает в накопитель (6), откуда по уровню отводится в общую систему сбора жидкости через трубопровод (11).

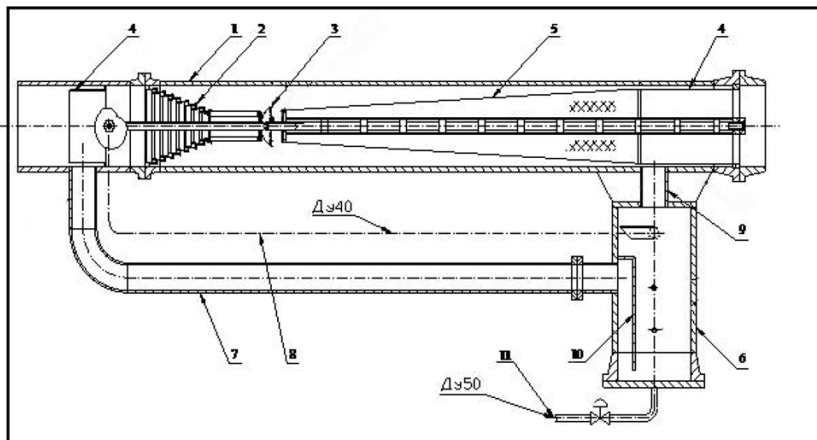


Рис 3

- | | |
|--|--|
| 1 – корпус; | 7 – трубопровод слива жидкости в сборник; |
| 2 – центробежный стационарный завихритель; | 8 – трубопровод рециркуляции исходного потока; |
| 3 – завихритель (вытеснитель); | 9 – трубопровод слива жидкости в сборник; |
| 4 – каплеуловители; | 10 – перегородка; |
| 5 – фильтр; | 11 – трубопровод сброса жидкости из сборника; |
| 6 – накопитель жидкости; | |

Из накопителя газ, отобранный вместе с жидкостью, направляют на рециркуляцию по трубопроводу (8), через вихревое устройство и вытеснитель (3) в зону разряжения газового потока. Газ при этом выходит из трубопровода через боковые щели трубопровода (на конце трубопровод заглушен). Так как центробежными силами частицы размером порядка 10 мкм и менее не отделяются, то для дальнейшей очистки предусмотрен металлокерамический фильтр (5) с пористостью не менее 50%, на котором происходит окончательная очистка газа.

Основные положительные и отрицательные характеристики поточного сепаратора CDS в сравнении с трубным сепаратором:

- степень очистки сепаратора CDS ниже, порядка 0,20 г/м³ (трубный – 0,05 г/м³);
- габаритные размеры 406х4300 (трубный – 426х6960 – удлинение за счет фильтра);
- циркуляция газа через патрубок отвода порядка 30% от общей производительности аппарата (трубный – газ, выделившийся при дегазации жидкости);
- максимальное рабочее давление 13,5 МПа (трубный – 15,5 МПа);
- в трубном сепараторе происходит улавливание капельной влаги с размером частиц до 10 мкм.



Таблица 1

		Сепаратор центробежный (ДООАО «ЦКБН»)	Поточный сепаратор DELIQUID-SER (CDS R&D)	Трубный сепаратор (ООО «УК «РусГазИнжиниринг»)
Производительность по газу	млн. нм ³ /сут	10	10	10
Давление рабочее, не более	МПа	13,75	12,0 ч 13,5	15,5
Давление расчетное	МПа	16,0	16,0	16,0
Перепад давления	МПа	0,05 ч 0,1	0,05 ч 0,06	0,3 ч 0,4
Температура рабочей среды	°С	2 ч 4	-5 ч 5	-5 ч 5
Массовая концентрация жидкости на входе, не более	г/м ³	4	4	4
Массовая концентрация жидкости на выходе, не более	г/м ³	0,05ч0,1	0,2	0,05
Габаритные размеры:				
- диаметр	мм	2400	406	426
- высота (длина)		7685	4300	6960
Масса аппарата, не более	кг	41025	3500	6500

Применение трубных сепараторов на Юрхаровском месторождении позволит достичь следующих результатов:

1. Повысить эффективность сепарации до содержания 0,05 г/м³ жидкости в газе, поступающем на турбодетандерные агрегаты.
2. Снизить металлоемкость производства и тем самым затраты на покупку оборудования.
3. В связи с тем, что трубные сепараторы монтируются на прямых горизонтальных участках трубопровода, это позволило без изменения размеров цеха ТДА расположить перед каждым ТДА по два трубных сепаратора с блоками продувки жидкости, трубопроводной обвязкой и запорной арматурой.
4. Установка трубного сепаратора запатентованной конструкции перед турбодетандером позволяет в 1,5-2 раза снизить затраты по сравнению с использованием зарубежных аналогов.
5. Применение трубных сепараторов в технологической схеме подготовки газа Юрхаровского месторождения позволяет осуществить экономию средств по сравнению:
 - в случае применения сепараторов ДООАО «ЦКБН» - около **187 млн.руб.**;
 - в случае применения зарубежных аналогов – **163 млн.руб.**



Заключение

Ввиду сложившейся ситуации на рынке сепарационного оборудования и все более жесткими требованиями, предъявляемыми к качеству подготовки природного газа, возникает все больше оснований к разработке принципиально новых аппаратов и совершенствованию существующих сепарационных технологий.

Появление нового усовершенствованного сепарационного оборудования, позволяющего без больших капиталовложений производить подготовку газа, что дает возможность компании ОАО «НОВАТЭК» в перспективе:

- начать разработку удаленных месторождений, где транспортировка крупногабаритного и тяжеловесного оборудования и строительство больших производственных зданий требует серьезных капиталовложений;
- ускорить вовлечение в разработку малых месторождений за счет сокращения капитальных вложений и повышения экономической эффективности;
- использовать на действующих производствах в качестве дополнительного сепарационного оборудования для дополнительного извлечения СЗ+ из попутного нефтяного, природного газа, из газов дезанизации и т.д.;
- возможность применения на газовых месторождениях в период увеличения выноса пластовой воды, тем самым снизить нагрузку на абсорбционную осушку газа и повысить качество подготовленного газа к транспорту;
- в перспективе возможность блочного комплектования с другим оборудованием, например с различными видами малогабаритных сепараторов, эжектором, теплообменным оборудованием и т.д.

СОЗДАНИЕ ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ СЕТИ НА НЕФТЕПРОМЫСЛЕ

Г.П.Ерченко, Е.А.Лавин, Р.Р.Валеева

Филиал ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» в г. Когалым Урайский ЦИТиС

1. Введение

Основная задача Урайского Центра информационных технологий и связи – обеспечение специалистов ТПП «Урайнефтегаз» и их подрядчиков надежными средствами обработки и доставки информации.

Проект был выполнен на примере ЦДНГ-10 месторождения «Каменный». ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» пришел на месторождение в 2006 году. Наследуемая система связи месторождения «Каменный» не могла быть органично интегрирована в инфраструктуру связи принятую для сети ЛУКНЕТ Урайского региона.

Принимается решение в кратчайшие сроки привести промысел в соответствие с требованиями заказчика.

Главными приоритетами при построении инфраструктуры на новом объ-



екте являются:

- минимальное время развёртывания.
- надежность инфраструктуры связи;
- высокая скорость передачи данных;
- приемлемая стоимость решения.

Разработанный проект позволяет решить поставленные задачи, а также внести новые элементы в существующий спектр услуг, предоставляемых заказчику.

2. Реализация

2.1 Первый этап реализации.

Оптимальным решением первого этапа являлось развёртывание земной спутниковой станции связи (ЗССС), включающей месторождение «Каменный» в сеть ЛУКНЕТ. На территории промысла для связи с ЦПС была использована технология xDSL, а для связи с ДНС РРЛ стороннего подрядчика. На промысле была развернута проводная ЛВС и телефонная связь.

Полученная в итоге инфраструктура позволила оказывать заказчику практически весь комплекс заявленных услуг (Рисунок 1).

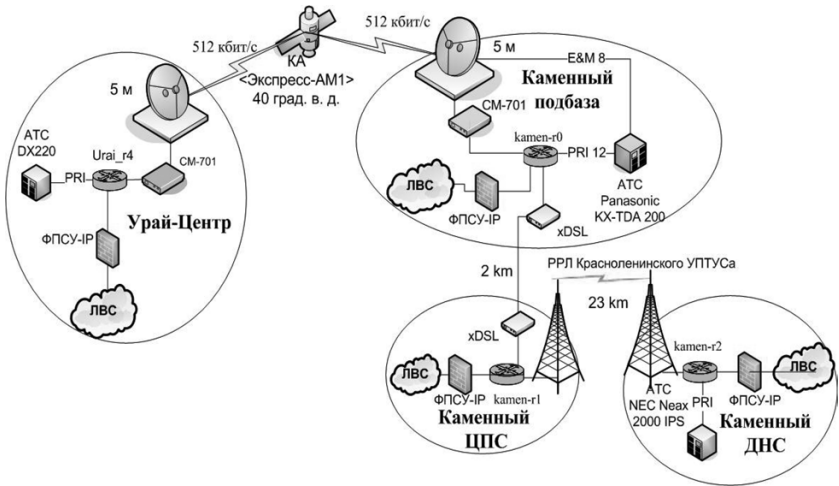


Рисунок 1. Итоги первого этапа реализации

В то же время постоянно повышающиеся требования к системам контроля объектов нефтедобычи и системам управления производством требуют повышения надежности и увеличения пропускной способности транспортной системы, внедрения удалённого доступа к сети.



2.2 Второй этап реализации.

Развитие транспортной системы.

Рассмотрим создание новой транспортной системы, позволяющей повысить скорость и надежность передачи информации в сети Урайского региона для ЦДНГ-10.

Проблемным местом существующей схемы является спутниковый канал. Он недостаточно надежен в связи с отсутствием резервирования, а высокая стоимость для заказчика 442000руб/мес. ограничивает используемую пропускную способность до 512Кбит/сек.

Вторым проблемным участком в данной схеме является использование радиорелейной (РРЛ) линии стороннего подрядчика для связи внутри цеха между ДНС и ЦПС .

Основные минусы данной схемы:

- низкая надежность;
- малая пропускная способность;
- высокая стоимость

Предлагается новый подход к решению указанных проблем - использование современного оборудования широкополосного беспроводного доступа (ШБД) стандарта 802.16.

Для реализации проекта проработан вопрос использования комплектов Motorola RTP 600, соответствующих данному стандарту.

В целом базовые характеристики оборудования:

- дальность действия до 200 километров;
- работа вне прямой зоны видимости;
- пиковая скорость обмена данными до 300 Мбит/с.

Ближайшей точкой для размещения приемо-передающего оборудования является ЦДНГ-9 «Потанай».

Расстояние между ЦДНГ-9 «Потанай» и опорной базой ЦДНГ-10 составляет 107 км. Обеспечить надежную связь на таком расстоянии без переприема невозможно. Поэтому были рассмотрены варианты размещения оборудования на существующих мачтах.

Были проведены исследования и сделаны расчеты нескольких участков трассы.

Для удобства при построении профилей использован параболический масштаб. Профили строились в прямоугольных координатах с учетом рефракции.

Съемка высот местности производилась с электронных спутниковых карт.

При расчетах была принята модель с наихудшими атмосферными условиями на трассе:

- сильный дождь по всей трассе;
- минимальная атмосферная рефракция.

В результате этой работы наиболее оптимальной была признана трасса «Потанай – 42 км. КШК (нефтепровод Красноленинск-Шаим-Конда)», «42 км. КШК – ДНС-30», «ДНС-30 – опорная база Каменный» (Рисунок 2).

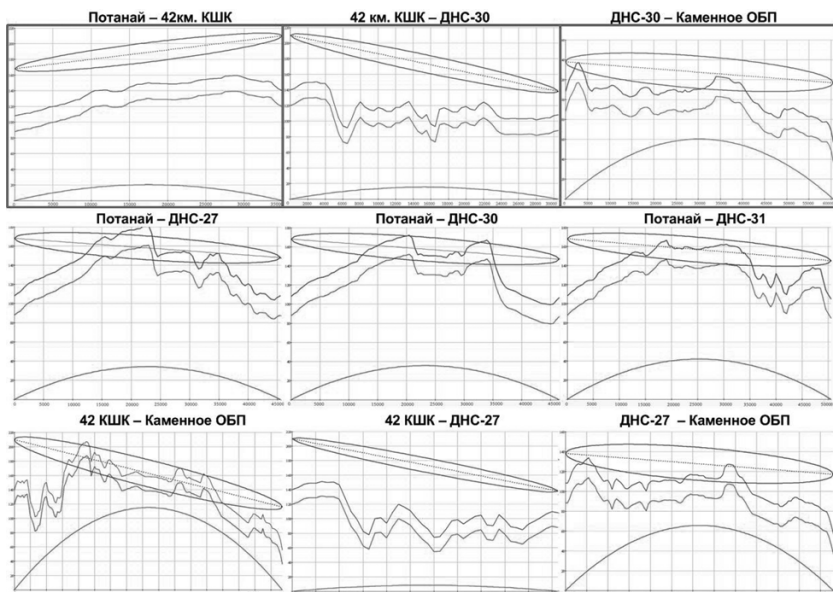


Рисунок 2. Профили участков трассы

Новая схема связи позволяет обеспечить передачу данных до 16 Мбит/сек.

Участок трассы «Опорная база – ДНС» построен на оборудовании Ultima 3 фирмы WiLAN.

Обеспечение телефонной и радиосвязи.

Реализация данного проекта позволит развернуть транкинговую радиосвязь с использованием стандарта МРТ1327.

В Урайском регионе широко развёрнута и хорошо себя зарекомендовала сеть Actionet, построенная на основе данного стандарта.

Обеспечение фиксированной телефонной связью планируется, как и на первом этапе, осуществлять с помощью двух существующих миниАТС, которые являются выносом узловой АТС DX220 и используют её номерную ёмкость.

Обе миниАТС связаны с узловой АТС по протоколу PRI с использованием маршрутизаторов Cisco. С введением наземного канала планируется расширение канала для передачи телефонного трафика, с улучшением качества как голосовой, так и факсимильной связи.

Безопасность передачи данных обеспечивается применением комплексов ФПСУ-IP и собственного шифрования, встроенного в оборудование.

Развитие инфраструктуры сети на территории промысла.

Инфраструктура сети, рассматриваемая в этом проекте, включает в себя



как проводные сети, так и беспроводные сети стандартов 802.16 (WiMax) и 802.11 (Wi-Fi)

На данном рисунке видно, что сеть содержит в себе следующие элементы:

- Базовые станции WiMax. Располагаются на радиомачтах и являются основным источником сигнала.

- Абонентские станции, принимающие данные из сети WiMax с помощью выносной антенны и передающие его с помощью сетей Wi-Fi и кабельных сетей на конечные устройства – компьютеры.

- Мобильные модемы WiMax, Wi-Fi (PC CARD2, USB), позволяющие работнику работать с сетью, находясь в любой точке промысла, покрытой сетью (например, у скважины, работая через автомобильную абонентскую станцию).

- Сервер управления и Front-end сервер, обеспечивающие возможность администрирования беспроводной сети для соответствия стандарту «архитектуры безопасности инфраструктуры» (АБИ).

Покрытие беспроводной сети составит около 70% территории промысла с возможностью дальнейшего расширения.

Безопасность соединений обеспечивается применением протоколов WPA1 и WPA2 и методы шифрования AES, DES, 3DES с длиной ключа от 128 бит. Для доступа к ресурсам сети используется Front-end сервер, находящийся во внутренней демилитаризованной зоне.

Создание системы VPN-доступа к сети.

Позволяет повысить оперативность доступа к информации.

VPN-соединение представляет собой технологию, при которой весь трафик идущий от абонента (ФПСУ-IP/клиент) до VPN-сервера (ФПСУ-IP) шифруется, создавая туннель точка-точка в сети Интернет. При этом пользователь получает доступ к своей сети и своему адресному пространству.

Поскольку данные проходят по незащищенному каналу (сети Интернет) требуется очень высокая степень безопасности, исключая несанкционированный доступ. Безопасность в рамках проекта обеспечивается на четырех уровнях:

- Шифрование VPN канала средствами VPN-сервера и VPN-клиента.
- Использование аппаратных USB-ключей доступа VPN-key.
- Использование парольной защиты сервера Windows Active Directory.
- Использование Front-end сервера для доступа к ресурсам сети.

Уровень безопасности соответствует стандартам компании ЛУКОЙЛ.

3. Результаты внедрения проекта.

Внедрение проекта приведет к выполнению всех поставленных задач:

- Построение в кратчайшие сроки высокоэффективной инфраструктуры Сети.
- Повышение качества и количества услуг, предоставляемых заказчику.
- Создание фундамента для дальнейшего развития.



Внедрение проекта позволит заказчику расширить спектр используемых услуг и повысить эффективность своей работы.

Повышение качества и увеличение количества услуг, предоставляемых заказчику, позволит ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» получать прямую прибыль, что подтверждают расчеты экономической эффективности проекта.

Спроектированный канал связи будет востребован сотовыми операторами, что позволит получать дополнительную прибыль.

Таблица 1.

Экономические показатели проекта

№ п.п	Наименование показателя	Ед.изм	Значение показателя
1	Капитальные вложения	Руб	9 596 420.80
2	Затраты на разработку проекта	Руб	274 019.51
3	Чистый доход	Руб	6 172 271
4	Коэффициент экономической эффективности капитальных вложений		0.6
5	Чистый дисконтированный доход	Руб	101 533 857.95
6	Срок окупаемости капитальных вложений	г	1.6

Разработка и внедрение данного проекта принесет чистый доход 6 172 271 рублей при дополнительных капиталовложениях 9 596 420.80 рублей и затратах на разработку 274 019.51 рублей. Срок окупаемости проекта составит 1.6 года, что свидетельствует об эффективности внедрения проекта.

Создание современной инфраструктуры сети позволит в будущем минимизировать расходы на ее расширение.

Наш проект не требует установки сооружений, наносящих ущерб экологии, что позволяет говорить об его высокой экологической безопасности.

Предложенные решения характеризуются высокой степенью универсальности и могут быть внедрены на любом производственном объекте НК «ЛУКОЙЛ».

В целом, с внедрением проекта достигается главная цель – развертывание на месторождении высокоэффективной инфраструктуры передачи данных с использованием современных информационных технологий.



ГИБКАЯ РЕСУРСОСБЕРЕГАЮЩАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ НЕФТИ И ГАЗОВОГО КОНДЕНСАТА НА МАЛОГАБАРИТНЫХ УСТАНОВКАХ

А.В.Журбин

Астраханский ГПЗ ООО «Газпром добыча Астрахань»

В России ежегодно добывается около 28 млн. т газового конденсата, который активно вовлекается в совместную переработку с нефтью. Технология разделения практически не учитывает специфичность фракционного состава и физико-химических свойств конденсата и построена на принципах перегонки нефтей, что не позволяет полностью использовать потенциал сырья.

Нами разработан способ оптимизации первичной перегонки газового конденсата по одноклонной схеме, на который получен патент РФ № 2300550. Способ заключается в определении оптимальных параметров технологического режима сложной ректификационной колонны непосредственно в условиях производства. По данным работы отдельных секций сложной колонны вычисляются оптимальные параметры ректификации – минимальные и оптимальные флегмовые числа R_{\min} и $R_{\text{опт}}$ и числа теоретических тарелок N_{\min} , N_T и $N_{\text{опт}}$. Расчетные оптимальные флегмовые числа $R_{\text{опт}}$ и числа теоретических тарелок $N_{\text{опт}}$, как правило, отличаются от рабочих R и N . На практике это различие можно компенсировать изменением рабочих параметров путем выбора тарелок отбора целевых фракций в зависимости от количества флегмы, поступающей на орошение конкретной секции. Оно определяется для секций с острым и циркуляционным орошением по различным формулам. Предлагаемый метод расчета может быть рекомендован для проектирования и анализа работы сложных ректификационных колонн, разделяющих газовый конденсат, нефть и нефтегазоконденсатные смеси.

В настоящее время на добывающих предприятиях российского ТЭК эксплуатируют значительное число малогабаритных установок (мини-заводов) для первичной перегонки углеводородного сырья. Они характеризуются относительно низкой себестоимостью моторных и котельных топлив, качество которых отвечает требованиям ГОСТ или ТУ, и малыми сроками окупаемости капитальных вложений (1,5–2 года). Действующие малогабаритные установки имеют производительность по сырью 5–300 тысяч тонн в год и часто перерабатывают газовый конденсат и его смеси с нефтью с концом кипения до 360°C высокотемпературным способом, что имеет следующие недостатки:

– перегонка сырья осуществляется после нагрева в печи до 300–320°C. Это вызывает необходимость вывода избытка тепла из ректификационной колонны промежуточным циркулирующим орошением и усложняет схему установки;

– на одну тонну сырья расходуется 0,015–0,03 тонны высокопотенциального печного топлива. Головной погон ректификационной колонны не участвует в рекуперации тепла потоком сырья, а конденсируется и охлаждается воздухом;



– велики выбросы дымовых газов в атмосферу, а огневой подогрев сырья при этом способе снижает пожаробезопасность установки.

В связи с этим нами разработан и обоснован низкотемпературный способ перегонки газового конденсата с концом кипения $\leq 360^\circ\text{C}$, на который получен патент РФ № 2273655. В соответствии с ним газовый конденсат в зависимости от режима работы установки нагревают в пароподогревателе водяным паром до температуры $140\text{--}180^\circ\text{C}$ и в парожидкостном виде подают в ректификационную и отпарную колонны для разделения на топливные фракции, паровой отгон и остаток. Паровой отгон отпарной колонны смешивают с парами бензиновой фракции – головного погона ректификационной колонны и конденсируют. Часть потока смеси подают в качестве острого орошения ректификационной колонны, а избыток направляют на блок компаундирования для производства товарного автобензина. Часть остатка ректификационной колонны нагревают в пароподогревателе водяным паром до температуры, обусловленной тепловым балансом ректификационной колонны, и в качестве горячей струи подводят в куб колонны в количестве, определяемом по формуле:

$$G_{г.стр.} = \frac{Q_2 - Q_1}{q_1 - q_2}$$

$G_{г.стр.}$ – количество потока горячей струи, кг/ч;

Q_1 и Q_2 – приход и расход тепла ректификационной колонны, кДж/ч;

q_1 и q_2 – энтальпии потока горячей струи на выходе и входе из колонны, кДж/кг.

Температура куба ректификационной колонны при этом поддерживается на 20°C выше по сравнению с эвапорационной частью ректификационной колонны.

На рисунке 1 приведена принципиальная схема реализации способа.

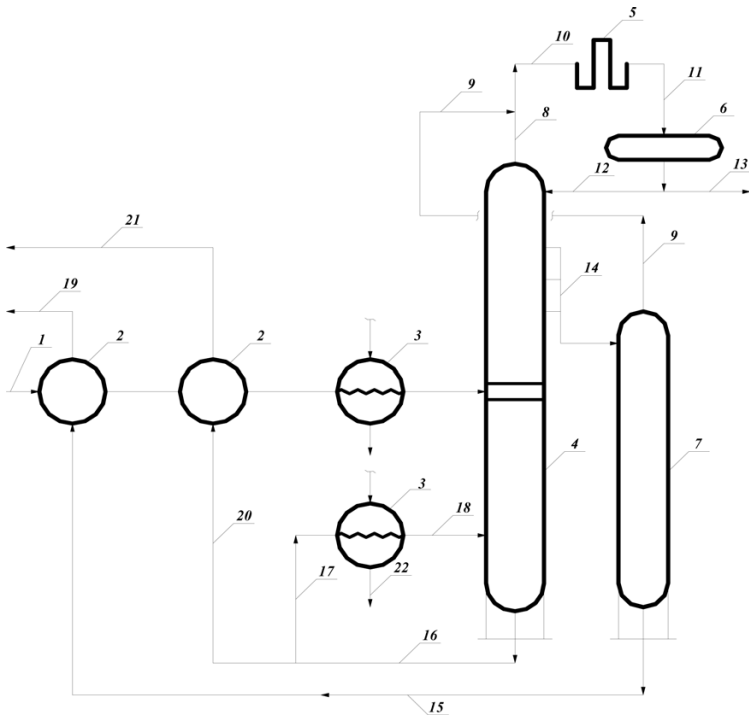


Рисунок 1 – Принципиальная схема ректификации газового конденсата низкотемпературным способом

1 - сырье, 2 - теплообменники, 3 - пароподогреватели, 4 - ректификационная колонна, 5 - конденсатор-холодильник, 6 - рефлюксная ёмкость, 7 - отпарная колонна, 8 - головной погон ректификационной колонны, 9 - отгон отпарной колонны, 10 - смесь паров бензиновых фракций на конденсацию, 11 - поток конденсата бензиновых фракций в рефлюксную ёмкость, 12 - поток острого орошения ректификационной колонны, 13 - поток избытка смеси бензиновых фракций на компаундирование, 14 - поток флегмы бокового погона фракции дизельного топлива, 15 - поток фракции дизельного топлива на регенерацию тепла, 16 - поток котельного топлива на регенерацию тепла, 17, 18 - поток горячей струи ректификационной колонны, 19 - товарное дизельное топливо с установки, 20 - избыток котельного топлива на регенерацию тепла, 21 - избыток товарного котельного топлива с установки, 22 - поток водяного пара

В соответствии с этой схемой производство топливных фракций осуществляется низкотемпературным способом по технологии сообщающихся сосудов, которая позволяет снизить давление в ректификационной и отпарной колоннах и повысить чёткость погоноразделения газового конденсата на целевые фракции. Использование для нагрева водяного пара обеспечивает высокую огнестойкость установки, а умеренный температурный режим улуч-



шает экологические характеристики за счет сокращения расхода топлива и выбросов в атмосферу.

В связи с развитием переработки газового конденсата, нефти и их смесей на малогабаритных установках в местах добычи углеводородного сырья актуальность приобрела разработка достаточно точных расчетных методов оценки свойств продуктов, лабораторные способы определения которых трудоемки и требуют специальных установок и приборов. Так, в литературе имеется довольно много формул для расчета октанового числа бензиновых фракций, полученных при перегонке нефтей различного состава по легко определяемым физико-химическим характеристикам. Для определения октанового числа прямогонных бензиновых фракций нефтей с концом кипения до 200°C по известной их плотности рекомендуются уравнения 1 и 2:

$$ОЧ = -140 + 246,9 \cdot \rho_4^{20} \quad (1)$$

$$ОЧ = 250 - 281 \cdot \rho_4^{20} \quad (\text{уравнение БАШНИИ НП}) \quad (2)$$

Для определения октанового числа бензиновых фракций нефти в зависимости от их группового углеводородного состава предложены уравнения 3 и 4:

$$ОЧ = 75,9 - 0,51 \cdot П = 31,7 + 0,49 \cdot Н = 39,8 + 0,39 \cdot А \quad (3)$$

$$ОЧ = 100 \cdot А + 70 \cdot Н + 50 \cdot ИП - 12 \cdot НП \quad (4)$$

ρ_4^{20} – относительная плотность фракции;

А, Н, П, ИП, НП – содержание аренов, нафтенов, алканов, изо- и н-алканов,

соответственно, % масс.

Для бензиновых фракций с октановым числом больше 62 рекомендуется уравнение 5, по которому ОЧ определяется в зависимости от плотности бензина и температуры выкипания 10 и 90% об.:

$$ОЧ = 1020 - 64,86 \left[4 \lg \left(\frac{141,5}{\rho_{15}^{15}} - 131,5 \right) + 2 \lg \left(\frac{9}{5} t_{10\%} + 32 \right) + 1,3 \lg \left(\frac{9}{5} t_{90\%} + 32 \right) \right] \quad (5)$$

На основе различных физико-химических характеристик (плотность, фракционный и групповой углеводородный состав) по известным уравнениям 1–5 проведены расчёты детонационной стойкости прямогонных бензиновых фракций от н.к.–85°C до н.к.–180°C газового конденсата. Сопоставление октановых чисел, определённых экспериментальным (моторным) и расчётными методами, показало, что известные уравнения 1–5 для определения октановых чисел прямогонных бензиновых фракций нефти не могут быть рекомендованы для определения октановых чисел прямогонных бензиновых



фракций газового конденсата, так как разница между экспериментальными и расчётными данными велика. Нами предложена формула для определения ОЧММ узких бензиновых фракций конденсата:

$$ОЧ = 100 - K \left(\frac{t_{am}}{\rho_4^{20}} \right) + \delta - \alpha^{ГОСТ} \quad (6)$$

ρ_4^{20} – относительная плотность фракции;

t_{am} – анилиновая точка, °С;

δ – коэффициент испаряемости бензиновой фракции, равный

$$\frac{t_{10\%} + t_{50\%} + t_{90\%}}{100} ;$$

$\alpha^{ГОСТ}$ – наклон кривой разгонки бензина, равный $\frac{t_{90} - t_{10}}{80}$;

$K = 0,5-0,55$ – эмпирический коэффициент, зависящий от температуры выкипания прямогонной бензиновой фракции конденсата.

Уравнение справедливо при условии: $\frac{t_{KK}}{t_{10\%}} \cdot \alpha^{ГОСТ} > 2,5$.

Погрешность расчетов ОЧММ по сравнению с экспериментальным определением незначительна и составляет 1÷2,7% отн., что иллюстрирует рисунок 2.

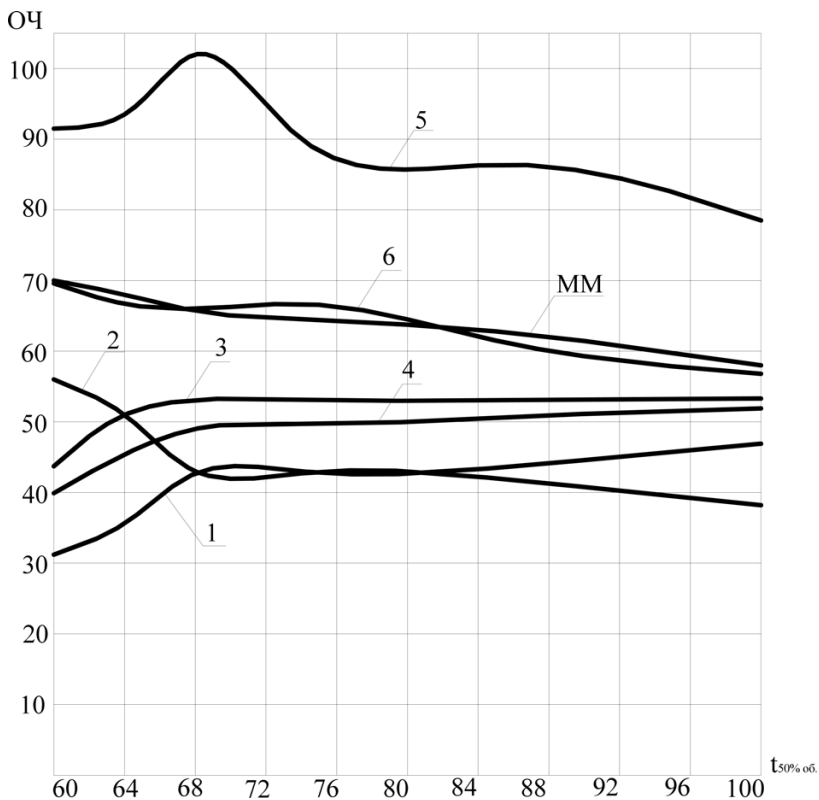


Рисунок 2 – Характеристика детонационной стойкости прямогонных бензиновых фракций конденсата

MM – октановое число, определенное экспериментальным путем;
1, 2, 3, 4, 5, 6 – расчетные октановые числа по уравнениям 1–6

Разработан метод выбора прямогонных бензиновых фракций для компаундирования с целью получения товарного бензина, на который подана заявка и получен патент РФ № 2273657.

Результаты работы в целом можно охарактеризовать как гибкую ресурсосберегающую технологию переработки нефти, газового конденсата и их смесей низкотемпературным способом, пригодную для реализации на малогабаритных установках (мини-заводах). Для обоснования целесообразности ее реализации проведено сопоставление эффективности фракционирования стабильного газового конденсата валанжинской залежи и нефтегазоконденсатной смеси высоко- и низкотемпературными способами на установках УПКМ–50 и УПКМ–30. Рассчитаны материальные и тепловые балансы, флегмовые числа, гидродинамические характеристики колонн, показатели систем теплообмена



установок при одинаковой производительности 50 тыс. т/год. Показано, что при низкотемпературном способе перегонки в ректификационную колонну поступает с сырьем и горячей струей тепло в количестве 5,523 млн. кДж/час. При высокотемпературном способе перегонки количество тепла, поступающего в ректификационную колонну, с учётом регенерации его избытка потоком ПЦО составляет 7,573 млн. кДж/час, что на 37% больше по сравнению с низкотемпературным способом. Гидродинамические характеристики работы ректификационных колонн показывают, что фракционирование сырья идет в оптимальных условиях. Паровая нагрузка в верхней части колонн составляет 84–91% от допустимой. В случае рекуперации на установке УПКМ тепла головного погона обе установки будут иметь коэффициент регенерации тепла 66,2–67,6%, низкий расход топлива 0,01–0,013 т/т. Однако переработка нефтегазоконденсатной смеси на установке УПКМ низкотемпературным способом обуславливает более низкий расход топлива, высокую рентабельность, экологичность и пожаробезопасность по сравнению с установкой УПКМ.

На основе установленных закономерностей и защищенных патентами решений на малогабаритной установке можно получить полный ассортимент моторных топлив и целевых фракций для нефтехимии. Технология не имеет типовых аналогов и обеспечивает: работу установки в широком диапазоне производительности; переработку углеводородного сырья любого состава (газового конденсата, нефти, их смеси); работу атмосферной ректификационной колонны с более широким ассортиментом отбора целевых фракций; максимальное использование тепла регенерации отходящих потоков ($K_p=70\%$ против менее 50% в существующих проектах), что значительно снижает необходимую тепловую мощность трубчатой печи и затраты на топливо; оперативный переход с одного режима на другой с целью изменения ассортимента и качества выпускаемой продукции; возможность привязки установки в любом регионе.

Нами разработан технический проект малогабаритной установки производительностью 300 тыс. т/год по сырью. Обоснован состав автономного предприятия, предложена технологическая схема установки, рассчитан ее материальный баланс и расходные показатели. Рассчитано основное технологическое оборудование, разработаны технические решения по автоматизации процесса, снабжению энергоресурсами, охране окружающей среды, технике безопасности. Показана высокая эффективность инвестиций в строительство. При сметной стоимости строительства 245,6 млн. рублей (с НДС) чистая текущая стоимость проекта (NPV) при ставке дисконтирования 12% составляет 241,1 млн. рублей, внутренняя норма прибыли (IRR) – 62,8%. Срок окупаемости капитальных вложений составит 1,7 года (2,3 года с учетом уценки денежных средств), ежегодная чистая прибыль после выхода установки на проектную производительность – 157,4 млн. рублей в год. Проведенная работа может служить базой для выполнения рабочего проекта и строительства установки по переработке газового конденсата или нефтегазоконденсатной смеси низкотемпературным способом.



ПРОГРАММНО-АЛГОРИТМИЧЕСКИЙ КОМПЛЕКС ДЕТАЛЬНОГО МОДЕЛИРОВАНИЯ РЕЗЕРВУАРОВ УГЛЕВОДОРОДОВ «ГЕОМОД»

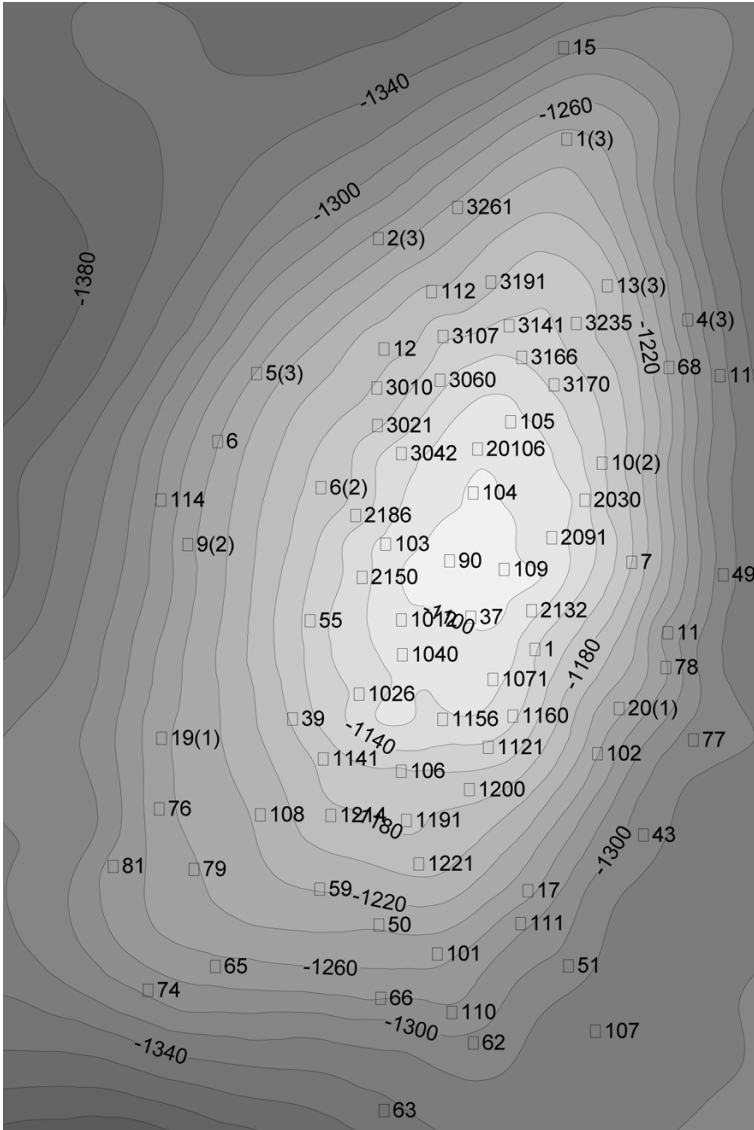
С.А.Иванов

ООО «Газпромгеофизика»

Комплекс «Геомод» позволяет строить модели четырех типов:

1. каркасная;
2. детальная (литологическая);
3. детальная (параметрическая);
4. флюидальная

Исходными данными для построения модели являются результаты интерпретации данных ГИС, сейсморазведки и карты опорных горизонтов. Первым этапом моделирования является построение каркасной модели, представляющую собой совокупность поверхностей стратиграфических границ пластов – кровель и подошв.

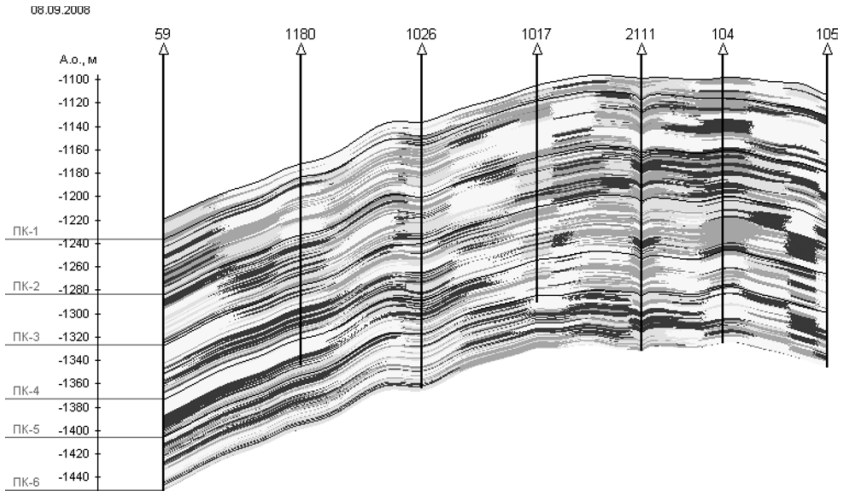


Карта кровли

Каркасная модель является основой для построения детальной модели. Детальная литологическая модель представляет собой трехмерный куб с постоянным шагом между узлами сетки по горизонтали и с переменным шагом по

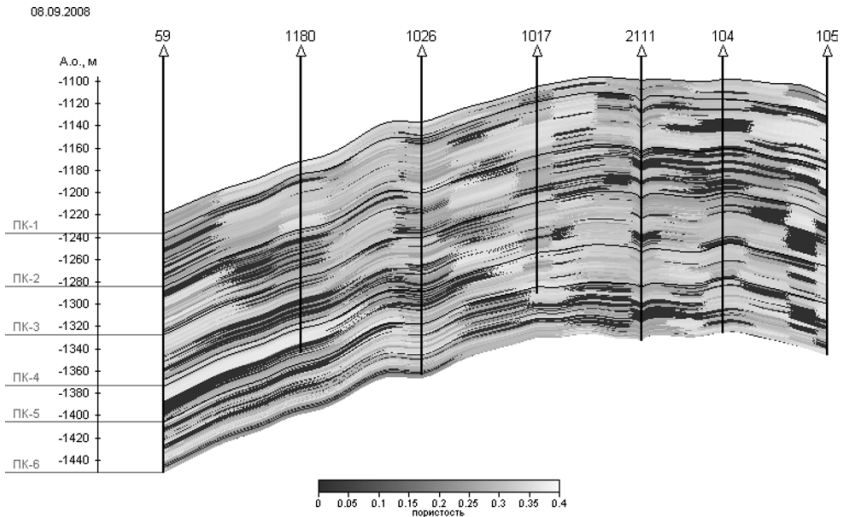


вертикали, в котором каждая ячейка характеризуется литотипом. Исходными данными для построения детальной модели являются попластовые разбивки по скважинам, по которым выполняется пространственная автоматическая корреляции и расчет карт пропластков. Карты пропластков рассчитываются, исходя из согласного залегания пластов, но также могут учитываться поверхность дневного рельефа, размывы и т.п.



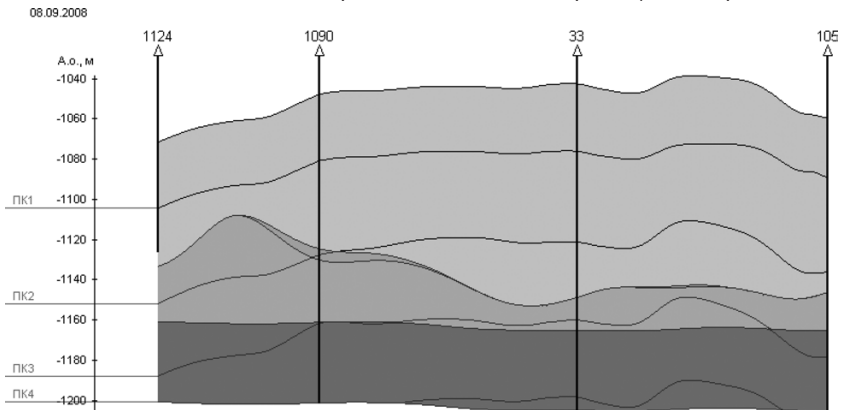
Детальный профиль

На основе детальной литологической модели строится модель параметров: пористость, песчаность. Параметрическая модель необходима при оперативном подсчете запасов. Подсчет можно производить в произвольных границах: пласт, залежь, зона обводнения, границы тектонических блоков, категорий запасов, а также в породах различных типов или в ограниченном диапазоне коллекторских свойств. Вместе с основными подсчетными параметрами могут быть получены карты обших и эффективных толщин, карты пористости, песчаности, объемов открытых пор и т.д.



Параметрический профиль (Кп)

Флюидальная модель представляет собой совокупность поверхностей ГVK/ВНК на различные периоды времени. Для расчета поверхности контакта существует два алгоритма. Первый – расчет по плоскости, используется чаще всего при построении карты начального контакта, второй – расчет по карте-аналогу, применяется для расчета текущего контакта, где в качестве аналога может быть использована поверхность контакта за предыдущий период.



Профиль с контактами

Комплекс позволяет визуализировать различные данные по скважине (конструкция, данные ГИС-контроля, попластовые разбивки) совместно с данными из геомодели, в виде схем вскрытия на профиле.

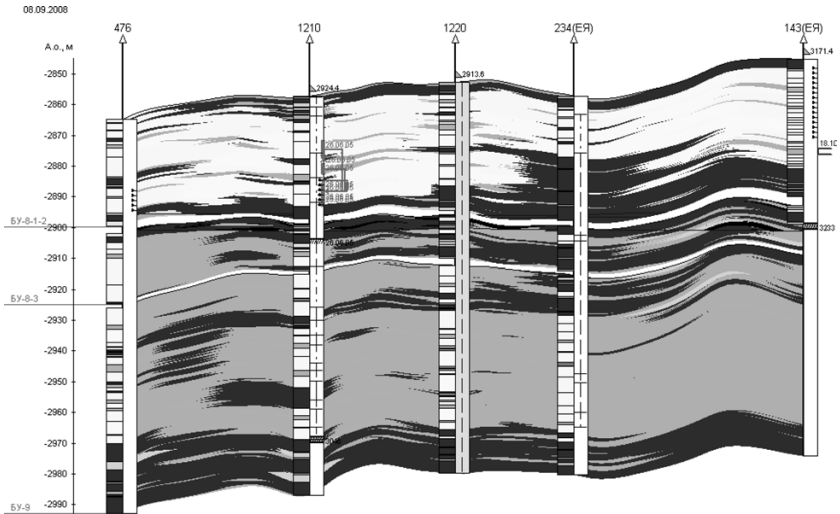
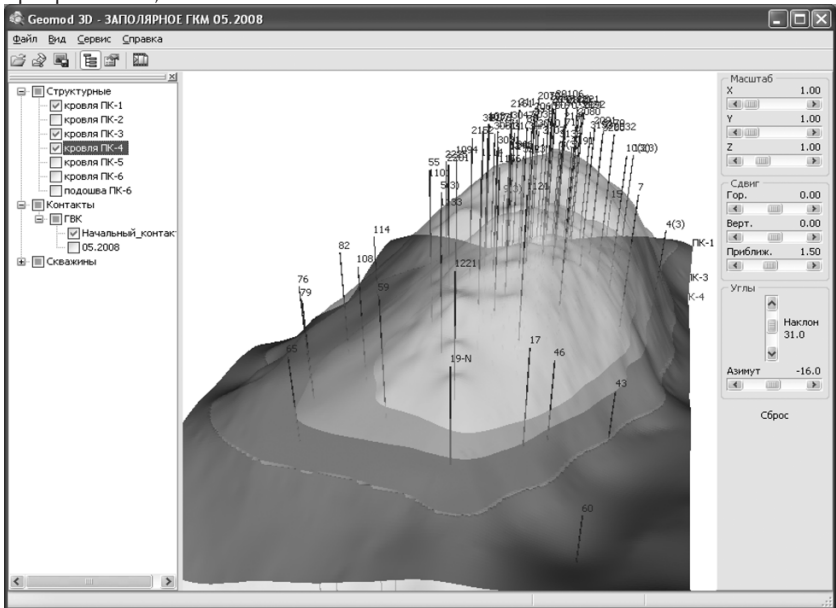


Схема вскрытия на детальном профиле

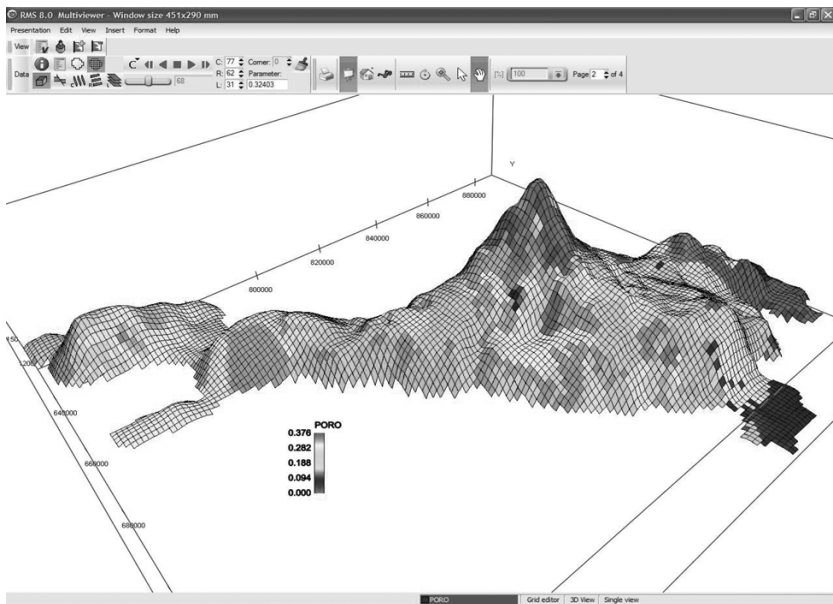
Результаты моделирования могут быть представлены в трехмерном виде. Для поверхностей имеется возможность выбирать цвет, изменять уровень прозрачности, использовать анимацию движения контактов.



Трехмерная визуализация



Для гидродинамического моделирования детальная модель может быть экспортирована в формате ECLIPSE (Schlumberger).



СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОЦЕССА АДСОРБЦИОННОЙ ОСУШКИ ОБЕССЕРЕННОГО ГАЗА

С.К.Искалиева

ООО «Газпром добыча Астрахань»

В связи с повышением требований к качеству товарного газа и для обеспечения его транспортировки в однофазном газообразном состоянии задача глубокой осушки обессеренного газа, добываемого и перерабатываемого на Астраханском газоконденсатном месторождении, является актуальной. Наличие избыточной влаги в технологических потоках часто приводит к ухудшению качества продукции, к отравлению катализаторов. Присутствие воды в системе усиливает коррозию оборудования, особенно при содержании в сырье кислых компонентов, также влага снижает калорийность горючих газов. Поэтому так важно извлекать влагу из природного газа даже на ранних стадиях переработки.

Процесс адсорбционной осушки природного газа, применяемый на установках осушки и отбензинивания газа (У-174/274) АГПЗ, предназначен для удаления воды, остаточных сернистых соединений и тяжелых углеводородов из обессеренного газа с целью достижения требуемых ГОСТом показателей



товарного газа.

Эффективность осушки зависит от нескольких факторов: от качества адсорбента, равномерности распределения газового потока по сечению адсорбера, термодинамических параметров адсорбции, состава, влажности и наличия примесей в осушаемом газе, степени регенерации адсорбента.

Целью работы является - совершенствование технологии процесса адсорбционной осушки газа за счет создания новых и оптимизации существующих схем процесса, конструктивного усовершенствования адсорбционных аппаратов, а также синтеза высокоэффективных адсорбентов нового поколения.

Было проведено обследование работы блока осушки установки 174/274, блока промывки обессеренного газа в колонне CO₂, исследовано влияние микроколичеств вспененного амина на адсорбционные свойства цеолита.

При вспенивании аминового раствора на установках сероочистки газа от кислых компонентов (У-172/272) некоторая часть пены увлекается потоком газа на установку осушки и отбензинивания газа, при промывке которого амины переходят в водную фазу. Часть аминов могут достигать цеолит, снижая его адсорбционную способность. Наличие амина и углеводов в порах адсорбента создает возможность для возникновения реакций образования уретанов и их полимеризации, и, следовательно, приводит к ухудшению адсорбционных свойств цеолита.

Были проведены исследования, позволяющие оценить потери ДЭА (диэтаноламина) и продукты деградации. Была собрана лабораторная установка, которая позволила оценить термическое разложение ДЭА. В результате проведенных опытов можно отметить, что потери ДЭА при t 100°C незначительны, а при t 150°-165° С потери значительны. При нагревании раствора ДЭА в течение 3 часов при температуре 160°-170°C отмечается значительное изменение концентрации ДЭА и вероятное образование продуктов деструкции. На основании проведенных лабораторных исследований и данных из литературных источников можно полагать, что на первой стадии карбонаты или карбаматы, образовавшиеся в результате взаимодействия CO₂ с аминами, превращаются в оксазолидон-2, который затем образует оксиэтилимидазолидон-2. Замещенный имидазолидон гидролизуеться до оксиэтилэтилендиамин. В растворах ДЭА оксазолидон при повышенных температурах может превратиться в другое термически стойкое соединение - оксиэтилпиперазин. Оксазолидон-2 может образовываться и при обычных температурах, если в газе имеется сероокись углерода. В итоге в результате термической деструкции ДЭА образуются сложные азотоорганические соединения.

Следующим этапом исследования было определение допустимой концентрации амина, сильнее всего снижающая свойства адсорбента. С этой целью определенные концентрации водного раствора ДЭА наносили на цеолит (0,024, 0,25, 0,5, 3, 5, 8, 12, 17% масс.), проводили регенерацию при постепенном подъеме температуры от 20 до 350°C в течение трех часов с поддержанием регенерирующей температуры 3 часа.



Затем были определены следующие физико-химические характеристики: насыпная плотность, массовая доля потерь при прокаливании, прочность на истирание, механическая прочность на раздавливание, массовая доля крошки и пыли, динамическая емкость по парам воды.

В результате, повышение концентрации амина привело к увеличению механической прочности на раздавливание, уменьшились ППП и истираемость гранул и, в целом, уменьшилась динамическая емкость по парам воды. При содержании в цеолите ДЭА более 10% масс., динамическая активность цеолита снижается. Блокировка активных центров углеродистыми отложениями, образующимися на стадии регенерации за счет разложения аминов, являются причиной быстрого снижения емкости цеолитов.

Это можно объяснить следующим: в процессе регенерации адсорбента амины разлагаются до аммиака и углеводородного остатка, оседают в порах цеолита, уменьшают объем пор и блокируют входные окна в адсорбционные полости. Это приводит, с одной стороны, к стабилизации структуры цеолита (гранулы более прочные, что подтверждается данными), но, с другой стороны, приводят к дезактивации и закоксовыванию цеолита (это подтверждают данные динамической емкости по парам воды).

Из режимных листов параметров работы установки видно, что зависимость температуры точки росы от расхода газа обратнопропорциональная: чем больше расход газа, тем ниже точка росы. Состав газа регенерации указывает на неполную десорбцию цеолита, что объясняется присутствием метил, этил – меркаптанов в газах охлаждения и регенерации. Ступенчатое прокалывание цеолита в лабораторных условиях показало, что количество углеродистых отложений, выгорающих между 500 и 800° С составляет для неотрегенированного отработанного цеолита около 3,6%, что свидетельствует о его способности к регенерации.

Для изучения работы адсорбера во время планового ремонта установки были отобраны пробы отработанного цеолита. В Центральной заводской лаборатории – отдел технического контроля (ЦЗА-ОТК) АГПЗ был проведен цикл анализов и определены следующие характеристики отработанного адсорбента: насыпная плотность, массовая доля потерь при прокаливании, адсорбционная способность при 50% и 10% относительной влажности, прочность на истирание, механическая прочность на раздавливание, массовая доля крошки и пыли. Как известно, все эти характеристики взаимосвязаны, т.е. прирост насыпной плотности может быть вызван увеличением массовой доли крошки и пыли, а снижение адсорбционной способности – уменьшением объема пор. Измельчение гранул ведет к разрушению как макро-, так и микроструктуры и росту показателя ППП. Таким образом, по изменению характеристик цеолита можно составить общую картину состояния и работы цеолита в адсорбере.

Проведенные анализы показали, что изменения, произошедшие за время эксплуатации данного адсорбента, неравномерны. В каждом исследуемом слое имеются как зоны минимальных и максимальных значений показателей



качества цеолитов, так и зоны с неповрежденным цеолитом. Это свидетельствует о неравномерном прохождении газа по объёму цеолита, а также о наличии так называемых «мертвых зон». Вследствие этого эффективность осушки снижается, а сам адсорбент вырабатывается неодинаково, но цеолит всё же сохраняет свои эксплуатационные свойства.

На основе выполненных анализов имеется возможность смоделировать наиболее вероятное движение газа через исследуемые слои.

Повышение эффективности работы адсорбционных аппаратов может быть достигнуто за счет выравнивания газового потока (т.е. внедрение распределительного устройства) и за счет применения более эффективных адсорбентов.

На исследуемой установке распределение газового потока осуществляется с помощью распределительного устройства, установленного в верхней части адсорбера, представляющего собой поперечную по отношению к потоку перегородку, с помощью которой поток направляется от центра к периферии. Эта конструкция предназначена для предотвращения разрушения гранул адсорбента в центре верхнего слоя, однако она способствует образованию вихревого движения потока, что, в свою очередь, приводит к образованию неравномерного движения газа при прохождении его через слой адсорбента.

В результате анализа отечественной и зарубежной патентной и научно-технической литературы были изучены современные направления процесса адсорбционной осушки газа и подбор распределительного устройства.

При подборе распределительного устройства для адсорбера были определены следующие критерии:

- Равномерность распределения газового потока по поперечному сечению адсорбера.
- Возможность прохождения газа в двух направлениях (адсорбция, регенерация).
- Небольшой гидравлический перепад, создаваемый в аппарате в связи с установкой выбранного распределительного устройства.
- Простота изготовления и монтажа.

В процессе проведенного патентно-информационного поиска не найдено распределительного устройства, полностью отвечающего перечисленным требованиям. Поэтому была осуществлена разработка конструкции распределительного устройства для адсорбера установки блока осушки, соответствующего всем критериям.

Для выравнивания газового потока подобрано и рассчитано каскадное распределительное устройство, основными критериями которого определены следующие: равномерность распределения газового потока по поперечному сечению адсорбера, возможность прохождения газа в двух направлениях, небольшой гидравлический перепад, создаваемый в аппарате в связи с установкой выбранного распределительного устройства, простота изготовления и монтажа.

Предлагаемое распределительное устройство состоит из трех металли-



ческих колец, последовательно расположенных по ходу осушаемого газа на определенном расстоянии друг от друга. Кольца имеют разные внутренние диаметры, позволяющие отсекают по 1/3 потока газа и направлять его перпендикулярно оси устройства во внешнюю зону. Таким образом, отсекаемый газ проходит над верхним кольцом (1/3 потока), между верхним и средним кольцом (1/3 потока), и между средним и нижним кольцом (1/3 потока). Для изучения эффективности адсорбционного процесса была создана установка, позволяющая оценить эффективность распределительного устройства. Устройство установки позволяет загружать различные адсорбенты для изучения их эффективности.

Среди адсорбентов нового поколения с улучшенными свойствами привлекают внимание высокопористые керамические ячеистые материалы (ВПЯМ), отличительной особенностью которых является открытая пористая структура с изменяемым диапазоном размеров пор, высокая микропористость, хорошая прочность на сжатие, способные выдерживать высокие температуры и наличие агрессивных сред, возможность изготовления любой формы и размеров. Проведены предварительные лабораторные испытания новых ячеистых адсорбентов, которые показали перспективность их применения для осушки природного обессеренного газа. Предполагается, что эффективность работы высокопористых ячеистых адсорбентов будет высокой, и, учитывая его саморегенеративную способность возможно использование адсорбента с наименьшими экономическими затратами.

В целях защиты цеолита от залповых выносов вспененного аминового шлама предполагается в адсорбере установить защитный лобовой слой из оксида алюминия (Шелковского завода катализаторов). Были испытаны данные адсорбенты на адсорбционную емкость.

Повышение эффективности адсорбционных аппаратов может быть достигнуто за счет:

- равномерного распределения газового потока (изменение конструкции распределительного устройства);

- увеличения подачи деминерализованной воды в колонне промывки CO_2 ;

- определения допустимой концентрации амина в воде промывки;

- использования фильтра из ВПЯМ, позволяющий отбирать продукты деградации ДЭА, механические примеси;

- снижения скорости нагрева цеолита в период десорбции;

- за счет применения более эффективных адсорбентов.

В ЦЗЛ-ОТК Астраханского газоперерабатывающего завода на пилотной установке проводятся лабораторные испытания по внедрению распределительного устройства, также исследуются высокопористые материалы с различными активными носителями.

Адсорбционные аппараты с неподвижным или движущимся слоем адсорбента отличаются большим разнообразием конструкций. Самым простым и распространенным адсорбционным аппаратом является аппарат со стационарным слоем адсорбента. Эффективность работы адсорбера зависит от



равномерности распределения потока фильтрующегося сырья по поперечному сечению аппарата. Для выравнивания потока в верхней части аппарата устанавливают специальное распределительное устройство. В аппаратах, где отсутствует распределительное устройство либо оно в недостаточной степени выполняет свою функцию, фильтрующаяся среда, в основном, проходит через слой твердого вещества вблизи центральной оси аппарата. Для достижения наилучших эксплуатационных характеристик этого процесса важно, чтобы основная среда проходила через адсорбент в соответствии с режимом протекания, т.е. имела состав и фронт потока, которые были бы как можно более однородными во всех точках поверхности слоя адсорбента.

Известно несколько типов распределительных устройств для многослойных каталитических реакторов с нисходящим потоком. Один пример показан в патенте США №4836989, в котором распределительное устройство включает коллекторную тарелку, расположенную ниже слоя катализатора, и распределительную тарелку, смонтированную под коллекторной тарелкой. Распределительная тарелка наполняется через водосливы, которые обеспечивают несколько проходов для жидкости, собранной на коллекторной тарелке, а также между распределительной тарелкой и каталитическим слоем подается охлаждающий газ. Водосливы имеют выходы ниже коллекторной тарелки, которые распространяются в стороны и тангенциально в кольцевую смешительную камеру, расположенную под коллекторной тарелкой.

Другой тип распределительного устройства, как показано в патенте США №4960571, включает коллекторную пластину, имеющую центральное отверстие. Охлаждающая смешительная зона расположена под коллекторной пластиной, в которой расположена вторая пластина, имеющая отверстия, расположенные в ее внешней кольцевой части, причем кольцевая часть расположена радиально наружу от центрального отверстия коллекторной пластины. К кольцевой части примыкают дефлекторы, расположенные под тангенциальными углами концентрическими кольцами для образования вихрей течения жидкости и газа, текущих по кольцевой части.

Учеными также был предложен адсорбер, позволяющий повысить эффективность процесса адсорбции, а также снизить энергозатраты и материалоемкость. Более полному использованию адсорбента способствуют такие конструктивные признаки, как выполнение перфорированного короба сужающимся книзу, наличие перфорации на переходнике, соединяющем короб с патрубком вывода потока, и выполнение перегородок, ограничивающих слои адсорбента. Перегородки выполнены так же, как и разделяющих в виде жалюзийных элементов, причём в перегородках, разделяющих слои адсорбента, на линии сгиба жалюзийных элементов имеются отверстия.

В качестве распределителей пара и жидкости применяют перфорированные трубы, конструктивно выполненные в виде коллектора. Основным их недостатком является, то, что они склонны к засорению, и поэтому применяются только на чистых продуктах. Кроме того, трубчатые распределители работают равномерно лишь тогда, когда для заданного хода и напора пара или



жидкости правильно выбрана площадь перфорации. При конструировании распределителей количество орошающих точек принимается в соответствии с расчетом или в зависимости от диаметра аппарата.

Также для равномерного распределения сырьевого потока используются тарельчатые разбрызгиватели.

Отражательные распределители применяются как для парового, так и для жидкостного потоков. Они отличаются простой конструкцией и высокой производительностью, мало засоряются и обеспечивают равномерное распределение потока даже в аппаратах сравнительно большого диаметра. Ширина кольцевых каналов в распределителе должна быть равной 8-10 мм.

Области применения предлагаемых разработок.

Распределительное устройство сырьевого потока может применяться в любых аппаратах со стационарной загрузкой зернистого слоя, в адсорбционных аппаратах с неподвижным или движущим слоем адсорбента, для многослойных каталитических реакторов.

ПОВЫШЕНИЕ КАЧЕСТВА ПРОМЫВКИ ПРОТОЧНОЙ ЧАСТИ ОСЕВОГО КОМПРЕССОРА ГТУ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПАРА

А.С.Кайдаш

ОАО «Газпром трансгаз Югорск» Лонг-Юганское ЛПУМГ

Многолетний опыт эксплуатации ГТУ на МГ свидетельствует о том, что лопатки ОК и ,особенно газовой турбины, работающие при высоких температурах и относительно высоких давлениях рабочего тела, испытывают большие тепловые и динамические нагрузки, что приводит к их износу, потере первоначального профиля, прогарам и, как следствие, снижению относительных КПД и КПД установки в целом. Высокие температуры горения топлива в камерах сгорания, нередко приводят к короблению обечаек жаровой трубы, прогарам и выходу из строя камеры сгорания. Эти и другие причины ухудшения состояния элементов ГТУ в условиях эксплуатации вызывают необходимость восстановления его технического состояния.

Повышение эффективности работы ГПА с газотурбинным приводом, в принципе, может быть осуществлено различными способами и прежде всего:

- за счёт повышения относительного КПД ОК компрессора и газовой турбины при условии проведения качественного ремонта и обслуживания установленных на станции агрегатов;

- восстановление технического состояния ГТУ и ЦБН в целом;

- за счёт промывки проточной части осевого компрессора ГТУ.

Однако в процессе эксплуатации ГПА КС был определён ряд недостатков, связанный с промывкой и чистой газовоздушного тракта ГТУ, который с увеличением наработки ГПА становится более остро перед эксплуатирующим



персоналом КС и приводит к перерасходу дорогостоящих моющих средств, таких, как М-1, Т-950, Т-927 и т.п. и пускового газа.

Данная работа посвящена рассмотрению и решению недостатка, связанного с промывкой газовоздушного тракта ГТУ.

Для примера, целесообразно рассмотреть систему и принцип промывки проточной части ОК ГПА с авиационным двигателем, так как в ОАО «Газпром» 65% от всего парка ГПА с авиационным приводом.

Несмотря на существующую систему очистки циклового воздуха перед его поступлением на вход ОК, приводит к той или иной степени загрязнения ГВТ ГТУ, снижению численного значения относительного КПД компрессора и, как следствие, к снижению мощности и КПД всего агрегата.

Для поддержания технических параметров авиационного двигателя, через каждые 1500-3000 ч. работы ГПА проводятся регламентные работы, предусмотренные заводом-изготовителем, в которые включена промывка ГВТ ОК ГТУ на ходу или на холодной прокрутке.

Промывку ОК ГТУ целесообразно проводить на холодной прокрутке (ХП) газогенератора. Согласно инструкции по промывки ГВТ ГТУ на ХП, промывка состоит из трёх циклов по пять ХП (три ХП с подачей моющего раствора, затем два ХП с подачей дистиллированной воды).

На три цикла промывки необходимо 540 литров дистиллированной воды, 60 литров концентрата моющего раствора «Т-950», «Т-927» и т.п., заполняемых в промывочную машину, после чего по трубопроводам подаётся на форсунки промывочного корпуса.

Из опыта промывок ГВТ ОК ГТУ по методике завода-изготовителя данная методика эффективна в первый год эксплуатации ГТУ, так как двигатели новые и ГВТ ОК ГТУ не сильно загрязнено.

При дальнейшей эксплуатации ГПА с увеличением наработки двигателя ГВТ ГТУ постепенно загрязняется сильнее. Проводя промывки по методике, предложенной заводом-изготовителем, ГВТ ОК становится чистым на 45-60%, так как предложенная промывка не обеспечивает полной чистоты проточной части осевого компрессора.

В основном, грязь остаётся на спинке лопатки со стороны выходной кромки и у корня лопатки (основания). Для удаления грязи с проточной части осевого компрессора ГТУ приходится выполнять до шести циклов промывки – это приводит к чистоте ГВТ ГТУ на 70-80%.

Не полное удаление грязи с лопаток осевого компрессора не позволяет улучшить рабочие параметры ГТУ, которые хотелось бы получить при проведении шести циклов промывки и затрачивая на это 1080 литров дистиллированной воды, 120 литров концентрата моющего раствора «Т-950», «Т-927» и т.п.

Всё это приводит к перерасходу финансовых затрат, электроэнергии, пускового и топливного газа на собственные нужды и моющих растворов используемых для промывки ГВТ ГТУ, к снижению ресурса турбостартера, а также к нестабильной работе ГПА и КС в целом.



Для решения данной проблемы предлагается, наряду с имеющейся системой промывки ГВТ ОК ГТУ, совместно использовать пар. При использовании пара, промывки будут осуществляться за один цикл. Качество промывки достигнет 85-95% чистоты ГВТ ОК ГТУ, что приведёт к улучшению рабочих параметров двигателя, близких к номинальному значению, что в свою очередь приведёт к росту численного значения относительного КПД ОК, а также мощности и КПД агрегата в целом.

Данная система промывки ГВТ ОК ГТУ будет называться комбинированной промывкой ГВТ.

Рассмотрим пример алгоритма комбинированной промывки ГВТ ОК ГТУ для авиационного двигателя ПС-90ГП-2:

1. Выполнить демонтаж с корпуса промывки датчика П-116 и приёмника ДАД (94-01-8554). После установить на освободившиеся после снятия датчика и приёмника фланцы корпуса промывки специально изготовленный коллектор для промывки ГВТ паром от парогенератора.

2. Вход в ГВТ ГТУ глушится специальной заглушкой для обеспечения движения пара по ГВТ в одном направлении (в сторону выходного устройства ГТУ).

3. Нагнетается пар давлением $P = 5 - 8 \text{ кгс/см}^2$ и температурой $T = 120 - 150^\circ\text{C}$ в течение 15 – 30 минут (в зависимости от состояния ГВТ ГТУ).

4. Снять заглушку с входа ГТУ, сделать 1-2 ХП (в зависимости от состояния ГВТ ГТУ) с подачей моющего раствора (дистиллированная вода + «Т-950», «Т-927» и т.п.).

5. Вход в ГВТ ГТУ заглушить заглушкой, после чего пропарить проточную часть осевого компрессора в течение 30 – 50 мин.

6. Снять заглушку с входа ГТУ, сделать 1 – 2 ХП (в зависимости от состояния ГВТ ГТУ) с подачей пара в ГВТ ГТУ.

7. Выполнить 1 – 2 ХП с подачей дистиллированной воды, одновременно, контролируя прозрачность жидкости, сливаемой через дренажный штуцер в нижней точке корпуса отборов за IV ступенью осевого компрессора.

8. Если жидкость прозрачная, что свидетельствует о чистоте проточной части осевого компрессора, промывку можно закончить.

9. Цикл комбинированной промывки выполняется за 3-6 ХП (в зависимости от состояния проточной части осевого компрессора ГТУ). Расход концентрата моющего раствора «Т-950», «Т-927» и т.п. - 36 литров, дистиллированной воды 325 литров.

Для выработки пара для промывки ГВТ предлагается использовать парогенератор производства ООО Финансово-промышленная «КОСМО-НЕФТЬ-ГАЗ» город Воронеж.

Программа для определения параметром ГПА.

- Программа имеет наглядный интерфейс.
- Программа производит расчёт по газодинамическим характеристикам нагнетателя и позволяет определять:



- режим работы агрегатов;
- коммерческую производительность,
- мощность агрегата,
- к.п.д. нагнетателя,
- запас нагнетателя по пампажу,
- и ряд других расчётных показателей.

■ Программа также производит расчёт по методике ОАО «Авиадвигатель» и позволяет определять:

- мощность на валу силовой турбины,
- КПД двигателя ПС-90ГП-2,
- приведённый расход топливного газа.

■ Программа автоматически сохраняет данные в архив.

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 выполнении промывок ГВТ ОК АД по предложенной технологии в ООО «Газпром трансгаз Югорск» при среднем количестве промывок 1230 в год (количество промывок рассчитано 3 промывки на 410 ГПА), приведёт к экономии газа по:

- ✓ пусковому газу $\text{Эп.г.} = 3099600 \text{ м}^3$;
- ✓ импульсному газу $\text{Эи.г.} = 260 \text{ м}^3$;

Общая экономия газа составит величину равную $\text{Эобщ.} = \text{Эп.г.} + \text{Эи.г.} = 3\,099\,860 \text{ м}^3$. Для перевода полученной экономии газа в денежное соотношение целесообразно считать цену газа как среднюю для разных потребителей. Весь газ, поступающий в систему газопроводов ООО «Газпром трансгаз Югорск», примерно распределяется следующим образом (см. рис.).



Структура объёмов потребления газа.

Цены для этих групп потребителей периодически меняются и зависят от разных факторов. Экспортная цена газа, на сегодняшний день, колеблется в пределах 350 – 400 долларов США за тысячу м^3 , точная цена является коммерческой тайной ОАО «Газпром», поэтому данный расчёт проводится по нижнему пределу (350 \$ или по курсу ЦБ РФ на день расчётов (27руб.15коп.)



9 503 руб. за тысячу м³). Для российских потребителей цена газа составляет 2110 руб. за тысячу м³. Цена газа на собственные нужды составляет 1555 руб. за тысячу м³. Таким образом, средняя цена за газ составляет, руб. за тысячу м³:

$$\Pi_{\text{сред. за газ}} = 9503 * 0,56 + 2110 * 0,35 + 1237 * 0,09 = 6172 \text{ руб.}$$

В результате при полученной экономии газа 3 099 860 м³, экономия в денежном эквиваленте при средней цене $\Pi_{\text{сред. за газ}}$ составит величину равную 19 132 521 руб.

2. При подсчёте экономии концентрата моющего раствора «Т-950», «Т-927» и т.п. и дистиллированной воды при выполнении промывок ГВТ ОК ГТУ по предложенной технологии за год:

- ✓ концентрата моющего раствора $\Xi_{\text{Т-950}} = 105\,780$ литров;
- ✓ дистиллированной воды $\Xi_{\text{д.в.}} = 996\,600$ литров.

Полученную экономию концентрата моющего раствора «Т-950» и дистиллированной воды переведём в денежное соотношение при средней цене 300 руб. за один литр «Т-950», «Т-927» и т.п. и 10 руб за один литр дистиллированной воды. В результате получим:

За «Т-950» - 31 734 000 руб.

За дистиллированную воду – 9 966 000 руб.

3. Сумма общей экономии в денежном выражении от предложенной технологии промывки ГВТ ОК ГТУ паром с учётов затрат на приобретение парогенератора (цена парогенератора Цпг 1450000 руб.) составит:

Общ. = Эп.г + Эи.г. + $\Xi_{\text{Т-950}}$ + $\Xi_{\text{д.в.}}$ - Цпг = 19 132 521 + 31 734 000 + 9 966 000 – 1 450 000 = 59 382 521 руб.

Полученная экономия рассчитана на 3 промывки на 410 проточной части осевого компрессора ГПА с авиационным двигателем ООО «Газпром трансгаз Югорск», за год 1230 промывок.

Заключение

Предложенная комбинированная промывка ГВТ ГТУ и программа определения технического состояния ГПА до «промывки» и после «промывки» осевого компрессора является универсальной, так как может применяться на любом типе ГПА (на которых применяются моющие средства при промывки ГВТ), используемых в ОАО «Газпром». Также в настоящее время разрабатывается и планируется опробование комбинированной промывки на стационарных ГПА на которых для очистки ОК применяются моющие средства. При достижении положительных результатов и переводе всего парка ГПА на комбинированную промывку ОК ГТУ, полученная экономия в денежном выражении увеличится в 2,5 раза, в общем, по ООО «Газпром трансгаз Югорск». Приобретённый парогенератор, также можно будет использовать для пропарки АВО газа и масла.



ОХРАНА АТМОСФЕРНОГО ВОЗДУХА. КИОТСКИЙ ПРОТОКОЛ. ОБЗОР ОСНОВНЫХ ИСТОЧНИКОВ ВЫБРОСОВ МЕТАНА, СУЩЕСТВУЮЩИЕ И ВОЗМОЖНЫЕ ПУТИ СОКРАЩЕНИЯ В ФИЛИАЛЕ ООО «ГАЗПРОМ ТРАНСГАЗ САНКТ-ПЕТЕРБУРГ»

А.А.Калимулина

ООО «Газпром трансгаз СанктПетербург» филиал Пикалевское ЛПУМГ

При выполнении основной задачи нашего Общества – организация и обеспечение надежной и бесперебойной транспортировки природного газа - решение производственных задач необходимо осуществлять с учетом экологической значимости и природоохранных приоритетов. Насколько актуальны проблемы выбросов метана, насколько важно при ведении производственной деятельности обращать внимание на качество выполнения работ, как негативное воздействие на окружающую среду обретает форму серьезных денежных затрат – все это представлено далее для рассмотрения.

Последствия явления, названного «парниковым эффектом», крайне сложно прогнозировать. Ученые с тревогой говорят и о возможности изменения количества осадков, перераспределении их между зимой и летом, о перспективе превращения плодородных регионов в засушливые пустыни, повышении уровня Мирового океана в результате таяния полярных льдов. Усиление парникового эффекта обусловлено в настоящее время накоплением в атмосфере ряда парниковых газов, вклады которых составляют: двуокись углерода – 61%, метан – 23%, хлорфторуглероды – 12%, закись азота – 4%. Западные ученые считают, что негативное воздействие метана на биосферу в 20-25 раз сильнее углекислого газа.

16 февраля 2005 года официально вступил в силу Киотский протокол к Рамочной конвенции ООН по изменению климата (РКИК), предусматривающий механизмы контроля над выбросом парниковых газов в атмосферу.

Киотский протокол предусматривает две формы реализации квот: прямую продажу и проекты совместного осуществления снижения выбросов. Согласно второму из указанных вариантов, внешние инвесторы реализуют в той или иной стране конкретный проект, ведущий к сокращению выбросов парниковых газов, а возмещение этих капиталовложений производится за счет национальной квоты – на какой объем инвесторы уменьшили выбросы, на такой и получили право. Реализация западными компаниями подобных проектов в России (а также в менее развитых странах) может обойтись им дешевле по сравнению с затратами на снижение собственных выбросов или приобретение квот на свободном рынке. Для такой общенациональной компании как ОАО «Газпром» крайне важно с самого начала формирования рынка сокращенных выбросов парниковых газов (ПГ), на этапе формирования «правил игры», активно участвовать в этих процессах, влиять на принимаемые решения, что бы максимально использовать появляющиеся возможности в интересах компании. Преимущественная позиция ОАО «Газпром» очевидна. Основные проекты, которые можно реализовывать на предприятиях ОАО



«Газпром» - это проекты, связанные со снижением выбросов в атмосферу метана.

Обзор основных источников выброса метана. Существующее положение.

Основные статьи выброса метана при производственной деятельности – цеховые выбросы и выбросы от линейной части газопровода. Это, именно, те выбросы, по которым можно вести мониторинг и которыми можно управлять. Выбросы от газораспределительных станций (ГРС) в обычном режиме (исключая полное стравливание при ремонтных работах) очень мало и прогнозируемо.

Для примера данные по филиалу ОАО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» Пикалевское ЛПУМГ.

Таблица 1.

Показатель/данные 2 ТП (воздух)	2005	2006	2007
Цеховой СН ₄ , тонн	217,612	200,536	118,378
Всего ЗВ, тонн	1179,569	804,751	741,14
Наработка, час	25188	20909	18815
Объем транспортируемого газа по газопроводу	X	X+0,13%	X+4.2%
$K=CH_4 \cdot 1000 / \text{наработка}$	8,64	9,59	6,29

Если сравнить цеховые выбросы метана за последние 3 года, то согласно статистической отчетности идет снижение выбросов как по общему объему ЗВ, так и по объему стравливаемого метана. Но для анализа ситуации необходимо сравнивать не только объем стравливаемого метана, но и количество пусков и остановок, количество часов, которое отработало газоперекачивающее оборудование. Если вывести зависимость, то отношение объема выброшенного в атмосферу метана к количеству отработанных часов показывает, что в 2007 году этот коэффициент наименьший, что и подтверждает уменьшение выбросов по отношению к наработке, учитывая большой объем транспортируемого по газопроводу природного газа.

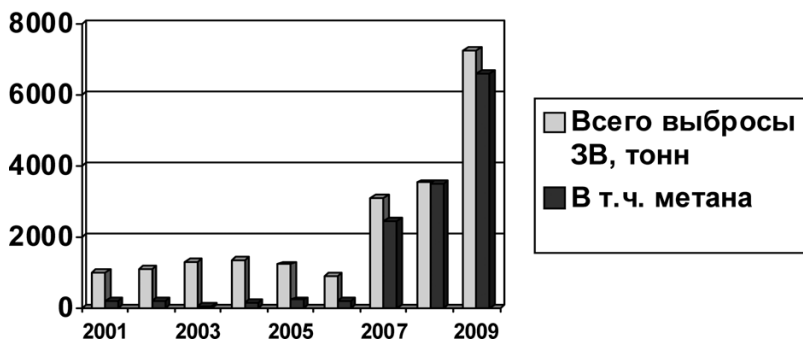
Выбросы от линейной части магистрального газопровода.

В 2006 году проведена полная инвентаризация всех источников выброса ЗВ и стали учитываться выбросы метана от линейной части газопровода. Впервые был утвержден проект предельно-допустимых выбросов (ПДВ) для линейной части газопровода на 2007-2008 гг.

По отчету ОАО «Газпром» за 2006 год увеличил эмиссию метана на 6.7% - до 1529.9 тыс. тонн. На метан приходилось 62% выбросов загрязняющих веществ корпорации.



Выбросы загрязняющих веществ в атмосферу Пикалевского ЛПУМГ



Внедренные и возможные пути сокращения выбросов метана.

Выбросы от линейной части вносят наибольший вклад в загрязнение атмосферного воздуха метаном. И здесь работа по сокращению выбросов метана в настоящее время идет по двум направлениям – предотвращение аварийных ситуаций и сокращение выбросов путем выработки стравливаемого метана через газораспределительные станции (ГРС).

Как свидетельствуют факты, часто действительное вложение финансовых средств в природоохранные мероприятия может дать больший экономический эффект, чем последующие попытки предотвращения аварий. Так, широкое внедрение диагностического оборудования и трубопроводов является дополнительным стимулом для ускоренного внедрения мероприятий по Киотскому протоколу. Знание реального технического состояния трубопроводов и оборудования и прогнозирование его изменения во времени позволяет резко сократить число возможных аварийных ситуаций и, следовательно, уменьшить число внеплановых выбросов в атмосферу метана.

По результатам внутритрубной диагностики проводятся работы по сплошной замене газопровода и его переизоляции. С одной стороны, данные работы связаны с продлением срока службы участков газопровода, предотвращением возникновения аварийных ситуаций, но с другой, они напрямую связаны с выбросами метана в атмосферу при стравливании ремонтируемого участка.

Так, при проведении ремонтных работ на газопроводе, применяется сокращение выбросов метана путем выработки через ГРС. И это имеет свой определенно положительный момент, как с экологической точки зрения, так и с экономической. Так, в 2006 году было выработано через ГРС 2117,0 тыс. м³ газа, в 2007 году – 2076,1 тыс.м³, что составило 4.715 млн.руб. «прибыли» (учитывая возможную плату за негативное воздействие на ОПС и использование газа на собственные нужды)

Внедрение же эжекторной системы откачки газа из ремонтируемого



участка трубопровода с инвестициями около полумиллиона евро (это российские разработки, иностранные стоят около 1, - 1,5 млн. евро), при 20 откачках по году, приносит снижение выброса ПГ около 860 тыс. тонн CO₁ в эквиваленте. Технология эжекторной откачки газа из участка газопровода разработана для откачки газа из отключенной линии («нитки») газопровода и основана на использовании энергии компрессорной станции для подачи на эжектор активного газа. Таким образом, производится перекачка газа из отключенного участка магистрального газопровода в соседнюю рабочую нитку.

Так, в августе 2007 года в Пикалевском ЛПУМГ при проведении ремонтных работ было стравлено единовременно (без продувки при заполнении и без учета возможной коммерческой стоимости газа.) 2559440 м³. При этом, потери от неиспользования газа на собственные нужды составили 3007342 руб., плата за негативное воздействие на ОПС – м 2994995 руб. (учитывая сверхлимитную плату, т.к работы в проект ПДВ были заложены без учета дополнительного участка газопровода). Итого 6002337 руб. В итоге: При инвестициях около полумиллиона евро, «августовские» работы составили треть стоимости системы эжекторной откачки газа (по «докризисному» курсу евро).

Да, здесь существуют определенные проблемы с организацией работ. Указанные 2.6 млн. \$ газа можно также выработать через ГРС, но на это требовалось время. При этом, могли сорваться сроки проведения работ подрядчиками, осуществляющими ремонт газопровода. Система эжекторной откачки газа также требует определенного времени. Например, освобождение 20 км газопровода с 65 до 21 кгс/см² диаметром 1420 мм составляет 21 час непрерывной работы. Но если мы стремимся к улучшению качества нашей работы, то мы обязаны грамотно и профессионально планировать проведение ремонтных работ, стремиться всеми возможными способами не допустить выброса в атмосферу метана.

Мероприятия, необходимые для сокращения выбросов метана в атмосферу.

Для сокращения выбросов метана предлагается провести следующие организационно-технические мероприятия:

1. Мероприятия по сокращению выбросов метана включить в перечень первоочередных работ в ОО «Газпром трансгаз Санкт-Петербург» по охране окружающей среды на период до 2010 г.

2. Провести инвентаризацию всех источников выброса. В первую очередь, это относится к источникам выброса на линейной части газопровода

3. Проводить мониторинг и планирование выбросов в атмосферу.

4. При определении объемов выброса при работе газоперекачивающего оборудования, анализировать все факторы, влияющие на количество выбрасываемого газа в атмосферу (наработку, объем транспортируемого газа).

5. Проводить экономический анализ и оценку эффективности природоохранной деятельности как мероприятие по реализации Экологической политики ОАО «Газпром».



6. Проводить экологическое обучение с персоналом.

7. Применять практику «поощрения» предприятий, которые соблюдают регламентированную работу, проводят качественное обслуживание и ремонт газоперекачивающего оборудования, применяют все возможные способы для предотвращения выбросов в атмосферу метана. Чем больше коэффициент K , тем значимее должно быть экономическое стимулирование.

$K = (V_{CH4} / V_{авар. CH4}) * 1 / \text{наработка} * 1 / (x - y)$, где

V_{CH4} – объем всего метана, стравливаемого в атмосферу, м³

$V_{авар. CH4}$ - объем метана, стравливаемого в атмосферу при аварийных ситуациях, м³

x - объем транспортируемого газа по газопроводу, м³

y - объем газа прошедшего через газоперекачивающие установки, м³

Данное мероприятие возможно представить как один из механизмов экономического стимулирования выполнения мероприятий по энергосбережению и охране окружающей среды.

8. Разрабатываемые рационализаторские предложения просчитывать не только с экономическим, но и с экологическим учетом.

9. Разработать и внедрять методы сокращения выбросов метана: продувка оборудования по закрытому циклу (для компрессорных станций - КС), применение метода врезки под давлением, применение систем откачки газа из ремонтируемых участков газопровода (для линейной части). Так, существуют накопительные емкости для сжиженного газа. Существует возможность разработки ресивера (накопительной емкости) для стравливания метана при продувке газоперекачивающего оборудования. Затем, можно использовать утилизированный газ для собственных цеховых нужд (для топливного газа, работы котельной, подогревателей и др.)

Данные мероприятия позволяют не только добиться осознания приоритета экологических требований, добиться уровня экономического роста путем энерго-(газо)сбережения, но приблизиться к уровню международных требований экологической безопасности.

В ОАО «Газпром» сформировалась техническая основа для решения задач, предусмотренными Киотским протоколом, важно интенсифицировать этот процесс и интегрировать его в «Киотское» правовое пространство.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ ОПТИМАЛЬНОГО ТЕПЛОГО РЕЖИМА ТРАНСПОРТА ГАЗА ПО МАГИСТРАЛЬНЫМ ГАЗОПРОВОДАМ

И.М. Камалетдинов

ООО «Газнадзор»

Единая система газоснабжения (ЕСГ) является крупнейшей в мире системой транспортировки газа и представляет собой уникальный технологический комплекс, включающий в себя объекты добычи, переработки, транспор-



тировки, хранения и распределения газа (рисунок 1).

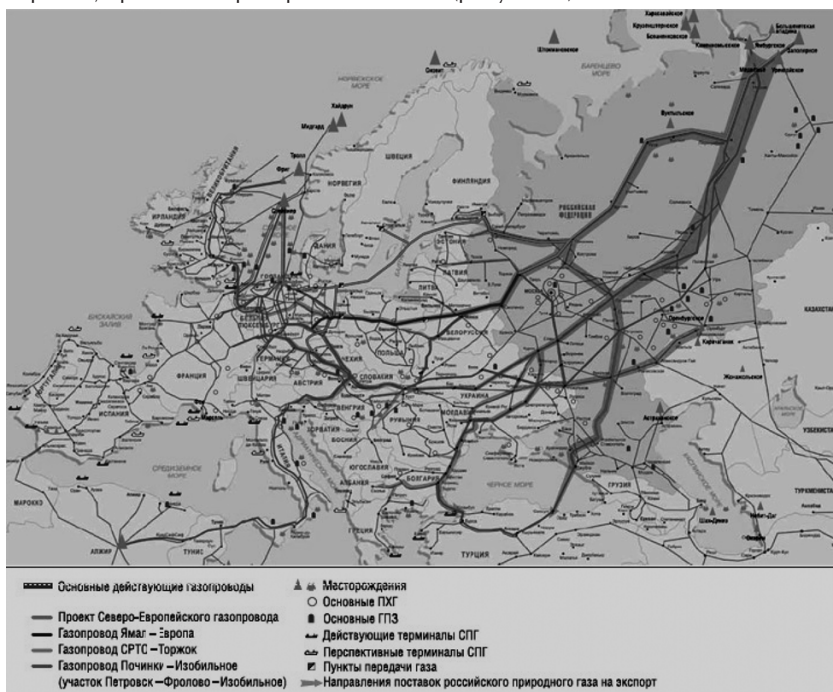


Рисунок 1 – Единая система газоснабжения

На долю «Газпрома» приходится 84% российского объема добычи газа и пятая часть всего добываемого в мире газа. В 2007 году добыча «Газпрома» составила почти 550 млрд. куб. м газа. С учетом газа независимых производителей и производителей из государств Средней Азии в ЕСГ поступает около 700 млрд. куб. м. Сегодня Единая система газоснабжения загружена полностью.

В состав ЕСГ входят 155 тыс. км магистральных газопроводов и отводов, 268 компрессорных станций с общей мощностью газоперекачивающих агрегатов в 44,8 млн. кВт. Наибольший удельный вес занимают газопроводы диаметром 1420 и 1220 миллиметров.

Давление газа в газопроводах - 75 атмосфер, но по мере пути оно падает, поэтому через каждые 100-120 километров строят компрессорные станции (КС), поддерживающее давление на всем пути (рисунок 2). В среднем на входе в КС газ имеет давление 50-55 атмосфер. На каждой компрессорной станции газ проходит очистку в системах очистки магистрального газа (1), затем его давление повышается в газоперекачивающих агрегатах (2) до 70-75 атмосфер. Для работы газоперекачивающих агрегатов КС затрачивается



в среднем 0,3-0,5% от транспортируемого газа. При сжатии температура транспортируемого газа растет в среднем на 200С. После этого газ охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения (АВО) газа (3) и поступает в участок магистрального газопровода к следующей станции.

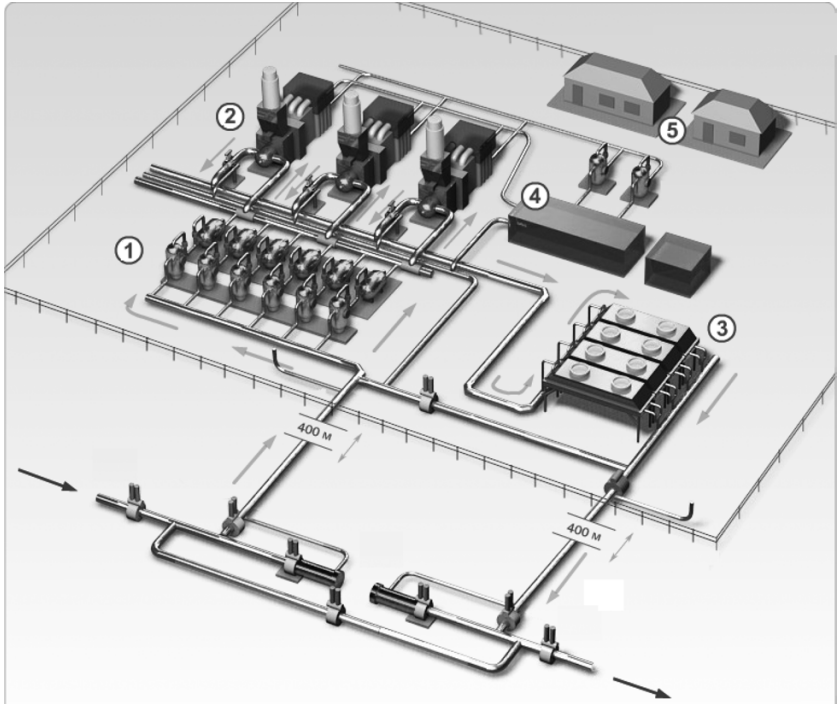


Рисунок 2 – Схема компрессорной станции

1 – система очистки магистрального газа; 2 - газоперекачивающие агрегаты; 3 - аппараты воздушного охлаждения газа; 4 – узел подготовки топливного газа ГПА; 5 – главный щит управления.

АВО - это теплообменные аппараты, в которых газ проходит по пучкам оребренных труб, которые снаружи охлаждаются потоком воздуха, нагнетаемым электроприводными вентиляторами (рисунок 3).

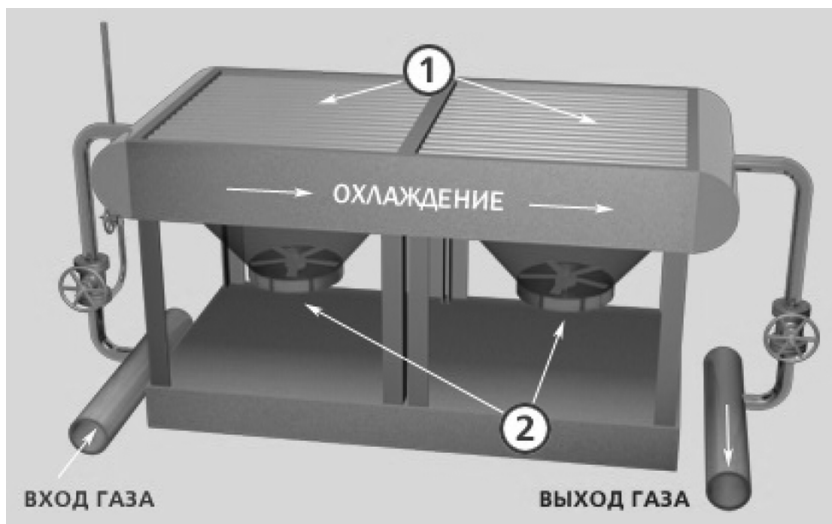


Рисунок 3 – Схема АВО газа
1 – трубный пучок; 2 – вентиляторы.

Вследствие высокого давления газа и большого диаметра труб на участке МГ до следующей КС от газа отводится только часть тепла, полученного при сжатии – падение температуры составляет обычно 10-15°C. АВО, в основном, используют для обеспечения допустимой температуры газа на входе в МГ - 36°C, хотя имеющиеся в каждом цеху АВО могут обеспечить значительно большее охлаждение газа.

Охлаждение газа в АВО оказывает значительное влияние на гидравлический режим газопровода и параметры работы ГПА, вследствие чего необходимо рассматривать его не в виде отдельного технологического процесса, а как существенную составную часть процесса транспорта газа. Снижение температуры приводит к снижению гидравлических потерь в МГ и улучшению условий сжатия в ГПА, что приводит к значительному снижению затрат на перекачку.

Разработана методика расчета, которая позволяет определить тепловой и гидравлический режим газопровода при различном количестве включенных вентиляторов АВО. На основе расчета определяется расход газа на перекачку для следующей по ходу газа компрессорной станции (КС) и затраты электроэнергии на охлаждение газа в АВО. По сумме затрат на газ и электроэнергию определяется оптимальный тепловой режим транспорта газа – режим, при котором сумма затрат минимальна.

Предлагается для каждой КС на основе методики разрабатывать годовой график температуры газа на выходе из АВО, который обеспечивает минимальные затраты на транспорт газа. График также обеспечивает плавное из-



менение температуры газа в магистральном газопроводе (МГ) в течение года, что позволит обеспечить минимальные температурные напряжения металла трубопровода.

На основе расчета для климатических условий каждого месяца строится годовой график температур газа на выходе АВО. Для средней полосы России оптимальным будет постепенное изменение температуры от $+20^{\circ}\text{C}$ зимой до $+36^{\circ}\text{C}$ летом. Предложенный график изображен на рисунке 4.

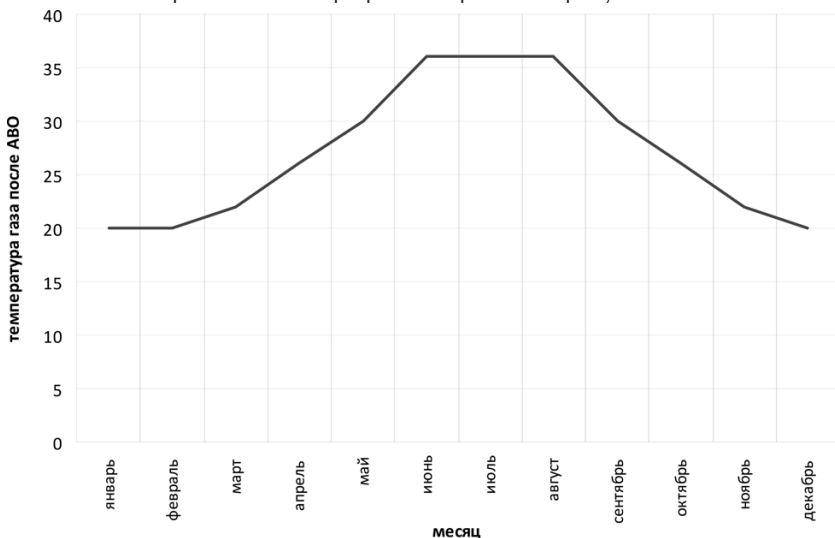


Рисунок 4 - оптимальная температура газа после АВО

Результаты расчетов показывают, что снижение температуры газа в АВО на 1°C приводит к снижению расхода топливного газа в следующем по ходу газа КС на 1%. Отклонение на 1°C от графика для стандартной КС означает перерасход газа в 1 млн. м^3 природного газа в год.

В настоящее время, вследствие отсутствия четкого подхода к выбору температурного режима, в газотранспортных предприятиях возможен перерасход **до 10% от топливного газа КС**. В целом, по ОАО «Газпром» возможно достичь экономии в миллиарды м^3 в год при отсутствии затрат. Внедрение методики обеспечит увеличение поставок газа конечному потребителю и рост пропускной способности газопроводов.

Для решения указанной проблемы разработан и в настоящее время внедряется нормативный документ, регламентирующий вопросы оптимизации температурного режима.



ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ МАШИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ПО ФАКТИЧЕСКОМУ ТЕХНИЧЕСКОМУ СОСТОЯНИЮ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ СИСТЕМЫ ВИБРОДИАГНОСТИКИ

А.Н.Карпаков

РН-Туапсинский нефтеперерабатывающий завод

Цель – увеличение ресурса работоспособности и межремонтного пробега машинного оборудования технологического цеха ООО «РН-Туапсинский НПЗ», применительно к реконструкции нового НПЗ.

Задача – переход от системы планового предупредительного ремонта на систему обслуживания машинного оборудования по фактическому состоянию с использованием системы вибродиагностики.

Ранее увеличение надежности и ресурса достигалось традиционными путями, которые имеют ряд недостатков:

- 1. резервирование механизмов, машин и оборудования;**
- 2. совершенствование конструкции и технологии изготовления отдельных элементов;**
- 3. увеличение коэффициента запаса (работа не на полную мощность, не на номинальном режиме);**
- 4. плановое предупредительное техническое обслуживание.**

Из графика наработки на отказ – видно, что машина запускается в эксплуатацию, работает до поломки (выхода из строя), после чего машина выводится в ремонт или производится ее замена.

После ремонта, к сожалению, приходится больше ремонтировать, а именно появляется наибольшая вероятность частоты возникновения неисправностей, которая обусловлена установкой новых составляющих деталей (подшипника), качеством выполненной сборки (посадка подшипника на вал ротора, затяжка болтов и креплений и т.д.).

График показывает, что далее идет момент приработки и когда у нас начинают прирабатываться вновь установленные детали или узлы, машина выходит на стабильный режим работы, но опять необходимо проводить следующий ремонт.

Учитывая эти недостатки и цели, поставленные в данной работе, рассмотрим и проанализируем наиболее прогрессивный в данное время график оценки технического состояния по уровню механических колебаний.

Из графика обслуживания по оценке технического состояния – видно, что машина запускается в эксплуатацию уже с определенным имеющимся базовым уровнем механических колебаний, по мере работы машины уровень колебаний растет, происходит тенденция увеличения механических колебаний, за которой мы наблюдаем, производя периодическую диагностику, когда данная возникшая тенденция приблизится к максимальному допустимому



значению, мы выводим машину в ремонт, не доводя до поломки или аварийной остановки агрегата.

Агрегат выводится в эксплуатацию с показаниями уровня механических колебаний, но не более изначально установленного базового уровня, т.е. (эталонного значения).

При выборе диагностического сигнала для решения задачи, как оценки технического состояния машины с определением места возникновения дефекта и степени его развития, требуется большой объем диагностической информации.

Важным обстоятельством в пользу выбора вибрации, как диагностического сигнала является то, что:

- **колебательные силы возникают непосредственно в месте появления дефекта, а машина «прозрачна» для вибрации;**
- **вибрация содержит максимальный объем диагностической информации;**
- **диагностировать можно на месте, без разборки и остановки оборудования.**

Основные уровни вибрации характеризуются:

1. Виброперемещением – применительно для агрегатов и узлов, работающих с низкочастотной вибрацией от 1,5- до 2,8 дБ.
2. Виброскоростью и виброускорением – применительно для агрегатов и узлов, работающих с высокочастотной вибрацией от 2,8- до 4,5дБ, допустимо до [6,3] дБ в качестве диагностических параметров.

Данные величины являются основными показателями, которые могут привести к выходу из строя или поломке машинного оборудования.

Для контролирования данных величин необходимы:

- **система контроля режимов работы оборудования;**
- **средства диагностики;**
- **средства устранения дефектов, в том числе, средства балансировки, центровки и индикатор состояния подшипников.**

Для сбора и анализа виброакустических сигналов используются приборы, называемые **анализаторами**. Основными видами анализа, выполняемыми этими приборами, являются анализ формы сигнала, его частотный диапазон от 0,5- до 25600 Гц, а также спектральный анализ.

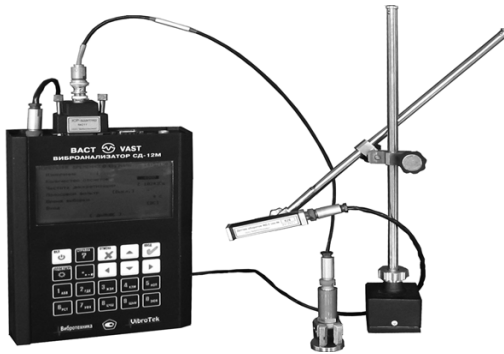
ТРЕБОВАНИЯ

- искусственный интеллект программы, позволяющий обрабатывать результаты и передавать конечный результат диагностики;
- обслуживающая база фирмы, находящаяся в России;
- возможность диагностирования данными приборами тихоходного машинного оборудования, менее $n=600$ об/мин.

Рассмотрим на примере один из лучших российских анализаторов вибрации – цифрового виброанализатора типа **СА – 12М**.



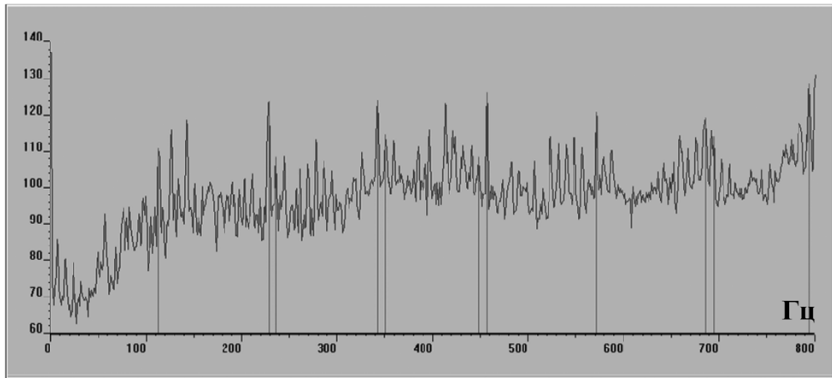
Это малогабаритный переносной анализатор электрических сигналов, адаптированный к работе в промышленных условиях. Он имеет один аналоговый и один управляющий входы, дополнительный сигнальный процессор и внутреннее матобеспечение для цифрового анализа сигналов, энергонезависимую память для хранения программ и результатов анализа, а также интерфейс связи с компьютером.



Спектр виброускорения (дБ)
и диагноз для подшипника насоса НК-210/200.

дБ

Гц



<input type="checkbox"/> Бой вала	<input type="checkbox"/> Раковины на внутреннем кольце	<input type="checkbox"/> Дефекты муфты
<input type="checkbox"/> Неоднородный радиальный натяг	<input type="checkbox"/> Износ тел качения и сепаратора	<input type="checkbox"/> Неидентифицированные изменения вибрации
<input type="checkbox"/> Перекос наружного кольца	<input type="checkbox"/> Раковины, сколы на телах качения	19 дБ (60%)
<input type="checkbox"/> Износ наружного кольца	<input type="checkbox"/> Неуравновешенность ротора	
<input checked="" type="checkbox"/> Раковины на наружном кольце	<input type="checkbox"/> Дефекты узлов крепления	23 дБ (70%)
<input type="checkbox"/> Износ внутреннего кольца	<input type="checkbox"/> Дефекты смазки	12 дБ (60%)



Диагноз для подшипника насоса НК-210/200 подтвержден при разборке (раковины на наружном кольце)

Имеющаяся программа на рабочем столе компьютера механика, которая наглядно показывает для каждого агрегата в отдельности состояние:

- тел качения (износ, раковины);
- наружного кольца (раковины, износ, перекос);
- внутреннего кольца (раковины, износ);
- состояние рабочего колеса (износ).

Измеренные параметры механических колебаний с работающих агрегатов записываются прибором анализатором и далее разгружаются через интерфейс связи с компьютером в программное обеспечение, где и происходит обработка накопленных данных.

ТРЕБОВАНИЯ К ПРОГРАММНОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ

Программное обеспечение должно выполнять:

- сортировку, накопление и хранение данных измерений, результатов анализа;
- автоматическое формирование заданий на измерения и их передачу в измерительные приборы;
- решение задач технической диагностики, т.е. автоматическое обнаружение дефектов с определением вида и глубины каждого из них, наблюдение за их развитием;
- автоматическую выдачу рекомендаций по обслуживанию и ремонту машин, оборудования и остаточного ресурса его узлов, а именно:
 - роторов и соединительных муфт;
 - подшипников скольжения и качения;
 - редукторов, зубчатых и ременных передач;
 - рабочих колес турбин, насосов, компрессоров;
 - электромагнитной части электрических машин.

Именно к таким программам автоматической диагностики относится пакет программ Dream для Windows, выпускаемые в России и используемые во многих странах мира.

Преимущества применения виброакустических систем на нашем заводе:

- увеличение надежности работы оборудования при переходе установок на двухгодичный межремонтный цикл;
- сокращение времени на ремонт машинного оборудования;
- проведение на работающем машинном оборудовании диагностирования составляющих узлов;



- возможность оптимизации хранения запасных частей и своевременного заказа необходимых материалов по краткосрочному и долгосрочному прогнозам для ремонта;
- достоверно контролировать и диагностировать сборку машинного оборудования после проведенного ремонта;

Прогнозируемый экономический эффект от внедрения данного метода, только лишь на 248-ми единицах технологического цеха за первый год внедрения и три года эксплуатации составит:

3 668 480 руб.

при стоимости всего необходимого оборудования и оснащения

800 000руб.

Вывод: способ оценки по фактическому техническому состоянию является достаточно достоверным, позволяет создать базу данных с наработкой оборудования, которая позволит увеличить надежность, ресурс и уменьшить риски аварийных и внеплановых остановок машинного оборудования.

МОДЕРНИЗАЦИЯ УЗЛА ОЧИСТКИ КУБА РЕКТИФИКАЦИОННОЙ КОЛОННЫ К-1 УСТАНОВКИ КАТАЛИТИЧЕСКОГО КРЕКИНГА

А.В.Кислых, А.М.Гребенников, А.В.Швецов

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

Общая характеристика производственного объекта

Установка каталитического крекинга КК-1 предназначена для глубокой деструктивной переработки нефтяного сырья с целью получения высокооктанового бензина.

Установка КК-1 (типа 43-102) введена в эксплуатацию в 1959 г. Проектная мощность по переработке сырья составляла 250 тыс.т/год.

В 1998 году проведена реконструкция установки по типу ТСС, направленная на улучшение технико-экономических показателей:

- рост мощности по сырью до 700 тыс. т/год;
- увеличение выхода бензина до 53,4 % мас.;
- сокращение вредных выбросов в атмосферу.

Установка КК-1 состоит из следующих блоков:

- нагревательно - фракционирующая часть (НФЧ);
- реакторный блок (РБ) с котлом - утилизатором дожига СО;
- блок стабилизации бензина.

Назначение НФЧ – нагрев и испарение сырья, разделение продуктов крекинга. Во время реконструкции 1998 г. выполнено следующее:

- изменена схема подогрева сырья с увеличением поверхности теплообмена;



- модернизация змеевика печи П-2 с переводом на спиральный змеевик в радиантной части;
- в колонне К-1 желобчатые тарелки заменены на 3 слоя насадки для фракционирования «Меллапак» и промывной секцией «Меллагрид» фирмы «Зульцер»;
- для уменьшения нагрузки на узел конденсации и охлаждения газобензиновой смеси организовано дополнительное циркуляционное орошение тяжелым и легким газойлями, тепло которых используется для дополнительно нагрева сырья;
- произведена замена морально устаревшего насосного оборудования;
- организован вывод кислой воды на блок отпарки кислых стоков установки АВТ-5.

Назначение РБ – каталитический крекинг сырья (расщепление в присутствии катализатора). В 1998 г. блок РБ полностью модернизирован по проекту фирмы «Stone and Webster». Изготовлены и установлены по чертежам фирмы:

- реактор;
- регенератор;
- система пневмотранспорта (дозатор, сепаратор, пневмоствол и воздуходувки фирмы «Хоффман»), обеспечивающая однократный подъем катализатора;
- введен дополнительный узел отсева мелкой фракции с помощью вибрационных грохотов;
- введен узел дожига СО с котлом - утилизатором и узлом водоподготовки фирмы «Фостер Уиллер», обеспечивающим дополнительную выработку пара 15.

Блок стабилизации предназначен для стабилизации и очистки бензина от сероводорода и растворенных газов, что позволило исключить зашлакавание бензина.

Каталитический крекинг сырья и регенерация катализатора осуществляется в сплошном, медленно опускающемся, слое катализатора фирмы «BASF».

Основным продуктом установки каталитического крекинга является бензиновая фракция, которую после стабилизации используют для приготовления высокооктановых автомобильных бензинов.

Краткое описание фракционирующей части

Продукты крекинга, водяной пар и легкий газойль (квенч), подаваемый в качестве охлаждения, поступают под промывочный слой насадки колонны К-1 с температурой от 415 до 420 °С.

Колонна К-1 имеет 3 слоя фракционирующей насадки «Меллапак» с чис-



лом теоретических тарелок 10 и промывную секцию «Меллагрид».

С верха К-1 водяные пары, пары бензина и газ по шлемовой линии поступают в конденсаторы воздушного охлаждения АВЗ-1,2,3,4, секции которых обвязаны параллельно. Из АВЗ газ, бензин и вода поступают на дополнительное охлаждение в водяные пластинчатые холодильники ВХК-1,2. Из ВХК-1,2 газ, бензин, вода поступают в газосепаратор Е-1, в котором происходит разделение воды, бензина и газа.

Жирный газ из Е-1 далее поступает на установку газодифракционирования, бензин из Е-1 откачивается за блок стабилизации бензина, часть бензина подается на орошение верха колонны К-1.

Легкий газойль отбирается из двух карманов глухой тарелки К-1. Часть легкого газойля поступает на отпарку в колонну К-2, откуда через теплообменники Т-9, Т-2/4 откачивается в парк смешения.

Большая часть легкого газойля в качестве циркуляционных орошений поступает на прием насосов Н-11,11а.

С выкидного трубопровода поток разделяется на два:

- один поток в качестве горячего орошения подается на 3 слой насадки К-1;
- другой поток прокачивается параллельно через теплообменники Т-2/1 Т-2/2, Т-2/3, затем через секции АВЗ-5,6 и в качестве холодного циркуляционного орошения подается на второй слой насадки К-1.

Из кубовой части колонны К-1 тяжелый газойль поступает на прием насоса Н-2, 2а. На нагнетании насосов установлены фильтр грубой очистки Ф-1,1а. Перепад давления на фильтрах регистрируется манометрами и датчиками измерения перепада давления.

Далее тяжелый газойль прокачивается через ребойлер Т-4 (подогрев куба колонны стабилизации бензина), теплообменники Т-1/5,4,3,2,1 и возвращается в колонну К-1, где поступает в качестве орошения на промывочный 4 слой насадки.

Избыток тяжелого газойля после Т-1/1 охлаждается в аппаратах воздушного охлаждения и далее направляется в товарный парк для приготовления жидкого топлива.

Для очистки кубовой части колонны К-1 от накапливаемой катализаторной крошки применена схема замкнутой циркуляции тяжелого газойля: продукт из кубовой части К-1 поступает через фильтр Ф-2 на прием насоса Н-19 и откачивается обратно в колонну. О степени загрязнения фильтра судят по перепаду давления на манометрах, установленных на фильтре.

Обоснование и выбор технических решений

Вместе с продуктами крекинга из реактора Р-1 в колонну К-1 выносятся катализаторная крошка (фракция катализатора диаметром менее 2 мм). Вынос катализаторной пыли ориентировочно составляет 50 – 100 кг/сутки.

- Последствия выноса катализаторной пыли в ректификационную колонну:
- ✓ загрязнение теплообменного оборудования катализаторной пылью,



ухудшение теплообмена. К концу межремонтного пробега установки температура сырья на входе в печь П-2 снижалась на 25-35 °С;

✓ невозможность надежного отсечения насосного и теплообменного оборудования для производства ремонтных работ вследствие попадания катализаторной пыли под «клин» запорной арматуры;

✓ прекращение откачки тяжелого газойля из куба колонны К-1 с последующей аварийной остановкой установки вследствие заполнения приемных трубопроводов насосов Н-2,2а катализаторной пылью.

Вынос катализаторной пыли в ректификационную колонну является проблемой всех установок каталитического крекинга с движущимся слоем катализатора. По указанным причинам в 2005-2006 годах произошло 3 производственных неполадки, внеплановый простой установки составил более 200 часов.

В качестве решения проблемы выноса катализаторной пыли в колонну К-1 рассматривались следующие варианты:

1. Изменить внутреннее устройство реактора Р-1 (сепарационную зону) таким образом, чтобы штуцера вывода продуктов крекинга находились на уровне реакционной зоны. К достоинствам этого варианта относится то, что решается сама проблема выноса катализатора, а не ее последствия. К недостаткам следует отнести высокую трудоемкость, стоимость работ, а самое главное – уменьшение объема сепарационной зоны реактора, что может привести к попаданию и горению углеводородов в регенераторе.

2. Установить фильтры на приемном трубопроводе насосов Н-2, 2а, откачивающих тяжелый газойль из куба колонны К-1. К достоинствам этого варианта следует отнести невысокую стоимость работ, простоту конструкции, данная схема может обеспечить защиту насосов и теплообменного оборудования от эрозионного износа и забивания катализаторной пылью. Единственный недостаток данного варианта – при заполнении фильтров возможно прекращение откачки тяжелого газойля вследствие «сброса» насосов Н-2,2а и. как следствие, аварийная остановка установки. Данное решение реализовано на установке ТСС фирмы Neste Oil, Финляндия.

3. Модернизировать существующую (законсервированную) схему очистки куба колонны К-1.

После проведения анализа существующей схемы очистки куба колонны К-1 были выявлены причины ее неработоспособности: низкая производительность насоса Н-19, недостаточный объем фильтра Ф-2, малый диаметр приемного (Ду80) и выкидного (Ду50) трубопроводов, высокая протяженность и большое количество отводов на приемном трубопроводе Н-19. Вследствие указанных причин приемные трубопроводы насоса Н-19 заполнялись катализаторной пылью за 7 – 10 дней.

Для модернизации существующей схемы предложено:

✓ Заменить существующий насос на более производительный ТКА 63/80-а-Н-СД-У2;

✓ Заменить существующий фильтр на новый СДЖ-250-1,6-1-3;



- ✓ Увеличить диаметр приемного и выкидного трубопроводов до 150 и 100 мм соответственно;
- ✓ Предусмотреть возможность промывки и пропарки фильтра без его разгерметизации.
- ✓ Смонтировать в кубовой части колонны К-1 эжектор для удаления отложений катализаторной крошки.

К достоинствам этого варианта следует отнести простоту конструкции, невысокую стоимость работ по сравнению с вариантом №1, возможность надежного отсеечения всей схемы очистки куба от источников давления, возможность промывки фильтра легким газойлем (очистка фильтра без разгерметизации). К особенностям данного варианта необходимо отнести максимально близкое расположение оборудования к колонне К-1, применение нестандартных положозагнутых отводов для максимального спрямления трубопроводов, установка эжектора в кубе колонны К-1.

Для разработки проекта и внедрения мероприятий за основу был принят вариант №3, так как являлся наименее рискованным из всех рассмотренных. Дополнительно принято решение об установке шаровых клапанов, обеспечивающих надежное отсеечение насосов Н-2,2а, для проведения работ по техническому обслуживанию и ремонту.

На основании технического задания, проект по модернизации узла очистки куба колонны К-1 от катализаторной пыли был разработан в ПКОО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» и реализован в период проведения капитального ремонта установки КК-1 в ноябре-декабре 2006 года.

Результаты внедрения разработки

С момента пуска установки КК-1 в марте 2007 года, система очистки куба колонны К-1 стабильно работает. На основании наработанного опыта проводится промывка легким газойлем фильтра Ф-2 один раз в сутки, без его разгерметизации.

Из опыта работы в 2005 – 2006 годах заполнение куба колонны К-1 происходило за 5-6 месяцев, на что указывало повышение перепада давления на фильтрах Ф-1/1, Ф-1/2. В течение межремонтного пробега установки перепад на фильтрах Ф-1/1, Ф-1/2 не увеличивается и находится в пределах 0,035-0,045 кгс/см², что соответствует значениям на момент пуска установки.

Проведенные работы по отсечению насосов Н-2,2а для проведения ремонтных работ подтвердили надежность и герметичность отсекающих шаровых клапанов.

Затраты на внедрение

Капитальные затраты включают в себя расходы на приобретение, доставку, монтаж и техническую подготовку оборудования. В таблице 1 приведена стоимость устанавливаемого оборудования.



Таблица 1

Смета на устанавливаемое оборудование

Наименование оборудования	Цена за единицу, тыс. руб.	Количество	Цена, тыс. руб.
Агрегат насосный ТКА 63/80	74,590	1	74,590
Фильтр СДЖ 250-1,6-1-3	411,937	1	411,937
Шаровые клапаны (комплект)	5 512,000	1	5 512,000
Всего			5 998,527

Согласно сметам общая стоимость строительно-монтажных работ на проведение модернизации узла очистки куба колонны К-1 от катализаторной пыли составила 2 272,229 тыс. руб. Затраты на выполнение проекта «Модернизации узла очистки куба колонны К-1 от катализаторной пыли» составили 8 270,756 тыс. руб.

Выводы

Проведенные мероприятия по модернизации узла очистки куба колонны К-1 обеспечили эффективную очистку куба колонны К-1 от катализаторной пыли и значительно повысили безопасность проведения работ по подготовке насосов Н-2, Н-2а к техническому обслуживанию и ремонту.

Фактический межремонтный пробег установки каталитического крекинга составил 12 месяцев (с марта 2007 по март 2008 года).

На основании результатов осмотра оборудования реакторного блока и нагревательно-фракционирующей части при проведении капитального ремонта в 2008 году запланированный межремонтный пробег установки каталитического крекинга КК-1 увеличился с 12 до 18 месяцев.

ПРОВЕДЕНИЕ ОЦЕНОЧНЫХ ИСПЫТАНИЙ СИСТЕМ И ОБОРУДОВАНИЯ АЭРОГАЗОВОГО И ПЫЛЕВОГО КОНТРОЛЯ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ ДОСТОВЕРНЫХ ДАННЫХ ПО ХАРАКТЕРИСТИКАМ И ПАРАМЕТРАМ ИХ РАБОТЫ*С.С.Кобылкин**ФГУП «ГИПРОУГЛЕАВТОМАТИЗАЦИЯ»*

В последнее время государственные организации, занимающиеся вопросами безопасности при подземной добыче угля, и частные компании уделяют повышенное внимание решению проблем, связанных с возникновением случаев аварий, чрезвычайных ситуаций и инцидентов при ведении горных работ. Однако устойчивая тенденция происшествий такого рода сохраняется. Одними из самых опасных по трагическим последствиям и количеству пострадавших (в том числе с летальным исходом) являются взрывы метанопылевоздушных смесей в шахтах РФ (рис. 1). В выводах комиссий специалистов, расследовавших подобные происшествия, указываются различные факторы



(технические, технологические, человеческий фактор и т. д.), приводящие к тяжелым последствиям. Анализ заключений экспертов по данным инцидентам выявил в большинстве случаев неудовлетворительную работу и состояние приборов и систем пылегазового контроля, что связано с отсутствием необходимого испытательного оборудования и соответствующих методик испытаний аппаратуры пылегазового контроля рудничной атмосферы.

Принимая во внимание тот факт, что в настоящее время номенклатура приборов и средств аэрогазового и пылевого контроля на рынке увеличивается как за счёт российских, так и за счёт зарубежных разработчиков, а также то, что не все представленные на рынке приборы отвечают современным требованиям безопасности. Учитывая тенденции к увеличению нагрузок на выемочные участки, постоянное увеличение глубины ведения горных работ и ухудшающиеся горно-геологические условия была поставлена задача по проведению оценочных испытаний систем и оборудования аэрогазового контроля для получения достоверных данных по характеристикам и параметрам их работы.

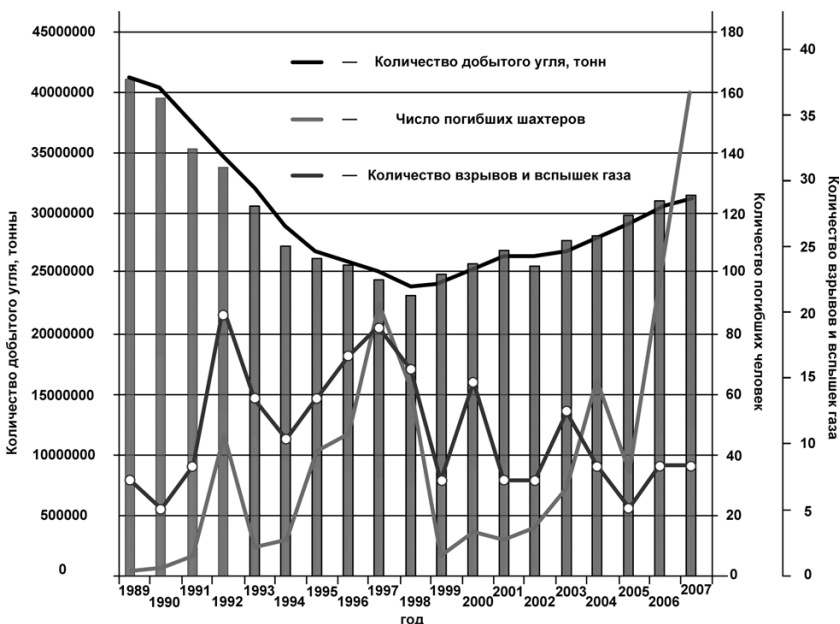


Рисунок 1 – Динамика добычи угля и график смертельного травматизма связанного с взрывами и вспышками газа за период с 1989 по 2007 год в РФ (Данные по добыче угля в РФ представлены по сведениям ВР (statistical review full report workbook 2008). Данные по травматизму представлены по сведениям ФГУП ВГСЧ 2008 г.)



Для выполнения проверки функционирования и соответствия параметров и характеристик приборов, средств и систем аэрогазового и пылевого контроля требуемым нормативным документам и паспортным данным был разработан и изготовлен испытательный стенд для проведения оценочных испытаний систем и оборудования аэрогазового и пылевого контроля; разработана методика проведения оценочных испытаний систем и оборудования аэрогазового и пылевого контроля; создана лаборатория для проведения оценочных испытаний систем и оборудования аэрогазового и пылевого контроля.

Для достижения цели работы решались задачи:

- анализ современного состояния контроля рудничной атмосферы;
- патентно-информационные исследования;
- определение испытываемых параметров и характеристик приборов и средств аэрогазового контроля, применяемых на горных предприятиях ТЭК РФ;
- определение основных параметров и показателей стенда для проведения оценочных испытаний;
- разработка технического задания и рабочих чертежей стенда;
- изготовление и наладка стенда;
- сравнительные испытания приборов и средств аэрогазового контроля, применяемых на горных предприятиях ТЭК РФ;

В результате выполнения работы в ФГУП «ГИПРОУГЛЕАВТОМАТИЗАЦИЯ» разработан испытательный стенд приборов и средств аэрогазового и пылевого контроля (рис. 2). Стенд изготовлен ОАО ИОЗ «УГЛЕМАШ». В ПК и НИИ по автоматизации угольной промышленности были проведены монтаж и пуско-наладочные работы испытательного стенда. Кроме того, на стенде были проведены сравнительные испытания приборов и средств аэрогазового контроля.

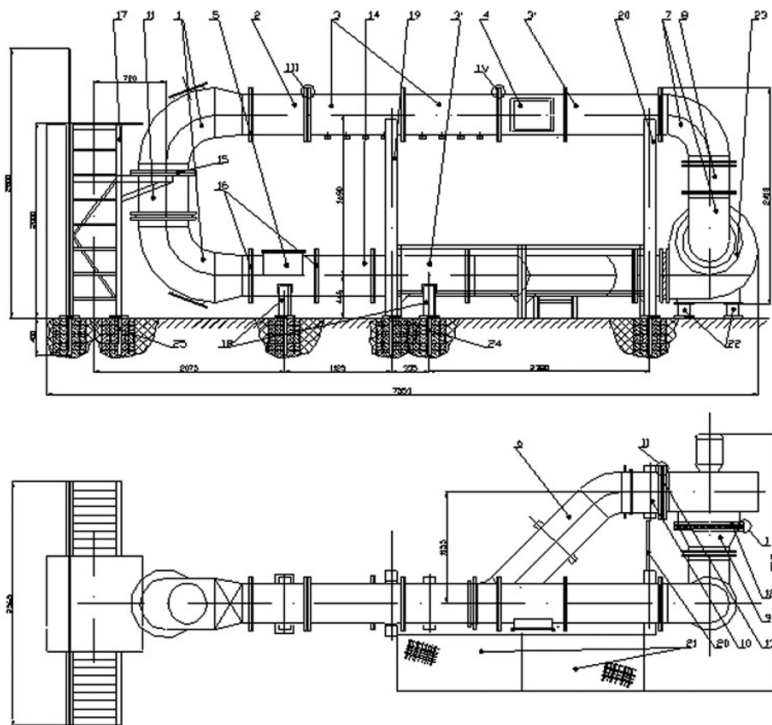


Рисунок 2 – Общий вид испытательного стенда

Проведённые патентные исследования показали, что разработанная установка (испытательный стенд приборов и систем пылевого и аэрогазового контроля) уникальна, аналогов в мире не имеет. Подана и зарегистрирована заявка на патент.

При определении перечня испытываемых параметров первоначально был проведён поиск приборов, предназначенных для работы на горных предприятиях во взрывоопасных рабочих зонах угольных шахт. Все они изготовлены во взрывозащищенном исполнении. Анализ параметров этих приборов позволил установить диапазон показателей, измерения которых технически должен выполнять стенд при проведении оценочных испытаний системы и оборудования аэрогазового контроля.

Значения диапазона измерения параметров воздушной среды являются базисом для формирования параметров и показателей стенда с целью проведения оценочных испытаний системы и оборудования аэрогазового контроля и разработки технического задания и рабочих чертежей стенда.

Основными параметрами, контролируруемыми в воздушной среде, являются концентрация метана и угольной пыли. На основании изученных данных,



установлено, что диапазон этих показателей при моделировании шахтной атмосферы должен составлять соответственно по метану от 0 и не менее 2 % (данный верхний предел ограничен правилами безопасности в угольных шахтах); по угольной пыли - от 0 до 3000 мг/м³.

Температурные условия эксплуатации приборов данного назначения должны находиться в диапазоне от 0 до 40 °С. Таким образом, стенд должен формировать температурную среду не менее, чем в указанном диапазоне.

В условиях угольных шахт фактор влажности не нормируется вследствие объективно сложных условий работы. Таким образом, вышеуказанные приборы исполняются для рабочих условий по параметру влажности, достигающему практически 98 %. Параметры данного фактора воздействия на испытываемые приборы должны быть технически предусмотрены в режимах формирования шахтной атмосферы в стенде.

Представленные габаритные размеры приборов и средств аэрогазового и пылевого контроля определили минимальные размеры испытательной камеры стенда. Диаметр трубы не должен быть менее 400 мм.

Скоростные режимы воздушного потока на угольных шахтах определены Правилами безопасности в угольных шахтах ПБ 05-618-03

В результате проведённых исследований был разработан и изготовлен испытательный стенд для проведения оценочных испытаний систем и оборудования аэрогазового и пылевого контроля, разработана методика проведения оценочных испытаний систем и оборудования аэрогазового и пылевого контроля, оборудована лаборатория для проведения оценочных испытаний систем и оборудования аэрогазового и пылевого контроля (рис. 3).



Рисунок 3 – Лаборатория проведения оценочных испытаний систем и оборудования аэрогазового и пылевого контроля

Дальнейшие исследования планируется развивать в направлении совершенствования методической базы проведения оценочных испытаний, расши-



рения перечня исследуемых параметров приборов и систем аэрогазового и пылевого контроля, а также в направлении совершенствования нормативной базы с целью повышения уровня безопасного ведения горных работ.

РАЗРАБОТКА БИОМАТ – ВЫСОКОЭФФЕКТИВНОГО МАТЕРИАЛА ДЛЯ УКРЕПЛЕНИЯ ГРУНТОВОЙ ПОВЕРХНОСТИ И ВОССТАНОВЛЕНИЯ ПОЧВЕННО-РАСТИТЕЛЬНОГО СЛОЯ

Р.В.Корытников

ООО «Газпром добыча Ямбург», ФГУП «Фундаментпроект»

При освоении сложных природоклиматических территорий, где природная среда особенно чувствительна к внешним воздействиям, происходит полное, либо частичное уничтожение растительного покрова, что резко активизирует процессы эрозии. Особенно подвержены эрозионным процессам, лишенные растительности, грунты оврагов, откосов насыпей автомобильных и железных дорог, общепланировочных насыпей строительных площадок, грунтовые поверхности карьеров, трасс нефте- и газопроводов.

Традиционно применяемое задернение грунтов методом гидропосева, как показывает практика, малоэффективно. На склонах семена посеянных трав быстро разрушаются поверхностными водами и ветром еще до прорастания и укоренения.

Поэтому для создания равномерного по площади растительного покрова требуется дополнительный ежегодный посев трав в течение 2-4 лет. При этом, в течение срока воссоздания устойчивого почвенно-растительного слоя грунтовая поверхность никак не защищена от эрозионных процессов.

Приоритетной задачей при строительстве и реконструкции промышленных объектов является минимизация капитальных и эксплуатационных затрат. В настоящее время требуются простые в применении, технически и экономически обоснованные материалы. С этой целью для защиты грунтов от поверхностной эрозии и восстановления в короткие сроки растительного покрова на защищаемой поверхности разработан высокоэффективный материал **БИОМАТ**.

БИОМАТ представляет собой биоразлагаемую основу, в которую по специальной технологии внедрена смесь семян многолетних трав и других растений, питательные вещества (удобрения, стимуляторы роста), влагоудерживающие сорбенты синтетического или природного происхождения. В зависимости от типа **БИОМАТ** в составе биоразлагаемой основы используется:

- нетканый синтетический материал;
- биоразлагаемое растительное волокно;
- биополимеры.

Питательные вещества подбираются, исходя из почвенно-грунтовых условий района и видового состава смеси семян. Состав семян подбирается с учетом почвенно-грунтовых и климатических условий района, а также типа



техногенного ландшафта.

Применение **БИОМАТ** позволяет осуществлять защиту и укрепление грунтовых поверхностей от эрозионных процессов. Основные типы защищаемых техногенных ландшафтов - откосы и горизонтальные поверхности грунтовых насыпей строительных и технологических площадок, грунтовые обваловки трубопроводов подземной прокладки, карьеры, участки уничтожения почвенно-растительного слоя в пределах склонов и т.д. Использование **БИОМАТ** позволяет восстанавливать почвенно-растительный слой в течение первого летнего сезона без укладки плодородного слоя почв и последующего посева трав в течение последующих лет, что упрощает проведение строительных работ и снижает их стоимость.

Первое время, в период развития растений, **БИОМАТ** выполняет все защитные функции, предотвращая эрозионные процессы. В течение 2-3-х лет, к моменту образования равномерного травостоя с обильной корневой системой, которая, проникая глубоко в почву, связывает грунт и образует дернину, биоразлагаемая часть основы усваивается в почве, а не разлагаемая синтетическая часть основы сохраняется в виде армирующего почвогрунто слоя. Такой дерновый покров обладает высокой механической прочностью, как по горизонтали, так и по вертикали. Кроме того, улучшается водный режим склоновых грунтов, так как травяной покров играет роль биологического дренажа и резко повышает устойчивость откосов к эрозии и разрушениям. **БИОМАТ** укладывается в период устойчивых положительных температур воздуха. Укладку в весеннее время следует осуществлять после формирования слоя сезонного оттаивания не менее 0,2 м, в осеннее время – до начала заморозков. На засушливых участках для лучшего прорастания семян **БИОМАТ** достаточно присыпать слоем грунта толщиной 1-3 см. **БИОМАТ**, укладываемый на грунтовую поверхность, играет роль фильтра, не позволяя водному потоку осуществлять вынос грунтовых частиц.

По принципу своей работ **БИОМАТ** превосходит современные геосинтетические материалы: геосетки и георешетки. При этом **БИОМАТ** в сравнении с геосетками и георешетками дешевле и проще в укладке. Необходимо отметить, что ячейки геосеток и георешеток, заполненные минеральным грунтом или торфогрунтовой смесью, как показывает практика, не обеспечивают высокую степень защиты грунтовых поверхностей от эрозии, поскольку происходит вымывание заполнителя из ячеек и дальнейший размыв поверхности.

Для сравнения: суммарная стоимость объемной георешетки с заполнением ячеек щебнем с подложкой из геотекстильного материала, с учетом работы по укладке, составляет более 600 руб за 1 кв.м. Стоимость **БИОМАТ** для условий Крайнего Севера в зависимости от типа составит не более 200 руб./кв.м.

Разработанный **БИОМАТ** значительно превосходит по технико-экономическим показателям своих импортных аналогов. Зарубежные аналоги, как правило, представляют собой полотна, выполненные из соломы (либо кокосового волокна или их смесей), прошитые полипропиленовой или джуто-



вой нитью, при этом семена и питательные микроэлементы в них отсутствуют. Стоимость квадратного метра импортных аналогов с семянами и работами по укладке составит от 900 руб./кв.м, что значительно превышает затраты по применению **БИОМАТ**.

РАЗРАБОТКА КОМПЛЕКСА СКВАЖИННОГО ОБОРУДОВАНИЯ ДЛЯ ОТКАЧКИ ВОДЫ ИЗ ПОДЗЕМНОГО ХРАНИЛИЩА

И.Е.Кривых

ООО «Газпром подземремонт Уренгой»

Устойчивая работа топливно-энергетического комплекса России, наряду с другими факторами, в значительной мере зависит от надёжности и равномерности поставок природного газа по газотранспортной системе страны. Регулирование этих поставок осуществляется, как правило, за счёт отбора газа из подземных хранилищ газа (ПХГ).

Высокоскоростной процесс эксплуатации подземных хранилищ газа происходит во многие десятки раз быстрее по сравнению с газовыми месторождениями. В связи с этим появляется потребность в разработке оборудования, которое улучшает эксплуатацию скважин ПХГ.

Одной из основных проблем при эксплуатации скважин является их обводненность.

Современное состояние эксплуатации ПХГ в России требует решения задач, связанных с разработкой оборудования для откачки воды из подземного хранилища газа.

Процесс откачки воды из скважин на примере Шелковского ПХГ придает особую актуальность проблеме. Так как обводненность скважин подземного газового хранилища возникает из-за:

- неправильной эксплуатации скважин;
- большого периода работы скважины.

По данным ВНИИГАЗа промышленная эксплуатация Шелковского ПХГ в шигровском горизонте ведется с ноября 1964 года. Такой большой срок эксплуатации ведет к естественной обводненности большого парка скважин, а это значит, что необходима разработка нового мобильного оборудования для откачки жидкости из скважины, что определяет необходимость не только совершенствовать технологии традиционных способов, но и внедрять альтернативные способы, такие как откачка жидкости с помощью скважинных насосов, спущенных на кабель-канате.

В данном проекте был усовершенствован метод откачки воды из скважины с помощью электроцентробежного насоса, спущенного на кабель-канате.

На рисунке 1 представлен общий вид усовершенствованного оборудования для откачки воды из ПХГ.

Основной задачей работы была разработка принципиально новой патентноспособной конструкции электромеханического пакера с водяным каналом.



Большое внимание было уделено анализу технической литературы, а именно, были проанализированы все отечественные патенты электромеханических пакеров, после этого был сделан вывод: у всех рассмотренных пакеров электромеханического действия ограничена область применения (отсутствие водяного канала через ствол пакера); большая недоработка в области установки редуктора, т.к. невозможно передавать большие крутящие моменты с помощью представленных схем; сложно поместить в один корпус большое количество необходимых узлов (электродвигатель, редуктор, сам механизм пакера); наличие проводов на внешней части пакера ведет к резкому снижению надежности в период его спуска и подъема; существенная недоработка винтовой пары некоторых конструкций пакеров (устойчивость винта или гайки очень низкая из-за восприятия больших центробежных сил).

Проанализировав патентные конструкции электромеханических пакеров и задав исходные данные для решения поставленной задачи, в основу были положены следующие требования для конструирования электромеханического пакера и его привода:

- ✓ все узлы должны быть разбиты по модулям и соединяться посредством фланцевых или резьбовых соединений;
- ✓ необходимо наличие водяного канала через ствол пакера;
- ✓ пуск и остановку двигателя осуществлять через специальные датчики, расположение и конструкция проводов которых не должна препятствовать эффективной работе пакера.

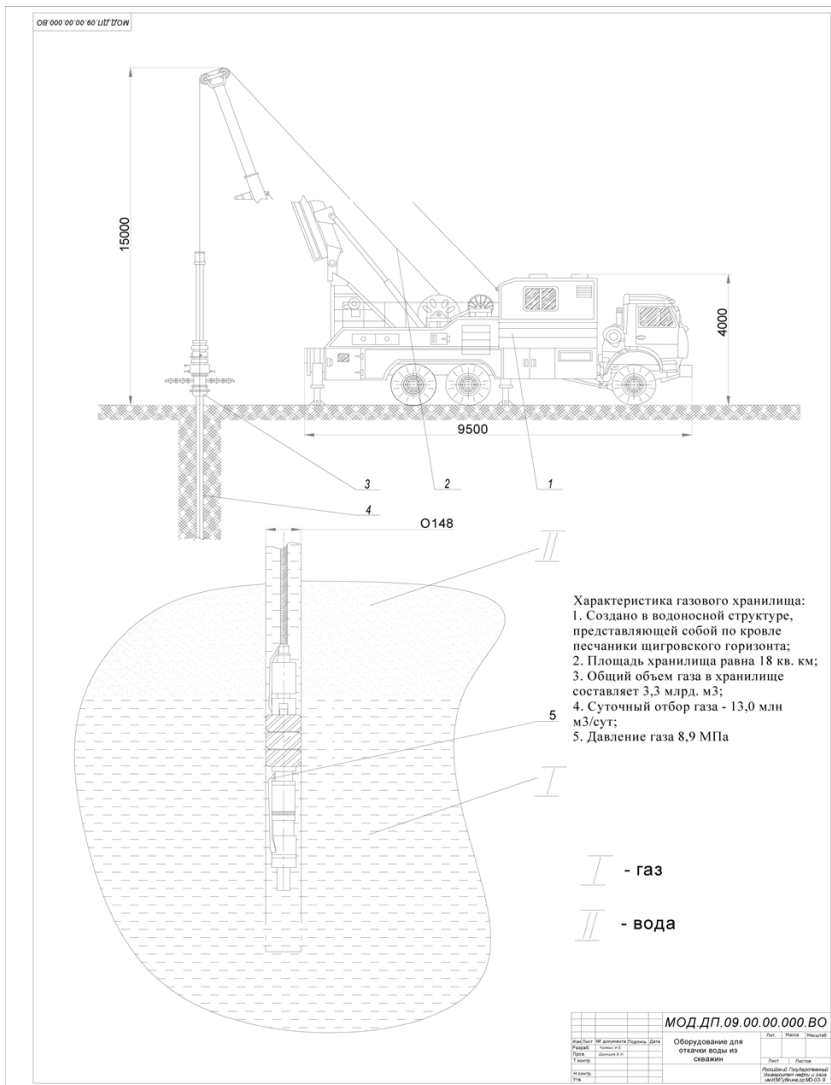


Рис. 1. Общий вид оборудования для откочки жидкости из ПХГ с помощью ЭЦН

1 – скважинная установка, 2 – кабель-канат, 3 – оборудование устья, 4 – обсадная колонна, 5 – скважинное оборудование.

Итак, рассмотрим более подробно конструкции и принцип действия электромеханического пакера.



На рисунке 2 представлена схема электромеханического пакера состоящего из корпуса 1, который имеет два отверстия для кабеля ПЭДа ЭЦН. На корпус 1 навинчены с обоих концов входной модуль 5 и нижний фланец 6, соединяющие непосредственно привод пакера и электроцентробежный насос.

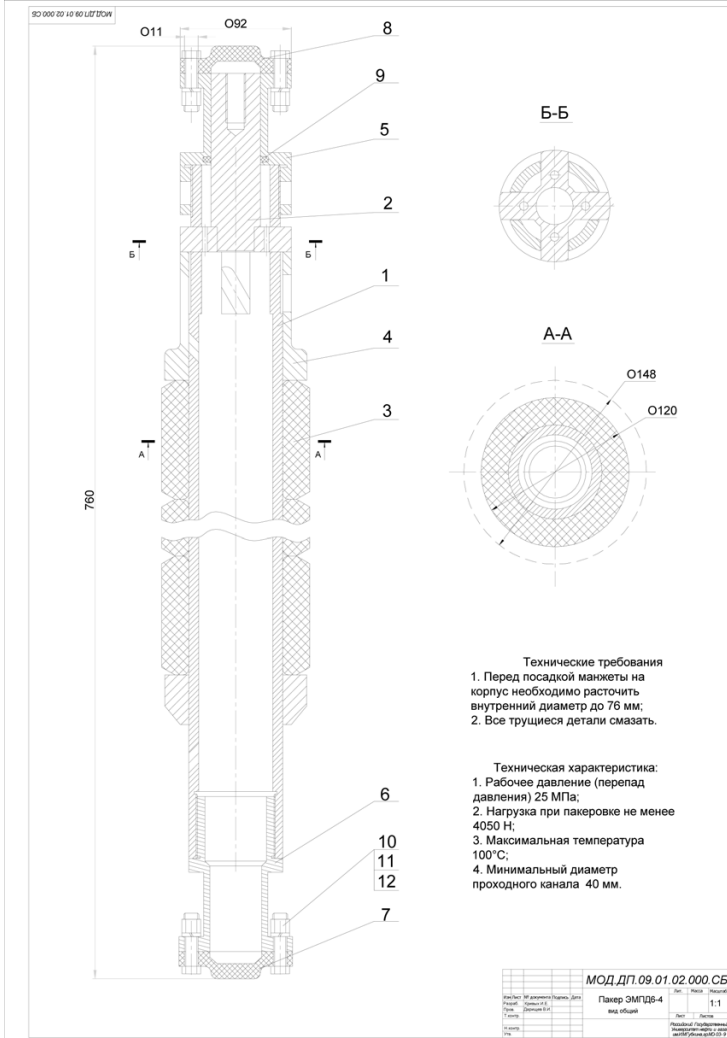


Рис. 2. Чертеж электромеханического пакера.

1 - корпус, 2 - крестовина, 3 - манжета, 4 – втулка подвижная, 5 – входной модуль, 6 – фланец нижний, 7,8 – транспортировочная крышка, 9 – сальниковое уплотнение, 10 - гайка, 11 - шайба, 12 – болт.



В корпус вставлена крестовина 4, состоящая из вала и самого креста, соединенных между собой сварочным швом. На корпус посажен упор (позицией не показан) с помощью сварного соединения. За втулкой идет манжета 3, и втулка 4, перемещающаяся в осевом направлении. Так же для герметизации вала устанавливают прокладку 9.

Для транспортировки электромеханического пакера с обоих концов одевают резиновый колпак 8, 7 по средством болтового соединения 11, 12, 10.

Принцип действия электромеханического пакера:

Электромеханический пакер спускают на заданную глубину в скважину вместе с остальным оборудованием в той последовательности, которая указана на рисунке 3. Когда пакер достигает заданной глубины, оператор подает напряжение по грузонесущему силовому кабелю на узел сростки кабеля, где происходит деление силового кабеля на кабель для ПЭДа ЭЦН и для привода электромеханического пакера, схема которого представлена на рисунке 3.

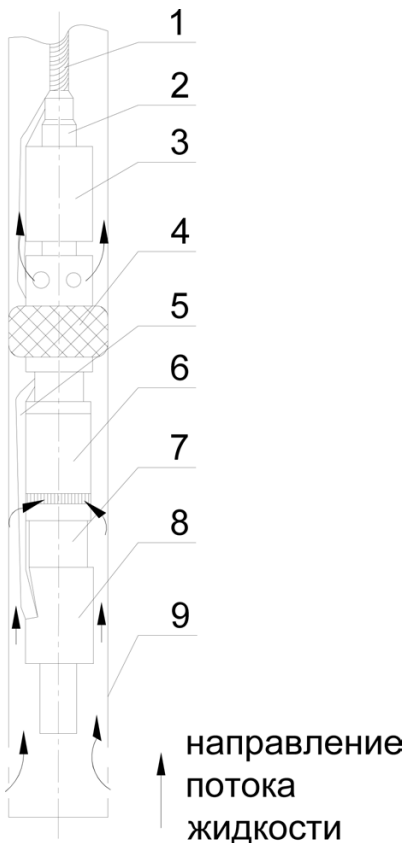


Рис. 3. Принципиальная схема компоновки скважинного оборудования для откачки воды из ПХГ:

- 1 – кабель-канат,
- 2 – узел сростки кабель-каната,
- 3 – привод пакера,
- 4 – электромеханический пакер,
- 5 – силовой кабель для погружного электродвигателя,
- 6 – насос,
- 7 – гидрозашита,
- 8 – погружной электродвигатель,
- 9 – обсадная колонна.



Двигатель пакера представляет собой линейный сервомотор типа GSM. Вал двигателя движется по прямой вдоль оси. Вал сервомотора связан с крестовиной пакера 2 резьбовым соединением и передает усилие на манжету до 5320 Н.

После подачи напряжения на привод пакера, вал сервомотора начинает толкать крестовину 2, которая в свою очередь передвигает втулку 4. Втулка 4 выполняет следующие задачи: является поршнем для деформирования пакера; имеет 4 отверстия, одно из которых служит проходом для электрического кабеля ПЭДа ЭЦН, остальные расположены под углом, для лучшего прохода жидкости при ее откачке. Втулка 4 воздействует на манжету 3. В свою очередь манжета 3 стопорится за счет упора 5, происходит деформация эластомера, то есть идет процесс пакеровки. При достижении заданного усилия на манжету, срабатывает управляемое реле (рис. 4), которое прекращает подачу напряжения, что приводит к остановке сервомотора и фиксирует крестовину 2 в конечном положении. Одновременно с процессом пакеровки начинается работа насоса. Жидкость после насоса попадает в пакер и выходит из него из специальных отверстий сделанных во втулке 4, корпусе 1 и верхнем фланце 6.

После процесса откачки воды пакер приводят в транспортное положение, то есть управляемое реле подает напряжение на линейный сервомотор, вал которого начинает движение назад, происходит процесс распакеровки. После все оборудование поднимают на дневную поверхность.

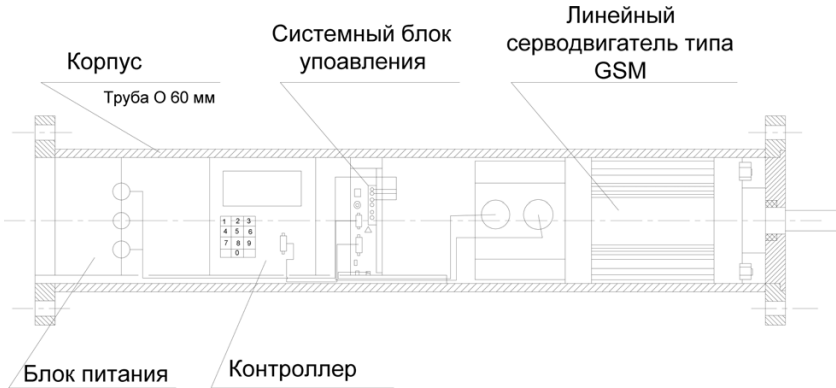


Рис. 4. Схема привода пакера.

Разработанная конструкция электромеханического пакера и его привода позволяет сократить общее время работы установки в целом, по сравнению с другими способами откачки воды из ПХГ.



МЕТОДИКА ЭКОНОМИЧЕСКОГО РАНЖИРОВАНИЯ ГЕОЛОГО-ТЕХНИЧЕСКИХ МЕРОПРИЯТИЙ

Е.С.Кузьмина

ООО «Газпром добыча Оренбург»

Становление рыночной экономики в России характеризуется важнейшим признаком – экономической эффективностью. Только те экономические субъекты оказываются конкурентоспособными в рыночных условиях, которые выдерживают проверку на экономическую эффективность. В данном случае речь идет не о чисто коммерческой эффективности или рентабельности, а об эффективности с точки зрения соблюдения интересов не только данного предприятия или организации, но и государства в целом, т.е. всего общества. В настоящее время проблема баланса интересов особенно остра и актуальна для предприятий нефтегазодобывающей отрасли.

Если раньше владельцем и пользователем недр выступало одно лицо — государство, то теперь государство выступает отдельно в лице собственника недр, а нефтегазодобывающие предприятия (инвесторы) - в лице пользователей недр.

Пользователь недр заинтересован, прежде всего, в получении максимального эффекта на вложенный капитал, а государство в обеспечении страны энергоносителями и в увеличении поступления налогов. Значительную долю отчислений собственник недр получает пропорционально объему добытого углеводородного сырья, поэтому он заинтересован в обеспечении высокой газо- и нефтеотдачи.

Эти противоположные цели государства и недропользователя могут быть достигнуты за счет оптимального сочетания максимально возможных уровней добычи УВС при наименьших затратах.

Решение этих задач возможно следующими путями:

- за счет ведения поисково-разведочных работ в новых и старых районах;
- за счет повышения извлекаемого потенциала разрабатываемых месторождений (совершенствование техники и технологии, что приведет к повышению степени извлечения ресурсов из недр).

Первый путь можно охарактеризовать как экстенсивный путь развития производства, который предполагает расширение производства за счет привлечения дополнительных ресурсов без повышения эффективности их использования. Как правило, такой путь ведет к чисто объемному росту при невысокой результативности. На начальной стадии разработки месторождений именно этот путь является определяющим и доминирующим.

Второй путь предусматривает увеличение производственного потенциала, который кроется в интенсификации производства. Итогом интенсификации выступает прирост создаваемого продукта, отношение которого к затратам является, как известно, критерием эффективности производства. Сущность интенсификации - в улучшении использования производственного потенциала, которое можно достичь за счет использования достижений



научно-технического прогресса и новых технологий, нацеленных на повышение производительности труда, что приводит в конечном итоге к увеличению коэффициентов газоотдачи и коэффициентов извлечения нефти и снижению затрат.

Таким образом, для месторождений, находящихся на поздней стадии эксплуатации и характеризующихся снижением производительности основных фондов, наиболее приемлемым из перечисленных выше путей является второй путь, который способствует повышению или поддержанию на том же уровне эффективности производства с минимальными потребностями в инвестициях.

ООО «Газпром добыча Оренбург» ведет промышленную разработку именно такого месторождения. Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение (ОНГКМ) открыто в 1966 году. На протяжении 40 лет ОНГКМ является основным поставщиком углеводородного сырья, обеспечивая загрузку перерабатывающих и транспортных мощностей оренбургского газохимического комплекса.

Общество ведет активную политику в области повышения эффективности разработки месторождения.

Основными направлениями данной политики являются:

- ◆ бурение новых эксплуатационных скважин;
- ◆ зарезка горизонтальных стволов в низкодебитных скважинах;
- ◆ реконструкция и техперевооружение объектов добычи;
- ◆ проведение геолого-технических мероприятий.

В ООО «Газпром добыча Оренбург» ежегодно утверждается План по ремонту скважин и в соответствии с ним Программа геолого-технических мероприятий по работе с фондом скважин, включающая в себя перечень скважин, на которых будут осуществляться работы по капитальному ремонту скважин, текущему ремонту, регламентным работам, интенсификации притока.

С экономической точки зрения можно выделить следующие группы геолого-технических мероприятий:

1. мероприятия, направленные на обеспечение безопасной работы оборудования (ревизия подземного оборудования, ликвидация межколонных проявлений, ревизия устья – демонтаж трубных головок для диагностирования, ликвидация обрыва НКТ и др.);

2. мероприятия, направленные на увеличение производительности скважин (ремонтно-изоляционные работы (РИР), пеноэмульсионная кислотная обработка, интенсификация притока в горизонтальных скважинах с применением М-20, объемная пенокислотная обработка, циклическая пенокислотная обработка, пеноэмульсионная солянокислотная обработка, обработка призабойной зоны пласта (ПЗП) нефтяных скважин УВ С5+выше, обработка ПЗП газовых скважин бинарной смесью и др.)



Если говорить о структуре ГТМ с позиций данной классификации, то доля скважин, на которых проводятся мероприятия по обеспечению безопасной работы, ежегодно колеблется в пределах 40-45%, в то время как стоимость работ по данной группе ГТМ составляет 75-77% от общей стоимости. Данная ситуация объясняется спецификой ГТМ, направленных на обеспечение безопасной работы оборудования, что обуславливает их большую стоимость по сравнению с мероприятиями, направленными на увеличение добычи.

Следует отметить, что за последние 7 лет наблюдается положительная динамика увеличения количества ГТМ. Если в 2001-2002 гг. было проведено 19 и 16 мероприятий соответственно, то, начиная с 2003 г., количество геолого-технических мероприятий резко возросло и составляет 80-95 скважин ежегодно. Увеличивается доля добычи УВС за счет проведения ГТМ: в 2007 г. она составляет 1,3% добычи газа и 5,2% добычи нефти.

Рост стоимости работ связан с увеличением количества скважинных операций, инфляционным удорожанием работ и усложнением технологии, связанной с особенностями разработки месторождения.

Как показала практика, все геолого-технические мероприятия оказались достаточно эффективными на скважинах Оренбургского НГКМ в условиях аномально низких пластовых давлений.

Расчеты экономической эффективности проводились на основании определения дополнительной выручки и дополнительных текущих затрат, возникающих в результате прироста добычи после проведения мероприятия. Формой проявления эффекта является прирост добычи углеводородного сырья за счет выполнения ГТМ. По ГТМ, направленным на обеспечение безопасной работы оборудования, сложившаяся практика расчета экономической эффективности предполагает, что без проведения данных работ скважина должна быть остановлена, следовательно, прирост добычи принимается равным дебиту скважин после проведения ГТМ.

В существующих условиях по всем ГТМ получен экономический эффект, все они эффективны, но показатели эффективности существенно отличаются по ГТМ в части прироста добычи, чистой прибыли, стоимости работ. Поэтому предлагается провести ранжирование ГТМ по следующей методике.

Для оценки используются три основных показателя:

1. Стоимость работ (на 1 скважину). Данный показатель выбран в связи с ограниченностью финансовых ресурсов. Мероприятия с меньшей стоимостью предпочтительнее.
2. Чистая прибыль (на 1 скважину). Данная величина характеризует экономическую целесообразность проведения работ, чем больше прибыль, тем больше эффективность.
3. Срок окупаемости мероприятия (в целом). Выбор данного критерия обусловлен необходимостью соотнесения первых двух показателей между собой.

Показатели прироста добычи УВС не включены в данное ранжирование, так как, во-первых, имеет место прирост в добыче газа, конденсата и нефти,



сопоставить их между собой можно только в стоимостном выражении, что подразумевает использование показателя выручки. В предлагаемой методике используется показатель чистой прибыли – как разница между выручкой, затратами и налогами из прибыли.

В зависимости от величины предлагаемых критериев каждому ГТМ был присвоен рейтинг от 1 до 5 (таблица 1). Чем выше рейтинг, тем более эффективно проведение ГТМ.

Таблица 1

Критерии присуждения рейтинга ГТМ

Рейтинг	Стоимость работ	Чистая прибыль	Срок окупаемости
1	высокая	низкая	свыше 3 лет
2	выше среднего	ниже среднего	от 2 лет до 3 лет
3	средняя	средняя	от 1 года до 2 лет
4	ниже среднего	выше среднего	от 6 месяцев до 1 года
5	низкая	высокая	до 6 месяцев

Результаты ранжирования геолого-технических мероприятий, проведенных на скважинах Оренбургского НГКМ в 2007 году, представлены в таблице 2.

Таблица 2

Результаты ранжирования ГТМ 2007 года

Наименование работ	Рейтинг 1	Рейтинг 2	Рейтинг 3	Сводный рейтинг
Интенсификация притока в горизонтальном стволе нефтяных скважин с применением М-20	5	5	5	15
Удаление столба жидкости из скважины с применением твердых ПАВ (шашек)	5	5	5	15
Циклическая ПКО при давлении раскрытия трещин	5	5	5	15
Обработка жидкими углеводородами	5	4	5	14
Объемная пенокислотная обработка	4	4	5	13
Пеноэмульсионная кислотная обработка	4	3	5	12
Обработка бинарной смесью	5	2	5	12
Ликвидация межколонных проявлений*	2	5	4	11
Освоение с применением М-20	4	3	4	11
Ликвидация обрыва НКТ*	2	4	2	8
Ревизия устья - демонтаж ТГ для диагностирования*	2	3	2	7
Ремонтно-изоляционные работы	1	3	1	5
Ревизия подземного оборудования*	1	2	1	4

* мероприятия, необходимые для безопасной работы оборудования



Мероприятия, дающие наибольший экономический эффект расположены в верхней части таблицы. Ранжирование было проведено по всем ГТМ. Следует отметить, что мероприятия, направленные на обеспечение безопасной работы оборудования, включены в предлагаемый рейтинг справочно. Проведение данных работ вызвано производственной необходимостью и строго регламентировано, поэтому решение об их дальнейшем применении не может основываться на результатах экономической эффективности. Следовательно, целесообразно для принятия управленческих решений проводить ранжирование мероприятий, направленных на увеличение добычи.

Ранжирование по данной методике было произведено за 2005-2007 год. Уменьшение рейтинга вызвано, в основном, ростом стоимости работ и меньшим приростом добычи УВС. Увеличение рейтинга, соответственно, связано с лучшими показателями прироста добычи УВС.

Стабильно высокие рейтинги получили следующие ГТМ: интенсификация притока в горизонтальных скважинах с применением М-20, циклические ПКО, объемная пенокислотная, пеноэмульсионная СКО.

Необходимо обратить внимание на то, что в Обществе ведется постоянная работа по совершенствованию технологий работы с фондом скважин, внедряются новые виды ГТМ, такие как, например, удаление столба жидкости из скважины с применением твердых ПАВ (шашек) с 2007 года, циклические ПКО с 2006 года. По данным ГТМ были получены максимальные рейтинги в 2007 году, что говорит об их высокой экономической эффективности.

Ремонтно-изоляционные работы являются менее эффективными из всех анализируемых ГТМ, прежде всего, из-за их высокой стоимости.

Таким образом, на основании проведенного ранжирования ГТМ можно делать выводы о применении того или иного метода интенсификации притока, но проведение многих ГТМ связано с геологическими особенностями и производственной необходимостью, поэтому решение об их применении не может быть основано только на экономической эффективности.

Проведенный анализ основывается на фактически сложившихся данных по уже проведенным ГТМ в разрезе их видов. Данное ранжирование можно проводить и в разрезе скважин.

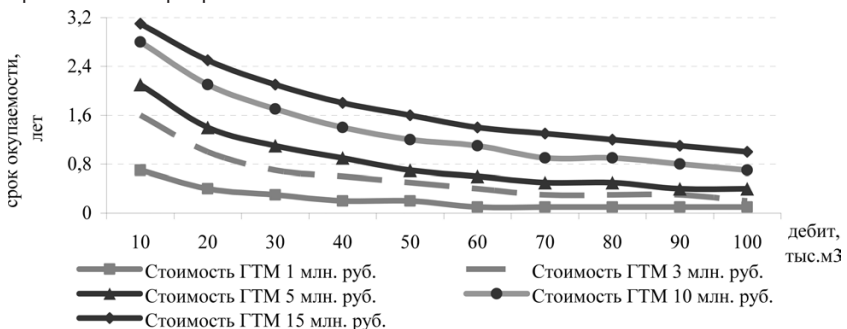


Рис. 1 Номограмма зависимости срока окупаемости от прироста дебита и стоимости работ по газовым скважинам



Кроме того, учитывая, что основными факторами, влияющими на эффективность геолого-технических мероприятий, являются стоимость работ и прирост добычи углеводородного сырья, при планировании ГТМ на конкретных скважинах можно провести выбор скважин, в которых по предварительным оценкам гидродинамики пласта возможно получение прироста дебитов, обеспечивающих приемлемый срок окупаемости. Номограмма зависимости срока окупаемости мероприятий от прироста дебита и стоимости работ представлена на рисунке 1. Максимальный срок окупаемости при минимальном приросте дебита и максимальной стоимости работ составит 3,1 года.

На рисунке 2 представлена аналогичная номограмма по нефтяным скважинам. Срок окупаемости геолого-технических мероприятий стоимостью выше 10 млн. руб. на нефтяных скважинах и при максимальном дебите 50т/сут. превышает 5 лет, что позволяет говорить об их низкой эффективности. Наиболее оптимальны с точки зрения экономической эффективности ГТМ стоимостью до 7 млн. руб., обеспечивающие прирост дебита не менее 35 т/сут.

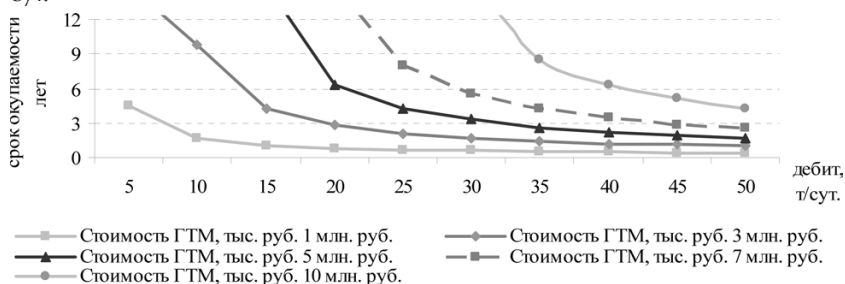


Рис. 2 Номограмма зависимости срока окупаемости от прироста дебита и стоимости работ по газовым скважинам.

Таким образом, полное вовлечение геологических запасов в разработку, обеспечение равномерной их отработки, как по площади, так и по разрезу, обеспечение высокого коэффициента извлечения углеводородов представляется основной задачей на весь период разработки ОНГКМ, обеспечивая соблюдение интересов не только ООО «Газпром добыча Оренбург», но и собственника недр – государства.

Апробирование и внедрение современных технологий интенсификации добычи углеводородного сырья с учетом экономически оправданных сроков окупаемости позволяет наиболее полно использовать фонд скважин по числу, времени и производительности.

Предлагаемая методика ранжирования ГТМ и построения номограмм может быть использована в работе планово-экономического и геологического отделов для проведения дополнительного анализа практики применения ГТМ и выработки решения по конкретным видам ГТМ и скважинам.



**АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА РАСЧЕТОВ
ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ КРУПНЫХ ПРОЕКТОВ
ТНК-ВР
(НА ПРИМЕРЕ ИНТЕГРИРОВАННОГО ПРОЕКТА ОРЕНБУРГ)**

М.А.Лимонов

ОАО «Оренбургнефть»

Реализация Крупных проектов признана приоритетным направлением деятельности Компании ТНК-ВР начиная с 2007г. Крупным проектом считается проект с общими инвестициями свыше 100млн.\$ или проект, выполнение которого решением Производственного Комитета признано стратегически важным. На сегодняшний день в компании ТНК-ВР реализуется около двух десятков Крупных проектов, направленных на добычу и переработку нефти и газа, утилизацию газа, разработку новых месторождений. Это такие проекты как: Интегрированный проект Оренбург, Роспан, Усть-Вах, ВЧНГ Пилот и Ранняя нефть, Уват, Каменное, Утилизация газа в Нижневартовском регионе, Верх-Тарское ПРМ и ряд других проектов. Все проекты находятся в периоде становления и на различных этапах выполнения, отличаются своей уникальностью, и регламентированы процедурой СРР (процедура работ по капитальным проектам).

В Компании еще не внедрено стандартных экономических моделей и стандартного программного продукта для расчета эффективности Крупных проектов (единственно стандартными считаются двухстраничный отчет и формат ФМ или разрешения на расходование средств AFE). Поэтому неотъемлемой частью работы инвестиционных служб Крупных проектов является подготовка и защита финансовых меморандумов (разрешения на расходование средств AFE), мониторинг которых осложнен следующими обстоятельствами:

- изменением макропараметров и сценариев цен;
- изменением капитальных и операционных затрат вследствие изменения объемов работ при изменении технических решений;
- форматы ФМ (разрешения на расходование средств AFE) разработаны в Microsoft Word, а расчетная часть выполняется в Microsoft Excel.

Разработка автоматизированной системы расчетов эффективности инвестиционных проектов на примере Интегрированного проекта Оренбург (ИПО) является первым шагом на пути оптимизации затрат рабочего времени и частичной автоматизации рутинных процессов формирования ФМ и расчетов экономической эффективности.

ИПО занимается проблемами утилизации газа в Оренбургском регионе с целью:

- минимизации риска отзыва лицензий;
- максимизации ценности газа.

ИПО определены 4 основных группы месторождений с наиболее высокими объемами сжигания газа, по которым сформированы 4 подпроекта, составляющих ИПО:



1. Утилизация газа Зайкинской группы месторождений и расширение ЗГПП.
2. Утилизация газа Покровской группы месторождений.
3. Утилизация газа Бобровской группы месторождений.
4. Утилизация газа Восточной группы месторождений.

На примере ИПО потребность в подготовке ФМ появилась в середине 2007г. и сопровождалась регулярными пересчетами экономической эффективности проекта вследствие переоценки стоимости проекта, уточнения эксплуатационных затрат, выбора альтернативных вариантов, изменения сценариев цен на газовую продукцию и объемов выхода конечной продукции.

Разработка автоматизированной системы позволила существенно упростить процесс подготовки ФМ и расчета экономической эффективности за счет:

- объединения различных разрозненных компонентов, участвующих в расчете в единую автоматизированную систему;
- установления четких и логических связей между этими компонентами с помощью набора макросов и системы гиперссылок;
- разработки доступного интерфейса главной страницы с удобной навигацией по системе.

Схема автоматизации и составные блоки системы приведены на рисунках 1 и 2.

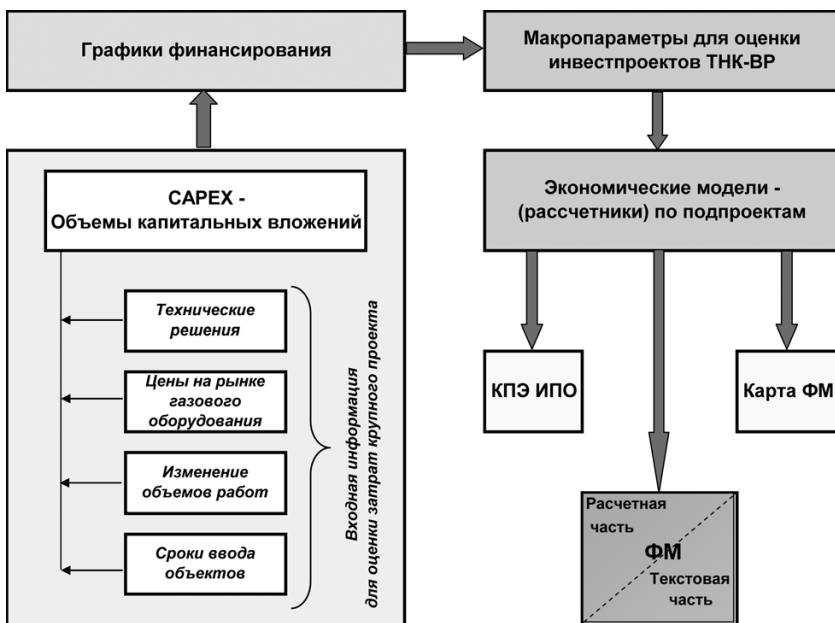


Рисунок 1 – Схема автоматизации процесса расчетов экономической эффективности и подготовки ФМ.

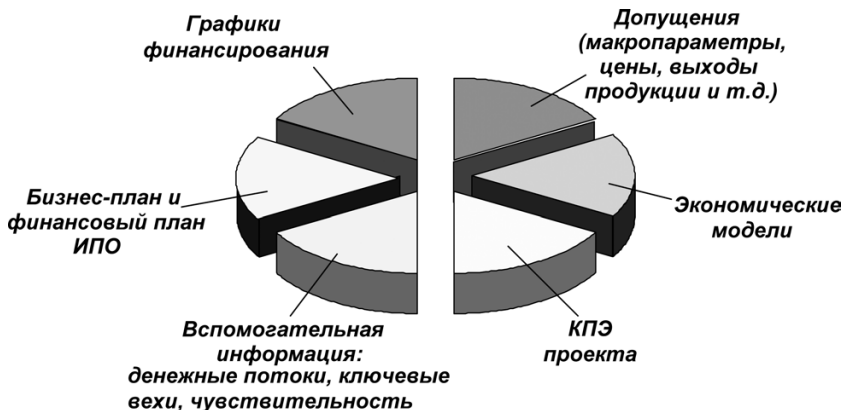


Рисунок 2 – Составные блоки автоматизированной системы.

Автоматизированная система реализована в виде отдельных блоков, рисунок 3. Блок «Бизнес-план и финансовый план ИПО» является входной информацией для всей системы расчетов, причем исходные данные в этом блоке структурированы по подпроектам и по объектам. Блок «Графики финансирования» использует входные данные, получаемые в блоке «Бизнес-план и финансовый план ИПО», причем затраты текущего года разбиваются помесячно и используются в финансовых меморандумах по каждому подпроекту. Блок «Допущения» содержит исходные макроэкономические параметры для расчета эффективности инвестиционных проектов ИПО такие как: цены на газовые продукты, курс доллара, параметры инфляции, налоги, ставку дисконтирования, нормы амортизации и объемы конечной продукции. Блок «Экономические модели», пожалуй, самый главный блок системы, который содержит непосредственно расчеты экономической эффективности по каждому подпроекту, включая сводный расчет по проекту в целом. Входными данными данного блока являются графики финансирования и допущения. Блок «КПЭ проекта» содержит информацию по ключевым показателям эффективности в разрезе подпроектов. Блок «Вспомогательная информация для формирования ФМ» содержит следующие исходные данные: графики денежных потоков, графики ввода объектов, важнейшие вехи по проекту, графики по анализу чувствительности, информацию по отклонению бизнес-плана от финансового плана. Блок «Финансовые меморандумы» - заключительный блок представленной автоматизированной системы, содержит гиперссылки на файлы в формате Microsoft Word.

Для формирования расчетной части ФМ все необходимые компоненты готовы. Формирование текстовой части ФМ не автоматизировано и осуществляется в ручном режиме. Неотъемлемой частью ФМ является так называемая карта ФМ (свод информации по этапам реализации проекта, где отражены фактически освоенные, утвержденные и планируемые к утверждению



затраты). Также по каждому из подпроектов проведена работа по идентификации рисков и неопределенностей, сформированы матрицы рисков.

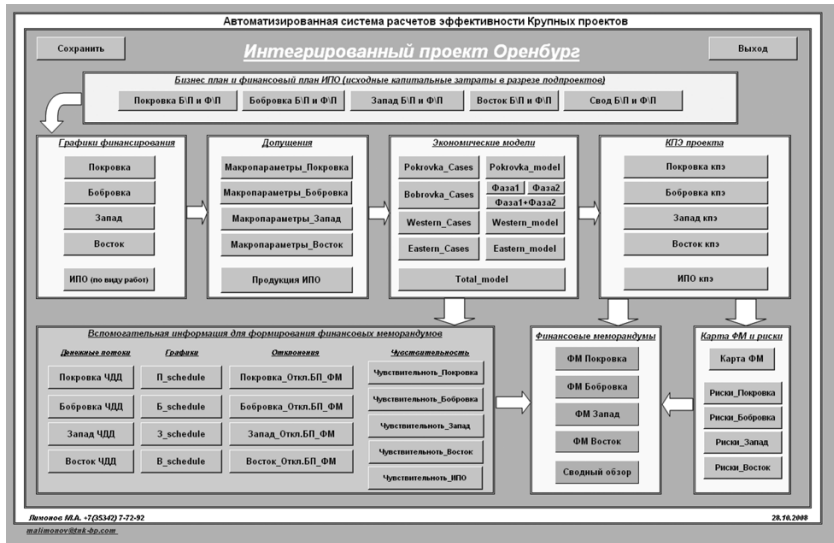


Рисунок 3 – Интерфейс автоматизированной системы.

Данная автоматизированная система была разработана и внедрена для нужд Интегрированного проекта Оренбург в начале 2008г. Работоспособность системы проверена при подготовке ФМ к защите на комиссии по инвестициям Upstream и на Корпоративном инвестиционном комитете. ФМ получили поддержку и одобрение и в конечном итоге были утверждены на Совете Директоров 25 сентября 2008г.

Применение системы дает:

- экономию времени;
- удобство вычислений;
- отсутствие ошибок, возникающих при работе с большим количеством информации;
- возможность быстрого пересчета при изменении входных параметров;
- возможность проведения факторного анализа и анализа чувствительности;
- возможность расставлять приоритеты и искать резервы экономии средств.

По анализу чувствительности к срокам реализации проекта - отсрочка в 1 месяц дает снижение NPV на \$7млн. (\$266тыс. в день). Отсрочка может быть вызвана как объективными причинами (изменение нормативных документов, поиск новых оптимальных технических решений, задержка оборудования на таможне, отвод земли и др.), так и организационными причинами (длитель-



ный выбор контрагентов, срыв сроков поставки оборудования, а также неэффективная работа группы по управлению проектом, в том числе задержки при подготовке ФМ и выполнении расчетов альтернативных вариантов могут негативно сказаться на NPV проекта). Разработанная автоматизированная система способна решить проблемы организационного характера.

Экономический эффект от использования автоматизированной системы выражается в первую очередь количеством времени, которое может быть сэкономлено при выполнении расчетов и подготовке ФМ. Экономическим эффектом будет соответственно денежная оценка сэкономленного времени, таблица 1.

Таблица 1

Условный экономический эффект.

Группа управления проектом	Кол-во человек, принимающих участие в подготовке ФМ (Бузулукская группа)	Годовой ФЭП (Бузулукская группа), тыс. руб.	% времени по должностной инструкции на подготовку ФМ	ФЭП на "подготовку ФМ", тыс. руб.	Условный экономический эффект, тыс.руб./год
	2008г.	2008г.	2008г.	2008г.	2008г.
Бузулукская группа		22 848	5	2 030	1015
Московская группа	14	17 757	5		
Итого:		40 605	5		
при использовании АСУ-КПЭ время на расчеты эффективности и подготовку ФМ сокращается в 2 раза					

Таким образом, условный годовой экономический эффект в 2008г. составил 1015 тыс. рублей. Сэкономленное время (как проектных менеджеров, так и экономистов) использовано на более детальную работу по реализации проекта. Несмотря на уникальность каждого крупного проекта, имеется возможность внедрения отдельных блоков разработанной системы с целью достижения максимальных успехов работы проекта и Компании в целом. Кроме этого, дальнейшим этапом развития данной системы может стать разработка технического задания для программистов по адаптации системы к использованию конечным пользователем.

РАЗРАБОТКА ОСНОВНОГО ОБОРУДОВАНИЯ НАЛИВА НЕФТЕПРОДУКТОВ НА КОМБИНИРОВАННОЙ ЭСТАКАДЕ ТИТУЛ 2050 ТОВАРНО-СЫРЬЕВОГО ПРОИЗВОДСТВА ООО «ЛУКОЙЛ-НИЖЕГОРОДНЕФТЕОРГСИНТЕЗ»

А.Е.Масляков

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

Цели проекта:

1. Замена технически-морально устаревших наливных устройств на новую автоматизированную систему налива АСН-14ЖД-К.
2. Приведение эстакады к требованиям Правил промышленной и экологической безопасности.



3. Увеличение пропускной способности эстакады.

Основные выявленные нарушения:

1. Отсутствие бесшланговых наливных устройств, ограничителей налива, системы дистанционного отключения насосных агрегатов при переливе.
2. Износ наливных шлангов и устройств закрывания запорной арматуры.
3. Отсутствие требований Правил промышленной и экологической безопасности на эстакаде.

В проекте приведены расчеты, подтверждающие его работоспособность, а также решение вопросов монтажа и ремонта наливных устройств. Автоматизированная система налива предназначена для налива светлых нефтепродуктов, что полностью удовлетворяет требованиям эксплуатации.

Сущностью проекта является замена устаревших наливных устройств (металлорукав с помощью ручной лебедки, наконечник трубы в трубе) на новую автоматизированную систему налива АСН 14 ЖД-К. Достигается за счет снижения потерь нефтепродуктов от испарения в атмосферу при наливке до 980 тн/год, экономии времени на заправку наливных устройств, увеличение межремонтного пробега, что в свою очередь повлечет увеличение выпуска готовой продукции.

Процесс налива - это гидравлическое перемещение жидкости внутри трубопровода при давлении 1,25МПа и температуре 60°С с помощью перекачивающих насосов из одной емкости в другую емкость.

Налив происходит по коммуникациям, работающим полным сечением (напорные трубопроводы, напорные коллекторы). При принудительном наливке коммуникации работают как напорные трубопроводы.

Налив железнодорожных в/цистерн может производиться через верхнюю горловину в/цистерны (верхний слив или налив) или через сливной прибор, расположенный снизу (нижний слив или налив).

Выбор оборудования эстакады производится в зависимости от технологических особенностей процесса (производительность, давление, температура, эффективность работы и качество продукции), а также требованиями надежности и безопасности эксплуатации.

Автоматизированная система налива представляет собой цилиндрические стальные, алюминиевые трубы и отводы с герметичной крышкой.

Стояк наливной консольный АСН-14ЖД-К предназначен для налива нефтепродуктов в железнодорожные в/цистерны через верхний люк.

Налив дизельного топлива ЕВРО вид 3 (10ppm) из резервуаров № 3,4,13,14 парка титул 1136 производится насосами Н-93-7, Н-93-5 насосной № 93 по схеме:

Схема налива:

Р-3,4,13,14 → Н-93-7, Н-93-5 → Л.586/1 → коллектор комбинированной

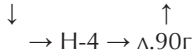


эстакады.

Налив дизельного топлива ВРЗО вид 2 (50ppm) из резервуаров № 1736,1737 парка титул 4039 производится насосами Н-4, Н-10 насосной №16⁶ по схеме:

Схема налива:

Р-1736,1737 → Л.1582 → Н-10 → Л.1793 → коллектор комбинированной эстакады Л.586/1 на налив в в/цистерну.



Налив дизельного топлива ВРЗО класс 1 вид 3 (10ppm) из резервуаров № 587,1588,1589 парка титул 4031 и из резервуаров № 7,8,17,18 парка титул 1136 производится насосами Н-93-5, Н-93-6 насосной № 93 по схеме:

Схема налива:

Р-1587-1589 → Н-93-5, Н-93-6 → Л.590/1 → коллектор комбинированной эстакады Л.590/1 на налив в в/цистерну.

Р-7,8,17,18 → Н-93-5, Н-93-6 → Л.590/1 → коллектор комбинированной эстакады Л.590/1 на налив в в/цистерну.

Наливной стояк состоит из шарнирно-соединенных трубопроводов, наливного наконечника, противовеса, опоры верхней и нижней, рукава отвода паров Ду 50.

Шарниры: роликовый и шариковый предназначены для придания необходимых степеней свободы наконечнику наливному при осуществлении технологических процессов присоединения к горловине в/цистерны и её налива.

Шарниры воспринимают осевые и радиальные нагрузки, конструктивно выполнены:

- роликовый - из двух обойм: внешней и внутренней с расположенными между ними роликами;
- шариковый - из двух обойм, сепаратора, шариков, являющихся телом качения

Уплотнительным элементом является манжета. В полость вращения шариков и роликов внесена консистентная смазка ЦИАТИМ-202 ГОСТ 11110-75 (норма расхода 20 грамм на один шарнир). Наконечник наливной предназначен для соединения горловины в/цистерны с наливным стояком.

На верхней крышке наливного наконечника смонтированы датчики предельного уровня, предназначенные автоматически прекращать налив по достижении заданного предельного уровня заполнения в/цистерны.

Наконечник наливной состоит из следующих основных деталей:

- крышки, выполненной для герметичного налива;
- уплотнения резинового маслостойкого;
- пневматического дожима фиксации, обеспечивающего надежное крепление наконечника на горловине в/цистерны;
- телескопических труб, механизма фиксации подвижной трубы;



-защитного кожуха, предназначенного для монтажа датчика предельного уровня.

Опоры нижняя и верхняя предназначены для фиксации наливного стояка к колонне эстакады налива или к стойке металлоконструкции поста налива. Конструкция опоры имеет возможность регулирования в двух плоскостях для вертикальной установки наливного стояка.

Противовес служит для создания уравновешивающего момента наливного наконечника со стояком. Основными элементами противовеса являются литые грузы массой 20 ± 2 кг. Пневматический дожим предназначен для герметичного крепления крышки к горловине в/цистерне, что облегчает условия труда и экономии времени при заправке наливных устройств. Клапан-отсекатель предназначен для перекрытия потока продукта в процессе налива. Для быстрого и полного опорожнения наливного стояка используется вентиль-воздушник Ду15, смонтированный на колене трубопровода стояка, открываемый вручную товарным оператором участка № 4.

На основании литературных данных произведен выбор конструкционных материалов. При выборе учитывались параметры работы АСН (производительность, давление, температура и среда).

По гидравлическому расчету видно, что определение диаметра наливного устройства соответствует необходимому диаметру $d_{ВН} = 0,1$ м, основных его размеров и гидравлических характеристик, обеспечивающих оптимальный режим работы.

Надежность конструкции обеспечивается механическим расчетом, т.е. расчетом на прочность АСН в целом. Прочностной расчет показал, что наливное устройство может работать в данных условиях, т.е. при давлении 1,25 МПа и температуре 60°C, в котором были рассчитаны: толщина цилиндрической обечайки $S = 0,004$ м. Произведен: расчет опоры, где условие прочности опоры соблюдается $\sigma \leq \phi \cdot [\sigma]$ - 0,15 МПа < 147 МПа; расчет фланцевого соединения, где условие прочности фланца соблюдается $\sqrt{(\sigma_1^2 - \sigma_1 \cdot \sigma_K + \sigma_K^2)} \leq [\sigma]$ - 129,5 МПа < 145 МПа; расчет шарнирного соединения, где условие прочности и износостойкости шарнирного соединения соблюдается $Q < [Q]$ - 4 кН < 6,27 кН.

Данные расчеты подтверждают надежность и безопасность конструкции.

Обслуживающие площадки на эстакаде беспрепятственно позволяют производить ремонт и обслуживание наливного устройства. Подобранные фланцы, материал устройства, прокладки и другие элементы делают устройство надёжным в эксплуатации.

В данном проекте были проведены гидравлический и прочностной расчёты автоматизированной системы налива, что полностью удовлетворяет тех-



нологическим условиям и надёжности при эксплуатации.

Также в проекте произведены:

- выбор вспомогательного оборудования, которым являются трубопроводная система и набор задвижек (вентилей, кранов). Для подачи сырья (дизельного топлива) на эстакаду необходимо установить насосы. Насосы для данной эстакады являются вспомогательным оборудованием, так как они только транспортируют нефтепродукты в трубопроводной системе, также произведены расчеты и подбор насоса и электродвигателя;

- ремонт и монтаж оборудования - это работы восстановительного характера, включающие строительные, монтажные, пусконаладочные, а также экспертно-диагностические работы.

Были подобраны контрольно-измерительные приборы и средства автоматизации (расходомер, датчик давления, термопреобразователь). Данные приборы подобраны и установлены на наливном устройстве для измерения, регистрации, контроля и управления параметрами технологического режима.

Наливное устройство оборудовано сигнализатором уровня типа FTL-51 и радарным уровнемером FMR-240, с помощью которых происходит измерение уровня жидкости в в/цистерне. Как только произошел налив до определенного уровня, заданного с рабочей станции оператора, сигнализирует датчик уровня и происходит закрытие отсечного клапана.

- разработаны мероприятия по охране окружающей среды и безопасности проектных решений.

Налив дизельного топлива связан с обращением большого количества взрывопожароопасных веществ. Таким веществом является сырье - фракция дизельного топлива. Нарушение технологического режима, разгерметизация оборудования или коммуникаций могут привести к пожару.

Процесс налива проводится при давлении 1,25МПа и температуре 60°С. В результате нарушения герметичности и целостности фланцевых соединений и теплоизоляции оборудования обслуживающий персонал может получить термические и химические ожоги.

Перемещение большого количества жидких веществ связано с необходимостью применения насосов высокого давления. Насосы и вентиляция являются источниками шума и вибрации, поэтому возникают большие шумовые нагрузки на обслуживающий персонал.

При обслуживании динамического оборудования возможно поражение человека электрическим током вследствие применения высокого напряжения в силовых и осветительных цепях. Поражение электрическим током может произойти при непосредственном соприкосновении с электропроводящими частями оборудования, находящегося под напряжением.

Возникновение психофизиологических нагрузок связано с необходимостью контроля за большим количеством приборов КИП и А, а также необхо-



димостью быстрого реагирования при возникновении отклонений параметров технологического режима или при аварийных ситуациях.

Разрабатываемое оборудование расположено на открытом воздухе, автоматизированная система налива на отметке 3 метра открытого помещения. Цель данного раздела – разработка мероприятий, обеспечивающих безопасное ведение технологического процесса, и создание условий, сводящих к минимуму несчастные случаи и производственный травматизм.

Запланированные мероприятия по реконструкции эстакады позволяют:

- Обеспечить отгрузку всей номенклатуры выпускаемых предприятием светлых и темных нефтепродуктов с учетом строительства комплекса каталитического крекинга и обеспечением переработки нефти до 16 млн.тонн/год.
- Сократить коммерческие потери нефтепродуктов и вредные выбросы в окружающую среду.
- Обеспечить эксплуатацию оборудования в соответствии с требованиями Правил промышленной и экологической безопасности.
- Уменьшить время обработки составов, что повысит пропускную способность эстакады.

Сумма инвестиций в проект составляет 48,9 млн.руб. (в ценах 2008 г.)

Использование новых наливных устройств позволит уменьшить время обработки состава в среднем на 0,5 час, что повысит пропускную способность эстакады в результате реконструкции в среднем на 23 тыс. тонн/мес., что в стоимостном выражении составляет 131,3 млн.руб./год дополнительного дохода.

В целом по проекту был проведен расчет показателей эффективности в системе SAP BW4 бизнес-сценарий «Формирование инвестиционной программы Группы ЛУКОЙЛ», получены следующие результаты:

- Чистая приведенная стоимость проекта 38,3 млн. долл. США.
- Внутренняя норма доходности проекта 250 %.
- Дисконтированный срок окупаемости 1,4 года.
- Индекс прибыльности – 20

Расчеты показали, что проект является высокоэффективным и быстроокупаемым, интегральные показатели в прогнозных ценах соответствуют критериям эффективности, принятым в Бизнес-сегменте «Нефтепереработка и нефтехимия» Группы ЛУКОЙЛ.



МОБИЛЬНАЯ РЕГИСТРИРУЮЩАЯ ФИЛЬТРАЦИОННАЯ УСТАНОВКА ПО ОПЕРЕЖАЮЩЕМУ ГЛУШЕНИЮ СКВАЖИН СОЛЕВЫМИ РАСТВОРАМИ

А.В. Нюняйкин

ТНК-ВР ОАО «Самотлорнефтегаз»

Приоритетными направлениями компании ТНК-ВР является решение проблемы защиты пластов от загрязнения, выполнение требований техники безопасности и охраны окружающей среды, а также соблюдение технологий выполненных работ подрядными организациями.

Казалось бы, ежедневная операция по глушению скважин перед постановкой бригады, но какие последствия и результаты могут быть получены вследствие несоблюдения регламента, требований охраны труда и промышленной безопасности и качества подготовленных растворов по глушению? Ответ прост - от выполнения всех норм и требований зависит не только количество добытой нефти, но самое главное – здоровье людей.

В целях предупреждения нефтегазопроявлений при текущем и капитальном ремонте нефтяных, газовых и нагнетательных скважин до ремонта, необходимо создать противодействие на продуктивный пласт жидкостью соответствующего удельного веса - «жидкость глушения», которая имеет определенные свойства и должна отвечать необходимым требованиям для различных объектов разработки.

Примером влияния неочищенной подтоварной воды на коллекторские свойства пластов может служить работа «Определение характеристик подтоварной воды в рамках проекта обратной закачки воды в пласт «Рябчик» проведенная компанией Schlumberger. Выявлено, что при закачке неподготовленной до требуемых параметров воды в пласт происходит закупоривание коллектора, особенно в призабойной зоне, соответственно снижается коэффициент нефтеотдачи пластов и нарушается гидродинамическая связь.

Известно, что многочисленные исследования нарушений эксплуатационных качеств коллекторов показали прямую зависимость снижения проницаемости от содержания твёрдой фазы в жидкости. Например, при проникновении в пласт жидкости, содержащей всего 0,01% твёрдой фазы, проницаемость его снижается на 50-80%.

Наиболее отрицательное воздействие на продуктивный пласт оказывают частицы размером 2-10 мкм, способные проникать в глубь пласта и вызывать его необратимую коагуляцию.

Так только за 4 месяца 2008 года на объектах ОАО «Самотлорнефтегаз» не вышли на режим после текущего ремонта скважин 19 скважин с общим дебитом 683 м³/сут по жидкости и 173,4 т/сут по нефти. С октября месяца наблюдается значительный рост скважин, не вышедших на режим.

Количество отказов ЭЦН по причине механических примесей составляет 42 шт, а ШГН – 4 шт.

Потери добычи нефти составили в среднем 107,6 тонн нефти в месяц.



Дополнительные затраты скважинного оборудования и затраты на подземный ремонт по причине преждевременных отказов подземного оборудования, составили ориентировочно 27 444 тысяч рублей за 4 месяца 2008 года.

Анализ, проведенный по качеству жидкостей глушения с растворных узлов, свидетельствует о необходимости очистки раствора по глушению от механических примесей. Так же отсутствует гарантия зачистки емкостей автоцистерн до требуемой чистоты, а, соответственно, доставки качественной жидкости глушения для проведения технологической операции.

В предлагаемой технологической цепочке по глушению скважин солевыми растворами очистка раствора глушения проводится непосредственно перед закачкой в скважину – то есть устанавливается барьер для сохранения продуктивности пластов.

Результаты аудитов бригад по глушению выявляют нарушения в технологии проведения операции:

- глушение производится через затрубное пространство с поглощением жидкости глушения скважины в пласт, что является грубейшим технологическим нарушением;
- технологические планы могут нарушаться вследствие не соблюдения циклов глушения, скоростей и объемов закачки, что может привести к возникновению в призабойной зоне неконтролируемых микротрещин;
- контроль параметров (плотности и содержание механических примесей) жидкости глушения скважины на скважинах ведется редко и неэффективно.

Обычно фактическая высота фонтанной арматуры, вместе с длиной лубрикатора, составляет порядка 3-5 метров, и, как следствие, возникает проблема обеспечения рабочей площадкой оператора по глушению для монтажа технологических линий. Однако наличие площадки обслуживания не решает вопросов, связанных с монтажом нагнетательных линий – подъем НКТ на высоту и крепление быстро разъемных соединений.

Обобщив и проанализировав негативные причины, возникающие при глушение скважин, отдел производственного планирования и технологии ОАО «Самотлорнефтегаз», совместно со службой супервайзинга Бизнес Единицы «Самотлор», отделом по текущему ремонту скважин и специалистами различных направлений ОАО «Самотлорнефтегаз» подготовлен проект **«Мобильная Регистрирующая Фильтрационная Установка»** (рис.1).

Первая и основная задача, которую позволит решить данная установка – обеспечить инструментальный контроль процесса опережающего глушения скважин, который проводится без присутствия бригад по ремонту скважин. Наличие контрольно-регистрирующей аппаратуры (рис.3) в дальнейшем позволит проводить анализ по технологическим параметрам процесса глушения, а именно:

- по объему закаченного раствора глушения;
- скорости нагнетания раствора глушения;
- плотности раствора глушения;



- параметров давлений;
- времени проведения операции.

Данный контроль со стороны Заказчика повысит ответственность подрядных организаций при выполнении основной операции в ремонте скважин, технологическую дисциплину и качество работ.

Вторая задача – очистка жидкости глушения от механических примесей до требуемых параметров. Планируется установить на данной установке блок фильтров (грубой и тонкой очистки), обеспечивающий очистку жидкости глушения до нормативных требований (рис.2).

Третья задача – обеспечить рабочей площадкой оператора по глушению и вспомогательным краном-манипулятором, для монтажа технологических линий, согласно требований технологии глушения (глушение в НКТ), (рис.4).

«Мобильная Регистрирующая Фильтрационная Установка» - снижение риска газонефтеводопроявлений, усиление трудовой дисциплины, улучшение охраны труда и культуры производства, внедрение новой модернизированной техники, безопасность здоровья людей и охраны окружающей среды.

В первом квартале 2009 года ООО «Торговый дом ТяжПрессМаш» и ЗАО «Новомет-Пермь» планируют разработать общую концепцию установки с проработкой основных элементов.

В ближайшее время планируется согласование инвестиций на реализацию пилотного проекта.

Экономические показатели данного проекта рассчитаны в программе «Merak Реер» с учетом коэффициентов инфляции и доведенных макропараметров согласно корпоративной методике ТНК-ВР. Так же произведен расчет арендной платы движимого имущества для передачи в аренду подрядной организации (ежегодная плата составит порядка 2,8 млн.руб. в год).

Финансовые показатели проекта		
1. Инвестиции	тыс.\$	772,5
1.1 Капитальные затраты	тыс.\$	664,1
1.2 Эксплуатационные затраты	тыс.\$	108,36
3. Чистая приведенная стоимость (NPV)	тыс.\$	853,5
4. Индекс прибыльности (PI)		1,33
5. Внутренняя норма доходности (IRR)	%	>800.00
6. Срок окупаемости (DPP)	лет	0,63



Наличие площадки обслуживания и гуськового крана для монтажа технологических линий, при выполнении операции глушения в НКТ без привлечения дополнительных технических средств с соблюдением безопасных приемов работ

Ящик оператора с комплектом инструмента для сборки разборки фонтанной арматуры и приборов контроля основных параметров

Наличие автономного источника электропитания – дизельного генератора

Освещение (не менее 100 Люкс)
Фильтровальный блок
Вентиляция

Шкаф управления и регистрации для (мониторинга всех технологических параметров процесса глушения в реальном масштабе времени с их архивированием в базу данных для последующего анализа)

Отвод от скважины отработанных ДВС газов и обязательное наличие искрогасителя

Высокопроходимое полноприводное шасси. КамАЗ с колесной формулой бхб, с учетом климатических условий

Комплектование гибкими рукавами для подсоединения к автоцистерне и насосному агрегату

Аутриггеры с раздельным управлением для установки шасси в горизонтальное положение

Комплектование барабанами питающего и заземляющего кабеля

Электронный уровнемер

Управление аутригерами

Компрессор

Подвод неоцищенного раствора глушения

Отвод очищенного раствора глушения

Рисунок №1



Фильтровальный блок

Две линии
фильтров

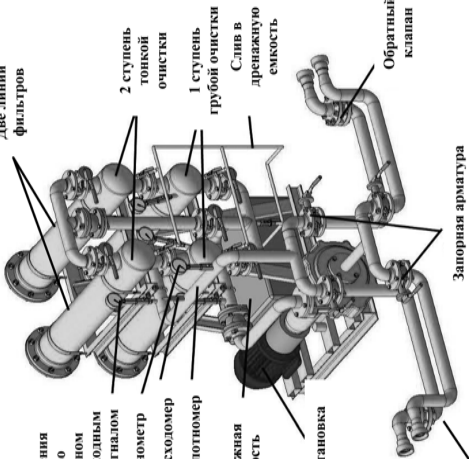
Датчики давления
Манометр

Ультразвуковой расходомер

Электронный плотномер

Дренажная
емкость

Электронасосная установка



2 ступень
тонкой
очистки

1 ступень
грубой очистки

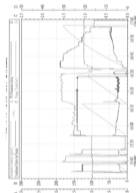
Слив в
дренажную
емкость

Обратный
клапан

Запорная арматура

Антикоррозионное и
взрывобезопасное
исполнение оборудования и
трубопроводов

Рисунок №2



+

=

Регистрирующий блок

Предназначен для записи, хранения, отображения и передачи информации на внешние устройства через: COM RS-232; USB порт в структурированном виде для загрузки в Microsoft Office Excel.
Оборудован: пульсом с кристаллическим дисплеем для отображения и ввода информации, энергонезависимой памятью и энергозависимым программным обеспечением.



Рисунок №3



+



Площадка обслуживания и гуськовый кран

Для монтажа технологических линий, согласно требованиям технологии глушения (глушение в НКТ).
Предусмотрен вишник оператора с комплектом инструмента для сборки разборки фонтанной арматуры и приборов контроля основных параметров.

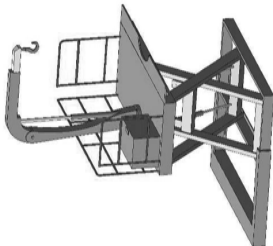


Рисунок №4



+



КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО ПОВЫШЕНИЮ ЭФФЕКТИВНОСТИ ОБЕССОЛИВАНИЯ НЕФТИ, СНИЖЕНИЮ ВОДОПОТРЕБЛЕНИЯ И КОЛИЧЕСТВА СТОЧНЫХ ВОД НА ЭЛЕКТРООБЕССОЛИВАЮЩИХ УСТАНОВКАХ ОАО «АНХК»

А.А.Павлов, Д.А.Цветков

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

В связи с ужесточением требований закона по охране окружающей среды по созданию маловодных технологий, в последнее время большое внимание уделяется совершенствованию технологии обессоливания, обеспечивающей максимальное удаление из нефти хлористых солей, при минимальном потреблении свежей воды. Внедрение перспективных разработок в области природоохранных технологий также повышает и технико-экономические и экологические показатели производств компаний.

На протяжении последних шести лет в ОАО «АНХК» разработаны и выполняются мероприятия по повышению эффективности работы блоков ЭЛОУ (установок ГК-3 и ЭЛОУ+АВТ-6), в результате требуемая норма по содержанию хлористых солей в обессоленной нефти планомерно снижалась: 2001 г – 4 мг/дм³, 2003 г – 3 мг/дм³, 2005 г – 2 мг/дм³.

По итогам проведенных лабораторных исследований и опытно-промышленных испытаний для обеспечения эффективного обессоливания нефти при низком потреблении свежей воды разработаны и частично внедрены технические мероприятия по изменению схемы формирования промывной воды на блоках ЭЛОУ уст. ЭЛОУ+АВТ-6 и ГК-3 за счет многократного использования дренажной воды с электродегидраторов, например, на блоке ЭЛОУ уст. ГК-3 смонтирована новая схема по рециркуляции промывной воды внутри второй ступени. Результаты проведенных исследований показали, что при использовании промывной воды с более высоким содержанием хлористых солей эффективность обессоливания не только не ухудшается, но и отмечается снижение стойкости водно-нефтяной эмульсии. Аналогичная схема с рециркулирующей промывной воды внутри каждой ступени разработана (выполнен проект) для блока ЭЛОУ уст. ЭЛОУ+АВТ-6. Следующим решением задачи по снижению потребления свежей (речной) воды на ЭЛОУ стала замена ее на альтернативные источники, например, технологические конденсаты. Так на уст. ЭЛОУ+АВТ-6 и уст.267 (установка производства пара) разработана и внедряется схема по сбору и подачи технологического и парового конденсата на обессоливание нефти. Технологические конденсаты представляют собой дренажные воды атмосферного и вакуумных блоков установки ЭЛОУ+АВТ-6, а также воды от охлаждения уплотнений сальников, подшипников насосов установок.

Технологические конденсаты, кроме преимуществ, связанных со снижением потребления свежей воды на обессоливание и снижением количества сточных вод установки, имеют ряд преимуществ перед свежей промышленной водой:



- параметры режима проводимой химико-технологической защиты оборудования от коррозии обуславливают слабо-кислотный – нейтральный характер образующихся конденсатов, что благоприятно в дальнейшем скажется на эффективности разрушения водонефтяных эмульсий;

- низкая карбонатная и общая жесткость конденсатов (до 1,1-1,5 мг-экв/дм³) позволит избежать образования отложений и осадков в коммуникациях и теплообменной аппаратуре;

- отсутствие растворенного кислорода в технологических конденсатах (менее 30 мкг/дм³) положительно отразится на коррозионном состоянии оборудования при перегонке нефти и последующих стадиях ее переработки.

Проведенные с помощью физического моделирования исследования показали, что вовлечение всех образующихся конденсатов в поток промывной воды для ЭЛОУ позволяет следующее:

- снизить время разрушения водонефтяной эмульсии;
- снизить коррозионное воздействие на металл оборудования (скорость коррозии по сравнению с применением свежей воды снизилась в 5-10 раз), в частности, уменьшилось на порядок количество образующихся в результате окисления сульфидов сульфатов;

- снизить количество нефтепродуктов, сбрасываемых в канализацию.

Для интенсификации смешения промывной и пластовой воды на блоках ЭЛОУ уст. ЭЛОУ+АВТ-6 и уст. ГК-3 в 2007-2008 г. внедрены высокоэффективные статические смесители нефть-вода фирмы «Зульцер». В результате проведенного обследования работы блоков ЭЛОУ с данными смесителями установлено увеличение эффективности обессоливания до ~ 98 % отн., а также снижение доли несмешавшейся пластовой воды на 4,0 % отн.

Для стабильного обеспечения электродегидраторов требуемыми электрическими параметрами, а также для достижения требуемых показателей по сбросу сточной воды с минимальным содержанием нефтепродукта на блоке ЭЛОУ уст. ГК-3 смонтированы современные приборы регулирования раздела фаз, действие которых основано на принципе различного поглощения энергии разными средами (нефть и вода). Использование данной системы в электродегидраторах блока ЭЛОУ уст. ГК-3 позволило снизить содержание нефтепродуктов в стоках ЭЛОУ в среднем с 200 мг/дм³ до 50 мг/дм³ (норма не более 150 мг/дм³).

Проведены лабораторные и промышленные испытания по подбору альтернативных деэмульгаторов различных фирм производителей. В результате выбран высокоэффективный деэмульгатор, обеспечивающий требуемые показатели по качеству обессоленной нефти, а также по содержанию нефтепродукта в стоках ЭЛОУ на более низких расходах по сравнению с предыдущим реагентом.

В связи с предстоящей в 2009 г. переработкой в компании смеси нефтей Западно-Сибирских и Северных месторождений, характеризующихся высоким содержанием хлористых солей (более 100 мг/дм³), выполненные в



настоящее время задачи по совершенствованию существующих схем обессоливания являются особо своевременными и актуальными по сохранению качества обессоливания нефти, а следовательно, и параметров химико-технологической защиты оборудования на прежнем уровне.

ОПТИЧЕСКИЙ ПРИБОР И МЕТОД КОНТРОЛЯ ПЛАМЕНИ СЖИГАНИЯ УГЛЕВОДОРОДОВ, ОСНОВАННЫЙ НА ПРИМЕНЕНИИ ЭКСПЕРТНЫХ СИСТЕМ

Ю.В.Патрахин

ООО «Газпромэнерго».

Е.А.Зрюмов

АлтГТУ

Нефтегазовый комплекс на сегодня является наиболее перспективным направлением экономики России. Одной из основных проблем современной нефтегазовой промышленности является рациональное использование добываемых углеводородов. Внедрение в промышленное производство новых наукоемких технологий позволят увеличить его эффективность. Немаловажным фактором являются и современные экологические требования, предъявляемые к правилам эксплуатации газовых установок: необходимость контроля состава отходящих газов на всех объектах. Сейчас же лишь малая доля газовых установок снабжена подобным оборудованием из-за его высокой стоимости. Следовательно, назрела проблема создания недорогого и высокоэффективного прибора контроля рационального расхода газа, который можно установить на любой котлоагрегат.

Нерациональное использование газа в промышленности связано с изменением соотношения газ/воздух в горелке газового котла из-за ряда причин: изменятся состав газа и воздуха в зависимости от температуры окружающей среды; несовершенство существующих приборов; человеческий фактор.

Эти проблемы можно решить, используя интеллектуальные оптоэлектронные приборы и методы контроля пламени сжигания углеводородов.

Для достижения положительного технического результата необходимо создать экспериментальную установку и программное обеспечение для захвата цветного изображения с видеокамеры и разработать методы обработки полученных изображений.

Экспериментальная установка состоит из газового котла, мощность которого регулируется, цветной видеокамеры, которая фиксирует пламя горения газозвоздушной смеси, и газоанализатора, контролирующего состав и концентрацию отходящих газов.

В ходе эксперимента с помощью газоанализатора был выбран оптимальный режим работы газового котла, КПД которого максимальный, а затем изменено соотношение газ/воздух как в одну, так и в другую сторону. Параллельно с контролем состава и концентрацией отходящих газов производился



контроль цветности пламени горения газовоздушной смеси, которая характеризуется тремя основными цветами модели RGB.

Результаты проведенного эксперимента приведены на рисунке 1.

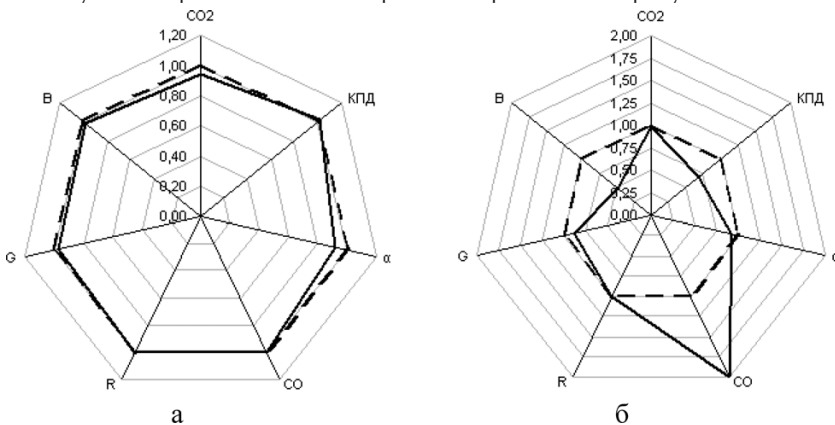


Рисунок 1 – Параметры пламени сжигания углеводородов

Все значения контролируемых параметров выражены в относительных единицах и приведены к значениям, полученным в оптимальном режиме работы котла.

На рисунке 1 отражены параметры, контролируемые газоанализатором: концентрация угарного газа (CO), углекислого газа (CO₂), КПД газового котла, коэффициент перерасхода газа; параметры, контролируемые цветной видеокамерой: основные цвета модели RGB красный, зеленый, синий. На всех рисунках пунктирной линией обозначен график оптимального режима работы, а сплошной – исследуемого режима работы газового котла.

На рисунке 1а отличие параметров, контролируемых газоанализатором, от оптимальных не превышает 5%, аналогично отличие и параметров, регистрируемых цветной видеокамерой. Следовательно, этот режим работы газового котла близок к оптимальному.

На рисунке 1б в исследуемом режиме работы газового котла концентрация угарного газа увеличилась почти в два раза, что привело к уменьшению КПД работы газового котла, это изменение повлекло за собой уменьшение параметра B в три раза.

Как показали предварительные исследования, по соотношения основных цветов в изображении пламени сжигания углеводородов можно осуществлять контроль состава и концентрации отходящих газов и делать вывод об эффективности работы котельного оборудования. Эту задачу предлагается решить с использованием рецептивных полей из теории нейронных сетей.

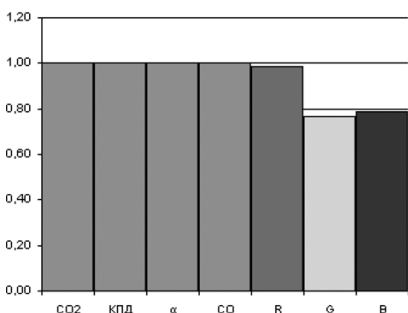
Для контроля пламени сжигания углеводородов предлагается построить искусственную нейронную сеть, на вход которой будут подаваться R-, G-,



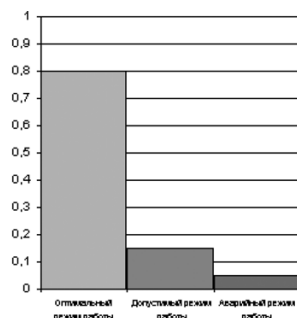
В-составляющие изображения пламени сжигания углеводородов, а на выходе сети можно будет получить значения основных характеристик пламени, таких как концентрации углекислого и угарного газов, коэффициент избытка воздуха, коэффициент полезного действия котлоагрегата.

Для настройки и тестирования нейронной сети были использованы изображения пламени сжигания углеводородов в следующих условиях: оптимальный режим работы, повышенное выделение углекислого или угарного газов, уменьшение КПД котлоагрегата, изменение коэффициента избытка воздуха.

Результаты распознавания изображений пламени, осуществленных нейронной сетью, приведены на рисунках 2-4.

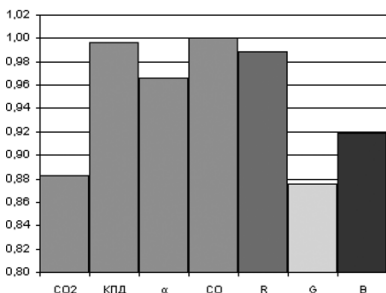


Входные значения

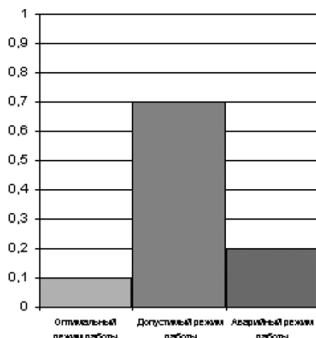


Выходные значения

Рисунок 2 – Оптимальный режим работы котлоагрегата

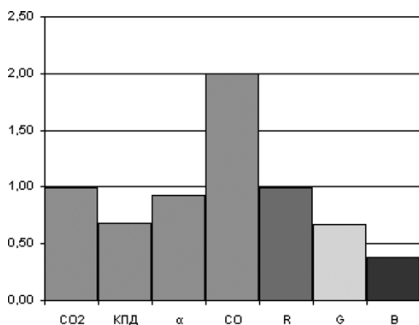


Входные значения

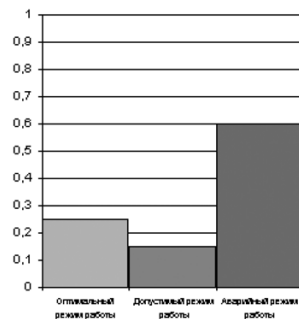


Выходные значения

Рисунок 3 – Допустимый режим работы котлоагрегата



Входные значения



Выходные значения

Рисунок 4 – Аварийный режим работы котлоагрегата

Результаты проведенных исследований свидетельствуют о том, что качественно обученная нейронная сеть, реализованная в методе контроля пламени сжигания углеводородов, способна правильно классифицировать предъявляемые изображения с приемлемым уровнем достоверности (выше 90,0 %), причем разработанная нейронная сеть реагирует с разной степенью интенсивности все возможные комбинации влияющих факторов.

ЭНЕРГОСБЕРЕГАЮЩИЕ И ПРИРОДООХРАННЫЕ ТЕХНОЛОГИИ ПРОИЗВОДСТВА РАБОТ ПОВЫШЕННОЙ ОПАСНОСТИ НА УСТЬЕ СКВАЖИН С ПРИМЕНЕНИЕМ ОПЫТНО-КОНСТРУКТОРСКИХ РАЗРАБОТОК КОМПЛЕКСА СПЕЦИАЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

В.А.Петин

Оренбургская военизированная часть ООО «Газобезопасность»

В настоящее время проблемы обеспечения безопасности опасных производственных объектов, в состав которых входят и объекты добычи и подземного хранения газа ОАО «Газпром», имеют государственное значение. Повышенную опасность эксплуатации объектов добычи, наряду с огромными масштабами производства, придает добываемая продукция отдельных месторождений (Оренбургское нефтегазоконденсатное месторождение, Астраханское газоконденсатное месторождение), в составе которой содержатся вредные и агрессивные примеси – H_2S и CO_2 , а также достаточно длительный (30 и более лет) срок эксплуатации, в течение которого все оборудование скважин подверглось определенному «старению» и износу. В этом плане особую актуальность приобретает техническое состояние устьевого оборудования скважин – колонных головок (КГ) и фонтанных арматур (ФА), которое подвер-



гается специфическому сероводородному воздействию, проявляющемуся в виде сульфидного коррозионного растрескивания под напряжением (СКРН) и водородно-индуцированного растрескивания (ВИР), и др.

Любое повреждение и разрушение ФА чревато не только потерей добываемой продукции и соответствующими материальными издержками, но может привести и к чрезвычайной ситуации в случае возникновения открытого фонтанирования скважины – возможному отравлению и гибели производственного персонала и населения, загрязнению окружающей среды, огромным материальным потерям.

В этой связи проблема обеспечения безопасной эксплуатации фонда действующих скважин и предупреждения возможных чрезвычайных ситуаций является одним из приоритетных направлений деятельности ОАО «Газпром» в области промышленной безопасности, правовые, экономические и социальные основы которой определяются Федеральным Законом «О промышленной безопасности опасных производственных объектов» от 21.07.1997 года № 116-ФЗ.

В соответствии с указанным Законом, ООО «Газобезопасность» имеет статус профессиональной аварийно-спасательной службы ОАО «Газпром» в составе Астраханской, Оренбургской, Северной, Центральной и Ямальской военизированных частей (ВЧ), одной из основных задач деятельности которых является обеспечение противofонтанной и газовой безопасности объектов добычи и подземного хранения газа.

Во исполнение требований Закона «О промышленной безопасности...» предприятиями газонефтедобывающего комплекса ОАО «Газпром» совместно с ООО «Газобезопасность» ведется планомерная и системная работа по обеспечению надежной и безаварийной работы устьевого оборудования скважин по следующим направлениям:

- экспертное техническое диагностирование устьевого оборудования (контроль неразрушающими методами с последующей опрессовкой ёлки ФА);
- замена отдельных узлов и элементов с выявленными дефектами (задвижки в сборе, крышечные комплекты задвижек, трубные головки ФА, прокладочные кольца, уплотнительные элементы, крепежные элементы, фитинги и пр.);
- замена морально и физически устаревшего или отбракованного при техническом диагностировании, оборудования (колонные головки и фонтанные арматуры).

В рамках поставленных задач специалистами ООО «Газобезопасность» разработаны энергосберегающие и природоохранные технологии производства работ повышенной опасности на устье скважин, с применением специально разработанного комплекса оборудования и устройств, которые приносят предприятиям высокий экономический эффект. К ним относятся:

1. Опрессовка ёлки фонтанной арматуры на устье.

Опрессовка ёлки фонтанной является обязательным и завершающим этапом экспертного технического диагностирования устьевого оборудования



скважины с целью продления срока эксплуатации оборудования.

Работа выполняется силами регионального Филиала (ВЧ) ООО «Газобезопасность» без глушения скважины и изменения установленного технологического режима. Скважина приостанавливается только на время выполнения операции, которое занимает, в среднем, около двух часов.

Для выполнения операции было разработано специальное приспособление – «Устройство для опрессовки фонтанной «ёлки», конструкция устройства защищена Патентом на изобретение № 2236552, имеется разрешение Ростехнадзора РФ на применение устройства.

Аналогом данного устройства за рубежом и в отечественной практике, являются самоуплотняющиеся устьевые пакера или пробки, но они могут применяться для опрессовки устья только при заглушенной скважине.

2 Замена коренных задвижек фонтанной арматуры (стволовых и затрубных) под давлением.

В практике эксплуатации скважин довольно часто возникает необходимость замены вышедших из строя коренных задвижек фонтанной арматуры. Действующими Правилами безопасности в НГП – ПБ 08-624-03, устранение неисправностей, замена быстроизнашивающихся и сменных деталей фонтанной арматуры под давлением запрещаются (п. 3.5.2.12.), за исключением аварийных ситуаций, когда работы выполняются специально обученным персоналом. В силу данного требования работы по замене коренных задвижек ФА выполнялись только после глушения скважины.

Специалистами ООО «Газобезопасность» разработана технология замены коренных задвижек ФА под давлением, т.е. без глушения скважины. Для выполнения операции по замене применяются специально разработанные устройства. В зависимости от проходного диаметра задвижек и их расположения (стволовые или боковые затрубные) используются различные конструкции устройства, которые защищены Патентами - ОВЧ 96, 97 № 2132926; ОВЧ 117 № 2149979, ОВЧ 493 № 2274726.

Аналогом устройства являются отечественные и зарубежные приспособления с самоуплотняющимся элементом, которые могут использоваться только при наличии специальной резьбы или посадочного места в устьевой подвеске НКТ и резьбы в боковых отводах трубной головки. Вследствие того, что часть отечественных фонтанных арматур не имеют такой резьбы, а в зарубежных - при длительной эксплуатации - нарушается резьба или посадочное место под уплотнительный элемент, произвести замену коренной задвижки ФА без глушения скважины было практически невозможно.

3 Замена трубных головок, уплотнений эксплуатационной колонны и устьевой подвески НКТ, прокладочных колец фланцевых соединений - без подъема подземного оборудования и воздействия на продуктивную зону скважины.

Специалистами ООО «Газобезопасность» для скважин с пакерной схемой подземного оборудования разработана технология проведения указан-



ных ремонтных работ без подъема подземного оборудования, при заглушенной надпакерной части скважины. Данная технология испытана и внедрена на скважинах Оренбургского нефтегазоконденсатного месторождения в течение 2006 года. В качестве подъемного устройства на устье скважины применяется гидродомкратный блок, конструкция устройства защищена Патентом № 2215116.

Ранее, в промышленной практике, подобные работы по ремонту устьевого оборудования совмещались с капремонтом скважины, что сказывалось на оперативности их проведения, или при нетерпящих отлагательства обстоятельствах, проводился внеплановый капремонт.

Разработанные технологии и специальные устройства для проведения ремонтно-восстановительных работ отличаются новизной, практической ценностью и высоким научно-техническим уровнем разработки, практически все устройства защищены Патентами на изобретение. Новые технологии позволили отказаться от традиционной схемы, связанной с проведением целого комплекса работ, а именно:

- привлечения бригады по капитальному ремонту скважин с агрегатом (установкой) КРС, а также вспомогательной техники и персонала;
- обустройства подъездных дорог для большегрузного транспорта, осуществляющего мобилизацию оборудования на объект (скважину);
- приготовления жидкости необходимых параметров для глушения скважины и её доставку на объект;
- проведения работ по глушению и освоению скважины;
- утилизации жидкости глушения и продуктов пластового флюида;
- восстановления коллекторских свойств продуктивной зоны скважины;
- выполнения ряда мероприятий природоохранного характера.

Промышленное внедрение новых технологий, с применением комплекса специальных устройств, осуществляется на объектах ОАО «Газпром» (ООО «Газпром добыча Оренбург», ООО «Газпром ПХГ», ЗАО «Стимул», ООО «Газпром добыча Ямбург», ООО «Газпром добыча Уренгой») и других предприятиях нефтегазового комплекса России и стран СНГ.

Филиалами (военизированными частями) ООО «Газобезопасность», в период 2002-2007гг, выполнено 1299 операций по опрессовке «ёлок» ФА на устье скважин; 4429 операций по замене коренных задвижек ФА под давлением; 10 операций, связанных с заменой уплотнений эксплуатационной колонны и устьевой подвески НКТ, прокладочных колец фланцевых соединений и трубной головки ФА.

Основными технико-экономическими показателями применяемых технологий являются:

- оперативное решение вопросов по замене неисправного устьевого оборудования скважин;
- значительное сокращение материальных и трудовых затрат на производство работ;



- высвобождение бригад капремонта скважин для более рационального их использования;
- полное сохранение коллекторских свойств продуктивной зоны скважин;
- сокращение времени простоя скважин в ремонте;
- исключение цикла освоения скважин и, как следствие, прямых потерь продукции при продувке.
- значительное сокращение выбросов углеводородов в атмосферу, применения химреагентов для задавочных жидкостей, движения большегрузного транспорта, тем самым сокращается вредное воздействие производственной деятельности газонефтедобывающих предприятий на окружающую среду.

МЕТОДИКА РАЗРАБОТКИ КОМПЬЮТЕРНОЙ ПРОГРАММЫ ПО АВТОМАТИЗАЦИИ РАБОТЫ В ОБЛАСТИ ОХРАНЫ ТРУДА И ПРОМЫШЛЕННОЙ БЕЗОПАСНОСТИ В ООО «КНГ - КУБАНСКОЕ УТТ»

Ю.В. Резниченко

ООО «КНГ-Кубанское УТТ»

Работа специалистов в области охраны труда и промышленной безопасности практически всегда сопряжена с обязанностью анализа огромного объёма информации. Так, в зависимости от его должностных обязанностей, специалист должен выполнять типичную работу – контролировать своевременность проведения обучения и проверки знаний персонала, а также прохождения обучения и проверки знаний персонала, а также прохождения периодических медицинских осмотров; регистрировать и анализировать допущенные персоналом нарушения требований охраны труда и происшедшие на производстве несчастные случаи; контролировать и анализировать своевременность выполнения мероприятий, отмеченных в ранее выписанных предписаниях; вести учёт и анализировать затраты на мероприятия по охране труда и промышленной безопасности; вести реестр внутренних локальных актов по охране труда и контролировать, по мере необходимости, их пересмотр; контролировать своевременность проведения технических (экспертных) освидетельствований оборудования опасных производственных объектов и т. д. Именно здесь обычно и таятся проколы специалистов, основными причинами которых, как правило, являются: «не успел обработать большой объём данных» или элементарное «забыл выполнить в море текущей работы. С целью избежать подобные недочёты и тем самым повысить эффективность и результативность работы специалистов, а также с целью своевременного принятия правильных управленческих решений и недопущения случаев нарушений Законодательства и Трудового Кодекса РФ необходимо внедрять специальные программные средства.

Управление ООО «КНГ-Кубанское УТТ» расположено в г. Славянске-на-Кубани на территории автоколонны №1. В состав предприятия входит 5 авто-



колонн и 6 участков. Основные виды деятельности предприятия:

1. Обеспечение всеми видами специальной, тракторной и автомобильной техники структурные подразделения ОАО «НК «Роснефть»-Краснодарнефтегаз», дочерних АО и подрядных организаций.

2. Осуществление пассажирских и грузовых перевозок для структурных подразделений ОАО «НК «Роснефть»-Краснодарнефтегаз», дочерних АО и подрядных организаций.

3. Выполнение всех видов технического обслуживания, текущего и капитального ремонта подвижного состава. Ремонт и восстановление основных узлов и агрегатов автомобильной, тракторной и специальной техники, состоящей на балансе ООО «КНГ-Кубанское УТТ».

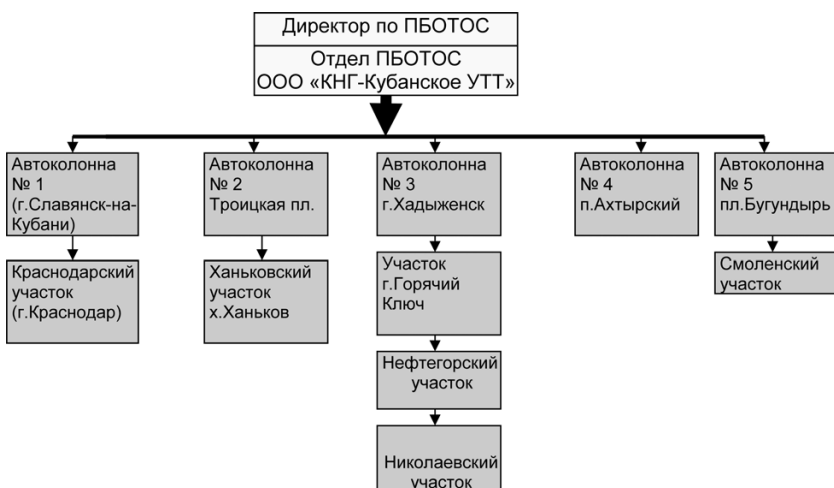
Основными принципами деятельности отдела ПБОТОС ООО «КНГ-Кубанское УТТ» являются:

- приоритетное рассмотрение вопросов ПБОТОС для руководящего состава и всех специалистов ООО «КНГ-Кубанское УТТ».

- стремление к достижению уровня безопасности объектов Компании и Общества, при котором риск возникновения аварий, инцидентов и несчастных случаев для работников Компании, Общества, а также работников подрядных организаций, был минимальным.

- выполнение требований действующего законодательства, стандартов, норм и правил Российской Федерации в области промышленной безопасности, охраны труда и окружающей среды, предупреждения и ликвидации аварий, инцидентов и чрезвычайных ситуаций.

Рис. 1. Функциональная схема управления охраной труда и промышленной безопасностью в структурных подразделениях ООО «КНГ-Кубанское УТТ».

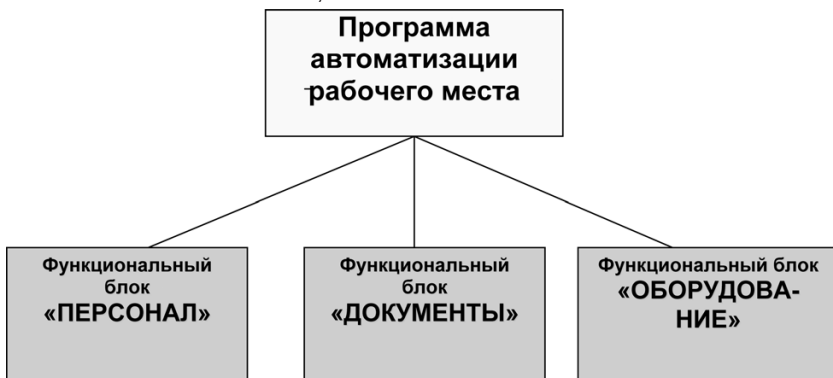




Целью предлагаемой к разработке программы является своевременность принятия правильных управленческих решений, автоматизация контроля допуска персонала к работе, своевременность проведения технических (экспертных) освидетельствований оборудования опасных производственных объектов, а также автоматизация ведения реестра внутренних локальных актов по охране труда, промышленной безопасности и их пересмотр, т.е. программа направлена для решения информационных задач. Информационные задачи занимают, как правило, большую часть времени работы специалистов.

Функциональная схема блоков предлагаемой для разработки компьютерной программы представлена на рисунке 2.

Рис. 2. Функциональная схема блоков



Блок «ПЕРСОНАЛ» должен обеспечить ведение картотеки персонала и анализ базы данных каждого конкретного работника по его допуску к самостоятельному выполнению определённого вида работ в соответствии с Законодательством РФ и Трудовым кодексом РФ по контрольным параметрам:

- сведения об обучении и проверке знаний персонала, анализ сроков прохождения проверки знаний персоналом;
- сведения о прохождении персоналом медосмотров, анализ выполнения сроков прохождения персоналом медосмотров;
- прохождение инструктажа и стажировки персонала;
- обеспеченность персонала спецодеждой и СИЗ;
- наличие приказа о допуске к работе и т.д.

Блок «ДОКУМЕНТЫ» должен позволять выполнять следующие функции:

- вести учёт выданных предписаний, автоматизировать составление предписаний, проводить анализ выданных предписаний и их выполнение;
- вести архив документов (локальных актов) по охране труда и промышленной безопасности, осуществлять контроль за их своевременным пересмотром.



Блок «ОБОРУДОВАНИЕ» должен позволять выполнять следующие функции:

- вести учёт оборудования;
- вести учёт технических (экспертных) освидетельствований оборудования;
- анализировать сроки проведения технических (экспертных) освидетельствований.

Для работы программы первоначально потребуется заполнить основные справочники различными данными, которые будут использоваться для работы всех функциональных блоков программы.

Для правильной и надёжной работы программы к ней должны предъявляться следующие требования: системность, гибкость, устойчивость, эффективность.

- Принцип системности автоматизированного рабочего места определяет способность программы работать в системе управления ОТ и ПБ, решать информационные задачи и иметь понятный интуитивный интерфейс и подробную справку.

- Принцип гибкости означает приспособленность системы к возможным вариантам модульности построения всех подсистем и стандартизации их элементов.

- Принцип устойчивости заключается в том, что система автоматизированного рабочего места должна выполнять функции независимо от воздействия на неё внутренних и внешних возмущающих факторов, неполадки в отдельных её частях должны быть легко устранимы, а работоспособность легко восстанавливаема.

- Эффективность программы следует рассматривать как интегральный показатель приведённых выше принципов, отнесённого к затратам на создание и эксплуатацию программы. Функционирование программы даст эффект при условии правильного использования и нагрузки между человеком и машинными средствами обработки информации.

При внедрении предлагаемой для разработки программы автоматизации рабочего места в системе управления охраной труда и промышленной безопасностью ожидается социальная и экономическая эффективность программы.

Социальная эффективность определяется решением информационных задач, занимающих, как правило, большую часть времени работы специалистов; обеспечивает автоматизированное соблюдение Законодательства РФ и Трудового Кодекса в области ОТ и ПБ; исключает случаи допуска несвоевременного обучения, не прошедшего инструктаж, не обеспеченного спецодеждой и СИЗ персонала, позволяет анализировать сроки и своевременно проводить технические (экспертные) освидетельствования оборудования, что в совокупности приведёт к снижению производственного травматизма и про-



фессиональных заболеваний.

Экономическая эффективность в данном случае является следствием социальной эффективности и определяется снижением трудоёмкости процессов в области ОТ и ПБ специалистов, а также снижением потерь рабочего времени от временной не трудоспособности в связи с профессиональными заболеваниями и травматизмом на предприятии.

ВНЕДРЕНИЕ ТЕХНОЛОГИЙ ИСКУССТВЕННОГО ИНТЕЛЛЕКТА В ПРОЦЕССЕ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ В ОБЛАСТИ ДОБЫЧИ НЕФТИ

В.А.Ростун

ОАО «Самотлорнефтегаз» СНГДУ-2

Основные цели любого бизнеса – это получение прибыли и увеличении собственной стоимости, а ,как известно, качественное планирование – залог успешного достижения цели.

В условиях кризиса, который коснулся всей российской экономики и сектора нефтедобычи, в особенности, очень важно минимизировать себестоимость выпускаемой продукции. В то же время динамика, с которой растёт данная необходимость, несоизмерима с возможностями подразделений отказать от товаров и услуг, которые являются частью технологического процесса. Но технологический процесс построен таким образом, что спрогнозировать события, влияющие на затраты ,практически нет возможности.

На сегодняшний день в компьютерных базах данных производственных систем НГДУ скопилось большое количество информации. В тоже время большинство экспертов принимают решения на основе собственного многолетнего опыта, используя лишь минимальный набор данных, предоставляемый системами учета производственных показателей. В связи с тем, что объем фонда, возложенный на эксперта, очень велик, предпочтение отдается высокодебитным скважинам и теряется контроль за низкодебитными.

Предлагается создать систему мониторинга и прогнозирования производственных показателей, а также систему помощи экспертам в принятии решений. Это позволит быстрее принимать решения, а ,в некоторых случаях, возможно, позволит избежать ошибок. Внедрив в процесс принятия решений наукоемкие технологии, мы сможем снизить количество необоснованных остановок и мероприятий, более качественно планировать профилактические мероприятия, предупреждать аварийные отказы, и тем самым сэкономить деньги компании.

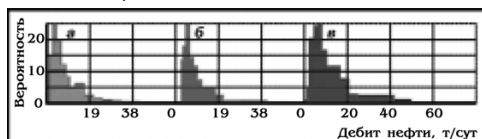
Анализ существующей практической методики прогноза работы скважин.

Эксперт, проработавший на одном предприятии много лет, знает месторождение и скважины, регулярно прогнозирует их работу при составлении



режимов и планировании мероприятий. Если прогноз, сделанный нашей системой близок к этому уровню, то его можно считать приемлемым. Предлагая новую систему прогноза, мы сначала должны охарактеризовать систему, которой пользуются на практике и тем самым определить базовый уровень для оценки нашей технологии.

Рассмотрим реальный объект разработки на одном из месторождений Западной Сибири и приведем три гистограммы, отображающие вероятностное распределение дебитов нефти по скважинам.



Фонд скважин первой группы (а) сложился в результате многолетней практики, и в нем поддерживаются лучшие в настоящее время скважины. В нем отражается влияние геолога.

Скважины второй группы (б) можем считать выбранными случайным образом. Характеристики их заметно хуже. Скважины третьей группы (в) более тщательно отобранные. Тем не менее, только 57,6 % скважин имеют дебит выше среднего по переходящему фонду (6,4 т/сут).

При всех возможных оговорках можно считать, что эти гистограммы в первую очередь, описывают характеристики самого продуктивного пласта на данный момент. В фонде скважин есть только ограниченный процент высокодебитных скважин, которые во многом определяют добычу, и геолог не может увеличить их общее число. Это верхняя граница его возможностей, это именно то, что он знает о месторождении в целом. Мы можем определить эту границу как распределение переходящего фонда, который формировался в процессе длительной практики. Предположим, что никакая методика прогноза не может сформировать этот фонд лучше. В то же время нельзя сформировать фонд хуже, чем показывает гистограмма по скважинам, введенным из бездействия без проведения геолого-технических мероприятий (ГТМ). Они отражают нижний уровень прогноза. Ниже данного уровня на данном объекте скважин не будет. Именно этими двумя уровнями определены реальные пределы возможной эффективности прогноза.

Если в качестве прогноза задавать параметры предыдущего месяца, как обычно делается при составлении режимов, то совпадение будет не ниже 65-75 %. Если взять действующий фонд текущего месяца и задать совершенно случайные дебиты, лишь бы они попадали в рамки стандартных отклонений, то все равно совпадение с фактическими показателями будет не ниже 5-10 %, причем, чем больше скважин на объекте, тем лучше совпадение.

Таким образом, чем меньше скважин на объекте, тем весомее вклад геолога в результат. Определив этот базовый уровень, мы будем иметь шкалу для оценки результатов нашей методики прогноза. Идея ее состоит в том, чтобы как можно более полно использовать всю накопленную информацию,



более детально представить статистики, характеризующие месторождение и скважины, по сравнению с тем, что можно выполнить вручную. Основная цель - получить более высокие коэффициенты успешности при формировании действующего фонда.

Механизмом достижения этой цели является искусственная нейронная сеть, которая представляет собой совокупность первичной информации, множества закономерностей между различными ее формами и алгоритма движения, а также суммирования этой информации с использованием аппарата зависимости.

В сущности это разновидность многофакторного анализа с той разницей, что в традиционных формах анализа стараются выявить «главные факторы» и исключить «малозначашие», в то время как наш метод стремится подавить «главные факторы» и приблизить их к уровню «малозначаших». Результат прогноза получается в результате суммирования очень малых вкладов большого множества факторов.

Смысл такого подхода состоит в том, что промысловая информация содержит большие погрешности и погрешность в одном из «главных факторов» ведет к погрешности всего результата. Когда нет главных факторов, погрешности в малозначаших меньше влияют на результат. В то же время практически все промысловые параметры взаимосвязаны и невозможно выявить независимые.

Поэтому можно сформировать множество комбинаций и рассматривать одно и то же с разных точек зрения, усиливая то, что совпадает, постепенно исключая несоответствия, как бы «просеивая» информацию через множество сит.

Принципы построения искусственной нейронной сети.

Сеть состоит из множества (несколько сотен или тысяч в зависимости от фонда скважин) простых нейронов, каждый из которых представляет собой как бы уравнение регрессии, связывающее два или более геолого-промысловых параметров. В принципе в качестве нейрона можно просто записывать в базу коэффициенты обычного уравнения регрессии и потом их использовать, но технология искусственного нейрона эффективнее. Прежде всего, она избавляет от необходимости выбирать вид функции. Нейрон стремится охватить всю область, ограниченную регрессионными кривыми. При этом, если для уравнений регрессии необходимо проницаемость умножить на толщину (а любое арифметическое действие, как правило, ведет к потере информации), то на вход нейрона параметры подали раздельно, следовательно, получили более разнообразный результат. Множество фактических точек расположено как будто без всякой закономерности и, хотя уравнения регрессии дают результат, совпадающий со средними значениями выборки, в каждой отдельной точке погрешность сравнима со стандартным отклонением выборки. Хотя эти уравнения и показывают общую тенденцию и по ним можно прогнозировать объект в среднем, для прогноза по отдельной скважине



они неприменимы, поскольку содержат значительно меньше информации по сравнению с фактической выборкой.

Однако, если уравнения регрессии имеют меньшую погрешность среднего значения, то нейрон, хотя и отклоняется от среднего по выборке значения, дает меньшие погрешности по отдельным скважинам. В этом заключается смысл использования нейронной сети. Отклонения отдельных нейронов от среднего по выборке значения в сумме содержат большее количество информации и дают более богатое описание выборки, позволяющее прогнозировать работу отдельных скважин. В частности нейрон

позволяет разбить множество скважин на однородные группы.

Например, множество скважин разбивается на две группы, в одной прослеживается закономерность, а в другой, на первый взгляд, нет. Однако оказывается, что в ней тоже были подмножества со своими закономерностями.

Самое замечательное свойство нейронов – их способность перестраиваться и адаптироваться к вновь поступающей информации, причем процесс происходит автоматически. Первоначально формируется сеть из «пустых», «необученных» нейронов - множество бинарных файлов нескольких видов. Есть файлы на каждую скважину, общие для всех скважин, управляющие файлы, которые определяют виды информации и комбинации подачи на вход нейронной сети. Каждую ночь автоматически запускаются модули, проводящие «обучение» сети. Через неделю она уже способна функционировать и давать прогноз, но реальный результат появится только через 1-2 мес и далее будет только улучшаться. Это как искусственный интеллект, который функционирует обособленно и автоматически. Никакое вмешательство недопустимо, иначе пропадет преимущество объективности этого анализа.

Практические результаты применения нейронной сети.

Геологи обычно требуют проверки методики путем ретроспективного прогноза и сравнения с известным фактом. При всей внешней очевидности этого подхода он вовсе не безупречен. Прежде всего, факты, с которыми предлагается проводить сравнение не свободны от погрешностей и подчас существенных. Все знают практику корректировки добычи на фактическую, определения пластовых давлений, «корректировки» параметров работы скважин после ГРП.

Геологи недостаточно ясно представляют вероятностную природу результатов своей работы и желают, чтобы компьютерный результат был похож на полученный ими раньше. Иногда это невозможно. Например, нельзя получить карту изобар такую же, как построена руками, поскольку методика построения лежит за пределами формальной логики. Поэтому в нашем примере оценка результатов проводилась в вероятностной форме на основе того базового уровня, который был определен в начале доклада.

Нейронная сеть может быть использована для разделения объекта разработки на зоны, оценки достоверности информации, прогнозирования работы скважин, пластового давления, дебита жидкости, обводненности, добычи



нефти на следующий месяц, потенциала добычи нефти на 12 мес, подбора скважин для проведения в них ГТМ.

Подобно обычному интеллекту, который наряду с алгоритмами обработки содержит некоторый объем накопленной информации, нейронная сеть также содержит некоторый объем информации в той форме, которая необходима для автоматической обработки. Это две группы данных: статические и динамические. Первые сведены в таблицу, где по каждой скважине содержится одна строка с 230 параметрами, ни один из них не может быть получен из других путем математических операций. Исходные данные берутся из базы данных.

Параметры можно подразделить на четыре группы: геологические; промысловые данные по скважине; данные по работе группы окружающих скважин, взятых в радиусе 1,5 - 2,5 км; суммарные и динамические параметры фильтрационной модели.

Достоверность информации оценивается по соответствию ее различных типов: например, дебитов – пластовым давлениям или работы конкретной скважины – работе окружающих.

Нейронная сеть способна эффективно кластеризировать данные, информация по каждой скважине попадает преимущественно в определенные группы. Если какая-то часть данных попадает в несвойственную этой скважине группу, то их можно расценивать как сомнительные.

Прогнозирование пластового давления.

Это наиболее трудный для прогноза параметр, поскольку по каждой скважине имеется очень мало замеров, а погрешность одного замера составляет около 0,5 МПа. Нейронная сеть позволяет восстановить историю динамики давлений по имеющимся замерам и выполнить прогноз на будущее.

Оценка точности прогноза проводилась путем “выбрасывания” последнего замера и сравнения с ним результата прогноза.

Если проанализировать «прогнозные» давления, которые специалисты используют для построения карты изобар, то примерно на 80 % они повторяют предыдущие. Нейронная сеть дает вдвое более точный прогноз, который никогда не выходит за рамки реальности. В то же время всех интересуют не давления по скважинам, а их динамика или средневзвешенные давления по зонам отбора и закачки.

При таком расчете погрешность прогноза еще уменьшится, поскольку по группе скважин прогнозировать легче, чем по одной.

Поэтому более перспективно проводить расчет карт вероятности повышения или понижения давлений по зонам.

Прогнозирование дебита жидкости.

Этот параметр трудно прогнозировать, поскольку он зависит от субъективных факторов. Тем не менее, результат получается в пределах повторяемости дебитов, которую можно рассматривать как успех практического



прогноза, поскольку при составлении режимов обычно ставят предыдущий дебит.

Прогнозирование обводненности.

С одной стороны это более объективный параметр, но при сравнении с фактическими замерами возникает проблема в связи с тем, что в базу попадают не все замеры, а как бы усредненные и часто имеется тенденция к завышению обводненности, поскольку это дает определенный резерв добычи для ЦАНГ. Общая тенденция показывает, что обводненность со временем должна повышаться, но реально она колеблется и при достижении высоких значений (96 – 98 %) как бы стабилизируется.

При сравнении прогнозных значений с фактическими видно, что прогноз точнее, чем практическое предсказание обводненности в режимах, но обращают внимание разные

знаки среднего значения обводненности. В прогнозе намечается тенденция к некоторому ее снижению в противоположность фактическим данным. Неизвестно, что правильно, поскольку в последние несколько лет значительно снизились объемы закачки и обводненность может немного уменьшиться.

Прогноз добычи нефти на следующий месяц можно получить как набор комбинаций дебитов и обводненности по отдельным скважинам, результаты которого можно представить в виде зависимости вероятности среднесуточной добычи. Сравнение с фактическими значениями проводилось путем ретроспективного прогноза. По скважинам, которые работали в последние два года, погрешность оценки не превышает 20-25 %, по длительно простаивавшим может достигать 100 – 150 %. При этом прогнозная добыча обычно выше фактической.

Подбор скважин для проведения в них ГТМ.

Прогноз выполнялся по двум видам мероприятий: ГРП, ввод скважин из бездействия без ГТМ. Эффективность прогноза оценивалась следующим образом: из общей выборки скважин, в которых реально проводились мероприятия, случайным образом

исключалась половина скважин, по оставшимся «обучалась» нейронная сеть, проводился прогноз по исключенным скважинам и результаты сравнивались с фактическими данными. Эффективность прогноза составляет $75\% (577/(577 + 194))$, что выше фактических данных (58 %).

Перспективность скважины оценивается в баллах, начисляемых скважинам. Кроме того, вычисляется суммарный индекс, который определяется по 275 геолого-промысловым параметрам скважины. Для низкодебитных скважин он преимущественно отрицательный, что наблюдается также по скважинам, введенным из бездействия.

Здесь эффективность прогноза, т.е. того, что дебит вводимой скважины будет выше среднего по переходящему фонду, составила всего 54 %, но это значительно выше тех 30,8 %, которые были получены реально.



Таким образом, нейронная сеть способна эффективно подбирать скважины для проведения в них различных ГТМ. Разумеется, нейронная сеть дает и неправильные прогнозы по некоторым скважинам, но процент отрицательных результатов ниже фактических данных.

Проведенные работы показывают, что нейронная сеть может быть реально использована для повышения эффективности добычи нефти за счет применения большего объема накопленной информации.

Данная технология до сих пор не имеет практического применения на предприятиях добычи нефти. Это связано с ее новизной и неоднозначным отношением производственников к новейшим малопонятным технологиям.

Я считаю, что внедрение наукоемких технологий в процесс принятия решений в области добычи нефти позволит значительно сократить затраты на геолого-технические мероприятия, делать более качественные прогнозы ключевых показателей предприятия, повысить показатели в области охраны окружающей среды.

Внедряя наукоемкие технологии, мы тем самым повышаем престиж компании, повышаем собственную стоимость компании, а в условиях рыночной экономики эти показатели имеют ключевое значение.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ БЛОЧНЫХ ГАЗОТУРБИНЫХ ЭЛЕКТРОСТАНЦИЙ В ЦЕЛЯХ УТИЛИЗАЦИИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА УДАЛЕННЫХ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ С НЕДОСТАТОЧНО РАЗВИТОЙ ИНФРАСТРУКТУРОЙ ДЛЯ ДОСТИЖЕНИЯ УРОВНЯ УТИЛИЗАЦИИ ПНГ 95%

А.Г.Рыбаков

ОАО «Оренбургнефть» НГДУ «Сорочинскнефть»

При добыче нефти на нефтяных месторождениях вместе с нефтью на поверхность извлекается и нефтяной попутный газ (ПНГ). Использование этого газа на потребление требует его подготовки, что связано со значительными капитальными вложениями. Переработка газа в химические производные требует еще больших капитальных вложений и не всегда экономически целесообразно. Особенно это касается малых и удаленных месторождений, где попутный газ сжигается на факелах, загрязняя окружающую среду продуктами сгорания. В то же время на любых разрабатываемых нефтяных месторождениях требуется электроэнергия.

Для снижения техногенного воздействия на окружающую среду, в частности при добыче нефти, предлагается утилизировать попутный нефтяной газ посредством выработки электроэнергии при помощи блочной газотурбинной электростанции (ГТЭС).

Сжигая газ на факельных установках, нефтегазодобывающие компании



выплачивают штрафы за выбросы продуктов сгорания в окружающую среду. Так как Правительством РФ рассматривается вопрос повышения уровня платежей за загрязнение окружающей среды, проблема утилизации ПНГ стоит особо остро.

В работе представлена проблема утилизации ПНГ на Родниковской группе месторождений. Территориально месторождения, входящие в Родниковскую группу (Родниковское, Романовское, Врезовское), находятся на северо-западе Оренбургской области.

В настоящее время газоперерабатывающие сооружения Родниковской группы месторождений не позволяют утилизировать достаточные объемы газа, которые бы удовлетворяли лицензионным соглашениям или существующим экологическим проектам предельно допустимых выбросов. По большей части, газ сжигается на факелах Родниковской УПСВ и ДНС Романовская, лишь незначительное его количество идет на внутренние нужды. (Рис.1)

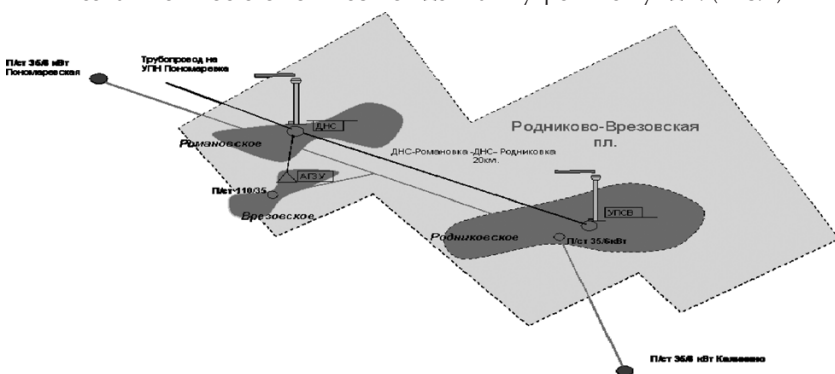


Рисунок 1.

Как видно из Графика 1, уровень утилизации ПНГ в 2008-2009г. не соответствует последнему проектному документу, по которому ведется разработка данной группы месторождений. Для снижения лицензионных рисков и снижения уровня платежей за загрязнение окружающей среды (как нормативных, так и сверхнормативных) в данном проекте предусмотрено строительство газотурбинной электростанции на территории УПСВ Родниковская, что позволит к концу 2009 г. на Родниковской группе месторождений достичь уровня утилизации газа 95%. Под данный состав попутного нефтяного газа фирмой «Capstone» (Голландия) специально разработана конструкция газовой турбины, позволяющей вырабатывать 2 МВт электроэнергии.



График 1.

Газотурбинный двигатель ОР16 способен работать на газообразном топливе с низшей теплотворной способностью в диапазоне от 37.0 до 51.0 МДж/кг и регулируемым давлением от 8.0 до 11.0 бар изб. на входе турбины. Технические характеристики турбогенератора представлены в Таблицах 1-2.

Таблица 1.

Параметры	Модель
	DTG-1,8G
Электрическая мощность, МВт	1,8
КПД когенерации, %	90
Топливо	Газ
Расход при максимальной загрузке, м3/час	712
Минимальное давление газа на входе, МПа	1
Допустимые колебания входного давления, %	10
Периодичность технического обслуживания, ч	8000

Минимальные требования к топливному газу

Таблица 2.

Низшая теплотворная тепловая способность (LHV)	31.67 - 35.88 МДж/Нм
Температура, мин	6 °С выше точки росы
макс	+70°С
Давление	10.0 - 11.0 бар изб
Предельно допустимые загрязнения:	
Сероводород	2% объемных
Натрий	1 ppm по массе
Жидкие капли	5 мкм
Твердые загрязнители	20 ppm

Исходя из динамики выработки и потребления электроэнергии, представленной на Графике 2, видим снижение выработки электроэнергии. Оборуд-



дование ГТЭС достаточно мобильно, и при дальнейшем снижении загруженности вследствие снижения добычи попутного газа существует возможность демонтажа незагруженного оборудования с дальнейшей его установкой на других объектах, нуждающихся в утилизации попутно добываемого газа. Избыток электроэнергии будет передаваться по собственным сетям на «соседние» месторождения.



График 2.

Результат эффективности представлен в таблице 3.

Расчеты выполнялись в соответствии с утвержденными макроэкономическими параметрами инвестиционных проектов. Для расчетов использовался базовый сценарий цен. Период расчета проекта – 10 лет.

Преимущество проекта по переработке газа при помощи ГТЭС:

- рациональное использование ПНГ для производства электрической энергии по более низкой себестоимости.
- получение второго (основного) источника электроэнергии.
- значительное повышение надежности электроснабжения.

Таблица 3.

Наименование показателя	единицы измерения	показатели
Утилизация газа	млн.м3	97,78
инвестиции	\$ 000	22 527
NPV	\$ 000	32 065
PI	ед.	2,53
DPP	лет	4,1
IRR	%	41

Реализация проекта по утилизации ПНГ оказывает положительное влияние на имидж Компании с точки зрения ООС. Также мы выполняем лицензионные обязательства по утилизации до 95% попутно добываемого газа. Ликвидируем источники загрязнения (факела). Экологическая защита воздушного



бассейна включает сокращение в атмосфере всех загрязняющих ингредиентов, которые поступают от промышленных факелов. Снижаем уровень нормативных и сверхнормативных платежей за загрязнение окружающей среды.

В настоящее время по данному проекту ведутся проектно-изыскательские работы. Выбран генеральный подрядчик - ООО «Уралэлектрострой».

Данный способ утилизации попутно добываемого газа, возможно, применять на месторождениях со слабо развитой инфраструктурой для утилизации ПНГ и месторождениях, находящихся на большом расстоянии от существующих объектов, на которых осуществляется утилизация газа.

РЕКОНСТРУКЦИЯ УСТАНОВКИ АВТ-5

В.Г. Плехов, И.А. Рыбовалов, С.В. Бизяев, А.В. Журавлев

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

В свете новых экологических требований по содержанию бензола и ароматических углеводородов в бензинах на предприятии ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» внедрен процесс изомеризации углеводородов C_5 и C_6 . Получаемые в ходе изомеризации продукты, позволяют увеличить долю производства товарных бензинов, соответствующих стандартам Евро-3,4. Согласно стандартам Евро-3,4 содержание бензола в товарных бензинах не должно превышать 1 % об., содержание ароматических углеводородов – не более 42 % об. (Евро-3) и не более 35 % об. (Евро-4).

Цели реконструкции установки АВТ-5

- Снизить потери углеводородов C_{5+} с жирным газом и рефлюксом
- Получить максимальное количество фракции НК-80, соответствующей требованиям качества сырья для установки изомеризации
- Обеспечить установки риформинга фракцией 105-180 с содержания бензолобразующих нафтенов не более 0,4 % масс.
- Создать возможность производства бензинов с содержанием бензола не более 1 % об.

В качестве сырья процесса изомеризации используется бензиновая фракция НК-80, состоящая в основном из углеводородов C_5 и C_6 нормального строения.

С целью получения на установке АВТ-5 максимально возможного количества легкой бензиновой фракции НК-80, соответствующей требованиям качества сырья изомеризации, потребовалось:

- смонтировать блок абсорбции жирного газа из Е-1 бензином из Е-2 для снижения потерь углеводородов C_{5+} с жирным газом, используемым ранее в качестве топлива и отправляемым на газодифракционирующую установку (ГФУ);
- произвести замену устаревших внутренних устройств колонны К-4

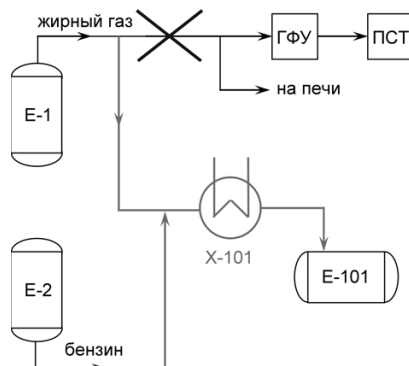


блока стабилизации и колонны К-9 блока вторичной ректификации (БВР) увеличить производительность блока стабилизации и БВР путем замены печей П-5, П-4 на более мощные и увеличения мощности систем охлаждения колонн К-4, К-9

Блок стабилизации – предназначен для выделения углеводородов С1-С4 вместе с сероводородом из широкой бензиновой фракции. На блок стабилизации установки АВТ-5 направляются собственные нестабильные бензины, нестабильные бензины установок АВТ-1, АВТ-2, бензин-отгоны установок гидроочистки Л24-6,7,9. Производительность блока стабилизации после реконструкции 270 м³/ч нестабильного бензина.

Монтаж блока абсорбции:

- Монтаж нового холодильника-абсорбера X-101
- Монтаж линий коммуникации с регулирующей арматурой



Мероприятия по реконструкции блока стабилизации

- Замена печи П-5 на более производительную с полезной мощностью - 10 Гкал/час

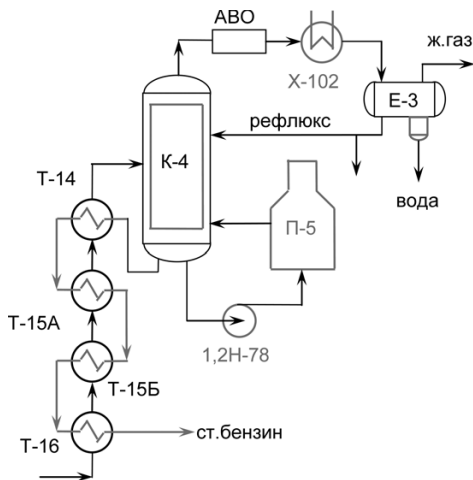
• Монтаж нового водяного холодильника X-102

- Замена насосов 1Н-78, 2Н-78 более производительными

• Переобвязка теплообменников Т-14, Т-15А, Т-15Б, Т-16

- Оборудование рефлюксной емкости Е-3 горшком для отделения воды

- Замена внутренних устройств колонны К-4





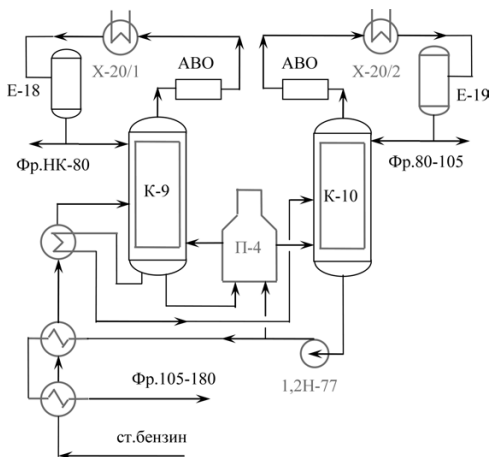
Блок вторичной ректификации – предназначен для получения трех узких бензиновых фракций (НК-80, 80-105, 105-180). Производительности БВР после реконструкции 170 м³/ч.

Для снижения общего содержания бензола и бензолобразующих углеводородов во фракции 105-180 °С до уровня не более 0,4 % масс и увеличения отбора фракции 105-180 °С на БВР потребовалось:

- произвести замену устаревших внутренних устройств колонны К-10 блока вторичной ректификации (БВР);
- увеличить производительность БВР путем замены печи П-4 на более мощную и увеличения мощности систем охлаждения колонны К-10.

Мероприятия по реконструкции БВР

- Замена печи П-4 на более производительную с полезной мощностью - 16 Гкал/час
- Монтаж новых водяных холодильников X-20/1, X-20/2
- Замена насосов 1Н-77, 2Н-77 более производительными
- Монтаж трех новых теплообменников для подогрева сырья К-9
- Замена емкости Е-19
- Замена внутренних устройств колонн К-9, К-10



Результаты реконструкции

- Снижение затрат на выделение углеводородов C5+ из жирного газа и рефлюкса на ГФУ
- Вовлечение дополнительного количества углеводородов C5+ в количестве **1200 кг/ч** во фракцию НК-80 за счет блока абсорбции
- Увеличение отбора легкой фракции НК-80 благодаря замене внутренних устройств в колоннах К-4, К-9 до **27 % масс.** на стабильный бензин. Ранее, до реконструкции, выход легкой фракции составлял до **22 % масс.**
- Общее снижение потерь углеводородов C5+ на **2120 кг/ч**
- Получение фракции НК-80, соответствующей требованиям качества сырья изомеризации - содержание углеводородов C4- не более **5 % масс.**, C7+ не более **2 % масс.**
- Снижение содержания бензолобразующих нафтенов во фракции 105-180 до значения менее **0,4 % масс.** Катализат, полученный на установках каталитического риформинга из такой фракции, будет содержать менее **1,5**



% об. бензола. В результате при смешении катализата и продуктов изомеризации увеличится доля бензинов с содержанием бензола до **1 % об.**

- Увеличение отбора фракции 105-180 на **16 % масс.** благодаря более четкой ректификации в колонне К-10

СПОСОБ УСТРОЙСТВА ЭФФЕКТИВНОГО ЗАЩИТНОГО ПОКРЫТИЯ СТАЛЬНЫХ ТРУБОПРОВОДОВ, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХСЯ В УСЛОВИЯХ КРАЙНЕГО СЕВЕРА

Р.И.Сапелкин

ООО «Газпром добыча Ямбург» филиал ЯРЭУ

С.И.Матренинский, Ю.М.Борисов

Воронежский Государственный архитектурно-строительный университет

Работа включает разработку и реализацию принципиально нового способа устройства защитного покрытия стальных трубопроводов, основанного на использовании отечественного сырья, материалов и устройств и высокоэффективного для суровых климатических и неблагоприятных инженерно – геологических условий Крайнего Севера.

Развитие методов и средств ремонта единой системы газоснабжения имеет огромное практическое значение и входит в перечень приоритетных научно – технических проблем ОАО «Газпром» на 2006 – 2010 год, утверждённый Председателем Правления А.Б. Миллером 11 октября 2005 года №01-106. В ОАО «Газпром» постоянно действует комиссия по приёмке новых видов трубной продукции в целях реализации технической политики в сфере обеспечения новыми видами труб, соединительных деталей, а также покрытий для них. В настоящее время, 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.

Применяемые в настоящее время защитные покрытия трубного металла содержат, в основном, импортное сырьё, и, соответственно, имеют высокую стоимость. Получившие в настоящее время широкое распространение многослойные полиэтиленовые покрытия имеют небольшой температурный диапазон эксплуатации и сложную технологическую схему нанесения. Достаточно сложен и трудоёмок, а зачастую и невозможен ремонт таких покрытий в условиях трассы. Таким образом, существует необходимость разработки новых эффективных защитных покрытий на основе отечественного сырья, с возможностью их нанесения и ремонта в условиях эксплуатации. Для разработки способа устройства эффективного защитного покрытия стальных трубопроводов, эксплуатирующихся в условиях Крайнего Севера, был при-



суждён грант генерального директора ООО «Газпром добыча Ямбург» - ведущего газодобывающего дочернего общества ОАО «Газпром».

Представляемый способ устройства защитного покрытия трубопровода включает очистку поверхности, нанесение изоляционного материала слоем 1,5 - 2 мм и последующий нагрев при перемещении нагревателя вдоль трубопровода. В качестве изоляционного материала используют каучуковую смесь, разработанную в Воронежском Государственном архитектурно-строительном университете, при следующем соотношении компонентов, масс % :

низкомолекулярный олигодиен	16-22
сера	6-13
тиурам	0,6-1,4
окись цинка	3-10,0
окись кальция	0,6-1,2
заполнитель	остальное.

Для бесконтактного нагрева каучуковой мастики на поверхности трубного металла сконструирован индукционный нагреватель с возможностью контроля и регулирования температуры нагрева. При устройстве покрытия на металле трубы индукционный нагреватель разогревает токами высокой частоты саму трубу, которая в свою очередь передаёт тепловую энергию каучуковому покрытию. Термообработка смеси осуществляется при температуре 130-135°C в течение 20-25 минут. В качестве наполнителя применена зола – унос Воронежской ТЭС, что не только решает экологические проблемы, связанные с её утилизацией, но и снижает стоимость материала.

В результате вулканизации каучуковой смеси на поверхности трубного металла формируется покрытие, обладающее сочетанием высоких прочностных и эксплуатационных характеристик. При реализации данного способа не требуется адгезионный подслои и тщательная обработка поверхности трубы.

Цели разработки:

- Получение на основе отечественного сырья состава композиционного материала покрытия.
- Разработка технологии устройства защитного покрытия стальных трубопроводов, высокоэффективного для суровых условий Крайнего Севера.
- Разработка и изготовление эффективного теплогенерирующего устройств, обеспечивающего заданные режимы термообработки при вулканизации материала покрытия.

Ожидаемые результаты:

- Повышение срока службы защитных покрытий трубопроводного транспорта.
- Природоохранный эффект, обусловленный снижением аварийности трубопроводного транспорта и возможностью использования промышленных отходов в качестве наполнителя материала покрытия.
- Экономический эффект за счёт использования дешёвого отече-



ственного сырья для изготовления материала покрытия и упрощения существующих технологий устройства покрытий

- Научно – технический эффект, за счёт использования принципиально нового способа устройства универсальностойкого защитного покрытия трубного металла.

1. Состояние работы:

- Разработана технология устройства высокоэффективного защитного покрытия стальных трубопроводов.

- Сконструировано эффективное теплогенерирующее устройство, обеспечивающего заданные режимы термообработки при вулканизации материала покрытия.

- Определены физико–механические и эксплуатационные характеристики покрытия на основе низкомолекулярного олигодиена (Прил. Б, таблица 1).

- Сделано заключение о прогнозируемом сроке полезного использования покрытия трубного металла на основе низкомолекулярного олигодиена, при эксплуатации в условиях Крайнего Севера.

2. Сравнительные технико-экономические показатели с зарубежными аналогами.

По сравнению с имеющимися зарубежными технологиями устройства защитных покрытий стальных трубопроводов представленный способ имеет следующие преимущества:

- Высочайшие физико–механические и эксплуатационные характеристики получаемого покрытия.

- Прогнозируемый срок службы покрытия при эксплуатации в условиях Крайнего Севера равный сроку службы самой трубы (до 30 лет).

- Низкая стоимость материала покрытия. (В 5 – 7 раз ниже чем у зарубежных аналогов).

- Отсутствие необходимости в специальном оборудовании при устройстве покрытия.

- Отсутствие необходимости в специальной обработке поверхности перед нанесением материала (пескоструйной или дробеструйной очистки).

3. Область применения разработки :

Устройство в трассовых или заводских условиях высокопрочного, коррозионностойкого защитного покрытия стальных трубопроводов при изоляции новых труб, и переизоляции ремонтируемых участков трубопроводов. Представленный способ устройства покрытия высокотехнологичен в полевых условиях, т.к. не требует специальной обработки поверхности (пескоструйной или дробеструйной очистки). Эксплуатация защитного покрытия особенно эффективна в условиях Крайнего Севера 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.

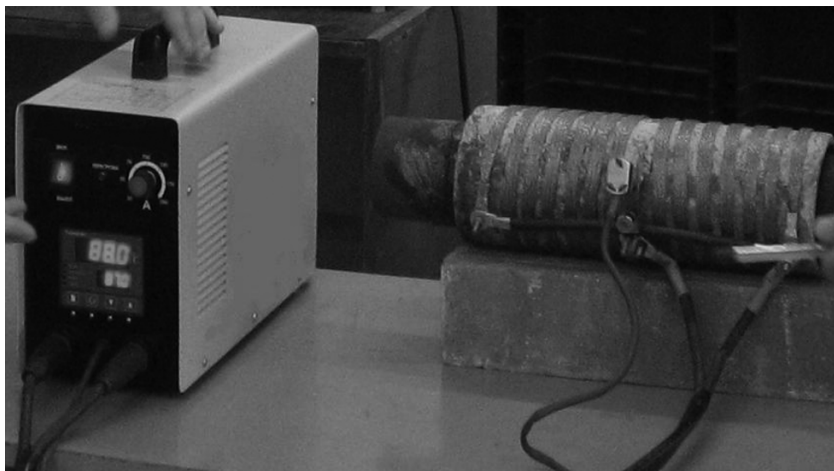


Рисунок 1 - Внешний вид индукционного нагревателя.

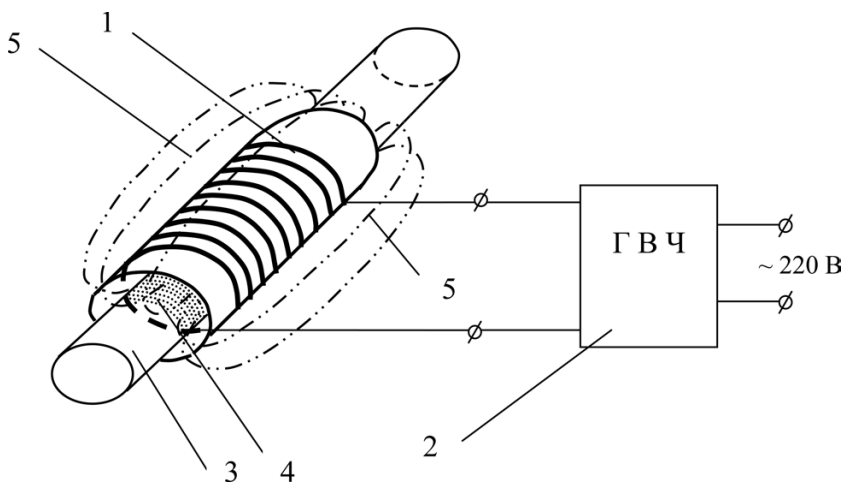


Рисунок 2 – Устройства защитного покрытия трубного металла при вулканизации на его поверхности каучуковой мастики методом индукционного нагрева.

1. Индукционная катушка; 2. Генератор тока высокой частоты; 3. Металлическая труба; 4. Вулканизируемый материал защитного покрытия; 5. Линии электромагнитного поля



ПРОВЕРКА КОНТРАГЕНТОВ ПРИ ПОДГОТОВКЕ ДОГОВОРА - КАК МЕРА ПО ЗАЩИТЕ ЭКОНОМИЧЕСКИХ ИНТЕРЕСОВ ПРЕДПРИЯТИЯ

В.В.Соломатин

Филиал «Астраханьбургаз» ООО «Бургаз»

Эффективное управление предприятием любой формы собственности и в любой отрасли экономики в настоящее время невозможно без тесного взаимодействия с различными организациями по вопросам поставок и оказания услуг. Планирование хозяйственной деятельности – это кропотливый и точный процесс. Неисполнение обязательств перед заказчиками влечет различные негативные последствия, такие как: досудебные и судебные разбирательства, финансовые потери, утрата положительной деловой репутации.

Однако, не всегда вина за «срыв» контракта лежит на организации-участнице деловых отношений. Недобросовестные поставщики, подрядчики могут серьезно осложнить работу по выполнению договорных обязательств.

Кроме этого, осуществление авансовых платежей без должной проверки финансового состояния и деловой репутации контрагента может привести к возникновению проблемной дебиторской задолженности.

Дебиторская задолженность - сумма долгов, причитающихся предприятию, от юридических или физических лиц в итоге хозяйственных взаимоотношений с ними.

Проблемная (экономически неприемлемая) задолженность связана с нарушением платежной дисциплины покупателями и заказчиками, которые не оплатили в срок поставленную им продукцию (выполненные работы, оказанные услуги), поставщиками и подрядчиками, которые не поставили в срок необходимые материально-товарные ресурсы или несвоевременно произвели необходимые работы. Задолженность может возникнуть и по другим причинам. Это может быть, когда подотчетные лица своевременно не отчитались за выданные им денежные средства, и пр. Другого рода причины ее возникновения связаны с неудовлетворительной деятельностью предприятия: с выявленными хищениями товарно-материальных ценностей и денежных средств, с растратами и недостачами. Существенные масштабы экономически неоправданной задолженности оказывают негативное воздействие на финансовые результаты деятельности предприятия.

Принимая во внимание вышеизложенное, видится необходимым проведение проверки, по крайней мере, новых контрагентов. В организациях, где есть собственная Служба безопасности, проверку проводит, как правило, подразделение экономической безопасности. При отсутствии на предприятии Службы безопасности, существует возможность поручения проведения такой проверки специализированным организациям, таким как, частные детективные агентства, консалтинговые компании. Однако необходимо учитывать, что подобные виды услуг являются дорогостоящими, поэтому такие проверки целесообразно проводить по особо значимым договорам и кон-



трактам с авансовой системой расчетов, особенно при значительной сумме авансового платежа.

В рамках предложенной работы рассмотрены основные подходы к изучению деловой репутации и финансовой состоятельности предполагаемого контрагента Службой безопасности на стадии подготовки проекта договора.

Иницирует проверку организации, с которой планируется установление деловых отношений, то подразделение предприятия, которое является ответственным или по чьей инициативе будет заключаться договор (контракт).

Как правило, процесс проверки деловой репутации и финансовой состоятельности юридического лица или частного предпринимателя начинается с запроса копий уставных и финансово-хозяйственных документов, таких как:

1. Устав (полностью);
2. Учредительный договор;
3. Выписка из Единого государственного реестра юридических лиц (Единого государственного реестра индивидуальных предпринимателей);
4. Свидетельство о государственной регистрации и, если организация или частный предприниматель зарегистрированы до 1 января 2002 года, свидетельство о внесении записи в Единый государственный реестр юридических лиц (Единый государственный реестр индивидуальных предпринимателей);
5. Свидетельство о постановке на учет в налоговом органе;
6. Лицензии (если есть);
7. Свидетельство о регистрации право собственности на производственные помещения (договоры аренды);
8. Перечень партнеров, с которыми контрагент заключал подобные договоры;
9. Копия карточки об открытии счета в банке;
10. Копия документа подтверждающего полномочия исполнительного органа, и копия доверенности, если договор подписывает иное лицо;
11. Копия паспорта руководителя контрагента, а также лица подписывающего договор по доверенности;
12. Письмо из Государственного комитета по статистике о присвоении кодов;
13. Финансово-бухгалтерская отчетность: по меньшей мере, форма 1 «Бухгалтерский баланс» и форма 2 «Отчет о прибылях и убытках», для проведения более полного анализа финансового состояния за последние три отчетных периода или налоговую декларацию частного предпринимателя.

Иногда руководство организации, у которой запрашиваются вышеуказанные документы, отказывается предоставить те или иные копии, ссылаясь на то, что в них содержится информация, составляющая коммерческую тайну. Однако ст.5 Федерального закона РФ № 98-ФЗ от 29.07.2004 года «О коммерческой тайне» устанавливает перечень сведений, которые не могут составлять коммерческую тайну. В частности, касательно информации, необходимой для проведения проверки, к ним относятся сведения:



1) содержащихся в учредительных документах юридического лица, документах, подтверждающих факт внесения записей о юридических лицах и об индивидуальных предпринимателях в соответствующие государственные реестры;

2) содержащихся в документах, дающих право на осуществление предпринимательской деятельности;

3) о задолженности работодателей по выплате заработной платы и по иным социальным выплатам;

4) о нарушениях законодательства Российской Федерации и фактах привлечения к ответственности за совершение этих нарушений;

5) о перечне лиц, имеющих право действовать без доверенности от имени юридического лица.

Кроме этого, в соответствии со статьей 6 Федерального закона от 08.08.2001 N 129-ФЗ «О государственной регистрации юридических лиц» (далее - Закон N 129-ФЗ) сведения, содержащиеся в государственном реестре, являются открытыми и общедоступными, за исключением паспортных данных физических лиц и их идентификационных номеров налогоплательщиков.

Следующий этап – проверка достоверности представленных документов. Копии должны быть заверены нотариусом или руководителем проверяемого предприятия (частным предпринимателем). На практике же, если проверяемый субъект находится в другом регионе, то, как правило, документы пересылаются при помощи факсимильной связи или электронной почты. Поэтому проверить основные параметры организации, такие как, ИНН, ОГРН, юридический адрес, а также действующий статус можно в сети интернет в ООО «Информационное агентство Валаам»: сведения внесенные в единый государственный реестр юридических лиц» по адресу: <http://egrul.nalog.ru/fns/index.php>.

Кроме этого согласно Постановления Правительства РФ от 19.06.2002 N 438 «О Едином государственном реестре юридических лиц» и на основании Письма МНС РФ от 26.03.2003 N ФС-6-09/345@ выписку из ЕГРЮЛ можно запросить в инспекции Федеральной налоговой службы по месту регистрации организации. Предоставление выписки является платным и составляет 2 МРОТ за каждый документ.

Исходя из анализа вышеуказанных документов, можно сделать выводы о юридическом статусе организации или частного предпринимателя, его финансовой состоятельности.

Немаловажным аспектом при принятии решения об установлении деловых отношений с тем или иным хозяйствующим субъектом, является деловая репутация. Современный экономический словарь дает следующее понятие деловой репутации: **ДЕЛОВАЯ РЕПУТАЦИЯ ФИРМЫ** — оценка фирмы, предприятия, бизнесмена со стороны смежников, контрагентов, потребителей; представление партнеров о фирме, благоприятствующее ее деятельности и учитываемое в условиях хозяйствования.



Для более эффективной проверки деловой репутации важным является установление контактов и взаимопонимания со Службами безопасности других хозяйствующих субъектов в целях обмена информацией по контрагентам.

В крупных компаниях энергетического комплекса, таких как: Газпром, РАО ЕЭС, ЛУКОЙЛ и других, имеющих представительства, филиалы и дочерние компании в различных субъектах РФ, обмен информацией о деловой репутации происходит централизованно через головные организации.

Как указано выше, одним из документов, запрашиваемых у потенциального партнера, является перечень организаций, с которыми он заключал подобные договоры. Поэтому существует возможность получения информации о проверяемом предприятии у «сторонних» юридических лиц, которые сотрудничали с субъектом проверки, но не входящих в состав той или иной компании. При получении информации из различных источников, можно более полно и верно оценивать ту или иную организацию с точки зрения возникновения проблем при сотрудничестве.

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРОЦЕДУРЫ ПРОВЕДЕНИЯ МОНИТОРИНГА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ В ООО «ЛУКОЙЛ-УХТАНЕФТЕПЕРЕРАБОТКА»

Ю.В.Субботина, О.В.Савкина

ООО «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтепереработка»

В условиях рыночной экономики невозможно представить предприятие без инвестиционной деятельности – любая деятельность требует соответствующих инвестиций или финансовых вложений, от которых зависит дальнейшее развитие предприятия.

Учитывая то, что степень износа основных фондов на отечественных нефтеперерабатывающих заводах очень высока – превышает 80%, а технологические процессы, применяемые в мировой практике нефтепереработки, требуют колоссальных капиталовложений, значение инвестиций для развития отрасли с каждым годом возрастает.

Однако важно не только вводить в эксплуатацию новые производственные объекты, но и в целях минимизации рисков неэффективного инвестирования средств, отслеживать достижение показателей, заявленных в этих проектах, то есть проводить мониторинг реализуемых и завершенных инвестиционных проектов. Мониторинг – контроль, слежение, учет, анализ и составление отчетов о фактическом выполнении утвержденных технико-экономических показателей по инвестиционному проекту.

В настоящее время порядок проведения процедуры мониторинга инвестиционных проектов на эксплуатационном этапе осуществляется согласно «Временному положению об организации мониторинга инвестиционных проектов в бизнес-сегменте «Переработка и сбыт», утвержденному 9 февраля 2006 года. Основной принцип, заложенный в положении, состоит в



том, что мониторинг инвестиционных проектов на эксплуатационном этапе проводится на основании фиксированного пробега, который отражает производственно-технические параметры работы объектов. В тоже время методика оценки экономической эффективности при выполнении мониторинга инвестиционных проектов на эксплуатационном этапе находится на стадии формирования.

В связи с тем, что работа с инвестиционными проектами (их согласование, формирование и корректировка Инвестиционной программы) осуществляется с использованием бизнес-сценария № 21 «Формирование инвестиционной программы Группы «ЛУКОЙЛ» на базе программного продукта SAP, модель оценки инвестиционных проектов, реализованная на базе SAP, позволяет рассчитывать показатели экономической эффективности инвестиционных проектов и контролировать выполнение зафиксированных параметров в утвержденных бизнес-планах.

Основными критериями оценки эффективности инвестиционного проекта являются:

- Чистый дисконтированный доход – ЧДД (NPV – net present value) – характеризует превышение суммарных денежных поступлений над суммарными затратами для данного проекта с учетом неравноценности эффектов (а также затрат, результатов), относящихся к различным моментам времени. Для признания проекта эффективным, с точки зрения инвестора, необходимо, чтобы ЧДД проекта был положительным

$$\text{ЧДД} = \sum (Bt - 3t) / (1+E)^t,$$

t – период планирования,

T – срок жизни проекта,

E – ставка (норма) дисконта,

Bt – поток выгод,

3t – поток затрат (капитальные вложения, эксплуатационные затраты и налоги).

- Внутренняя норма рентабельности – ВНР (IRR – internal rate of return) – ставка дисконта, при которой значение чистой приведенной стоимости (NPV) равно нулю

$$\text{ЧДД} = \sum (Bt - 3t) / (1+ВНР)^t = 0$$

- Срок окупаемости («простой» срок окупаемости, payback period) - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости. При оценке эффективности срок окупаемости, как правило, выступает только в качестве ограничения.

- Срок окупаемости с учетом дисконтирования - продолжительность периода от начального момента до момента окупаемости с учетом дисконтирования, т.е. до того наиболее раннего момента времени в расчетном периоде, после которого текущий чистый дисконтированный доход ЧДД становится и в дальнейшем остается неотрицательным.

- Индекс доходности (Profitability indexes) – характеризует относительную отдачу проекта на вложенные в него средства.



Для проведения на эксплуатационном этапе мониторинга инвестиционного проекта предлагается использовать модель, сформированную на базе программной среды Excel и состоящую из следующих листов:

- листы «ЕСУ» и «Цены на нефть и нефтепродукты» отражают сценарные условия для расчета инвестиционных проектов;

- листы «База» и «Проект» включают в себя информацию об объемах переработки нефти по годам, операционных затратах (переменных и постоянных), производстве и реализации нефтепродуктов по рынкам сбыта. В качестве базового варианта принимается фактический вариант работы завода за последний полный год;

- лист «Изменение» считается автоматически как разница между «Базой» и «Проектом».

- лист «Экономическая оценка» содержит:

- 1) операционные доходы – прирост выручки от реализации товарной продукции в результате изменения объема и структуры производства нефтепродуктов на предприятии с вводом в эксплуатацию инвестиционного проекта. Выручка на внутренний рынок и экспорт считается отдельно с учетом цен из ЕСУ на соответствующих рынках сбыта нефтепродуктов;

- 2) стоимость сырья (нефти) при изменении объемов переработки;

- 3) операционные затраты, связанные с реализацией проекта, - затраты на вспомогательные материалы, реагенты, энергоресурсы, затраты на ремонт представляются за рассматриваемый период по факту, за последующие периоды времени, соответственно, анализируемым периодам (год, квартал, месяц);

- 4) амортизационные отчисления по вводимым основным фондам определены в соответствии с «Методикой оценки инвестиционных проектов в Группе «ЛУКОЙЛ» (норма амортизационных отчислений составляет 6,67% в год);

- 5) прибыль, чистую прибыль, денежные потоки по годам и показатели эффективности проекта (чистый приведенный доход, внутренняя норма доходности, индекс прибыльности) считаются автоматически.

В нефтеперерабатывающем производстве ассортиментный выход готовой продукции в количестве и качестве зависит от работы всех технологических установок, то есть изменение работы любой установки влияет на выпуск товарной продукции. Поэтому для корректной оценки работы установки, по которой проводится мониторинг, очень важно исключить влияние изменения работы других технологических объектов.

Определение влияния конкретной установки на товарный баланс осуществляется путем решения в программе оптимального планирования производства RPMS 2-х моделей:

- 1) модель фактической работы всех технологических установок за определенный период. При этом все технологические параметры работы установки, по которой проводится мониторинг, (материальный баланс, нормативы потерь, расхода основных материалов, энергоресурсов) прописываются в модели по данным фиксированного пробега.



Выход готовой товарной продукции в моделях RPMS прописываются по фактическому производству нефтепродуктов в определенный период времени (ассортиментный ряд, качество, объемы нефтепродуктов).

2) модель, в которой «отключается» работа установки, по которой проводится мониторинг, при этом объемы переработки нефти остаются аналогичными, как в предыдущей модели.

Данные, полученные в результате расчета моделей - условно-переменные затраты (энергоресурсы, присадки, реагенты) используются для оценки экономической эффективности работы конкретной установки.

Предлагаемая модель позволяет при проведении мониторинга проектов комплексно оценить производственно-технические параметры работы объектов на основании фиксированного пробега и показатели экономической эффективности, проконтролировать их соответствие заявленным в бизнес-плане, а также принять решение в случае выявления причин не достижения основных параметров и системного невыполнения предприятием основных финансово-экономических показателей, заявленных в бизнес-планах.

УВЕЛИЧЕНИЕ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА СКВАЖИНАХ С БОКОВЫМИ СТВОЛАМИ В ЦДНГ-4 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

Я.М.Сусанов

ЦДНГ-4 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ»

В современных условиях нефтедобычи, когда большинство месторождений ЦДНГ-4 ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» переходят на четвертую стадию разработки, все более широкое применение находят методы доработки месторождений и одним из самых эффективных методов является восстановление скважин методом бурения боковых стволов. Однако, как показывает практика, после бурения боковых стволов неизбежно возникают проблемы с эксплуатацией таких скважин. Эти проблемы связаны с невозможностью спуска насоса к интервалу перфорации из-за малого поперечного сечения бокового ствола, что влечет за собой невозможность снижения уровня жидкости в скважине и создания большей депрессии на пласт с целью увеличения объемов добычи. С точки зрения разработки месторождений боковые стволы бурятся в зоны с большими остаточными запасами и для выравнивания степени выработки запасов целесообразно увеличение объемов добычи из этих зон, что невозможно при современных технологиях эксплуатации скважин. В настоящей работе предлагается комплекс технологий, позволяющий увеличивать добычу нефти на скважинах с боковыми стволами, минимизировать воздействие негативных факторов на насосное оборудование и контролировать параметры работы погружного оборудования с целью недопущения его преждевременного выхода из строя.

Анализ работы скважин с боковыми стволами в ЦДНГ-4:



- по дебиту жидкости: скважины с боковыми стволами и остальной добывающий фонд отличаются незначительно;
- по дебиту нефти: на скважинах с боковыми стволами в процентном отношении меньше низкодебитных скважин и больше скважин со средними и высокими дебитами;
- обводненность продукции скважин с боковыми стволами ниже, чем в среднем по фонду;
- по погружению насоса под динамический уровень скважины с боковыми стволами выглядят хуже остальных скважин – значительно больше скважин, имеющих погружение под динамический уровень ниже 100 м и меньше скважин, имеющих погружение под динамический уровень более 300 м.

В ЦАНГ-4 по состоянию на 01.07.2007 эксплуатируется 61 скважина, восстановленная методом бурения бокового ствола. Для всех этих скважин характерна следующая конструктивная особенность: боковой ствол по конструкции имеет существенно меньший поперечный размер (внутренний диаметр от 89 до 101 мм), в связи с чем невозможно зайти установкой электроцентробежного насоса во второй ствол и спустить насос ближе к интервалу перфорации для уменьшения вредного влияния газа. Установка подвешивается в нижней части основного ствола в среднем на уровне 400 метров выше верхних дыр перфорации. Для повышения добычи нефти из этих скважин необходимо увеличить депрессию на пласт, но при этом произойдет неизбежное падение уровня жидкости. Для того чтобы газ выше динамического уровня не попал в насос и не привел к отказу установки, предлагается использовать кожух, к нижней части которого необходимо закрепить хвостовик из НКТ диаметром 60 или 48 мм. При такой компоновке можно снизить забойное давление и увеличить депрессию на пласт, а значит и добычу нефти. Увеличение добычи будет неизбежно связано с усиливающимися осложняющими факторами:

-1. Значительно снизится давление на приеме насоса, а значит, вырастет количество свободного газа. По большинству скважин с боковыми стволами обводненность продукции превышает 50 %, этот факт несколько смягчит негативное влияние газа. В зависимости от количества свободного газа на приеме насоса вредное влияние газа можно снизить методами:

- применением газосепараторов и газосепараторов-диспергаторов;
- спуском в скважины насосов, собранных по конической схеме;
- использованием насосов с диспергирующим рабочим колесом

Если же необходимо будет еще снизить количество свободного газа на приеме насоса, то достичь этого можно будет доливом в затрубное пространство воды из системы ППД. При этом можно будет увеличить подачу используемого насоса (насосы с большей подачей способны прокачивать жидкость с большим содержанием газа) и снизить концентрацию газа в поднимаемой жидкости.



-2. Возможно выпадение АСПО в хвостовике – там, где невозможно организовать очистку от парафина с помощью скребка, поэтому для борьбы с этим видом осложнения потребуются другие способы защиты.

-3. При опускании динамического уровня ниже кожуха невозможно будет измерить значение динамического уровня, так как посылаемая эхолотом волна будет отбиваться не от динамического уровня, а от кожуха. Возможен отбив двух уровней – уровня подвески кожуха и динамического уровня. Следовательно, в данном случае в обязательном порядке необходимо применение систем погружной телеметрии.

Основной проблемой для внедрения данной технологии на месторождениях ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМЬ» является то, что производители погружного оборудования гарантируют безотказную работу кожуха с хвостовиком длиной не более 140 м для кожухов производства Новомет и 180 м для кожухов производства Борец. Следовательно, необходима доработка конструкции кожухов с тем, чтобы они выдерживали хвостовик массой не менее 4 т (500 – 600 м). Для доработки конструкции следует подготовить техническое задание заводам-изготовителям.

Эксплуатация скважины с боковым стволом установкой штангового глубинного насоса возможна с размещением насоса в:

1. основном стволе скважины, при этом невозможно создать такую же депрессию, как и в полномерной скважине, поэтому невозможно использовать весь потенциал скважины. Причем спуск хвостовика не способен решить проблему, так как в этом случае существенно возрастает газосодержание на приеме насоса, а существующие газосепараторы для ШГН не имеют такой же эффективности что и газосепараторы для ЭЦН;
2. в боковом стволе скважины, однако в этом случае в зоне резки бокового ствола возникают большие прижимающие усилия и силы трения, приводящие либо к обрыву колонны штанг, либо к появлению сквозных отверстий в насосно-компрессорных трубах и потере подачи насосной установки. Существенно уменьшить проблему сверхнормативных нагрузок в зоне резки бокового ствола (и в других зонах с большим темпом набора кривизны) можно применением шарнирных штанг. Данная технология уже апробирована у наших коллег в ТПП «Урайнефтегаз» и ТПП «Лангепаснефтегаз».

При размещении штангового глубинного насоса в боковом стволе появляется возможность увеличить депрессию на пласт, а значит и добычу нефти.

Выбор способа эксплуатации для скважин с боковым стволом зависит, также как и для обычных добывающих скважин, от объемов добываемой жидкости – при дебитах по жидкости более 20 – 30 м³/сут следует рекомендовать установки электроцентробежных насосов, при меньшем дебите – установки штанговых глубинных насосов. Но есть и некоторые отличия: так как ШГН



спускается глубже, то на его приеме будет меньше газа, чем на приеме ЭЦН, соответственно при больших газовых факторах и низких дебитах по жидкости желательнее применение штанговых глубинных насосов. С другой стороны при больших дебитах, когда применение вставных насосов невозможно, лучше использовать электроцентробежный насос. Связано это с тем, что конструкция трубного насоса предусматривает дополнительный удлинительный патрубок ниже цилиндра, который влияет на снижение эффективности сжатия всасываемой в насос жидкости, а значит снижается коэффициент подачи насоса.

Таким образом, выбор типа насоса для эксплуатации скважин с боковым стволом – это очень сложная задача, зависящая от многих факторов – дебитов по жидкости и по нефти, газового фактора, давлений, обводненности и многих других параметров. Следовательно, при выборе насоса следует применять индивидуальный подход к каждой скважине и учитывать опыт работы насосных установок в предыдущие периоды (парафинистость, коррозия, срывы подачи, солеотложения и пр.).

В соответствии с проведенными расчетами выделены 17 скважин для проведения оптимизации. Срок окупаемости по всем скважинам менее года. ЧДД по разным скважинам за первый год составит от 0,4 млн. руб. до 15,4 млн. руб. в зависимости от скважины. ЧДД от реализации проекта по всем скважинам за первый год составит 56,8 млн. руб., ЧДД за два года реализации проекта составит 112,8 млн. руб.

По данному проекту предполагается очень высокий уровень рисков за счет следующих осложняющих факторов:

- возможность выпадения АСПО в хвостовике;
- при аварии ГНО ее ликвидация в боковом стволе обойдется дороже, чем в основном стволе, имеющем существенно меньшие искривления;
- увеличение входных газосодержаний при реализации технологии.

Однозначно оценить уровень рисков в денежном выражении не представляется возможным. Именно из-за высоких уровней рисков выбран минимальный срок окупаемости 1 год.

Большинство месторождений ЦДНГ-4 находятся на четвертой стадии разработки, характеризующейся низкими дебитами и низкими пластовыми давлениями. Для вовлечения в разработку новых запасов применяются методы доразработки месторождений, один из самых эффективных из них – бурение боковых стволов. Однако при эксплуатации скважин с боковым стволом невозможно заглубить насос до уровня верхних дыр перфорации, а значит невозможно создать депрессию такую же, как в полномерных скважинах. В данной работе предлагается комплекс технологий, позволяющих увеличить депрессию на пласт, а значит увеличить добычу нефти из этих скважин:

1. Для установок ЭЦН – спуск в скважину УЭЦН с кожухом и хвосто-



- виком, спускаемым в боковой ствол. Резко увеличивающееся количество газа на приеме насоса предполагается отводить в затрубное пространство при помощи газосепараторов, минимизировать вредное влияние газа на ЭЦН при помощи диспергаторов, диспергирующих насосов и насосов, собираемых по конической схеме.
2. Для контроля динамического уровня в режиме on-line предполагается использовать погружную телеметрию и датчик затрубного давления. Пересчет уровня будет производиться при помощи автоматизированной системы управления технологическими процессами.
 3. Для установок ШГН – производить заглубление насосов до уровня верхних дыр интервала перфорации. Резко возрастающие нагрузки в области зарезки бокового ствола минимизировать при помощи штанг специальной конструкции с шарнирными соединениями.

Предлагаемые технологии характеризуются высокой степенью рисков, связанных с осложняющими факторами:

- существенным увеличением входных газосодержаний, что может привести к срывам подачи и невозможности эксплуатации установок ЭЦН в таких условиях (мероприятия по минимизации рисков – установка газосепараторов и частотных станций управления для снижения входных газосодержаний и корректировки дебита для увеличения давления на приеме насоса за счет снижения дебита). Мероприятия по минимизации риска включены в стоимость реализации проекта.
- выпадение АСПО в хвостовике (основное мероприятие по минимизации риска – установка греющего кабеля). Мероприятие по минимизации риска не включено в стоимость проекта. Греющий кабель будет установлен в хвостовике, если будет наблюдаться выпадение АСПО в конкретной скважине.
- высокие темпы набора кривизны. Риск связан с увеличением нагрузок на колонну штанг (при эксплуатации) и на хвостовик (при подъеме его из скважины), а значит с возможностью увеличения аварийности ГНО. Мероприятия по минимизации рисков – установка шарнирных штанг в областях высоких темпов набора кривизны, снижение скорости подъема УЭЦН и хвостовика при движении хвостовика в зонах высоких темпов набора кривизны). Мероприятия по минимизации риска включены в стоимость реализации проекта.

В связи с высокими уровнями риска выбрана стратегия высокой доходности, предусматривающая низкий срок окупаемости менее 1 года – это основное условие реализации проекта. Данному условию удовлетворяет проведение оптимизации по 17 скважинам. ЧДД по разным скважинам за первый год составит от 0,4 млн. руб. до 15,4 млн. руб. в зависимости от скважины. ЧДД от реализации проекта по всем скважинам за первый год составит 56,8 млн. руб., ЧДД за два года реализации проекта составит 112,8 млн. руб.

Для претворения проекта в жизнь необходима модернизация технологии



изготовления кожухов и упрочнение крепежных изделий УЭЦН с тем, чтобы он мог выдерживать вес хвостовика не менее 4 т. На данный момент внедрение технологии возможно, но с меньшей длиной хвостовика, что несколько снизит экономический эффект от внедрения технологии.

С точки зрения разработки месторождений боковые стволы бурятся в зоны с большими остаточными запасами и для выравнивания степени выработки запасов целесообразно увеличение объемов добычи из этих зон, что невозможно при современных технологиях эксплуатации скважин. Предложенный комплекс технологий позволяет интенсифицировать добычу нефти, раскрыть потенциал, заключенный в скважинах с боковыми стволами. Разработанные технологии добычи нефти из скважин с боковыми стволами открывают дополнительные возможности для повышения эффективности разработки месторождений. Особенно высоким эффект проявляется на залежах с преимущественно гидрофобным коллектором, где увеличение депрессии способствует снижению обводненности и повышению коэффициента нефтеотдачи. Данные технологии представлены, главным образом, для геологов и разработчиков месторождений. При рациональном, грамотном использовании они способны не только повысить текущую добычу, но и конечный КИН. Однако при нерациональном использовании увеличение добычи нефти будет иметь краткосрочный характер и приведет к снижению нефтеотдачи.

РАЗРАБОТКА И ВНЕДРЕНИЕ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ КОМПАНИИ «ТНК- ВР» ФОРМЫ ОЦЕНОЧНОГО ЛИСТА ПО ИНГИБИТОРНОЙ ЗАЩИТЕ И МОНИТОРИНГУ. ОПЫТ РАБОТЫ В ОАО «ТНК-НИЖНЕВАРТОВСК»

Е.Ю. Сухнат

ОАО «ТНК-Нижневартоск»

Основной целью группы компаний «ТНК-ВР», обозначенной в принятой концепции экологической политики, является: «постоянное снижение рисков аварийных ситуаций и их последствий, приводящих к отрицательному воздействию на окружающую среду». Главенствующим фактором, влияющим на экологическое состояние территорий добывающих предприятий компании, является аварийность промысловых трубопроводов.

Ингибиторы коррозии продолжают оставаться одним из основных средств антикоррозионной защиты нефтепромысловых трубопроводов.

Ежегодно на мероприятия по ингибиторной защите Компания закупает реагентов на сумму порядка \$ 35,1 млн. Отсутствие единого подхода в вопросах оценки эффективности ингибиторной защиты, ставит под сомнение рациональность таких огромных расходов.

В связи с этим определяется цель данного проекта:

Разработка и внедрение единого формата оценочного листа по ингибиторной защите и мониторингу на предприятиях компании «ТНК-ВР»



В соответствии с указанной целью определяется круг поставленных задач:

- анализ существующей системы оценки эффективности противокоррозионных мероприятий в компании;
- аргументация о необходимости включения в существующую систему единой формы оценочного листа по ингибиторной защите и мониторингу;
- разработка формы оценочного листа по ингибиторной защите и мониторингу;
- внедрение формата оценки, на предприятиях компании «ТНК-ВР»

На решение этих задач и направлен данный проект.

Описание проекта:

В 2007 г. группой противокоррозионной защиты трубопроводов ОАО «ТНК-Нижневартовск» совместно со специалистами Блока Технологий «ТНК-ВР-Менеджмент» была проведена работа по оценке эффективности существующей системы контроля за работой по ингибиторной защите и мониторингу промышленных трубопроводов в компании «ТНК-ВР». Результаты показали, что в компании отсутствуют единые критерии оценки. Эффективность противокоррозионных мероприятий определяется по ежемесячным отчетам коррозионного мониторинга и фактической закатке ингибитора коррозии. Не всегда учитывается понятие - доступность ингибитора коррозии. Отсутствует единая база данных по Компании. Все это говорит об острой необходимости внедрения формы оценочного листа, применимой ко всем производственным единицам Компании.

К внедрению предлагается формат оценочного листа, выполненный в программе Microsoft Office Excel, позволяющий ежемесячно вносить необходимые параметры работы ингибиторных установок (ИУ), узлов контроля коррозии (УКК), и в автоматическом режиме получать выводы об эффективности ингибиторной защиты на предприятии. Формат итоговой таблицы, представленный для более простого восприятия в различной цветовой гамме, дает нам полное представление о проблемных участках и соответствующих решениях по увеличению эффективности противокоррозионных мероприятий.

Параметры контроля:

Многообразие факторов, влияющих на развитие коррозии, не позволяет рассчитывать на существование какого-то единственного универсального метода, применяя который можно дать прогноз целостности трубопровода и оценить эффективность проводимых мероприятий.

Разработанный и утвержденный 1 октября 2007 года исполнительным вице-президентом по технологии Р.Гербертом типовой технический стандарт «Ингибиторная защита нефтепромысловых трубопроводов» позволил определить и прописать в новой электронной форме единые параметры и ограничения оценки эффективности ингибиторной защиты и мониторинга:

- Остаточная Скорость Коррозии (ОСК)

(параметр подтверждает, что в результате ингибирования скорость коррозии трубопроводов остается на приемлемо низком уровне (<0,1 мм/год - по



рог) и не представляет угрозы целостности трубопровода).

- Остаточное Содержание Ингибитора (ОСИ)

(параметр подтверждает, что ингибитор коррозии достигает точки назначения в концентрации не менее 5 мг/л).

- Доступность

(параметр контролирует время, в течение которого дозировка была меньше заданной, (время, в течение которого не происходит поддержание защитной пленки)).

- Закачка

(параметр контролирует план/факт объема закачки).

Соотношения всех этих параметров и дают представление об общей эффективности ингибиторной защиты и, соответственно, о рациональности многомиллионных затрат на ингибиторную защиту. Формат итоговой таблицы дает нам полное представление о проблемных участках и соответствующих решениях по увеличению эффективности противокоррозионных мероприятий.

Экономическая эффективность данного проекта подтверждена практикой реализации его на объектах компании «ТНК-ВР» после внедрения формата оценочного листа и проведения уже трех совещаний на уровне блока технологии. Аварийность на ингибируемых направлениях по сравнению с 2007 годом снизилась на 15%. Если учесть тот факт, что ущерб от одной порыва составляет на ликвидацию порядка 50 т.р., на восстановление экологии 70 т.р. т.е. в среднем 120000 р. то только по бизнес единице «Самотлор» в 2008 году сэкономлено порядка 3 млн. рублей..

Выводы:

- проведенные исследования показали, что отсутствие единого формата оценочного листа по ингибиторной защите и мониторингу на предприятиях компании «ТНК-ВР» может привести к неоправданным затратам, снизит эффективность противокоррозионных мероприятий, повысит экологические риски.

- разработанная форма оценочного листа по ингибиторной защите и мониторингу позволила контролировать рациональность многомиллионных затрат на ингибиторную защиту, в целом, по компании, повысила эффективность противокоррозионных мероприятий по каждой ПЕ.

- предложенный подход позволил улучшить технологическую культуру применения ингибиторной защиты в компании, снизил неоправданные финансовые затраты и внес весомый вклад в достижении корпоративной установки по снижению значения удельной аварийности промышленных трубопроводов до 0,1 шт/км/год.

С 1 января 2008 года данный формат оценки уже начал внедряться на предприятиях «ТНК-ВР», на сегодняшний день предложенная форма регулярно заполняется во всех производственных единицах нашей Компании.



ВНЕДРЕНИЕ ПРОГРАММНОЙ СРЕДЫ «САД ТКЗ» ДЛЯ РАСЧЕТА ПАРАМЕТРОВ КОРОТКИХ ЗАМЫКАНИЙ ЗАВОДСКОЙ ЭЛЕКТРОСЕТИ

Е.М. Терпелов

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез»

В настоящее время на нашем предприятии бурным темпом идет строительство Комплекса глубокой переработки, в состав которого будут входить целый ряд технологических установок, таких как:

- комбинированная установка каталитического крекинга;
- установка гидроочистки вакуумного газойля;
- комбинированная установка фтористоводородного алкилирования;
- комбинированная установка по производству, грануляции и отгрузке элементарной серы;
- установка производства водорода;
- факельное хозяйство высокого, низкого давления и кислых сбросов;
- комплекс по сбору хранению и отгрузке сжиженных углеводородных газов;
- установка очистки парового и технологического конденсата совместно с секцией подготовки питательной и теплофикационной воды и другие объекты общезаводского хозяйства ООО «ЛУКОЙЛ-Нижегороднефтеоргсинтез».

В связи с этим значительно возрастут энергетические нагрузки предприятия, что, в свою очередь, увеличит нагрузку, питающих завод, подстанций. В итоге закономерным будет увеличение генерируемых мощностей для нужд нашего предприятия, что повлечет за собой изменения в параметрах питающей завод энергосистемы (реактансы, напряжения, токи короткого замыкания минимальных и максимальных режимов работы энергосистемы).

Следует отметить, что изменения параметров максимального режима работы энергосистемы не может не сказаться на электроснабжении уже действующих потребителей электроэнергии, так как токи короткого замыкания существующей системы электроснабжения увеличатся, а оборудование, которое уже находится в работе, может оказаться «не готовым» к таким изменениям в системе электроснабжения, так как ранее устанавливаемое оборудование рассчитывалось на те величины токов короткого замыкания, которые имели место на момент ввода объектов в эксплуатацию.

Изменения параметров минимального режима энергосистемы, в свою очередь, могут повлиять на чувствительность защит вводных присоединений всех подстанций предприятия к току короткого замыкания, начиная с вводов подстанций, питающих предприятие, и заканчивая вводными присоединениями подстанций, которые питают ту или иную технологическую установку. В результате может возникнуть ситуация, когда защиты подстанций окажутся не чувствительными к токам короткого замыкания. Все это может привести к неселективному отключению подстанций и, в итоге, к полному отключению технологических объектов предприятия от системы электроснабжения, что



недопустимо для электроустановок, имеющих первую категорию надежности электроснабжения, ведь именно, к первой категории относятся практически все электроустановки нашего предприятия.

Очевидно, что периодичность расчета ТКЗ и уставок РЗА на промышленных предприятиях зависит:

1. От изменения параметров питающей сети.
2. От изменения параметров оборудования и конфигурации сети на предприятии.

Первая причина является внешней, как правило, предприятию не известной.

Вторая причина является внутренней, хорошо известной на предприятии. Любое изменение в подключенном электрооборудовании (замена двигателя, трансформатора, кабеля на другое сечение, изменение схемы подключения, добавление новой мощности и т.п.) все требует пересмотра уставок РЗА на связанных с этими изменениями устройствах РЗА. Так, установка дополнительной мощности потребует пересмотра уставок не только на тех фидерах, где добавилась мощность, но и на вводных и секционных ячейках распределительных устройств подстанций.

Описание проблемы

На сегодняшний день нет никаких регламентирующих документов по периодичности расчетов токов короткого замыкания на предприятиях. Этой проблеме посвящаются многие Интернет - форумы с ведущими специалистами в области энергетики, которые по опыту своей работы подтверждают возможность значительных изменений параметров энергосистем даже при незначительном изменении нагрузок предприятий. Это связано с тем, что многие генерирующие электростанции работают не только на конкретное предприятие, но и питают городские нагрузки, а так же ряд других предприятий сетевого района (такая ситуация применима и к нашим питающим подстанциям). Поэтому, даже если мы можем ориентировочно предсказать незначительное увеличение нагрузок своего предприятия (например, после изменения технологии, реконструкции), то, с другой стороны, не можем знать, что происходит с нагрузками на остальных, питаемых от общих (узловых) подстанций предприятиях, а, тем более, как ведет себя городская нагрузка (как известно, она непрерывно растет, в связи с разрастанием города и увеличением количества электробытовой техники). Вдруг, например, на электростанции введут в работу еще один генератор, а это непременно повлечет за собой изменения параметров питающей энергосистемы. Именно, по этому специалисты рекомендуют ежегодно запрашивать параметры энергосистемы на шинах питающих подстанций у энергоснабжающих организаций и при необходимости пересчитывать уровни токов короткого замыкания на предприятиях с пересмотром существующих уставок защит.

Вспомним недавние события в Москве (24-25мая 2005г.), когда произошла авария на подстанции «Чагино» 500/220/110 кВ, в результате которой



были обесточены 321 подстанция (16 ПС 220 кВ, 201 ПС 110 кВ и 104 ПС 35 кВ) и отключены от энергоснабжения потребители суммарной мощностью порядка 3600 МВт, в том числе и промышленные предприятия. Энергокризис на севере США и Канаде 14 августа 2003 года (всем известный как «Black-out»), повлек за собой отключение девяти энергоблоков АЭС США и обесточил несколько сетевых районов. Также ряд других аварий, возникающих с пугающей регулярностью, по мнению экспертов, возникает из-за неизбежного роста электрических нагрузок, неготовностью, существующего на данный момент, оборудования принимать эти нагрузки, а также из-за несвоевременного учета роста потребляемых мощностей.

Все это актуально и для нашего предприятия, особенно в настоящий момент, когда идет строительство новых технологических объектов Комплекса глубокой переработки нефти.

Конечно, при проектировании новых технологических объектов, учитывать параметры энергосистемы должна проектная организация, на совести которой остается бесперебойное электроснабжение объекта проектирования на момент ввода его в эксплуатацию.

Намного сложнее ситуация когда объект находится в эксплуатации, а параметры питающей сети по той или иной причине (описанной выше) изменяются, что делать в этом случае? Конечно, можно заказывать необходимые расчеты в специализированных организациях, которые осуществляют деятельность в этой области и имеют на это необходимые разрешительные документы при каждом изменении параметров питающей сети. Что мы получим в этом случае:

- довольно приличную (так как на крупных предприятиях довольно большое количество подстанций, подлежащих соответствующим расчетам) и постоянную финансовую зависимость от таких организаций, так как мы вынуждены поддерживать постоянство бесперебойного электроснабжения наших технологических объектов. Ведь данные расчеты необходимо проводить не только при изменении внешних параметров, но и при каждом новом изменении схемы электроснабжения, качественного и количественного состава нагрузок внутри предприятия;

- лишь протоколы расчетов в виде результирующих таблиц с итоговыми значениями токов короткого замыкания в различных точках сети. Такие расчеты выполняются организациями во всевозможных программах, не позволяющих проследить ход расчетов, оценивать их достоверность, следовательно, в ряде случаев подвергается сомнению их правильность;

- пересмотры уставок защит, необходимые по результатам расчетов, в любом случае «ложатся на плечи» службе РЗА, которая обслуживает предприятие;

- расхождения в расчетах полных токов КЗ могут достигать 30-60%, в оценках токораспределений по ветвям схемы – 100% и более. Такие данные приводят специалисты Сибирского НИИ энергетики (г. Новосибирск) Б.И. Ковалев и И.Е. Наумкин в своей работе «Проблемы повышения качества рас-



четов токов К.З. в электрических сетях для задач РЗА». Столь значительные расхождения связаны, в основном, с ограниченными возможностями методов расчета, неучетом нагрузок электрической системы в целом, а также неучетом нагрузок предприятия, так как качественный состав нагрузки предприятия для организаций, проводящих расчеты, как правило, остается неизвестным.

Все эти проблемы можно исключить, если расчеты токов К.З. на предприятии будет выполнять одна из его служб, которой известны схемы электрических сетей и качественный и количественный состав нагрузок завода. Такими службами могут быть проектно-конструкторский отдел, служба, функции которой заключаются в повышении и поддержании надежности электроснабжения, либо служба РЗА предприятия, которые сами имеют необходимый опыт проведения расчетов и необходимая квалификация для определения уставок РЗА, выбора оборудования по максимальному значению токов К.З. и оценке надежности электроснабжения.

Цель работы

Целью настоящей работы является:

1. Акцентирование внимания руководителей энергетических служб на проблематике необходимости контроля значений токов короткого замыкания в электросетях с целью недопущения возникновения аварийных ситуаций и бесперебойного электроснабжения технологических объектов.

2. Внедрение на предприятиях программной среды позволяющей производить расчеты параметров внутри заводской сети, как в режимах максимальных нагрузок, так и в режимах минимальных нагрузок силами собственных подразделений. Такой программной средой может быть среда «CAD TKZ», разработанная для проведения расчетов параметров электросетей.

Описание программы

Данная среда разработана на базе такого инженерного программного обеспечения, как «MathCAD» и «AutoCAD» с использованием наиболее точного и простого метода расчета ТКЗ «Метод полных сопротивлений», поэтому не требует дополнительных интеллектуальных, временных и финансовых затрат на ее освоение.

Программная среда «CAD TKZ» имеет удобный и несложный для восприятия интерфейс, поэтому может быть использована для проведения расчетов инженерным составом любой квалификации, без проведения дорогостоящих обучающих курсов. Достаточно иметь базовые навыки работы с компьютером, программами «AutoCAD» и «MathCAD».

«CAD TKZ» позволяет выполнять такие задачи как:

1. Производить расчеты токов коротких замыканий в различных точках электросетей при любых параметрах, для дальнейшего выбора оборудования, либо расчета уставок РЗА.

2. Рассчитывать параметры питающей сети при пуске электродвигате-



лей большой мощности (остаточное напряжение на шинах питающих распределительных устройств подстанций) для оценки возможности безреакторного пуска, а также рассчитывать необходимый дополнительный пусковой реактанс (сопротивление пусковых реакторов), для таких электродвигателей при неудовлетворительных параметрах сети в случае прямого пуска.

3. Производить всевозможные проверочные расчеты параметров электросети.

Расчет, выполненный для каждой из электроустановок, состоит из следующих этапов:

1. Составление схемы электроснабжения электроустановки.
2. Внесение необходимых исходных данных.
3. Составление расчетной схемы замещения.
4. Расчетная часть с использованием известных формул электротехники.
5. Вывод искомых параметров токов короткого замыкания, уровней напряжения, реактансов.

Хочется отметить такое преимущество среды «CAD TKZ» как наглядность производимых расчетов от введения исходных параметров, составления расчетной схемы замещения и представления необходимых формул до получения итоговых результатов. Все это позволяет производить проверку достоверности расчетов и своевременно выявлять неточности в исходных данных и ходе расчета.

Необходимые рисунки в расчете (схема электроснабжения электроустановки и схема замещения) интегрированы из программного обеспечения «AutoCAD». Сам расчет, включая исходные данные, необходимые комментарии, выполнены в ПО «MathCAD». В итоге получаем единую программу для расчета токов К.З. конкретной электроустановки.

В настоящее время уже произведены расчеты в данной программной среде для некоторых электроустановок нашего предприятия (и не только), которые в недавнее время подвергались реконструкции, для установок, на которых имели место изменения качественного и количественного состава электроприемников. Также, совсем недавно, программная среда была использована для определения необходимости реакторного пуска электродвигателей компрессоров установок строящегося Комплекса глубокой переработки нефти, а также для определения необходимых параметров пусковых реакторов (необходимые реактансы).

Итогом расчета являются результирующие значения токов короткого замыкания в необходимых точках для дальнейшего выбора оборудования, расчета уставок релейной защиты, а также проведения общего мониторинга надежности электроснабжения установки по известным методикам.

При изменении характера нагрузок электроустановки (количества, мощности электроприемников, сечения кабелей и т.д.), либо параметров питающей системы необходимо лишь внести изменения в исходные данные и программа автоматически пересчитает значения токов К.З.



Заключение

Довольно сложно, в рамках данной работы, оценить экономический эффект от повышения надежности электроснабжения технологических объектов, так как, в этом случае, необходимо оперировать вероятностными показателями отказов, начиная с одной единицы электрооборудования каждой из электроустановок и заканчивая отысканием общей вероятности отказов электроустановок завода, а также необходимо определить экономический ущерб от возможного простоя технологических установок в случае возникновения аварийных ситуаций в системе электроснабжения предприятия.

Несмотря на это, уже сейчас можно сказать о том, что внедрение программной среды «CAD TKZ» и создание единой программной базы для всех электроустановок предприятия позволит:

1. Выполнять расчеты токов К.З. на предприятии силами собственных подразделений.
2. Предоставлять расчеты на рассмотрение и утверждение в службу главного энергетика в виде протоколов с полной выкладкой хода расчета, что позволит выполнять проверку и своевременно выявлять ошибки.
3. Единожды выполненная программа для каждой из электроустановок завода позволит хранить расчеты в виде электронной программы. При изменении параметров схемы электроснабжения необходимо будет лишь вносить соответствующие изменения в исходные данные программы, и получать новый протокол с новыми значениями токов К.З.
4. Своевременно выявлять «слабые» места в схеме электроснабжения предприятия, как со стороны релейной защиты, так и со стороны стойкости оборудования к токам короткого замыкания.
5. В целом систематизировать направление расчетов токов короткого замыкания на предприятии.
6. Значительно сократить время необходимое для отыскания параметров электросети, определяющих надежность электроснабжения.
7. Повысить надежность и не допустить возникновения аварийных ситуаций в системе электроснабжения предприятия при проведении мониторинга надежности электроустановок путем анализа результатов расчета.

РЕКУПЕРАЦИЯ ПАРОВ, ОБРАЗУЮЩИХСЯ ПРИ НАЛИВЕ СТАБИЛЬНОГО КОНДЕНСАТА

А.Г. Тихонов

ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК»

1. Введение

Сокращение потерь продуктов переработки газового конденсата – одно из важнейших направлений ресурсосбережения.

С увеличением производительности предприятия по перерабатываемому сырью неминуемо будут расти потери углеводородов.



Для отправки стабильного газового конденсата (далее по тексту: СК) потребителю проводятся операции по заполнению и опорожнению резервуаров товарного парка, наливу в железнодорожные цистерны, в результате этого происходят значительные потери СК от испарения. В итоге предприятие недополучает прибыль, а окружающей среде наносится непоправимый вред, особенно, в теплое время года. Поэтому остро встаёт вопрос об анализе количественных потерь и решению данных проблем.

2. Описание технологической схемы установок налива стабильного конденсата

Установки тактового налива первой и второй очереди строительства Пуровского ЗПК аналогичны друг другу, поэтому рассмотрим установку тактового налива, которая на данный момент эксплуатируется.

Отгрузка продукта в цистерны производится непосредственно по телескопической наливной трубе, в которую насосом подаётся СК. Наливные трубы оборудованы устройствами для герметизации горловины. Для перемещения наливных труб по скользящим опорам предназначены гидравлические установки. Максимальная скорость потока допускается только при полном раскрытии патрубка наливной трубы продуктом (это обеспечивается малым расходом СК).

На продуктовом трубопроводе к наливной трубе установлены отсекающий и регулирующий клапан.

Регулирование осуществляется с учетом заданного количества медленно-го потока. Фаза медленного потока продолжается до момента покрытия патрубка наливной трубы продуктом. Перед окончанием налива весами вновь активируется медленный поток, что обеспечивает точное достижение заданного количества продукта. Процесс налива контролируется АСУТП.

При проведении пусконаладочных работ на данной установке налива специалисты нашего предприятия столкнулись с проблемой образования облака загазованности из-за невозможности обеспечить герметичность в соединении цистерна – наливная труба. Рассмотрев различные варианты, было принято решение установить вакуумный вентилятор. При этом пары СК при наливе отводятся через кольцевой зазор внутри наливной трубы, через клапан отсекающий и направляются на приём вакуумного вентилятора и далее на свечу рассеивания. При проведении наливных операций (в различных вариантах – работающий вакуумный вентилятор, остановленный вакуумный вентилятор), особенно в зимнее время, происходит достаточно высокая конденсация паров СК в коллекторе нагнетания вентилятора. Поэтому в рамках проекта II очереди ЗПК для отвода жидкой фазы с трубопровода подачи парогазовой смеси (далее по тексту: ПГС) от вакуумного вентилятора предусмотрена дренажная ёмкость.

У существующей схемы имеется один большой недостаток – сброс газовой фазы в атмосферу.



3. Количество потерь углеводородов при наливе стабильного конденсата

3.1 При использовании методики АОЗТ «КубаньЭКО» LTD потери при эксплуатации установки тактового налива стабильного конденсата I очереди строительства ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК» составляют 1890 тонн/год.

3.2 Основываясь на статистических данных по НПЗ и ГПЗ, потери составят 1850 тонн/год.

3.3 Специалистами ОАО «Институт ЮЖНИИГИПРОГАЗ» и компании Шерцер определены возможные потери СК при наливных операциях на оборудовании ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК» в существующих условиях 1929,536 тонн/год и 1800 тонн/год соответственно.

3.4 Учитывая производительность установки тактового налива II очереди, масса общих потерь I +II очереди может составить до 4500 тон/год.

Анализ рассчитанных величин показывает о существенной проблеме, которую необходимо решать.

4. Мировой опыт в создании установок улавливания паров нефтепродуктов

Исторически первенство в разработке систем улавливания лёгких фракций принадлежало западным странам, где они получили название «vroug recovery systems», т.е. системы возврата паров.

С 1976 г на основе, принятых в США, законодательств и с конца 80-х годов, в отдельных странах Европы, осуществляется массовое внедрение систем улавливания паров нефтепродуктов (в основном паров бензина) на всех АЗС, расположенных в населенных пунктах, а также на всех нефтебазах (далее по тексту: НБ), нефтеперевалочных терминалах и товарных парках нефте- и конденсатоперерабатывающих заводов.

В настоящее время в соответствии с Рекомендациями Европейской Комиссии по окружающей среде (являющимися обязательными для исполнения всеми странами ЕС) введены нормативы на улавливание паров углеводородов по всей цепочке перевалки, хранения и реализации легких углеводородов, в соответствии с которыми все АЗС, резервуарные парки НБ, эстакады и терминалы загрузки (разгрузки) светлых нефтепродуктов (в том числе в автоцистерны) должны быть оснащены системами улавливания паров углеводородных жидкостей, обеспечивающими полноту улавливания не менее 90%.

Несмотря на то, что практически все зарубежные системы улавливания паров углеводородов относятся к затратным, их широкое внедрение мотивируется экологической безопасностью биосферы. О масштабах выбросов углеводородов в атмосферу можно судить из данных, представленных Комиссией ЕС по окружающей среде. Суммарные потери паров углеводородов в ходе перевалки и хранения нефтепродуктов огромны - более 900 000 т паров только бензина.

По данным Комиссии по экологии Европейского Союза экономический эффект от уменьшения вреда окружающей среде и уменьшения нанесения



вреда здоровью и снижения заболеваемости населения превышает предельно возможный прямой экономический эффект от улавливания и рекуперации паров углеводородов в десятки раз.

Лидером на рынке оборудования для нефтеперерабатывающего комплекса являются США. Это неудивительно, США являются страной с самым крупным парком автомобилей; количество автомобилей на душу населения в США самое высокое в мире. Поэтому проблемы, возникающие в процессе производства, хранения и реализации топлива, становятся актуальными, прежде всего, здесь.

Для перерабатывающих предприятий, подобных ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК», наибольшее распространение получили системы, описание работы которых представлено ниже.

В ходе очередной заправки железнодорожной или автомобильной цистерны на сливноналивных эстакадах нефте- или конденсатоперерабатывающего завода и НБ производится отвод (вытеснение) ПГС из емкостей цистерн на адсорбционные установки типа “SYMEX” с последующей их десорбцией и отводом концентрированных паров легкокипящих фракций углеводородов (далее по тексту: ЛФУ) в адсорбционную колонну, их частичной адсорбцией, с возможной последующей отгонкой ЛФУ и частичным возвратом конденсата в емкости накопителя и (или) частичным их использованием в автономных системах энергообеспечения.

Таким образом, создание новых установок улавливания паров жидких углеводородов отнюдь не является “изобретением велосипеда”. Современное состояние вопроса таково, что новые эффективные и экономически выгодные системы улавливания паров углеводородов разрабатываются во всем мире. Российские установки, разработанные и внедренные ООО «Инотех», ЗАО «Энергокомплект» на АЗС и нефтебазах, по некоторым позициям опережают зарубежные системы аналогичного назначения и являются не только одними из самых эффективных, но и экономически выгодными, так как окупаются в кратчайшие сроки и сокращают потери от испарения нефтепродуктов. Однако имеется ряд специфических особенностей. В первую очередь поставщики Российских установок рекуперации паров рассчитывают оборудование только на гостированные нефтепродукты, в большинстве своём на бензин.

Специалистами ООО «НОВАТЭК-ПУРОВСКИЙ ЗПК» в рамках решения существующей проблемы изучены теоретические и практические методы извлечения углеводородов из ПГС. Технологии извлечения паров УВ из парогазовой смеси можно свести к следующим группам:

- сжигание парогазовой смеси;
- криотехнологии;
- физическая и химическая адсорбция;
- адсорбция;
- конденсация;
- мембранные методы.



При проведении анализа реализованных технологий по улавливанию паров углеводородов использовалась совокупность следующих факторов:

- тоннаж отгружаемого продукта;
- физико-химические характеристики стабильного конденсата;
- необходимая полнота улавливания углеводородов;
- надёжность и зарекомендованность технологического оборудования;
- возможность эксплуатации в условиях Крайнего севера;
- достаточно низкая стоимость оборудования и его монтажа;
- низкие эксплуатационные затраты и простота в обслуживании.

Глубокое проточное охлаждение парогазовой смеси в холодильниках-теплообменниках (без изменения давления) до конденсации углеводородов в жидкую фазу (криогенные технологии).

Данный технологический процесс реализован в установках типа «КЕДР» НПП «КРИОСЕРВИС» путем охлаждения ПГС жидким азотом до температуры (-40) – (-50) °С. При этих условиях может быть сконденсировано до 50-65% легких фракций углеводородов, содержащихся в парогазовой смеси, что не обеспечивает удовлетворительных результатов по конечной полноте улавливания углеводородов. Кроме того, суммарные эксплуатационные затраты на 10-15% превышают стоимость рекуперированных и возвращенных потребителю углеводородов. Данный метод не относится к рентабельным.

В установках для реконденсации паров углеводородов типа «ЭРЕСТ», разработанных на кафедре Э-4 МГТУ им. Н.Э. Баумана, сделана попытка уйти от ряда недостатков, характерных установкам типа «КЕДР». В них глубокое проточное охлаждение парогазовой смеси до конденсации части углеводородов в жидкую фазу (без изменения давления) осуществляется в двух последовательно установленных холодильниках-теплообменниках, охлаждаемых с помощью парокompрессионной холодильной установки мощностью 5,2 кВт до температуры -20 °С. Заявленная полнота улавливания ЛФУ паров бензина, равная 65%, остается под вопросом из-за быстрого обледенения поверхности теплообменников, недостаточного времени контакта ПВС с поверхностью теплообмена, недостаточно низкой температурой теплообмена и др. Аналогичные установки испытывались на МНПЗ в 80-х годах прошлого столетия, однако достигнутая полнота улавливания не превышала 25%, в связи с чем работы были прекращены.

Сжатие смеси с одновременным ее охлаждением до конденсации паров легкокипящих углеводородов.

Сжатие смеси с одновременным ее охлаждением до конденсации паров легкокипящих углеводородов реализовано в установках АК «ОЗНА», ALLRight Reserved, ООО ИИЦ «Стирлинг-технологии» и других. Данные технологии обеспечивают улавливание до 80-99% углеводородов, содержащихся в парогазовой смеси, но имеют свои (специфичные) области применения и пока не нашли применения на НПЗ и ГПЗ.



Сжигание углеводородов (паровоздушной смеси).

Сжигание углеводородов ведет к прямой потере ценных продуктов и опасно только при постоянно высокой концентрации углеводородов в ПГС. Кроме того, сжигание углеводородов приводит к вторичному загрязнению окружающей среды и недопустимо на НБ, ГПЗ и НПЗ. Применён данный метод на Таллинском нефтяном терминале.

Мембранные технологии.

Мембранные технологии разрабатываются более 40 лет, однако достигнутая на сегодня средне интегральная полнота улавливания ЛФУ по времени эксплуатации составляет не более 75-85% при существенно большей энергоёмкости процесса, стоимости и габаритах установок, по сравнению с абсорбционными технологиями.

В качестве примера можно привести мембранную установку фирмы OPW (США), которая предназначена только для улавливания малых «дыханий» резервуаров ПГС при обязательном оснащении АЗС системой «закольцовки» ПГС при нижнем сливе.

Производительность установки OPW по ПВС около 3 м³/час, потребляемая мощность - 2,5 кВт.

Увеличение производительности мембранных установок сопряжено с резким увеличением их габаритов и стоимости.

Струйно-абсорбционные системы.

Специалистами ООО «Техновакуум» была разработана струйно-абсорбционная система улавливания паров. Струйно-абсорбционные системы отличаются повышенной энергоёмкостью процесса и невозможностью объективного учета уловленных углеводородов (нет системы десорбции).

Адсорбционные технологии.

Из отечественных адсорбционных разработок известна установка УУПБА для АЗС. Пропускная способность (производительность) – до 22 м³/ч, степень улавливания - 60 - 90 %, срок службы установки - 10 лет, ресурс сменных фильтров - не менее 3 лет. Однако из-за отсутствия в установке УУПБА системы десорбции её следует рассматривать как одноразовый фильтр.

Адсорбционная технология позволяет добиться высокой степени улавливания, но обладает технически сложной регенерацией адсорбента.

Абсорбционные технологии.

Специалисты НПК «ЭкоПромСервис» (г. Бугульма) предложили использовать разработанные ими установки типа блочно-комплектной абсорбционной установки по улавливанию легких фракций углеводородов (БКАУ–УЛФ). Первоначально установки данного типа применялись только на НБ и эстакадах налива светлых нефтепродуктов. «Очищенная» паровоздушная смесь с остаточным содержанием углеводородов выбрасывается через верхнюю



часть аппарата в атмосферу или (при необходимости) направляется в блок каталитического доокисления остатков углеводов.

При использовании абсорбционной технологии достаточно сложно добиться высокой полноты улавливания по сравнению с абсорбционным методом. Возникает ряд трудностей при подаче газовой смеси с аэрозольной жидкостью в абсорбер (с небольшой концентрацией жидкой фазы).

Адсорбционно-абсорбционный способ.

При использовании комбинированной технологии недостатки адсорбционной технологии перекрываются достоинствами абсорбционной технологии.

Парагазовая смесь поступает на вход установки рекуперации через входную линию с огнепреградителем. Далее она направляется на абсорбер, находящийся в фазе адсорбции. В нем, на поверхности находящегося внутри активированного угля, происходит поглощение паров углеводов. Другой абсорбер, ранее насыщенный углеводородными парами, находится в фазе регенерации. Под воздействием вакуума он отдаёт углеводородный конденсат в абсорбционную колонну. С помощью автоматически управляемых клапанов происходит переключение фаз работы абсорберов с интервалом времени около 15 минут. Вакуумным насосом из абсорбера на первоначальном этапе подаётся жидкость с газовыми включениями, а на конечном этапе – газ, содержащий капельную жидкость. В абсорбционной колонне поток паров углеводов орошается рассеиваемым сверху потоком нефтепродукта. Он поглощает часть паров и далее с нижней части колонны откачивается в емкость для рекуперированного продукта или в продуктопровод.

Фирмой SYMEX разработан типоразмерный ряд адсорбционно-абсорбционных установок на производительность по ПГС от 20 до 3000 м³/час. В установках фирмы SYMEX реализованы комбинированные процессы с предварительным выделением углеводов из ПГС методом адсорбции, последующей вакуумной десорбцией ЛФУ, абсорбцией выделенных углеводов, последующим частичным сжиганием ЛФУ и использованием полученной тепловой и электрической энергии. Такие установки нашли применение на крупных нефтеперевалочных комплексах. Аналогичные технологические системы фирм Prematechnik, Marcom (Германия), John Zink Sarl (США) и др. не нашли широкого применения в России из-за их высокой стоимости.

В рамках решения рассматриваемой проблемы специалистами нашего предприятия было рассмотрено технико-коммерческое предложение компании Шерцер.

Проведенный сравнительный анализ различных способов улавливания УВ из ПГС позволил выбрать комбинированную (абсорбционно-адсорбционную технологию), обеспечивающую при приемлемых энергозатратах наиболее высокую степень улавливания, а по критерию эффективность-стоимость существенно опережающую другие способы утилизации. Выбранную технологию как наиболее приемлемую в техническом плане, несомненно, необходимо



димо подвергнуть проведению экономической оценки как реального инвестиционного проекта.

5. Экономический аспект рассматриваемого проекта

Расчёт экономического эффекта производился в двух вариантах по двум различным методикам.

Для экономического расчёта использовано технико-коммерческое предложение компании Шерцер установки рекуперации паров для двух наливных эстакад стабильного конденсата. Срок окупаемости данного проекта не превышает 4 лет.

6. Выводы

Внедрение установки рекуперации паров позволит минимизировать негативное влияние на окружающую среду, сократить потери стабильного конденсата и за счёт этого получить дополнительную прибыль.

В соответствии с принятой системой менеджмента на предприятии, внедрение установки рекуперации паров будет, является новым витком на пути к совершенствованию технологического процесса, сокращению негативного влияния на окружающую среду.

Второй шаг в реализации данного проекта - сбор и улавливание углеводородов, образующихся при хранении в резервуарах.

Проведённый анализ позволяет с полной уверенностью сделать вывод о необходимости инвестирования данного проекта.

БЕЗОТХОДНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ПЕРЕРАБОТКИ СТОЙКИХ НЕФТЕЛОВУШЕЧНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

А.В. Турова

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

Одной из главных экологических проблем нефтепереработки является квалифицированная переработка стойких нефтеловушечных эмульсий и нефтешамов. Применяемые в настоящее время технологии по очистке нефтеловушечных эмульсий от воды и механических примесей не всегда эффективны, что затрудняет их переработку на установках дистилляции. Поступление сырья с высоким содержанием воды на установку дистилляции ловушечного нефтепродукта приводит к нестабильному режиму работы установки, снижению качества получаемой продукции, лишним затратам на переработку воды, коррозии оборудования. Дополнительные сложности состоят в невозможности длительного хранения ловушечного нефтепродукта из-за процессов, связанных со «старением» эмульсий, т.е. реакций конденсации углеводородов в присутствии кислорода воздуха, света и неорганических примесей. Наиболее устойчивые нефтеловушечные эмульсии находятся в нерасслоенном состоянии, годами циркулируют в системе подготовки ловушечного нефтепродукта,



постоянно увеличивают свой объем. На многих предприятиях отрасли накоплены за длительный период эксплуатации огромные количества нефтешламов, часть из них захоранивается, что наносит катастрофический ущерб экологии. Современные технологии по переработке тяжелых нефтяных остатков, позволяющие переработать ловушечные нефтепродукты и нефтешламы без остатка (процесс «Покс» с газогенераторами системы Тексако), требуют огромных капиталовложений и высоких эксплуатационных затрат.

В данной работе были приведены исследования по разработке безотходной технологии переработки вновь образующихся стойких нефтеловушечных эмульсий и накопленных нефтешламов в ОАО «АНХК».

Изучен процесс формирования ловушечных нефтепродуктов и нефтешламов, проведены исследования по совершенствованию процесса очистки ловушечного продукта от воды и механических примесей путем введения разбавителей и деэмульгаторов при термоотстаивании с последующим центрифугированием полученного продукта. Данные мероприятия позволили повысить эффективность переработки ловушечного продукта, но не решили проблему безотходной переработки стойких нефтеловушечных эмульсий.

Поэтому были проведены исследования по дополнительной стабилизации ловушечного нефтепродукта с последующей утилизацией его в качестве компонента топочного мазута. В качестве стабилизаторов ловушечного нефтепродукта испытывали продукты процессов вторичной переработки нефти и побочные продукты нефтехимии: тяжелые газойли каталитического крекинга уст. ГК-3 (ТГКК) и замедленного коксования уст. 21-10/3М (ТГЗК), тяжелую смолу пиролиза (ТСП) уст. ЭП-300, кубовый остаток производства бутиловых спиртов (КОБС).

Таблица 1

Характеристика смесей стойкой нефтеловушечной эмульсии со стабилизаторами

Наименование	ЛН* в смеси, %	Стабилизаторы			
		ТГКК	ТГЗК	ТСП	КОБС
Выделение воды, сут.	10	>30	>30	>30	>30
	30	>30	20	5	>30
	50	30	10	3	>30
	100	0,5 (без стабилизаторов)			
Выделение шлама, сут.	10	>30	>30	>30	1
	30	>30	14	>30	1
	50	>30	10	>30	1
	100	1 (без стабилизаторов)			

*Ловушечный нефтепродукт с содержанием воды 43,4 % об.

Результаты табл. 1 показывают, что все предлагаемые компоненты стабилизируют ловушечный нефтепродукт. При этом наиболее устойчивая не расслаивающаяся система получается при смешении стойкой нефтеловушечной эмульсии с тяжелым газойлем каталитического крекинга:

- при его смешении с ловушечным нефтепродуктом образуется стабильная однородная эмульсия, из которой при длительном хранении не вы-



деляется вода;

- не наблюдается расслоение на две фазы: шлам и жидкий нефтепродукт, что отмечалось при смешении с кубовым остатком производства бутиловых спиртов и тяжелым газойлем замедленного коксования.

Из данных, приведенных в табл. 2, видно, что топливные композиции, получаемые при введении в топочный мазут М-100 стойкой нефтеловушечной эмульсии и стабилизаторов, соответствуют требованиям качества топочного мазута по приведенным показателям, кроме того, наблюдается улучшение такого показателя качества топливной композиции, как температура застывания. Также возможно использование ловушечного нефтепродукта в качестве компонента топочного мазута М-40 без ухудшения его качества.

Таблица 2

Показатели качества топливной композиции

Показатели качества	Норма для М-100	Состав пробы, % масс.					
		100 % мазут	3 % ЛН, 7 % стабилизатор, 90 % мазут				3 % ЛН 97 % мазут
			ТГКК	ТГЗК	ТСП	КОБС	
Температура застывания по ГОСТ 20287, °С	Не выше 25	13	11	11	9	7	17
Температура вспышки по ГОСТ 4333, °С	Не ниже 110	139	134	135	122	132	138
Теплота сгорания по ГОСТ 21261, кДж/кг	Не менее 40530	41140,4	40739,0	40721,0	41670,2	40710,0	41010,5
Однородность, сутки	Не норм.	>150	>150	>150	>150	>150	60

Разработанная технология предназначена для создания стойкой мелкодисперсной эмульсии 5 – 15 мкм. Эффективность применения водонептяных эмульсий в качестве жидкого топлива объясняется распылением крупных капель топлива в топочной камере при вскипании воды. При этом происходит интенсификация горения и увеличение полноты сгорания топлива. Тяжелый газойль дополнительно стабилизирует водно-нефтяную эмульсию вследствие плотности, близкой к плотности воды, и содержащихся в нем конденсированных ароматических, олефиновых и диеновых углеводородов. Данная технология позволяет решить серьезную экологическую проблему утилизации стойких нефтеловушечных эмульсий и нефтешламов и получить при этом дополнительные объемы топочного мазута.

По проведенным исследованиям нами был получен патент РФ № 2252244 «Топливная композиция и способ ее получения».

Далее, был рассмотрен вопрос по внедрению технологии переработки стойких нефтеловушечных эмульсий на базе неработающих установок ЭЛОУ НПЗ. В результате, была разработана схема переработки с максимальным задействованием существующего оборудования и коммуникаций уст. ЭЛОУ-10/4, утверждено соответствующее рационализаторское предложение № 10035 «Способ переработки ловушечного нефтепродукта и нефтешлама».



Затем были подготовлены исходные данные на проектирование схемы по переработке стойких нефтеловушечных эмульсий на базе уст. ЭЛОУ-10/4 ц. 1/2 НПЗ. Исходные данные были выполнены в полном объеме в соответствии с положением об исходных данных на проектирование, утвержденным в 2002 г. Министерством промышленности, науки и технологий РФ.

Проектно-конструкторским отделом компании был выполнен проект. Затраты на реконструкцию установки составили 9931,6 тыс. рублей. Пуск реконструированной установки ЭЛОУ-10/4 был произведен 24 октября 2005 г.

На рисунке 1 представлена принципиальная схема установки ЭЛОУ-10/4.

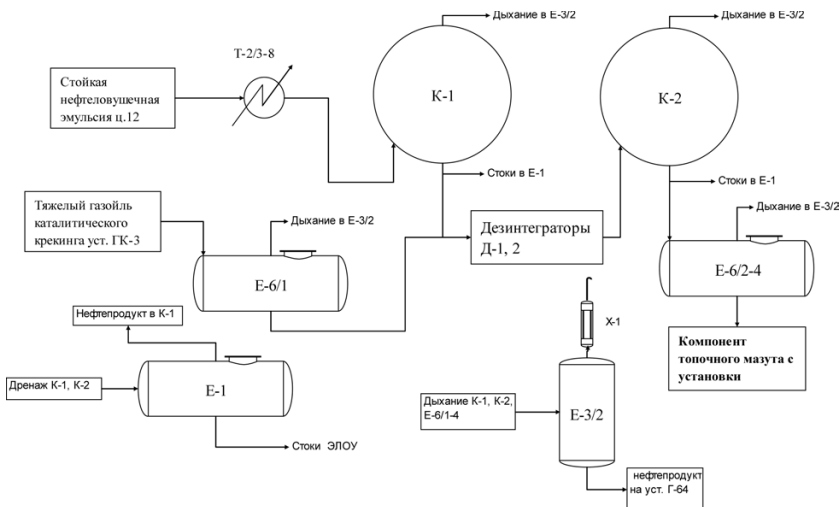


Рис. 1 Схема переработки стойких нефтеловушечных эмульсий на уст. ЭЛОУ-10/4.

Основные стадии внедренного технологического процесса следующие:

- прием стойкой нефтеловушечной эмульсии с водоочистных сооружений НПЗ;
- отделение воды отстаиванием;
- смешение с тяжелым газойлем каталитического крекинга или тяжелым газойлем замедленного коксования в трубопроводе;
- диспергирование смеси на дезинтеграторе;
- подача полученного компонента в буферные емкости компонентов топчного мазута и/или трубопровод на смешение с компонентами мазута с других установок с последующей откачкой на товарно-сырьевое производство либо в топливное кольцо НПЗ.

В период с 24 октября 2005 г. по 18 января 2006 г. на уст. ЭЛОУ-10/4 проведен опытно-промышленный пробег.

Во время пробега на установку поступал ловушечный продукт в виде устой-



чивой эмульсии с высоким содержанием воды и механических примесей. Путем смешения и диспергирования крупнокапельной воды на дезинтеграторе в соотношении примерно 1 к 2 по объему ловушечного продукта с тяжелым газойлем каталитического крекинга получали компонент топочного мазута.

Усредненные результаты анализов сырья и продуктов установки приведены в таблице 3.

Таблица 3

Среднестатистическое качество сырья и компонента топочного мазута (КТМ) уст. ЭЛОУ-10/4 за период пробега

Наименование	Место отбора	Массовая доля воды, %	Массовая доля мех. примесей, %	Стабильность при 70°С, 2 ч	Температура вспышки, °С
ЛП	T-2/5-8	50,2	-	-	-
ЛП	K-1	29,8	1,7	-	-
ТГКК	E-6/1	0,05	-	-	175
КТМ	Δ-1,2	9,4	-	выдерживает	-
КТМ	K-2	9,2	0,6	выдерживает	-
КТМ	На выходе установки	9,5	0,2	выдерживает	169
КТМ	Труб. № 2718 после смешения с КТМ других установок	0,2	-	-	210

В процессе приготовления компонента топочного мазута поддерживались технологические параметры установки, представленные в таблице 4.

Таблица 4

Параметры работы уст. ЭЛОУ-10/4 за период пробега

Наименование параметра	Норма по ТР	Значение		
		мин	макс	средн.
расход ЛП в K-1	6-12	1,5	33,7	22,7
расход ЛП на Δ-1(2)	6-12	0,0	6,6	3,5
расход ТГКК на Δ-1(2)	6-12	0,0	8,4	6,1
соотношение ТГКК : ЛП	-	0,4	70,5	1,8
расход КТМ с установки	не более 3	0,1	9,1	2,5
температура ЛП после T-2/5-8	60-90	32,4	139,2	102,4
температура ТГКК после T-2/3-4	60-90	13,4	139,6	45,8
температура в K-1	60-90	41,0	94,8	71,1
температура в K-2	60-90	45,0	81,3	58,3
температура в E-1	60-90	11,2	90,1	61,0
температура в E-6/1	60-90	62,0	101,4	71,1
температура в E-6/2	60-90	62,7	79,4	73,0
температура в E-6/3	60-90	61,3	81,8	71,1
температура в E-6/4	60-90	59,8	82,9	70,3

Весь объем выработанного на установке компонента топочного мазута поступил на ТСП-2 для компаундирования товарной продукции с последующей реализацией по рыночной стоимости.



Проведенный опытно-промышленный пробег показал, что внедренная технология переработки ловушечного продукта с получением компонента топочного мазута позволяет:

- эффективно переработать сверхстойчивую нефтеловушечную эмульсию;
- получить дополнительные объемы топочного мазута, соответствующие заложенным требованиям качества.

Благодаря работе уст. ЭЛОУ-10/4 в ОАО «АНХК» переработаны все накопленные стойкие нефтеловушечные эмульсии и эффективно перерабатываются вновь образующиеся, повышена эффективность работы установки дистиляции ловушечного продукта, снижены затраты на захоронение нефтешламов.

Результаты внедрения разработанной технологии:

1. Безотходная переработка ловушечных нефтепродуктов и нефтешламов.
2. Улучшение качества сырья установки дистиляции ловушечного нефтепродукта.
3. Существенное снижение вредного воздействия нефтеперерабатывающего предприятия на окружающую среду.
4. Получение дополнительных объемов компонента топочного мазута из отходов производства
5. Задействование оборудования простаивающей установки ЭЛОУ.
6. Получен экономический эффект в размере **35,2** млн. руб. в год за счет выработки дополнительных объемов топочного мазута и исключения штрафов по захоронению нефтешламов. Период окупаемости с начала реализации мероприятия составил менее года.

ТЕХНОЛОГИЯ ОЧИСТКИ ЖИДКОЙ СЕРЫ ОТ СЕРОВОДОРОДА

Д.П.Федотов

ООО «Газпром добыча Астрахань» Астраханский ГПЗ

Сера, получаемая на установках Клауса, содержит растворенный сероводород, и одним из путей сокращения себестоимости производства является снижение затрат на дегазацию. В последнее время был разработан ряд процессов дегазации серы. Исследования в данной области позволили значительно сократить затраты на дегазацию, оптимизировать технологию и повысить безопасность процесса. Вместе с тем, технологии дегазации серы, применяемые на современных установках производства серы, не лишены недостатков. Несовершенство известных технологий, таких как фирмы „Exxon” „Shell”, „Амосо”, непрерывной, периодической схем дегазации SNE(a)P заключается в необходимости установки больших по объему емкостей сбора жидкой серы (для обеспечения обязательного времени дегазации 8-14 часов), что требует высоких капитальных и эксплуатационных затрат. Во время следования серы от



технологических аппаратов до емкости сбора происходит быстрое образование гидрополисульфидов (сера с температурой около 160-170°C), что затрудняет дегазацию серы. Для дегазации жидкой серы, производимой на установках Астраханского ГПЗ, применяется технология SNEA, по которой, выработанная на установке, сера собирается в яме суточного хранения T01, после этого перекачивается погружными серными насосами в яму дегазации T02. Серу рециркулируют и распыляют в течение 12-18 часов, после окончания дегазации емкость освобождают и закачивают новую порцию серы. Для сокращения времени дегазации в качестве катализатора распада гидрополисульфидов применяют аммиак, при этом образуются аммонийные соли. Самая устойчивая соль, твердый четырехсернистый азот, накапливается в сере и приводит к необходимости периодической очистки насосов, распылительных форсунок и трубопроводов, является причиной коррозии оборудования при дальнейшем использовании серы. Некоторые крупные потребители серы не желают закупать серу, произведенную с применением аммиачной каталитической дегазации, что связано с проблемами забивки горелок на заводах производства серной кислоты. Для смешения серы с аммиаком применяются насосы, работающие в высокоагрессивной среде, пробег серных насосов редко превышает 1200 часов, после чего требуется демонтаж и ремонт. Степень дегазации снижается также из-за плохого смешения катализатора с серой, при этом значительная часть аммиака попросту теряется, а это требует увеличивать его расход, что неминуемо влечет за собой повышение количества аммонийных солей. Технология SNEA предусматривает протяженную, громоздкую систему обогреваемых циркуляционных серопроводов, трубопроводов отсоса газов, работающих в коррозионно активной среде и в настоящее время на многих установках производства серы требуется частичная или полная их замена. Кроме того, за время эксплуатации в результате капитального ремонта серных ям их полезный объем значительно сократился, поэтому допустимое время дегазации в расчете на максимальную проектную производительность уменьшилось в 1,5 раза.

Таким образом, процесс SNEA уже не соответствует современным требованиям к аппаратному оформлению и качеству товарной серы, а значительные капитальные затраты на ремонт серных ям требуют разработки и внедрения новых способов для обеспечения гарантированного содержания в товарной сере менее 10 ppm.

Для повышения эффективности дегазации, обеспечения качественного смешения, сокращения количества катализатора распада гидрополисульфидов разработана технология очистки жидкой серы от сероводорода. При этом непосредственно на выходе серы из конденсаторов (минимальное содержание полисульфидов) вместо гидрозатворов монтируется блок дегазации (рис. 1). Выходящая из аппаратов жидкая сера очищается от механических примесей, после чего поступает на обработку. Собственно процесс ультразвуковой дегазации можно разделить на три стадии:

1) Небольшие газовые пузырьки, существующие в жидкости, растут за счет диффузии в них растворенного газа. Если в обычных условиях этот про-



цесс происходит весьма медленно, то в звуковом поле вследствие колебаний пузырьков возникает специфический акустический эффект, существенным образом ускоряющий массопередачу. Эксперименты, показали, что дегазация жидкости происходит и при малых интенсивностях звука и в отсутствие кавитации. Центрами дегазации служат стабильные газовые пузырьки, которые в звуковом поле колеблются, а вследствие диффузии растворенного газа и коалесценции их размеры увеличиваются.

2) Пары или группы мелких пузырьков коалесцируют, образуя пузырьки больших размеров. Эта фаза обусловлена действием акустических потоков, радиационного давления, сил Бьеркнеса и Бернулли. Под действием колебаний в жидкости возникает акустическая кавитация- процесс неустойчивого изменения размеров парогазовых пузырьков при знакопеременном давлении в жидкости. Колебания, распространяясь в объеме жидкой серы, образуют чередующиеся области высоких и низких давлений, создают зоны сжатия и растяжений. Расширение пузырьков происходит при существовании в жидкости растягивающих или отрицательных давлений, а их сжатие — при положительных давлениях, превосходящих равновесное значение. В результате резкого изменения гидростатического равновесия жидкость разрывается, образуя многочисленные мельчайшие пузырьки газов и паров, находящихся до этого в жидкости в растворённом состоянии. В следующий момент, когда в жидкости начинается период высокого давления, образующиеся ранее пузырьки захлопываются, с образованием ударных волн и кумулятивных струй с очень высоким местным давлением. Проведенные эксперименты по дегазации жидкой серы в насадочной колонне показывают, что увеличение давления позволяет значительно интенсифицировать процесс дегазации. Так увеличение давления в рабочей зоне до 3 кг/см^2 увеличивает скорость дегазации в 2-3 раза.

3) Выросшие пузырьки, обладая большей плавучестью, быстрее поднимаются к поверхности и покидают жидкость. Для увеличения скорости удаления газовых пузырьков в нижнюю часть дегазатора подается воздух от технологических воздуходувки установки. Кроме того, применение воздуха позволяет значительно повысить эффективность дегазации, поскольку кроме собственно физической десорбции идет также реакция окисления сероводорода $\text{H}_2\text{S} + 2\text{O}_2 \Rightarrow \text{H}_2\text{O} + 1/8\text{S}_8$; $\text{H}_2\text{S}_x + 2\text{O}_2 \Rightarrow \text{H}_2\text{O} + \text{S}_x$, а также исключается накопление пирофорных сульфидов железа. Дегазированная сера отводится в яму суточного хранения, а выделившиеся газы отсасываются эжектором в печь дожига.

Дегазатор оборудован системой пожарной безопасности - в случае повышения температуры выше 170°C в газовое пространство подается водяной пар низкого давления. Поверхности аппарата, имеющие контакт с жидкой серой, обогрываются паром низкого давления.

Представленная технология дегазации позволяет:

- ✓ Интенсифицировать дегазацию серы (сократить время дегазации), следовательно, снизить расход электроэнергии, значительно сократить количество аммиака для дегазации.
- ✓ Полностью или частично отказаться от использования серных насо-



сов для дегазации.

- ✓ Сократить емкость серной ямы (из-за снижения времени на дегазацию), тем самым снизить капитальные и эксплуатационные затраты.
- ✓ Применение воздуха предупреждает накопление пиррофорных сульфидов железа, что улучшит качество серы и повысит безопасность установки.
- ✓ Дегазатор компактный, конструктивно прост, одновременно выполняет функцию гидрозатвора.
- ✓ Ограничены изменения, которые требуются для существующих процессов дегазации. Это позволяет не останавливать установку получения элементарной серы.
- ✓ Внимание обслуживающего персонала минимально, т.к. операции процесса стабильны и процесс контролируется просто.

Разработанная технология может быть применена на предприятиях нефте-газоперерабатывающей промышленности в производстве получения элементарной серы для её дегазации до содержания сероводорода 10 ppm (требования к промышленным установкам).

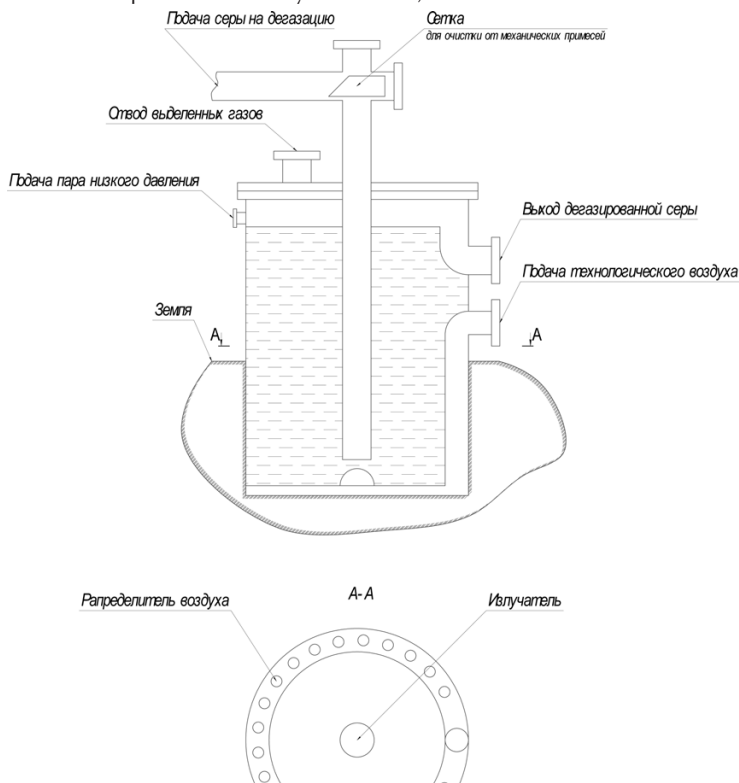


Рисунок 1. Схема дегазатора жидкой серы



ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАЗРАБОТКИ И ЭКСПЛУАТАЦИИ МЕСТОРОЖДЕНИЙ С ТРУДНОИЗВЛЕКАЕМЫМИ ЗАПАСАМИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ. ВЛИЯНИЕ ЛЬГОТЫ НДПИ НА СЕБЕСТОИМОСТЬ ДОБЫВАЕМОЙ ПРОДУКЦИИ

Н.М. Федотова

НГДУ «ТатРИТЭКнефть»

Актуальность выбранной темы обусловлена тем, что в настоящее время активно обсуждается вопрос о совершенствовании системы налогообложения добычи полезных ископаемых.

В качестве объекта исследования было выбрано предприятие НГДУ «ТатРИТЭКнефть», основным видом деятельности которой является добыча нефти.

Целью исследования является оптимизация системы налогообложения на нефтедобывающем предприятии, а также способ высвобождения дополнительных денежных средств, необходимых для развития предприятия.

Для достижения цели исследования были решены следующие задачи:

- 1) проведен анализ налогообложения и себестоимости нефтегазодобывающих предприятий России и, в частности, в НГДУ «ТатРИТЭКнефть»;
- 2) изучены условия получения льгот по НДС;
- 3) рассмотрены мероприятия, разработанные для получения льгот по налогу на добычу полезных ископаемых;
- 4) проведен расчет экономической эффективности мероприятий;
- 5) исследовано влияния мероприятий на себестоимость добычи нефти

Проанализировав динамику изменения себестоимости добычи нефти за последние 3 года (Рис.1), мы видим, что себестоимость нефтедобычи НГДУ «ТатРИТЭКнефть» в течение 2005 – 2007 г.г. имела тенденцию роста. Средний ежегодный рост себестоимости из расчета на 1 тонну составил 20%.

В структуре затрат за 2007 год видно, что наибольшая доля затрат, порядка 67,8 % приходится на налог на добычу полезных ископаемых (Рис.2).

За период 2005-2007 г.г. доля НДС в структуре затрат сохраняется на высоком уровне и приближается к 70%%

Средний ежегодный рост НДС из расчета на 1 тонну товарной нефти составил 16% (Рис3). Если общая себестоимость товарной нефти из расчета на 1 тонну ежегодно возрастает на 20%, то из них 16% обеспечивает налог на добычу полезных ископаемых.

При существующей системе налогообложения практически весь прирост доходов нефтяных компаний, по оценке примерно 90% (за счет НДС и налога на прибыль), уходит государству, что ставит вопрос о разработке новых месторождений.

С 1 января 2007 года введен в действие федеральный закон №151 от 27.07.2006.года «О внесении изменений в главу 26 части второй Налогового кодекса Российской Федерации», в котором наконец-то, применяется диф-



ференциация налога на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

В соответствии с этим законом в статью 342 в пункт 1 был добавлен подпункт 9 следующего содержания:

Налогообложение производится по налоговой ставке 0 процентов (0 рублей при добыче:

«Сверхвязкой нефти, добываемой из участков недр, содержащих нефть вязкостью более 200 мПа х с (в пластовых условиях), при использовании прямого метода учета количества добытой нефти на конкретных участках недр».

На сегодняшний день, как показывает практика, для подтверждения права на применение нулевой ставки по сверхвязкой нефти налоговые органы требуют любые документы, прежде всего лицензию на право добычи нефти на конкретном участке недр, содержащем сверхвязкую нефть, лицензионные границы данного участка, проектную документацию на установку по подготовке нефти с узлом учета количества и параметров нефти на входе и выходе из установки, статистическую отчетность по форме 6-ГР, Государственный Баланс запасов, который утверждается ежегодно и даже ежедневные паспорта качества по сверхвязкой нефти.

Руководствуясь всеми законодательными документами, можно рассмотреть ряд мероприятий, необходимых для получения льготы по налогу на добычу полезных ископаемых (НДПИ).

Поскольку на сегодняшний день на месторождениях НГДУ «ТатРИТЭК-нефть» пока не выявлены участки, содержащие нефть вязкостью более 200 мПа х с, но возможно в будущем обнаружатся, так как площади для проведения разведочных работ обширны и даже существуют участки вязкостью нефти 150 мПа х с.

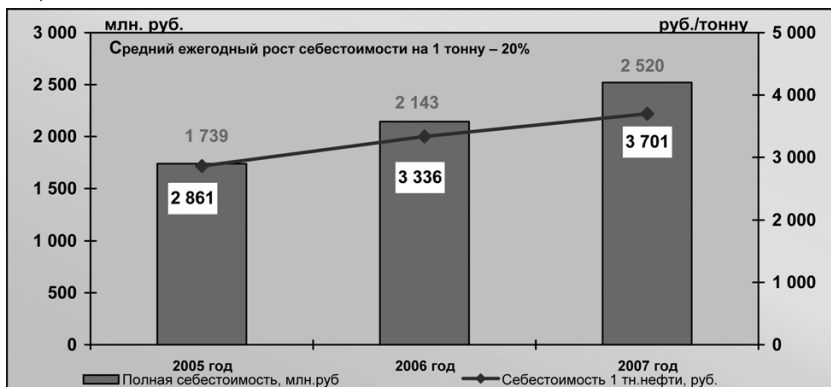


Рис.1 Себестоимость добычи нефти НГДУ «ТатРИТЭКнефть» до реализации проекта за 2005-2007 гг.



Рис. 2. - Структура себестоимости товарной нефти в НГДУ «ТатРИТЭКнефть» за 2007 год

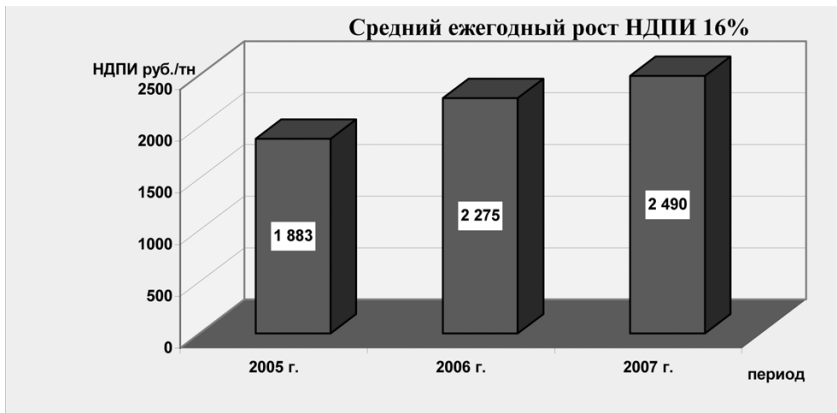


Рис. 3 - Динамика изменения НДПИ на 1 тонну товарной нефти

Поэтому предлагается приобретение некоторого месторождения «Х» с трудноизвлекаемыми запасами. Все данные, используемые в расчетах, взяты по существующему месторождению в РТ (с выработкой извлекаемых запасов на 10%), имеющему сверхвязкую нефть в пластовых условиях.

Таким образом, мероприятия включают в себя:

1. Приобретение месторождения с трудноизвлекаемыми запасами высоковязкой нефти
2. Организация раздельного учета средневязкой и сверхвязкой нефти:



строительство дополнительного УПН для сверхвязкой нефти

Так как, Федеральный Закон № 151 от 27.07.2006 года внес изменения в пункт 2 статьи 338, где было уточнено, что независимо от ставок НДС, налоговая база рассматривается только по нефти обезвоженной, обессоленной и стабилизированной, то есть подготовленной до определенного качества. То естественно строительство установки необходимо, на которой нефть будет доводиться до ГОСТ Р 51858-202, в соответствии которым будут достигнуты следующие параметры : плотность нефти 870-940 кг/м³ при 20°С, массовая доля воды < 1%, концентрация хлористых солей не более 900 мг/дм³.

3. Разработка методики выполнения измерений системой измерений количества и параметров нефти на входе и выходе УПН

4. Проведение аттестации методики выполнения измерений системой измерений количества и параметров нефти на входе и выходе УПН.

5. Ежегодное утверждение Государственного баланса запасов полезных ископаемых РФ, подтверждающего состояние по залежам в пластах и указывающего на вязкость нефти.

Расчет эффективности данного проекта необходимо производить в целом, с учетом затрат по добычи жидкости на нефтяном месторождении «Х». То есть, нужно учитывать следующие параметры реализации проекта: капитальные вложения в объект, эксплуатационные затраты на проектируемом объекте, прирост выручки от реализации продукции за счет увеличения производства товарной нефти и уменьшение величины НДС.

Сумма первоначальных капитальных вложений, необходимая для реализации данного мероприятия составит 487,5 млн.рублей

По динамике капитальных вложений (Рис.4) видно, что максимальный рост приходится в первый год реализации проекта, в последующие годы капитальные вложения сохраняются на постоянном уровне, которые образуются из затрат ежегодного бурения скважин и обустройства месторождения.

Кроме того, при внедрении вышеуказанных мероприятий произойдет рост основных фондов (имущества) предприятия, а именно за счет строительства новой установки, бурения новых скважин и обустройства месторождения. Соответственно ежегодно будет расти и налог на имущество (ежегодное увеличение будет составлять порядка 2-3 млн.руб.).

Дисконтированный срок окупаемости проекта составит 7 лет , по истечении которых начальные негативные значения чистого дисконтированного дохода полностью компенсируются последующими положительными значениями.

Это означает, что через 7 лет предприятие будет получать прибыль от данного проекта.

Проект следует считать эффективным при разработке и эксплуатации месторождений с извлекаемыми запасами не менее 4 млн. тонн

В структуре себестоимости после реализации проекта эксплуатационные затраты сохраняться на прежнем уровне и будут изменяться лишь от объема добычи нефти.



Существенное изменение себестоимости, после реализации проекта, произойдут по статье затрат «Налоги и отчисления», а именно по налогу на добычу полезных ископаемых. (Рис. 5). Если рассмотреть изменение суммы налога в сравнении с 2007 годом, то сумма налога на добычу полезных ископаемых из расчета на 1 тонну снизится на 38,02 руб. на 2 год после реализации и на 73,58 руб. на 3 год после реализации проекта.

По диаграмме видно, что себестоимость 1 тонны нефти в целом по предприятию имеет тенденцию к снижению (Рис.6). Средний ежегодный темп снижения составит порядка 2%. Себестоимость по новому месторождению будет меньше себестоимости по существующим месторождениям на сумму НДС и образуется только за счет эксплуатационных затрат.



Рис. 4. - Динамика капитальных вложений после реализации проекта



Рис.5 - Динамика НДС по НГДУ «ТатРИТЭКнефти» до и после реализации проекта



Рис. 6- Диаграмма изменения себестоимости нефти НГДУ «ТатРИТЭКнефть» после реализации проекта

Таким образом, если руководствуясь Федеральным Законом РФ №151 от 27 июля 2006 года, НГДУ «ТатРИТЭКнефть» реализует вышеуказанные мероприятия и воспользуется льготой по НДС, то получит следующие преимущества:

- 1) Ежегодное снижение затрат на добычу нефти порядка 36-40 рублей на 1 тонну, посредством ежегодного снижения налоговой нагрузки по НДС на 2%;
- 2) Ежегодный прирост стоимости основных фондов на 200-300 млн. рублей, а следовательно и рост стоимости собственного капитала;
- 3) Ежегодный прирост прибыли порядка 90-100 млн.рублей, за счет увеличения выручки от реализации нефти по новому месторождению и снижения себестоимости в части НДС.

РЕШЕНИЕ СОЦИАЛЬНОЙ ПРОБЛЕМЫ ОБЕСПЕЧЕНИЯ РАДИОТЕЛЕФОННОЙ СВЯЗЬЮ ШАХТЕРСКИХ ПОСЕЛКОВ СО СЛОЖНЫМ РЕЛЬЕФОМ МЕСТНОСТИ

Ю.А. Филиппов

УРАН ИПКОН РАН

В начале 90-х годов в России некоторые шахты и рудники были признаны нерентабельными и впоследствии реструктуризированы. Социальные условия в шахтных поселках осложнились. Специфика жизни небольших шахтерских поселков такова, что социальные сферы: детские сады, школы, больницы, коммунальное хозяйство, сфера обслуживания и предприятия торговли, городской транспорт — находится на балансе шахты и подчиняется



её интересам. Телефонная связь в шахтных поселках тоже была ведомственной. Шахтная автоматическая телефонная станция АТС обеспечивала связью горное производство и население поселков. При реструктуризации угольной промышленности для шахтных посёлков была разработана государственная программа по их телефонизации.

За последнее время в технике связи произошли существенные изменения. На российском рынке появились новые, более эффективные системы связи и новые технологии её организации. Для быстрого развертывания телефонной сети в шахтных поселках с небольшой численностью населения и минимальными затратами подходит цифровая радиотелефонная связь стандарта DECT (Digital European Cordless Telecommunications). Преимущества этой системы связи заключаются в мобильности и скорости развертывания. Однако есть и недостаток – гарантированная работоспособность системы обеспечивается только при наличии прямой видимости между базовыми приемопередатчиками и абонентскими терминалами. Поэтому важными факторами, влияющими на стоимость и трудоемкость построения сети абонентского радиодоступа, являются: характер рельефа местности, особенность застройки жилыми домами и сооружениями, характер распределения в зоне действия системы абонентского радиодоступа (САРД) растительности (деревьев). Разработка проекта САРД для конкретного населенного пункта начинается с детального изучения топологии местности, затем производится выбор мест для установки базовых приемопередатчиков, прорабатывается способ построения линий связи от них до контроллера АТС. Выполняется распределение (приписка) абонентов по базовым станциям с учетом реально возможных высот антенн базовых и абонентских станций. Готовый проект САРД должен минимизировать финансовые затраты по развертыванию телефонной сети. Таким образом, решение выше сформулированной научной задачи актуально.

Разработана математическая модель построения оптимальной конфигурации сети связи в условиях сложности рельефа местности для организации устойчивой связи.

В общем виде стоимость оборудования для радиотелефонизации шахтных поселков зависит от числа базовых станций, вариантов их размещения и оптимальной привязки абонентов по базовым станциям. Математическую модель конфигурации сети связи в сложных условиях рельефа местности можно представить в виде:

$$S = n \cdot S_{\text{абс}} + \sum_{j=1}^n \left(S_{\text{кан}}^j + bH^j + d \left[\text{ent} \left(\frac{\sum_{i=1}^n x_i^j}{c \cdot g} \right) + 1 \right] \right) y^j + k \sum \left\{ \begin{array}{l} h_1^j x_1^j + h_2^j x_2^j + h_3^j kx_3^j + \dots + h_m^j x_m^j + \dots + h_n^j x_n^j \\ h_1^p x_1^p + h_2^p x_2^p + h_3^p kx_3^p + \dots + h_l^p x_l^p + \dots + h_p^p x_p^p \end{array} \right\}$$

где, y^j - признак установки базовой станции, определяемый условием



$$y^j = \begin{cases} 0 & \text{если } \sum_{i=1}^n x_i^j = 0 \\ 1 & \text{если } \sum_{i=1}^n x_i^j \geq 1 \end{cases};$$

$S_{абк}$ – стоимость абонентского комплекта без антенны;

$S_{кан}^j$ – стоимость подключения j -й базовой станции.

Разработан алгоритм поиска оптимальной конфигурации сети связи, обеспечивающей её устойчивое функционирование, отличающейся возможностью привязки абонентов к нескольким базовым станциям, наличием в критерии оптимизации составляющей стоимости абонентского антенного комплекта (h_i^j) и ограничениям на её величину ($0 \leq h_i^j \leq 5$), заключающийся в следующем:

1. Первоначально высота антенн базовых станций принимается, равной нулю.
2. Определяются стоимостные затраты подключения для каждой базовой станции $S_{кан}^j$.
3. Вычисляются высоты антенн абонентов для каждой базовой станции.
4. Определяется величина изменения стоимости радиотелефонной сети при увеличении высоты антенны базовой станции, отнесенная к числу

$$\text{обслуживаемых ею абонентов} - \Delta S^j = \frac{b\Delta H^j - k \sum_{i=1}^n \Delta h_i}{\Delta H^j n_j}.$$

5. Фиксируется та базовая станция, у которой величина ΔS^j наименьшая.
6. У выбранной базовой станции увеличивается антенна.
7. Пункты 3 - 6 повторяются до тех пор, пока происходит уменьшение стоимости радиотелефонной сети или высота антенны базовой станции не достигнет максимума.
8. Заполняется резерв пропускной способности рассматриваемой станции, и она помечается как уже зафиксированная.
9. Из расчета исключаются базовые станции ($y^j = 0$) с числом абонентов менее CG при условии, что, прикрепленные к ним абоненты, могут быть переданы другим базовым станциям.
10. Повторяется выполнение пунктов 3-9 до тех пор, пока все базовые станции не будут рассмотрены.



11. Оставшийся резерв мощности сети равномерно распределяется по абонентам таким образом, чтобы нагрузка была пропорциональна пропускной способности базовых станций.

В результате работы алгоритма получается вектор признаков установки базовых станций y^j , вектор высот антенн базовых станций H^j , матрица привязки абонентов X_i^j и соответственно вектор высот абонентских антенн h_i . Разработанный алгоритм позволяет найти близкую к оптимальной конфигурацию радиотелефонной сети. Он учитывает дискретные условия задачи, существующие ограничения на высоты антенн абонента и базовой станции и на дальность приема сигнала. Кроме того, алгоритм позволяет осуществлять привязку абонентов к нескольким базовым станциям, что повышает надежность работы сети связи.

Практическое применение.

С помощью разработанного алгоритма были построены конфигурации сетей устойчивой беспроводной телефонной связи, минимизирующие капитальные расходы для шахтных поселков: Шахтный, Южный, Юго-Западный, Скальный, Половинка, Усьва, Нагорнский, Углеуральский, Таёжный, расположенных в условиях сложного рельефа местности, разной удаленности (Южный, Юго-Западный) и пространственной хаотичности (Шахтный, Скальный, Половинка, Усьва, Нагорнский, Углеуральский, Таёжный).

К примеру, поселки Южный и Юго-Западный располагаются на расстоянии 3 – 5 километров от города Гремячинск. Застроены поселки кирпичными каменными 2, 3 этажные в центре и деревянными одноэтажными домами по периферии, расположены поселки на склонах холмов, между поселками и городом расположен глубокий овраг.

На рис. 1 приведен пример конфигурации радиотелефонной сети с вариантом двух базовых станций с нанесёнными профилями и радиотеню.

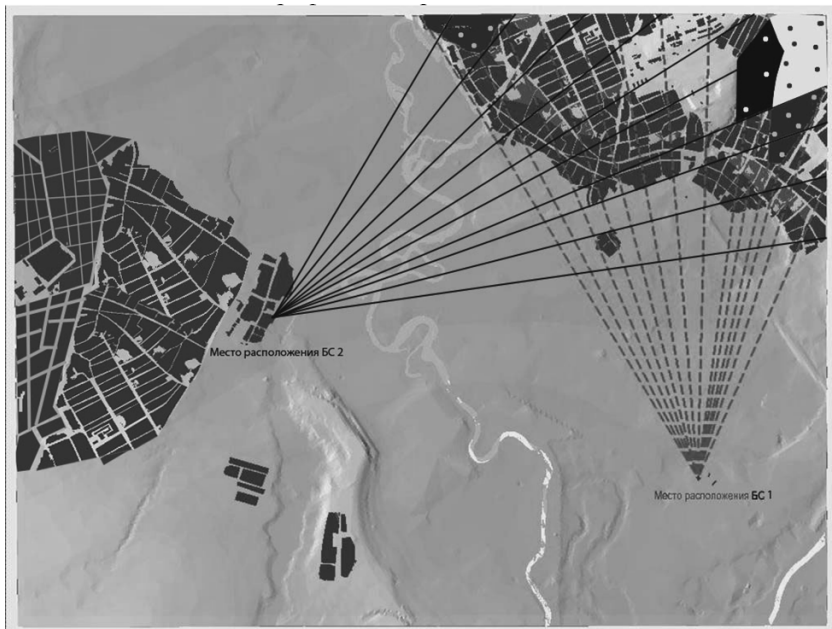


Рис. 1 – Конфигурация радиотелефонной сети для шахтных поселков Южный и Юго-Западный

Проектом предусматривается строительство единой для двух поселков системы абонентского радиодоступа для 250 абонентов, в том числе 150 абонентов - в пос. Южный и 100 абонентов - в пос. Юго-Западный. Администрацией были предложены четыре точки возможных размещений базовых станций. В результате решения задачи была получена оптимальная конфигурация радиотелефонной сети, состоящая из двух точек, расположенных на антенной мачте радиосвязи и на АТС города Гремячинска, включающих соответственно три и одну базовые восьмиканальные станции, обеспечивающие суммарно до 32 работающих каналов в системе. Таким образом, стоимость оборудования составила приблизительно три миллиона рублей, что на 50% меньше проекта фирмы «Гудвин - Бородино».



ПРИМЕНЕНИЕ АУТОНОМНЫХ ПОДОГРЕВАТЕЛЕЙ ДЛЯ ПРОВЕДЕНИЯ РАБОТ ПО ОЧИСТКЕ ТРУБ ОТ ПАРАФИНОВЫХ ОТЛОЖЕНИЙ

К.Ю.Фомин

ОАО «Самотлорнефтегаз»

Проблема парафиноотложений.

В процессе добычи нефти возникает проблема парафиновых отложений в колонне НКТ. Парафиновые отложения существенно снижают пропускную способность труб, повышают шероховатость стенок, сужают диаметр, требуют повышенное давление. Следствием всего этого является снижение дебита скважины и нестабильная работа УЭЦН. В ОАО «Самотлорнефтегаз» основная часть парафиноосложненного фонда приходится на пласт 1АВ1-2 «Рябчик», на этот же пласт приходится и основной объем ГТМ. Следовательно, проблема АСПО будет прирастать. Количество операций промывок горячей нефтью на фонде скважин, оборудованных УЭЦН, увеличилось в 2007 году по сравнению с 2004 годом с 643 до 984, что указывает на возрастание количества скважин с проблемой парафиноотложений. Очистка механическим методом эффективна, но существует проблема парафиновых пробок в колонне НКТ, которые блокируют работу инструмента. Как следствие «холостой пробег» звена ЦКР (цех канатных работ).

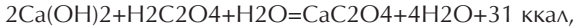
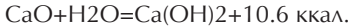
Применение автономного подогревателя.

Принципиально новым способом борьбы с парафиноотложениями (парафиновыми пробками) будет монтаж на механический скребок, применяемый обслуживающим персоналом скважин, автономного подогревателя, имеющего форму и размеры ломика, применяемого для механического скребка. Автономный подогреватель представляет собой металлическую трубку-контейнер диаметром 42 мм с толщиной стенки 3,5 мм (типоразмер НКТ42) длиной 1 м с конусной частью и резьбовой частью. В трубке-контейнере находится хим.реагент, взятые в стехиометрическом соотношении и перемешанные негашеная известь и шавелевая кислота. Хим. реагент изолирован от внешней среды путем установки в трубку герметичной водорастворимой прокладки, представляющей из себя резиновое кольцо с помещенным внутрь водорастворимым веществом. Водорастворимое вещество подбирается, исходя из расчета времени его растворения, оно должно быть больше или равно времени, необходимого для монтажа устройства на устье скважины и спуска его в колонну НКТ до парафиновой пробки (из личного опыта – около 30-40 минут). Во избежание повышенного давления в трубке и безопасности предусмотрен обратный (перепускной) шариковый клапан. Для увеличения веса конструкции предусмотрен свинцовый груз. Оптимальным решением в даном устройстве будет использование скребка 36.6610.39.00 со спец. зажимом. Принципиальная схема устройства приведена на рисунке 1. Скребок представлен на рисунке 2.



Принцип работы. Основные расчеты. Схемы. Фотоматериал.

Принцип работы автономного подогревателя заключен в химической реакции гашения водой негашеной извести.



где CaO-негашеная известь (комовая, кальциевая содержит 70-96% CaO и до 2% MgO, медленногасящаяся - время гашения не менее 25 мин), Ca(OH)2- известковое тесто — тестообразный продукт гашения комовой извести. H2C2O4-шавелевая кислота, CaC2O4-оксалат кальция нейтральное вещество, нерастворимое в воде, безопасно (одно из составляющих камней в почках).

Эти две реакции позволяют получить температуру от 100 до 300 градусов Цельсия.

Суммарный тепловой эффект 41,6 ккал. Количество теплоты Q - 2моль CaO и 1 моль H₂C₂O₄ · 2H₂O равно 52,2 ккал.

Принимаем время теплообмена 3 часа. $F = \pi \cdot D_{\text{тр}} \cdot H_{\text{тр}}$

Для груза-контейнера D-42мм и H-1м. $F = 0.132 \text{ м}^2$.

$$\text{Тепловая нагрузка равна } q = \frac{Q}{t \cdot F} = \frac{52.2}{3 \cdot 0.132} = 131 \frac{\text{ккал}}{\text{м}^2 \cdot \text{час}} = 152.4 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

Температуру внутри трубки принимаем 150 °C.

Определяем температуры t₁, t₂. Температуры на внутренней и внешней стенке трубки. Физические величины принимаем для воздуха.

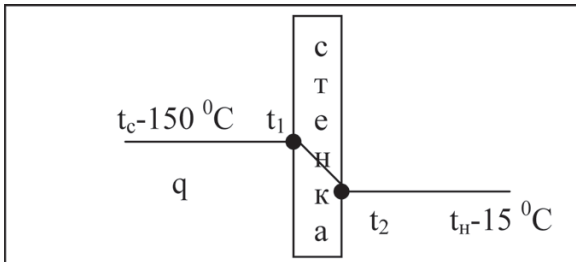
$$\alpha_1 = 5 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}} - \text{коэффициент теплоотдачи.}$$

$$\text{Принимаем материал сталь } \lambda_{\text{ст}} = 40 \frac{\text{Вт}}{\text{м} \cdot \text{К}} - \text{теплопроводность.}$$

δ - толщина стенки = 3,5мм = 0,0035м.

$$q = \alpha_1 (t_c - t_2),$$

$$t_1 = t_c - \frac{q}{\alpha_1} = 150 - \frac{152.4}{5} = 119.5 \text{ } ^\circ\text{C}$$





$$q = \frac{\lambda_{cm}}{\delta_1} (t_1 - t_2), \quad (1)$$

$$t_2 = t_1 - \frac{q \cdot \delta}{\lambda_{cm}} = 119,5 - \frac{152,4 \cdot 0,0035}{40} = 119,4 \text{ } ^\circ\text{C}$$

Для определения коэффициента теплоотдачи необходимо экспериментально определить температуру стенки t_2 , а также температуру реакционной смеси.

$$q = \alpha_2(t_2 - t_n), \quad (1) \quad \alpha_2 = \frac{q}{t_2 - t_n} = \frac{152,4}{119,4 - 15} = 1,46 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2 \cdot \text{К}}$$

Определяем потери тепла при движении жидкости между трубкой и внутренней стенкой НКТ. Т.к. отложения парафина бывают только на скважинах с малой обводненностью, поэтому для удобства вычисления примем параметры газо-водо-нефтяной эмульсии за параметры нефти. ρ -плотность

$$\text{нефти } 844 \frac{\text{кг}}{\text{м}^3}, \quad \mu = 0,787 \cdot 10^{-3} \frac{\text{кгс}}{\text{м} \cdot \text{с}}, \quad D\text{-внутренний диаметр НКТ-} 62\text{мм}=0,062\text{м. } P_r\text{- критерий Прандтля равный } 1,7, \quad \lambda = 15 \frac{\text{Вт}}{\text{М} \cdot \text{К}}.$$

$S = \pi R^2 = 3.14 \cdot (0.062/2)^2 = 0.003 \text{ м}^2$. Объемный расход берем $V = 50 \text{ м}^3/\text{сут}$.

Находим линейную скорость. $W = V/S$. $V = 50/(24 \cdot 3600) = 5.55 \cdot 10^{-4} \text{ м}^3/\text{с}$.

$W = 5.55 \cdot 10^{-4} / 0.003 = 0,185 \text{ м/с}$.

Определим критерий Рейнольдса

$$Re = \frac{W \cdot D \cdot \rho}{\mu} = \frac{0.185 \cdot 0.062 \cdot 844}{0.787 \cdot 10^{-3}} = 12300,$$

Т.к. число Рейнольдса больше 10000, применяем критериальное уравнение.

$$\alpha_2 = \frac{Nu \cdot \lambda}{D}, \quad Nu = 0.023 \cdot Re^{0.8} \cdot P_r^{0.4} = 0.023 \cdot 12300^{0.8} \cdot 1.7^{0.4} = 52.9.$$

$$\alpha_2 = \frac{52,9 \cdot 15}{0,062} = 12798$$

$$K = \frac{1}{\frac{1}{\alpha_1} + \frac{\delta}{\lambda_{cm}} + \frac{1}{\alpha_2}} = \frac{1}{\frac{1}{5} + \frac{0,0035}{40} + \frac{1}{12798}} = 5$$

$$\text{Необходима тепловая нагрузка } q = K(t_1 - t_n) = 5(150 - 15) = 675 \frac{\text{Вт}}{\text{м}^2}$$

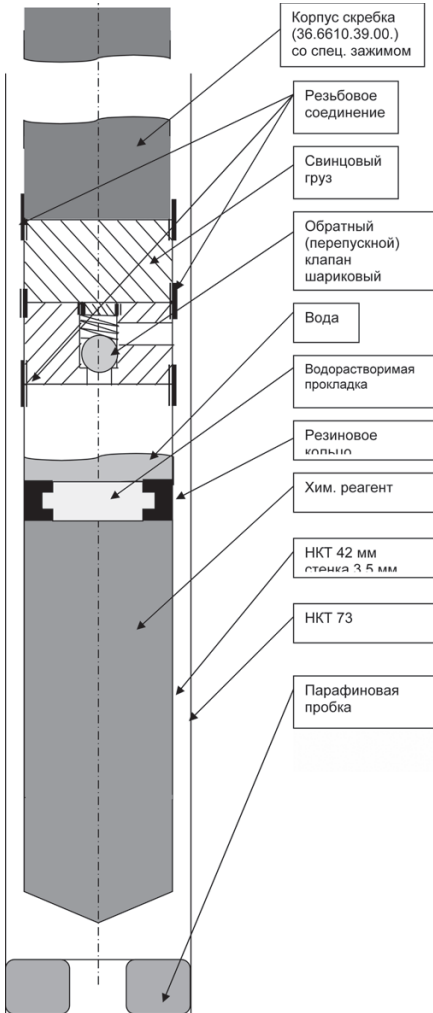


Теплота плавления парафина равна $q_{\text{пл}} = 58 \frac{Bm}{M^2}$

Суммарная необходимая тепловая нагрузка $q_0 = q + q_{\text{пл}} = 675 + 58 = 733 \frac{Bm}{M^2}$

Масса исходного вещества $m(\text{CaO}) + m(\text{H}_2\text{C}_2\text{O}_4 \cdot \text{H}_2\text{O}) = 2 \cdot 56 + 126 = 238\text{г}$.

Объем контейнера $V = S \cdot H, V = \frac{3.14 \cdot 0.035^2}{4} \cdot 1 = 0.00097 \cdot M^3 = 0,96\text{л}$



Т.к. суммарная тепловая нагрузка получилась большей, нежели тепловая нагрузка, которую дает нам реакция с массой веществ 238г. Чтобы достичь такой тепловой нагрузки, перекрыть её, надо увеличить количество исходного вещества в 8 раз. Его масса составит 2083г (2,1 кг), эта масса займет объем 0,67л, будет заполнено 0,7м в контейнере.

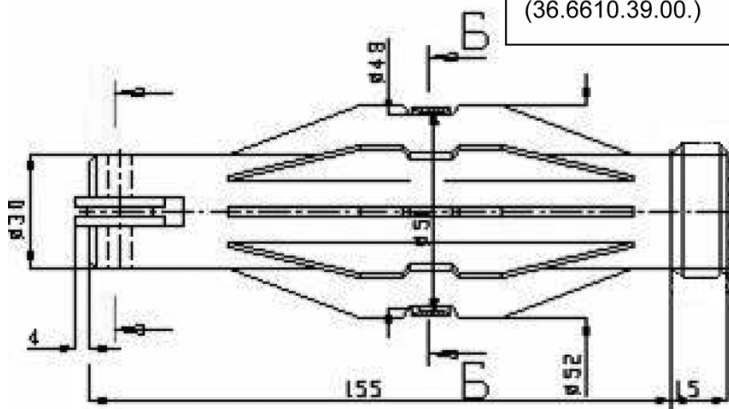
Масса исходной воды $m(\text{H}_2\text{O}) = 1 \cdot 18 = 18\text{г}$, а так как массу исходного вещества мы увеличили то и массу воды тоже увеличим в 8 раза, необходимое количество воды для запуска реакции составит 144г (округлим до 150г). Исходное количество шавелевой кислоты составляет 90г из 238г, умножив на 8 получим, 720г из 2083г. Суммарная длина скребка в сборе составляет 1,4м (лубликатор на скважине имеет длину 1,5м)

Водорастворимая прокладка представляет собой водорастворимый материал (к примеру желатин, бумага) соответствующей толщины (рассчитывается исходя из времени проведения подготовительных работ монтаж лубликатора, и спуск в скважину). Ориентировочно 30-40 минут.

Масса скребка в трубкой контейнером – составит около 9,5 кг (НКТ42-1п.м.-3,3кг, свинец 2,1кг, скребок 1кг, хим реагент 2,1кг.)



Корпус скребка
(36.6610.39.00.)



Основные части предлагаемого устройства

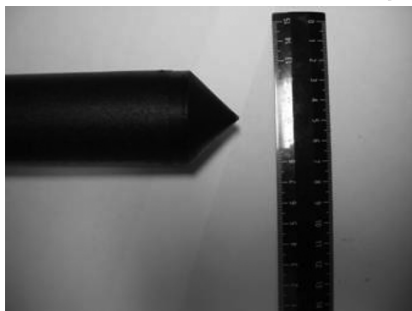


Фото 1. Трубка контейнер (конус)



Фото 2. Трубка контейнер (резьбовая часть)



Фото 3. Перепускной клапан



Фото 4. Скребок



Возможные опасные факторы, возникающие при использовании предлагаемого устройства.

При работе со скребком, оборудованным греющейся трубкой контейнером возможны следующие опасные факторы и вредные воздействия.

прорыв водорастворимой прокладки и попадание вредных веществ на кожу.

опасность ожога, если груз-контейнер не будет спущен в лубрикатор после монтажа.

оставшиеся вещества CaC₂O₄-оксалат кальция (нейтральное вещество, нерастворимое в воде в виде хлопьев) утилизировать как бытовой отход.

При работе с предлагаемым устройством персонал должен руководствоваться инструкцией оператора по добыче нефти и газа.

Предполагаемый эффект от внедрения.

- Снижение затрат на холостой пробег звена ЦКР, т.к. они тоже могут использовать данную технологию.

- Снижение затрат на АДП.

- Восстановление нормально режима работы УЭЦН (увеличение МРП).

- Снижение потерь по снижению дебита скважины и внутрисменным простоям.

- Снижение затрат на ремонт КРС по восстановлению циркуляции.

Экономический эффект от внедрения.

Показатели проекта за период в год (в сравнении с операциями АДП)		Показатели проекта за период в год (в сравнении с ремонтом скважин по восстановлению циркуляции)	
NPV, тыс.\$	432,56	NPV, тыс.\$	246,1
Стоимость одной операции АДП	10721 руб. + нефть 24,8т.	Стоимость одного ремонта по ВЦ	2025000 руб.

Выводы и предложения.

Положительные стороны:

- Не содержит подвижных частей, отсутствует вероятность заклинивания и выхода из строя скребка;

- Происходит очистка парафиновых отложений, как при спуске скребка, так и при подъеме.

- Реакция нагрева идет не сразу. У оператора есть время установить скребок в лубрикатор и начать спуск, по прошествии 40 минут водорастворимая прокладка освободит воду и пойдет реакция.

- Исключена опасность высокого давления внутри трубки-контейнера за счет установки перепускного клапана.

- Данный скребок с трубкой - контейнером позволит полностью уйти от такого понятия как непроход скребка, тем самым сократится холостой пробег ЦКР. Контейнер многоразового использования.

- Небольшой вес, возможность применения с ручными лебедками



Отрицательные стороны:

- Возможен обрыв проволоки при ударе скребка о пробку лубрикатора.

Применять скребок с грузом-контейнером на всех скважинах с непроходом скребков и парафинорезок ЦКР.

На предприятии выявить проблемные скважины и применять на них только скребки с грузом-контейнером.

Дополнительные сведения.

- Подготовка хим. реагента и снаряжение трубки контейнера будет осуществляться силами специализированного подрядчика.

- На предприятие трубка-контейнер будет поступать в готовом виде (необходимо будет лишь добавить воды и смонтировать скребок и спустить в колонну НКТ через лубрикатор)

- Были проведены лабораторные испытания смеси негашеной извести и шавелевой кислоты зафиксированная температура, составила порядка 160 °С.

- Преимущество перед другими устройствами это оперативность в ликвидации парафиновой пробки. Т.к. работа выполняется непосредственно обслуживающим персоналом, а не другой структурой или подрядчиком.

- Дешевизна необходимых реагентов и простота конструкции.

- Возможное альтернативное применение для ликвидации гидратных пробок на газопроводах, ликвидации парафиновых пробок в системе трубопроводного транспорта, как источника тепла.

УВЕЛИЧЕНИЕ ВЫХОДА СВЕТЫХ НЕФТЕПРОДУКТОВ НА УСТАНОВКЕ №60

В.В.Фостовицкий

ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»

Установка замедленного коксования № 60 типа 21-10/7 ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» предназначена для получения из тяжелых остатков от переработки нефти малосернистого нефтяного кокса, используемого в электродной, алюминиевой промышленности и других отраслях. Кроме, нефтяного кокса на установке № 60 вырабатываются:

- газ коксования, который подаётся на блок стабилизации вторичных бензинов и ректификации непредельных газов, а также используется в качестве топлива технологических печей завода после компрессии (таблица 1).

Таблица 1

Компонентный состав газа (% объём, % вес.).

H ₂	H ₂ S	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₂ H ₄	C ₃ H ₈	C ₃ H ₆	ΣC ₄ H ₁₀	ΣC ₄ H ₈	изо-C ₅ H ₁₂	н-C ₅ H ₁₂	C ₅ H ₁₀	C ₆ H ₁₄	плотность, кг/м ³
16,07	1,4	39,41	16,33	3,2	8,65	4,73	3,6	2,48	0,38	0,97	1,08	1,72	1,077
1,27	1,88	24,86	19,31	3,53	15,0	7,83	8,22	5,47	1,09	2,75	2,98	5,83	



Примечание: общее количество углеводородов ΣC_{5+} составляет 12,65% вес.

· фракция бензиновая (бензин), используется в качестве компонента автомобильных бензинов, является сырьём установки гидроочистки (таблица 2).

Таблица 2

Качество фракции бензиновой УЗК.

Показатели	Фракционный состав % -°C ASTM D86			
	нк	10%	кк	вых, %
фракция бензиновая УЗК	не ниже 35°C	не нормир-ся	не выше 200°C	
	38	85	174	95,4

· лёгкий газойль (или керосин вторичных процессов), используется в качестве компонента при приготовлении печного бытового, судового топлив (таблица 3).

Таблица 3

Качество керосина вторичных процессов.

Показатели	Температура вспышки в закрыт. тиг., °C	Тем-ра заст., °C	Фракционный состав, % -°C (ASTM D86)	
			10%	90%
керосин вторичных процессов	не ниже 45°C- для печного топлива	не нормируется*	не ниже 160°C	не выше 360°C
	67	-17	216	324

Примечание: * При приготовлении нормируется на топливо печное бытовое ТУ 38.101656-2005 в зимний период с 1.09 по 1.04 – не выше «-15°C», в летний период с 1.04 по 1.09 – не выше «-5°C».

· тяжёлый газойль, используемый в качестве компонента нефтяного топлива: мазута, котельного топлива (таблица 4).

Таблица 4

Качество газойля тяжёлого УЗК.

p420, кг/м3	Фракционный состав, % - °C (ASTM D1160)														
	нк	5	10	20	30	40	50	60	70	80	90	95	96	кк	вых
917,0	237	306	327	344	358	366	379	386	400	413	431	444	-	448	96

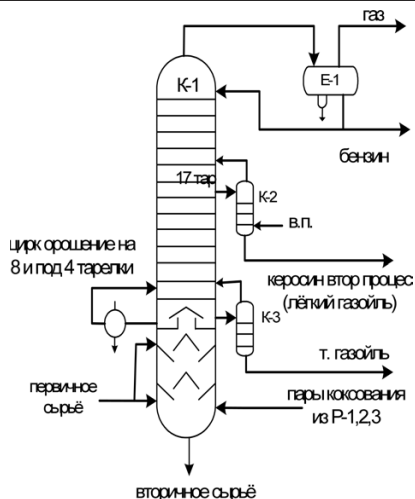
Целью данной работы является увеличение отбора светлых нефтепродуктов (выкипающих до 360°C), утяжеление фракционного состава керосиновой фракции по 90% точке отгона до 350-360°C (при норме - не более 360°C), повышение чёткости разделения жидких продуктов коксования в К-1 при увеличении мощности по сырью до 400 тыс. тонн в год (1250 т/сут).



Таблица 5

Характеристика ректификационного оборудования.

Наименование, назначение	Характеристика оборудования
Колонна К-1- основная ректификационная колонна для разделения про- дуктов коксования.	Рабочие параметры: $P = 2,8$ кгс/см 2 , $T = 450^{\circ}\text{C}$. Ртехн/расч = 3/6 кгс/см 2 , T верха/низа = 170/450 $^{\circ}\text{C}$. Диаметр колонны $D=2000$ мм. Высота $H=34540$ мм. Колонна оснащена: -- в укрепляющей части установлены 22 клапан- ные тарелки; 4 клапанные тарелки; «полуглухая» тарелка (аккумулятор) с патрубком для прохода паров $D_u = 750$ мм. -- в отгонной части установлены 4 ситчатые тарелки, 4 каскадные тарелки.
Стриппинг легкого газойля К-2 - отпарка легких у/в водяным перегретым паром из легкого газойля.	Расчетные параметры: $P = 6$ кгс/см 2 , $T = 250^{\circ}\text{C}$. Ртехн/расч = 2,4/6 атм, $T_{\text{раб}} = 247^{\circ}\text{C}$. Диаметр $D=600$ мм. Высота $H=8200$ мм Оснащен 4 решетчатыми тарелками
Стриппинг тяжелого газойля К-3 -отпарка легких у/в во- дяным паром из тяжелого газойля (в настоящее время используется как ёмкость- накопитель, перегретый пар не подаётся).	Расчетные параметры: $P = 6$ кгс/см 2 , $T = 350^{\circ}\text{C}$. Р техн/расч = 2,5/6 кгс/см 2 , $T_{\text{раб}} = 331^{\circ}\text{C}$. Диаметр $D=800$ мм. Высота $H=8600$ мм Оснащен 4 решетчатыми тарелками.





В период 2004-2007г.г. установка № 60 работала суточной загрузкой -750 т (утвержденная мощность по сырью на 1.1.2003г. -244 тыс. т/год). Отбор керосиновой фракции с установки составлял 27,1%масс. После I этапа реконструкции (включающего замену шатровых печей П-1,2 на одну двухкамерную печь коробчатого типа) суточная загрузка установки № 60 была увеличена до 950-1000 т/сут (2007г.). За счёт ужесточения контроля и снижения потерь нефтепродуктов к 2007г. отбор керосиновой фракции был увеличен с 27,1% до 30,0%масс.

На II этапе реконструкции установки № 60 (в 2009г.) планируется повышение мощности по сырью до 400 тыс. т/год (до 1250 т/сут).

Таблица 6

Материальный баланс.

Нефтепродукты	2004г. - данные информационного отчёта по договору № 1686/2004-631-05			фактический вариант 2007г. в пересчёте на II этап реконструкции			рассчитанный вариант – максимальная выработка светлых н/продуктов		
	т/сут	кг/час	%масс.	т/сут	кг/час	%масс.	т/сут	кг/час	%масс.
Приход:									
Сырьё	1250	52084	100	1 250	52 084	100	1 250	52 084	100
Итого:	1250	52084	100	1 250	52 084	100	1 250	52 084	100
Расход:									
1.У/газ	130	5417	10,4	132,5	5521	10,6	160,6	6 692	12,8
2.Бензин	102,5	4271	8,2	121,3	5052	9,7	120,00	5 000	9,60
3.Керосин	338,8	14115	27,1	375	15625	30,0	428,18	17 841	34,3
Отбор светлых н/продуктов	441,3	18386	35,3	496,3	20677	39,7	548,18	22841	43,9
4.Газойль	331,2	13802	26,5	297,5	12396	23,8	207,7	8 653	16,6
5.Кокс	347,5	14479	27,8	333,8	13906,4	26,7	333,5	13 898	26,7
Итого:	1250	52084	100	1 250	52 084	100	1 250	52 084	100

В период проведения изменения режима колонны К-1 при 1000 т/сут выяснилось, что ограничением к дальнейшему повышению температуры на тарелке вывода керосина К-1, являлась рабочая температура стриппинга К-2 (расч. параметры: $P=6 \text{ кг/см}^2, T=250 \text{ }^\circ\text{C}$).

В ходе разработки в расчётной программе PRO-II была смоделирована колонна К-1, проведён поверочный расчёт. Отбор светлых нефтепродуктов (бензин, керосин) принят -39,7% масс., что на 4,4% превышает данные 2004г., по рассчитанному варианту отбор светлых нефтепродуктов (бензин, керосин) увеличивается до 43,9% масс.

Расчётом подтверждено, что при увеличении общего количества паров в верхнем сечении колонны К-1, скорость в штуцере вывода паров колонны ($Dy=300\text{мм}$) будет превышать- 18 м/сек.

В августе 2008г. в технологический режим установки № 60 (после согласования рабочих параметров К-2 с заводом-изготовителем: $P=6 \text{ кг/см}^2, T=280^\circ\text{C}$) были внесены изменения.



Таблица 7

Технологический режим.

Параметры	после внесения изменений
Суточная нагрузка установки, т/сут	1000
Колонна К-1	
Давление в колонне верх/низ, кгс/см ²	2,3/2,4
Температура в Е-1, °С	53
Температура верха, °С	150
Температура на 17 тарелке, °С	260
Температура куба, °С	368-370
Расход острого орошения, т/час	19-20
Расход цирк орошения на 8 тар., м ³ /час	8
Стриппинг К-2	
Температура, °С	250
Расход водяного пара, кг/час	90
Стриппинг К-3	
Температура, °С	310
Расход водяного пара, кг/час	-

Таблица 8

Качество продуктов К-1, полученное после внесения изменений в технологический режим.

фракционный состав, % - °С	фракция бензиновая	керосин после К-2	тяжёлый газойль после К-3
нк	41	201	235
10%	90	229	364,9
30%	116	256	405
50%	134	287	427
90%	170	358	477
95%	177	375	493
кк	190	376	503
плотность, г/см ³	0,753	0,869	0,933

Финансово-экономический анализ.

Таблица 9

Рыночная стоимость продукции.

н/продукт	фракция бензиновая	керосин вторичных процессов	тяжёлый газойль
Стоимость 1т продукта, т/руб	14596,5	15139,2	3984,6



Таблица 10

Расчёт выручки продукции.

продукт	Количество полученных продуктов за 3 мес., тонны	Выручка от продажи полученных продуктов за 3 мес., тыс. руб. (без НДС)	Выручка от продажи полученных продуктов за полугодие, тыс. руб. (без НДС)
по рассчитанному варианту			
газойль тяжёлый	18693	74483,57	148967,14
керосин	38536,2	583406,08	1166812,16
фракция бензиновая	12996	189696,11	379392,22
Итого	71089,2	847585,8	1695171,5
выручка			118871,1 тыс. руб

Результаты разработки

1. Выход светлых нефтепродуктов на установки №60 в августе 2008г. был увеличен при изменении следующих параметров режима колонны К-1:

- повышение температуры верха колонны до 150°C;

- повышение температуры на тарелке вывода керосиновой фракции 257-260°C;

- снижение количества циркулирующего орошения на 8 тарелку до 8 м³/час, снижение количества острого орошения до 19-20 т/час.

В результате всех проведённых изменений керосин после стриппинга К-2 был получен с 90% точкой отгона -358°C (при норме -не более 360°C), отбор керосина увеличен по факту работы с 30% до 32,9% масс., отбор светлых нефтепродуктов увеличен до 42,3% масс.

2. Для дальнейшего увеличения отбора светлых нефтепродуктов необходимо осуществить следующие технологические мероприятия:

- снижение коэффициента рециркуляции с 1,3 до 1,1-1,2; снижение давления в К-1;

- дополнительный вывод керосина с 15-й тарелки (в настоящее время выводится с 17 тарелки), что позволит также расширить фракционный состав керосина;

- увеличить диаметр шлема колонны К-1, так как по расчётам видно, что объём паров в верхней части К-1 при увеличении производительности возрастёт;

- осуществить подачу перегретого пара в стриппинг К-3 (в результате подачи перегретого пара в количестве 150 кг/час в тяжелом газойле будет содержаться минимальное количество фракций до 360°C ≈12,5% объём.);

- предусмотреть замену клапанных однопоточных тарелок на более эффективные (для повышения эффективности работы К-1, повышение чёткости разделения жидких продуктов коксования).

3. Для увеличения отбора углеводородов ΣC_5+ из газа коксования по-



сле ёмкости орошения Е-1 необходимо дополнительно установить ёмкость-отбойник.

4. По расчёту выручка от продажи светлых нефтепродуктов за полугодие (летний вариант работы с 1.04. по 1.09) составит -118871,1 тыс. руб (118,8 млн. руб.).

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРИМЕНЕНИЯ ТЕХНОЛОГИИ СИНТЕТИЧЕСКОГО ЖИДКОГО ТОПЛИВА ДЛЯ РАЗРАБОТКИ ТРУДНОДОСТУПНЫХ И МАЛЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОАО «НОВАТЭК»

А.В.Хрикулов

ОАО «НОВАТЭК»

Период дешевых энергоресурсов подходит к концу. Ведется изучение и разведка на сложных, отдаленных и малых месторождениях, на которых себестоимость добычи значительно превышает традиционные.

Цель работы – развитие компании за счет диверсификации способов транспортировки и реализации газа, а также применения современных технологических решений для разработки труднодоступных и малых месторождений.

Действительно, один из подходов к определению варианта разработки месторождения – диверсификация, т.е. поиск новых форм реализации и закупки, альтернативных маршрутов транспортировки или переход на кардинально другие источники энергии.

Существует несколько способов и форм реализации природного газа, но в данном проекте рассматривается один из самых современных и инновационных способов – производство СЖТ.

СЖТ - это синтетическая нефть, произведенная из газа, которая обладает очень высокими экологическими характеристиками. Интерес к внедрению этой технологии связан с истощением нефтяных запасов при одновременном увеличении спроса на моторное топливо, особенно дизельное, а также ужесточением экологических требований - СЖТ намного экологичнее своих нефтяных аналогов. К примеру, большая часть российского дизельного топлива не подходит двигателям стандарта Евро-4, в отличие от СЖТ, что для последнего фактически гарантирует в будущем рынок сбыта.

Все уже существующие и запланированные установки по производству СЖТ основываются на технологии Фишера-Тропша, разработанной в 20-ые годы прошлого века в Германии. Конечно же, эту технологию затронул технический прогресс, благодаря чему удалось повысить выход жидких углеводородов и снизить расходы, капитальные и текущие.

В общих чертах последовательность превращений показана на этой схеме:

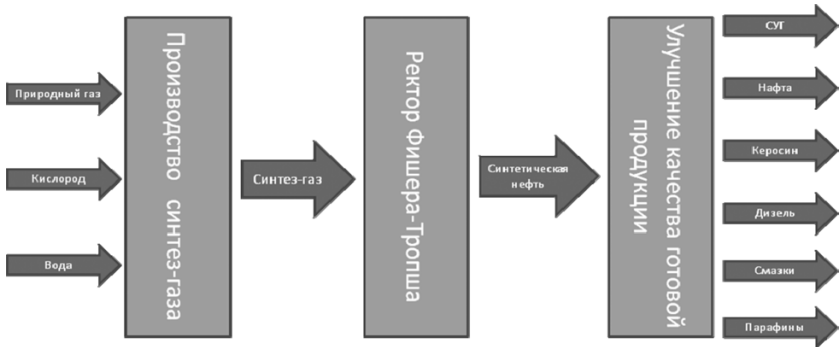


Рис. 1. Схема процесса производства СЖТ

Как видно, в процессе производства СЖТ получается не только чистое дизельное топливо, но и другие ценные нефтепродукты. Сравним результаты традиционной нефтепереработки с выходом продукции в процессе Фишера-Тропша:



Рис. 2. Сравнение выхода продуктов при различной обработке сырья.

На рисунке 2 представлено сравнение получаемых продуктов при переработке нефти и при производстве СЖТ. Можно увидеть, что выход тяжелых нефтепродуктов выше при классической нефтепереработке, а при производстве СЖТ очень высок выход легких дистиллятных фракций, таких как дизельная и бензиновая.

В таблице 1 показано сравнение СЖТ с европейским стандартом дизельного топлива Евро-4. С сентября 2009 года в ЕС вводится стандарт Евро 5, а с 2014 – Евро 6. С введением новых стандартов сильно сокращаются возможные содержания ароматики и серы в топливе.



Таблица 1

Сравнение СЖТ с Европейским стандартом дизельного топлива

Показатель	ед. изм.	ЕС Дизель 2007	СЖТ Дизель Sasol/Chevron	Смесь ЕС/СЖТ 80/50	Смесь ЕС/СЖТ 50/50
Плотность при 20°C	кг/л	0.832	0.765	0.821	0.802
Теплотворная способность	КДж/кг	43 073	43 836	43 200	43 500
Кинетическая вязкость при 40°C	мм2/с	2.87	1.97	2.79	2.54
Цетановое число	-	53	75	58	62
Температура закупоривания фильтра	°C	-17	-19	-17	-18
Содержание серы	ppm	8 (<10)	<1	6	4
Содержание ароматики	%	28.0	0.14	21.5	13.5
Соотношение Н/С	-	1.83	2.10	1.91	1.98
Температура вспышки	°C	82	59	76	66
Смазочные свойства (HFRR)	m	394 (<460)	370 (<460)	(<400)	(<400)

Экологические требования к моторным топливам из года в год ужесточаются, и производителям приходится обновлять технологии, строить дополнительные установки по очистке топлив, что значительно удорожает их производство. А СЖТ опережает все экологические требования на много лет вперед, т.е. с принятием новых экологических требований производство СЖТ будет становиться все более конкурентоспособным.

В связи с тем, что производство СЖТ – очень перспективный способ получения дизельного топлива и других нефтепродуктов, многие страны частично переходят от классической нефтепереработки к СЖТ.

Структура затрат при реализации проектов:

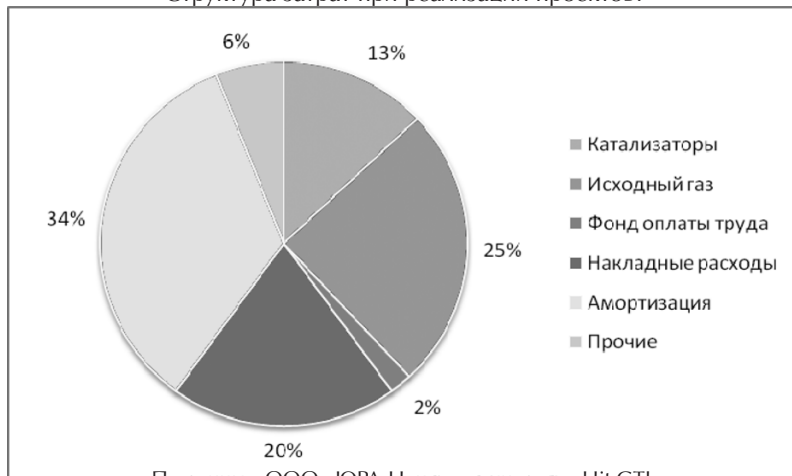


Рис. 3. Структура себестоимости синтетической нефти



На рисунке 3 видно, что основная часть затрат идет на амортизацию капитального строительства и их доля составляет 34%. Затраты на сырье и текущие (или оперативные) затраты составляют 25% и 20%. Так же существенное влияние оказывают затраты на обновление катализаторов – 13%. Специалисты ООО «ЮРД-Центр» оценивает себестоимость производства СЖТ по технологии Hit GTL в 96,7 \$/т или 13,25 \$/бар.

В работе рассматривается эффективность использования технологии СЖТ для разработки Термокарстового месторождения. Данное месторождение удалено от магистральных газопроводов, а его запасы не позволяют оккупить строительство газопровода. Данная работа показывает, что вариант разработки с использованием СЖТ рентабелен и окупается за 11 лет и 1 месяц. За 38 лет реализации проекта Чистый Дисконтированный Доход составит 16 500 млн.руб. при норме дисконта 10%. Себестоимость производства 1 бар синтетического топлива на рассматриваемой в работе установке составила 35\$/бар. Анализ чувствительности проекта показал, что наибольшее влияние оказывают Цена и Капитальные Затраты, но проект остается эффективным вплоть до увеличения Капитальных затрат на 35% или снижения цены на 18%.

Реализация подобного проекта позволит создать и первыми в России ввести в промышленную эксплуатацию установку СЖТ. Это важный шаг на пути к созданию перспективной, успешной и инновационной компании.

От строительства в России завода по производству СЖТ наша страна получит очень существенную выгоду. Например, газовые компании смогут снизить свою зависимость от потребителей трубопроводного газа, от конъюнктуры газового рынка и выйти на новый для них рынок нефтепродуктов. Независимые производители газа смогут работать без доступа к магистральным газопроводам, которыми владеет Газпром. Кроме того, ведется разработка и создание малых и блочных установок СЖТ, что позволит устанавливать их, например, на морских платформах и переводить в жидкое состояние и смешивать с нефтью попутные нефтяные газы, которые дорого транспортировать отдельно. Также развитие в нашей стране СЖТ технологий позволит прекратить сжигание попутного газа на промыслах, сделает рентабельным реализацию газа с удаленных и труднодоступных месторождений. Развитие СЖТ даст много новых рабочих мест, будет способствовать развитию газопереработки и появлению новых технологий.

РАЗРАБОТКА ПРИВОДА ШЛАНГОВОГО ГЛУБИННОГО НАСОСА

А.А. Чурсин

ООО «ЛУКОЙЛ-Коми» ППО «ЛУКОЙЛ-Усинсксервис»

На сегодняшний день по всему миру две трети скважин оборудованы штанговыми глубинными насосами (ШГН). В нашей стране по фонду добывающих скважин наибольшее распространение также получили ШГН. Это связано с тем, что установки ШГН предназначены для эксплуатации низко и



среднедебитных скважин. Штанговая насосная установка состоит из подземного и наземного оборудования.

Большой эффективности при эксплуатации скважин, оборудованных ШГН, не удается достигнуть из-за сложности конструкции и большого количества сопрягаемых узлов, надежность оборудования резко снижается. Узлы станка-качалки (СК) подвержены частому выходу из строя и износу. Вследствие чего - затраты на ремонт оборудования и снижение темпов добычи нефти из-за простоя скважин.

1. Сравнительный анализ.

В 2007 году по Обществу с ограниченной ответственностью «ЛУКОЙЛ-Коми» проведено 224 внеплановых ремонтов станков-качалок, из них:

38 - обрыв канатной подвески; 18 - поломка, связанная с ремонтом балансира; 4 - отрыв задней траверсы; 2 - выход из строя НГШ; 162 - остальные ремонты (смена хода, протяжка, замена ремней и т.д.).

Затраты, связанные с внеплановыми ремонтами СК за 2007 год, составили 803578 рублей без учета простоя скважин. Затраты на капитальный ремонт СК без учета затрат на технику при демонтаже, монтаже и транспортировке составляет 391 183 рубля.

Недостатки СК, эксплуатируемых при добыче нефти в ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»: металлоемкость; большие габариты; большое количество сопрягаемых узлов; ременная передача; необходимость свайного поля для монтажа СК; сложность монтажа; трудоемкость в обслуживании; нет ограничителя нагрузки на полированном штоке; изношенность оборудования.

В процессе разработки были изучены аналоги существующих конструкций приводов ШГН. Основная проблема - это невозможность их эксплуатации в наших климатических условиях, большая стоимость, сложность оборудования как в работе, так и в обслуживании.

Поэтому стояла задача - не изменяя подземного оборудования, разработать привод, отвечающий следующим требованиям:

- упростить конструкцию, уменьшив количество сопрягаемых узлов;
- повысить надежность наземного оборудования;
- упростить эксплуатацию и обслуживание;
- упростить монтаж;
- возможность эксплуатации в суровых климатических условиях;
- снижение стоимости изготовления и обслуживания.

2. Монтаж установки и принцип действия разработанного привода ШГН.

Монтаж установки производится в следующей последовательности:

- установка планшайбы на колонную головку;
- на колонную головку устанавливается крестовина;
- на крестовине компонуются опорные плиты;
- на опорные плиты монтируется привод ШГН;
- устанавливаются растяжки для предотвращения парусности (воздей-



ствия ветра на привод и соответственно на колонную головку).

Принцип действия разработанного привода ШГН основывается на преобразовании вращательного движения в поступательное. Вращательное движение передается от электродвигателя редуктору, от редуктора вращательное движение передается винтам ШВП, винты ШВП в паре с гайкой ШВП преобразуют вращательное движение в поступательное движение, соответственно гайка ШВП передает поступательное движение полированному штоку.

Винт и гайка вместе образуют шариковинтовую передачу. КПД ШВП является одним из самых высоких и составляет 95%. Ресурс ШВП составляет в среднем 15 млн. циклов. Данный привод может изготавливаться как для ШГН стандартных типоразмеров, так и для длинноходовых ШГН.

Система смазки ШВП:

- смазывание пары трения винт гайка осуществляется жидким маслом;
- забор масла ведется из масляной ванны редуктора шестеренчатым насосом, далее через

трубопровод подается на обратный клапан, в приемной трубке ШВП имеется нажимной цилиндр. Принцип действия основывается на следующем: при ходе вниз привода ШГН, нажимной цилиндр давит на шарик обратного клапана, чем освобождает проход маслу в приемную трубку ШВП и смазывает пары трения;

- для сбрасывания давления в трубопроводе предусмотрен предохранительный клапан, который сбрасывает излишки масла обратно в редуктор.
- смазывающее масло также стекает в редуктор по винту и эти циклы повторяются при каждом качании.

Для смазки привода предпочтительно использовать синтетическое трансмиссионное масло с температурным диапазоном + 50 - 70 градусов Цельсия.

Для исключения отвинчивания штанг устанавливается штанговращатель (ШВ). Принцип действия ШВ:

- на корпусе привода ШГН имеются выступы;
- на ШВ имеется рычаг;
- при ходе вниз рычаг ШВ встречает на своем пути выступы на корпусе привода ШГН. За счет этого рычагу передается движение, а от рычага ШВ-ю и штангам;
- после чего рычаг возвращается в исходное положение, не передавая движения ШВ и штангам, это осуществляется за счет муфт храповых, установленных в местах соединения рычага и ШВ.

Управление электродвигателем осуществляется посредством контроллера и частотного преобразователя, смонтированных в станции управления. Это позволяет изменять число качаний, длину хода, контроль за нагрузкой на полированном штоке, а также обеспечивает плавность хода (разгон, торможение) и реверсивность.

Контроллером и частотным преобразователем можно управлять как отдельно взятой скважиной, так и целым кустом.

В разработанной установке используется асинхронный электродвигатель



без контактных графитовых щеток мощностью 5 кВт.

3. Экономическая эффективность.

Достоинства разработанного привода ШГН: простота конструкции; высокое КПД привода; малые габариты; малое количество сопрягаемых узлов; отсутствие свайного поля; простота монтажа привода; возможность эффективной эксплуатации даже при искривлении АФК, не требует центровки, меньший расход сальниковых уплотнений.

Экономия электроэнергии в сравнении с эксплуатируемыми СК на которых используются электродвигатели 30 кВт на разработанном 5 кВт; простота в обслуживании, требует только протяжки, шприцевания и замены масла в редукторе; возможность установки ограничителя нагрузки на полированном штоке; возможность эксплуатации длинноходных ШГН; точный и быстрый подбор режима эксплуатации скважины при добыче нефти; низкая стоимость при изготовлении ≈ 224 тыс. рублей; возможность изготовления на базе Предприятия производственного обслуживания «ЛУКОЙЛ-Усинсксервис» в случае закупки ШВП.

ОПТИМИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ФОРМИРОВАНИЯ ИНВЕСТИЦИОННЫХ ПРОЕКТОВ ТЕКУЩЕГО ГОДА В СООТВЕТСТВИИ СО СТРАТЕГИЕЙ РАЗВИТИЯ АКТИВОВ КОМПАНИИ

К.Н.Шагун

ОАО «Оренбургнефть» НГДУ «Бузулукнефть»

Важной задачей нефтегазовой компании является максимизация ее рентабельности и капитализации путем формирования оптимальной структуры активов. Обычно она выполняется одновременной реализацией нескольких масштабных инвестиционных проектов.

Инвестиционный процесс можно условно подразделить на 3 основных этапа: инвестиционное планирование; утверждение инвестиционной стратегии и инвестиционных проектов текущего года, мониторинг инвестиционных проектов текущего года.

Процесс бизнес планирования, осуществляемый каждый год, начинается с выработки общего стратегического видения долгосрочных производственных задач и инвестиционных перспектив для каждой Производственной единицы (ПЕ) и завершается формированием Годового бизнес-плана для Компании в целом.

Стратегическое видение основано на долгосрочном представлении о развитии бизнеса. Документом, отражающим стратегию развития активов Компании является комплексный проект. Комплексный Проект – интегрированный план комплексного развития (все мероприятия) Актива на предстоящие



20 лет. Используется как основа построения пятилетнего бизнес-плана. Каждый комплексный проект представляется на рассмотрение высшему руководству для получения обратной связи.

Перспективный пятилетний план обновляется ежегодно, чтобы оценить соответствие направления развития стратегическим целям компании, распределить необходимые ресурсы (финансовые и людские) и установить финансовые рамки деятельности компании.

Годовой план формируется на основе первого года пятилетнего, но с более глубоким уровнем детализации. Целью инвестиционного планирования в рамках разработки годового бизнес-плана является формирование оптимального инвестиционного портфеля на 1 год. Сформированный инвестиционный портфель должен являться информационной поддержкой процесса управления. Управление портфелем означает оптимальный выбор объектов и способов воздействия на них.

В связи с возрастающими требованиями акционеров к повышению эффективности использования активов, необходимым условием эффективного управления является акцентирование на объекте разработки – активе. Выбор актива как объекта управления связан с тем, что активы являются системообразующими элементами в производственной деятельности компании, вся производственная деятельность основывается на их эксплуатации. Управление активами сводится к выбору и реализации инвестиционных проектов, направленных на рост стоимости активов, а следовательно – и на рост капитализации компании в целом.

При существующем подходе в рамках одного бизнес-процесса – текущего планирования, нет видимой связи между годовым планом, сформированным по активам и формированием инвестиционного предложения для утверждения руководством (инвестиционный проект), и как следствие, невозможно проследить взаимосвязь между стратегией и текущей деятельностью. Нарушение связи происходит на стадии формирования инвестиционного проекта, т.к. угол зрения смещается с актива на вид ГТМ и ПЕ в целом. Получается, что процессы формирования инвестиционного проекта и мониторинга находятся обособленно, и не позволяют в режиме реального времени проводить анализ соответствия текущей деятельности принятой стратегии. Как следствие, у нас нет возможности наиболее эффективно управлять активами компании, так как на стадиях инвестиционного процесса рассматриваются различные объекты управления: при планировании стратегии – акцент на активе, а при утверждении и управлении портфелем текущего года – акцент на виде проводимой операции.

И, как следствие, суть мониторинга проектов сводится только к тому, чтобы оценить отклонения от плана.

Мониторинг таких проектов не дает возможности в режиме реального времени проводить анализ эффективности текущего развития актива, оценивать соответствие стратегии по активу, и, соответственно, максимально продуктивно управлять ими. Производственная единица из-за отсутствия



качественной информации (помогающей в принятии решений) ограничено в возможности на раннем этапе выявлять результаты и, при необходимости вмешиваться в выполнение утвержденной программы ГТМ.

Для повышения эффективности предлагается:

- пересмотреть принципы формирования инвестиционных проектов текущего года и использовать их как информационный пакет для принятия ключевых решений относительно развития актива;

- одобрить принцип утверждения инвестиционного проекта в отсутствии утвержденного годового плана, исходя из его связи с утвержденным пятилетним планом и комплексным проектом;

- с помощью мониторинга на раннем этапе выявлять результаты и, при необходимости, вмешиваться в выполнение утвержденной программы геолого-технических мероприятий, т.е. ставить вопрос о том, «насколько увеличена стоимость актива, если меньше чем запланировано, что можем сделать, чтобы добиться максимально эффективного результата»

Не предлагается изменять сам процесс, а предлагается сместить «угол зрения» с набора различных видов геолого-технических мероприятий на актив и производственную единицу в целом. Так как одной из основ эффективного корпоративного управления является обеспечение качества информации, на основе которой менеджмент принимает ключевые решения, менеджменту необходимо в режиме реального времени получать данные о состоянии производства с точки зрения эффективности, экономики, материально-стоимостного баланса активов. Это позволит своевременно принимать управленческие решения, контролировать ситуацию и при необходимости оперативно ее корректировать. Поэтому акцентирование на каждом этапе инвестиционной деятельности на активе (как объекте принятия решений), позволит оценить реальные финансовые и экономические результаты компании, увидеть вклад каждого актива в конечный результат, а также повысить эффективность использования активов, обеспечит целостность подхода к оценке эффективности на различных стадиях инвестиционной деятельности ПЕ.

Для реализации данной задачи, прежде всего необходимо пересмотреть принципы консолидации информации, на основе которой принимаются инвестиционные решения. В настоящее время системообразующим элементом является вид ГТМ, т.е. руководству предлагается инвестиционный проект (например, «Проведение 35 операций ГРП на скважинах действующего фонда ПЕ Центр в 2008г.»), в котором они видят показатели эффективности по конкретному виду операции по ПЕ в целом (и отдельным месторождениям), но не представляют, как выглядят активы ПЕ (как принятые решения повлияют на развитие конкретного актива).

Предлагается за основу взять актив, а как модуль рассматривать вид ГТМ. Руководству для принятия решения будет предложено рассмотреть инвестиционный проект «Проведение ГТМ на скважинах Бобровского актива в 2008г.». С точки зрения принятия решения, данный формат предоставления



информации более информативен, чем существующий. Руководство видит общую картинку развития по активу в разрезе выполняемых мероприятий. При принятии решения все внимание сосредоточено на развитии конкретного актива.

Формирование инвестиционных проектов текущего года в разрезе активов позволит:

- сформировать комплексную программу развития актива в текущем году;
- иметь детальную и точную информацию о развитии каждого актива (в разрезе осуществляемых на нем работ) (видеть план развития каждого актива, его вклад в развитие предприятия в целом);
- обеспечить менеджмент качественной информацией для принятия решения.

На этапе мониторинга утвержденных проектов предлагаемый формат информационной поддержки позволит:

- оперативно получать на основе ежемесячного мониторинга оценку эффективности развития активов компании;
- послужит в качестве инструмента постоянного совершенствования повышения эффективности актива;
- повысит эффективность управления текущей ситуацией.

Предлагаемый подход является наиболее прозрачным, т.к. позволяет отслеживать, как текущая деятельность согласуется с принятой стратегией, обеспечит информационную поддержку процесса управления и позволит эффективно управлять инвестиционным портфелем.

МЕТОДИКА ВЫПОЛНЕНИЯ ИЗМЕРЕНИЙ МАССОВОЙ КОНЦЕНТРАЦИИ ХЛОРИД-ИОНОВ В ПРОБАХ ПИТЬЕВОЙ, ПРИРОДНОЙ, ПЛАСТОВОЙ И СТОЧНЫХ ВОД ПОТЕНЦИОМЕТРИЧЕСКИМ МЕТОДОМ НА АВТОМАТИЧЕСКОМ ТИТРАТОРЕ AT-500

Г.Р.Шайдуллина

ООО «НОВАТЭК-ТАРКОСАЛЕНЕФТЕГАЗ»

Природные воды содержат в растворенном виде в том или ином количестве соли. Солевой состав вод не одинаков для всех частей структуры, исходя из гидрогеологического характера залегания вод. Природные воды представляют собой сложные многокомпонентные системы. Обладая свойствами универсального растворителя, вода постоянно несет большое количество самых различных ионов, в том числе хлорид-ионов, состав и соотношение которых определяются условиями формирования воды источника, составом пород.

При выполнении измерений хлорид-ионов в разных типах вод, их содержание может достигать значительных концентраций. Существует достаточное количество методик определения хлорид-ионов, но в диапазонах измерения



до 100 мг/дм³. Минерализованные и соленые воды с высоким содержанием хлорид-ионов требовали достаточного разбавления пробы, истинное значение концентрации искажалось. Данная методика позволяет определять концентрацию хлорид-ионов высоких концентраций и без разбавления пробы.

Область применения

Данный метод позволяет выполнять измерения массовой концентрации хлорид-ионов питьевой и природной вод, в том числе вод источников питьевого водоснабжения, пластовых, сточных водах потенциометрическим методом в диапазоне:

- от 10 до 100 мг/дм³;
- св.100 до 25000 мг/дм³.

Допускается применять метод для определения более высоких концентраций хлорид-ионов разбавлением анализируемой пробы воды, но не более чем в 10 раз.

Сущность метода

Метод основан на осадительном титровании хлорид-ионов азотнокислым серебром в нейтральной среде автоматическим титратором.

Выполнение измерений

Проводят подготовку автоматического титратора AT-500N. Титратор подготавливают к работе в соответствии с руководством (инструкцией) по эксплуатации используемого прибора.

Подготовку электродов проводят в соответствии с инструкцией изготовителя по уходу за электродами или по ГОСТ Р 52247 производить очистку мягким моющим средством и чистящим порошком, ополаскивают дистиллированной водой. Погружают металлические концы в насыщенный раствор калия хлористого.

На титраторе AT-500 анализируют не менее двух раз растворы холодной пробы (BLANK) и устанавливают соответствующее им значения, которое в дальнейшем используют для расчета хлорид-иона в исследуемых рабочих пробах воды.

Перед выполнением измерений для правильного функционирования титратора проводят калибровку рН по стандартным буферным растворам 4,01; 6,86; 9,18.

Если измеренная концентрация анализируемого хлорид-иона превышает верхнюю границу диапазона измерений, пробу разбавляют дистиллированной водой, фиксируя множитель разбавления пробы К_р.

Выполнение измерений каждой пробы проводят не менее двух раз.



**Диапазоны измерения концентрации хлорид-ионов
и значения показателей точности и прецизионности
(пределов повторяемости и воспроизводимости)**

Диапазон измеренной массовой концентрации хлорид-иона, мг/дм ³	Характеристика погрешности, $\pm\delta$, %	Предел повторяемости (сходимости), готн, %	Предел воспроизводимости, Rотн, %
от 10,0 до 50,0	6,0	7,0	4,0
св. 50,0 до 100,0	6,0	7,0	3,0
св. 100 до 300,0	4,0	6,0	3,0
св. 300,0 до 500,0	2,0	3,0	2,0
св. 500,0 до 1000,0	2,0	3,0	2,0
св. 1000,0 до 3000,0	2,0	3,0	2,0
св. 3000,0 до 7000,0	2,0	3,0	2,0
св. 7000,0 до 25000,0	2,0	3,0	2,0

Выводы

1. Метод позволяет определять содержание хлорид-ионов в природной и пластовых вод высоких концентрациях без разбавления пробы.
2. Позволяет проводить определение хлорид-ионов в питьевой и подземных водах.
3. Внедрение метода уменьшает время проведения выполнения анализа измерений концентрации хлорид-ионов.
4. Данный метод обеспечивает проведение анализа без пробоподготовки и применения опасных и вредных факторов - солей ртути.

**ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО РЕГУЛИРОВАНИЯ
НА ПОДСТАНЦИЯХ**

Л.Ф. Шакирьянов

ООО «Удмуртэнергонефть»

ООО «Удмуртэнергонефть» занимается обслуживанием электрооборудования и электрических сетей ОАО «Удмуртнефть».

Для уменьшения влияния изменения нагрузки на напряжения на понижающих подстанциях существует система регулирования напряжения. Она предназначена для поддержания (в определённых пределах и с определённой точностью) напряжения при изменении нагрузки в сети.

На сегодняшний день регулирование напряжения под нагрузкой на силовых трансформаторах, эксплуатируемых ООО «Удмуртэнергонефть», не позволяли производить быстрое переключения обмоток на трансформаторах после отклонений напряжения и аварийных отключений, оперативному персоналу приходилось ездить и производить переключения вручную для восстановления напряжения до заданных пределов, чтобы сократить время простоя скважин и уменьшить износ электрооборудования.



Последствия влияния отклонения напряжения на работу электрооборудования таковы, что:

при снижении напряжения на зажимах асинхронного электродвигателя на 15 % момент снижается на 25 %. Двигатель может не запуститься или остановиться;

при изменениях напряжения увеличивается потребляемый от сети ток, что влечёт разогрев обмоток в итоге при длительной такой работе снижается срок службы двигателя вдвое и возможен пробой изоляции. Отсюда: происходит отключения скваженного оборудования, ухудшается или приостанавливается технологический процесс, увеличивается его длительность. Следовательно, увеличивается себестоимость производства.

Выполнение проекта позволит решить проблему сокращения времени на регулирование напряжения под нагрузкой, соответственно изменение коэффициента трансформации, влияющего на надёжность электроснабжения технологических нефтедобывающих агрегатов, обезопасить оперативный персонал, исключив необходимость манипуляций приводом РПН.

Описание проекта

В настоящее время применение существующего регулирования напряжения на подстанциях не даёт эффективного поддержания напряжения в электрических сетях потребителя после отклонений напряжения или аварийных отключений вследствие ручного регулирования устройства РПН. Таким образом, кратковременные отключения приводят к остановке станков-качалок, погружных электронасосов и как следствие – потерям нефти.

Регулирование напряжения на подстанциях ОАО «Удмуртнефть» предлагается проводить с помощью системы контроллера регулирования напряжения «ТОР 200Р» которое состоит из различных функциональных блоков выполняющие конкретные функции (рис.1)

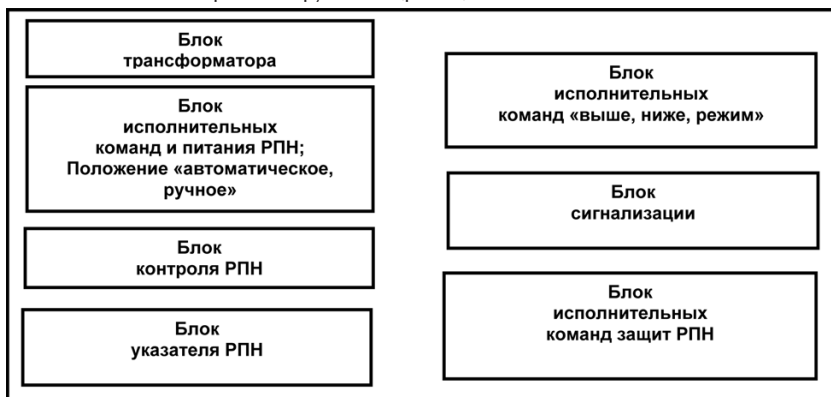


Рисунок №1: Функциональная схема.



Контроллер применяется в схемах вторичной коммутации для использования в качестве основных и резервных защит энергообъектов напряжением 0,4 и выше. Устройство устанавливается в ОПУ (на пункте общеподстанционного управления) и через трансформаторы тока и трансформаторы напряжения, установленных в комплектном распределительном устройстве наружной установки, с помощью цепей управления подключаются к трансформатору, обустроенным устройством РПН с обратной связью. Устройство имеет порт связи и может быть подключён в систему АСУ ТП предприятия.

ТОР 200Р работает на головных подстанциях согласно расчётных уставок для конкретной энергосистемы. Время начало работы данного прибора должно превышать время работы максимальной токовой защиты и запуска высоковольтных двигателей. Для этих целей существуют параметры по выдержке времени от 1 до 300 сек, которое позволит исключить лишние переключения РПН (согласно документации в норме возможно 15-20 переключений в сутки) и в итоге снизить износ трансформатора. (Технические характеристики ТОР 200Р приведены в таблице №2)

Таблица №2

Рабочий диапазон напряжения оперативного тока	(88-242) В пост/перем.
Номинальное напряжения оперативного тока входных дискретных цепей	220 в (110 В по заказу)
Потребляемая мощность по цепям оперативного тока	не более 15 Вт
Номинальное напряжения входных трансформаторов	100 В
Номинальный ток цепей МТЗ	5А/1А
Уставка по напряжению регулирования $U_{рег}$	80...120 В
Изменение напряжения регулирования внешним сигналом	0...20 В
Зона нечувствительности относительно $U_{рег}$	1...20 В
Уставка по выдержке времени до первого переключения	1...300 с
Уставка по выдержке времени между последующими переключениями	1...300 с
Уставка быстрого понижения напряжения	50...150 В
Уставка по выдержке времени между переключениями при быстром понижении	1...30 с
Уставка по напряжению для компенсации падения напряжения в линии в зависимости от тока нагрузки	0...40 В 0,25...5 А
Уставка по минимальному напряжению дл запрета регулирования	10...100 В
Уставка по времени перегрузки:	
- на блокирование	0,05...300 с
- на сигнал	0,05...300 с

Основные преимущества «ТОР 200Р»:

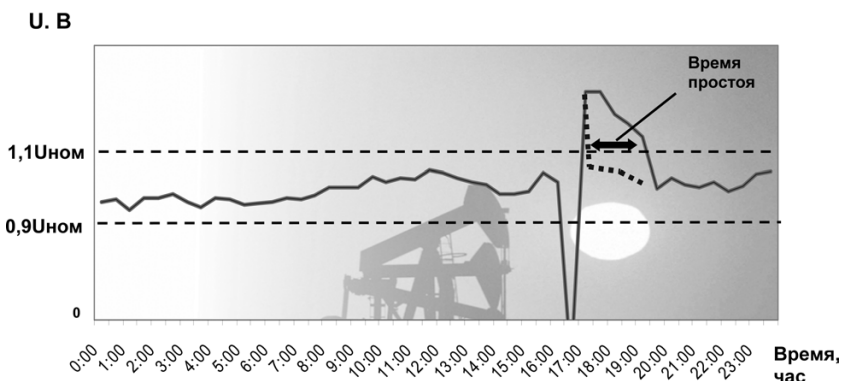
- ✓ Вывод параметров работы контроллера на цифровой дисплей.
- ✓ Малые габариты и высокая функциональность.
- ✓ Невысокая цена,обеспечивающая эффективное решение в части выполнения системы защиты.
- ✓ Возможность перепрограммирования.
- ✓ Ручное и автоматическое управления от АСУ.



✓ Сокращение времени на понижение и повышение уровня напряжения в сети.

Рисунок №2

Время простоя насосов УЭЦН при изменениях напряжения без применения ТОР 200Р и после его внедрения



На рис.№2 представлена работа насосов ЭЦН, которые имеют блокировку по напряжению. Так после посадки напряжения, электрооборудование отключается и напряжение повышается. В автоматическом режиме насосы ЭЦН запускаются самостоятельно, как только напряжение восстанавливается до допустимых пределов. Стрелкой указывается время простоя насосов, которое мы сократили с перехода с ручного переключения устройства РПН на автоматический режим.

Для того, чтобы оценить насколько целесообразно внедрение системы АРН ТОР 200Р, был проведён анализ по простоям скважин ЭЦН только по результатам повышения и понижения напряжения на Гремихинском месторождении (таблица №3)

Таблица №3

Показатели	2007	после внедрения устройства
Количество скважин ЭЦН, шт	100	100
Кол-во отключений скважин ЭЦН	183	183
Время простоя скважин, час.	475:17	6:10
Потери нефти, т.	230,4	3

Определим ожидаемый экономический эффект при внедрении устройства ТОР 200Р на подстанции «Докша» (Исходные данные для определения ожидаемого экономического эффекта приведены в таблице №3)



Таблица №4

Показатели	Ед. изм.	До внедрения	После внедрения	Эффект
Стоимость системы «ТОР 200-Р»	Тыс. руб.	0	159	-159
Амортизационные отчисления	Тыс. руб.	0	19,9	-19,9
Потери нефти	Тыс. руб.	576	7,5	568,5
Транспортные затраты	Тыс. руб.	36,7	0	36,7
ИТОГО	Тыс. руб.	612,7	186,4	426,3

Срок окупаемости контроллера регулирования напряжения «ТОР 200Р» составит: - 1 год;

Экономия средств от внедрения составит 426,3 тыс. руб

Заключение

Внедрение устройства «ТОР 200Р» позволит в полной мере и в кратчайшие сроки решить проблему сокращения времени регулирования на поддержание заданного уровня напряжения в сети, что положительно повлияет на всю практическую деятельность предприятия.

ТЕХНОЛОГИЯ И ОБОРУДОВАНИЕ ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ГАЗОВЫХ СКВАЖИН С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПЛУНЖЕРНОГО ЛИФТА НА ЗАКЛЮЧИТЕЛЬНОМ ЭТАПЕ РАЗРАБОТКИ ГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

И.В.Шулятиков

ООО «ВНИИГАЗ»

На поздней стадии разработки всех газовых месторождений эксплуатация скважин осложняется из-за скопления воды. В результате уменьшаются рабочие дебиты, происходит самозадавливание и скважины перестают работать. Чтобы поддерживать работоспособность скважин и обеспечивать добычу, необходимо периодически удалять скапливающуюся жидкость. Основным геолого-техническим мероприятием для удаления накопившейся жидкости в России является технологическая продувка скважин в атмосферу. В среднем, такие продувки проводятся раз в 3-5 дней. При этом в периоды между продувками скважины работают с постоянно уменьшающимися дебитами, а из-за этого добычные возможности скважин используются не полностью. Кроме того, с каждым годом возрастают объемы безвозвратных потерь газа и ухудшается экологическая обстановка.

Добыча газа из уникальных крупнейших газовых месторождений России - Медвежьего, Уренгойского, Ямбургского и др., расположенных в районах



Крайнего Севера, осуществляется за счет скважин, оборудованных лифтовыми колоннами из труб больших диаметров - $D_u=168$ мм. Из полутора тысяч таких скважин добывается значительное количество газа в России. Количество технологий, которые могут использоваться для удаления жидкости из скважин с лифтовыми колоннами больших диаметров и в суровых условиях Крайнего Севера сильно ограничено.

На газовых месторождениях США и Канады, где эксплуатируется почти 600 тысяч газовых скважин, для удаления воды из скважин широко применяется плунжерный лифт (им оборудовано более 100 тысяч скважин). Но более 95 % газовых скважин в США и Канаде оборудованы лифтовыми колоннами малого диаметра – 60 и 73мм. Скважин, оборудованных лифтовыми колоннами 114-168 мм в мире практически нет, как и месторождений, разрабатываемых в районе полярного круга (кроме Аляски). В результате, оборудование плунжерного лифта, применяемое в мире, совершенно не подходит для российских условий.

На скважинах газовых месторождений России в период 1963-1995 годов также применялся плунжерный лифт в скважинах с лифтовыми колоннами 60-73-89мм с плунжером типа «летающий клапан». Его особенность в том, что он состоит из двух независимых деталей - цилиндрического корпуса и шара. Плунжер с жидкостью поднимается потоком газа до устья скважины. В конце подъема плунжер достигает верхнего ограничителя хода. Разделившись на две механически не скрепленные секции, корпус и шар за счет избыточной массы спускаются в восходящем потоке газа. Процессы спуска и подъема повторяются до тех пор, пока не потребуется извлечь плунжер из скважины. При использовании плунжерного лифта непрерывного действия вода постоянно удаляется. Стеkanie на забой скважины воды, конденсирующейся за счет охлаждения потока газа, при работе плунжерного лифта полностью исключается. Скорости спуска шара и корпуса плунжера превышают скорость стекания воды по лифтовой колонне. В результате на забой скважины и в продуктивный пласт конденсационная вода не поступает, пласт не намокает и не разрушается. Пластовая вода удаляется из скважины по мере поступления из пласта в лифтовую колонну.

В России на базовых месторождениях ОАО «Газпром» эта технология (как и остальные) не использовалась, так как для скважин с лифтовыми колоннами больших диаметров $D_u=114$ - 168 мм до сих пор не было отечественного и зарубежного специального оборудования. Известные технические решения оборудования для плунжерного лифта нельзя было механически доработать путем увеличения размеров. Любое увеличение размеров сопровождается значительным увеличением массы и, следовательно, силой ударов. Например, обычный плунжер для лифтовой колонны $d_u=60$ мм весит 5-7 кг. Простая модернизация такого плунжера для лифтовой колонны $D_u=168$ мм приведет к увеличению массы до 70-90 кг. Кроме того, во всех известных зарубежных установках плунжерного лифта скважину периодически останавливают для накопления газа перед началом подъема плунжера. В скважинах месторожде-



ний сеноманских залежей останавливать скважину перед началом подъема плунжера нельзя, так как вода стекает под плунжер и он поднимется к устью скважины без воды. Небольшие депрессии на пласт (1-3 атм) и наличие пакера не позволит накопить достаточную энергию, чтобы поднять плунжер весом даже 20 кг.

Для удаления жидкости из скважин с лифтовыми колоннами больших диаметров месторождений Крайнего Севера потребовалось разработать принципиально новые технические решения для установок плунжерного лифта и новые технологии его эффективного применения: плунжеров, устьевого и подземного оборудования и технологии использования плунжерного лифта в скважинах с лифтовыми колоннами больших диаметров без остановки для накопления газа.

Ранее в СССР и сейчас в мире плунжеры изготавливают из высокопрочных материалов, в основном из стали. Новый плунжер изготавливается из полиуретана или титанового сплава, а шар из специальной резины. В результате стало возможным изготавливать каждый элемент малого веса (от 1 до 5 кг). Элементы плунжера («летающего клапана») - корпус и отделяемый элемент - имеют обтекаемую форму, поэтому обладают малым гидравлическим сопротивлением. В результате уменьшается сила ударов об оборудование скважины, исключаются его поломки и увеличивается надежность в работе.

В процессе работы было найдено принципиально новое техническое решение, заключающееся в использовании современных упругих материалов. В результате впервые в мировой практике стало возможным использовать плунжерный лифт в скважинах с лифтовыми колоннами больших диаметров – 114 - 168мм и больше. Прямоточная конструкция корпуса обладает малым весом и, следовательно, для её подъема вместе с нижней секцией требуется меньшее давление газа. Поэтому стало возможным увеличить размер кольцевого зазора между корпусом и трубой. В результате плунжерный лифт стало возможным применять в скважинах без специальной подборки труб лифтовой колонны, в скважинах с очень малыми дебитами газа. Разработанные новые технические решения плунжера защищены двумя патентами на изобретения в России, Канаде, Америке и других государствах.

После создания новой конструкции двухсекционного плунжера из упругих материалов были разработаны несколько новых технологий, позволяющих существенно расширить возможности использования плунжерного лифта в скважинах:

- учитывающих массу секций корпуса плунжера и отделяемого элемента,
- путем разделения секций на устье скважины без использования ограничителя хода плунжера ударного типа, а только за счет кратковременного, на несколько секунд, перекрытия потока газа скважины;
- путем осуществления контроля за работой плунжера по изменению температуры потока газа на устье скважины.

В ранее известных и используемых установках плунжерного лифта в кон-



струкциях нижнего и верхнего ограничителей хода плунжера для смягчения ударов плунжера использовались различные демпфирующие устройства, в основном пружины. Пружины не выдерживали ударных нагрузок при падении плунжера в газовой среде и при отсутствии жидкости над нижним ограничителем хода плунжера. Новая конструкция плунжера из упругих материалов деформируется в момент удара и восстанавливает свою форму после удара, а сила удара смягчается каждой секцией плунжера. Для ограничения движения плунжера и его секций, изготовленных из упругих материалов, не требуется специальных приспособлений для смягчения ударов. Для ограничения движения плунжера в нижней части лифтовой колонны была разработана новая конструкция нижнего ограничителя хода, а для разделения секций плунжера в верхней части лифтовой колонны - верхний ограничитель хода. Новые технические решения ограничителей хода плунжера защищены двумя патентами на изобретения в России.

Обычно для перевода скважин на эксплуатацию с плунжерным лифтом заменяли ранее использованную устьевую фонтанную арматуру скважин на специальную. Процедура замены трудоемка и требуются значительные финансовые затраты. Для упрощения процедуры перевода на эксплуатацию с плунжерным лифтом были разработаны новые конструкции крестовин и тройников для устьевой фонтанной арматуры, технические решения которых также защищены двумя патентами на полезные модели России.

На газовых месторождениях плунжерный лифт обычно начинают применять в период падающей добычи и на заключительной стадии разработки. В большинстве эксплуатационных скважин на разрабатываемых месторождениях подземное оборудование скважин, установленное в период строительства, не приспособлено для использования плунжерного лифта.

Например, во многих скважинах в составе лифтовой колонны ($D_u=168\text{мм}$) при строительстве скважин использованы пакеры, стволовой проход которых существенно меньше проходного канала труб лифтовой колонны и плунжер может поднимать воду, накапливающуюся только выше пакера. В таких скважинах ниже ограничителя хода плунжера вода накапливается и в нижней части скважины. В результате скважина прекращает работу из-за этих скоплений жидкости. Для скважин, в которых плунжер не может перемещаться по всей длине лифтовой колонны, разработано новое техническое решение, заключающееся в установке дополнительной лифтовой колонны меньшего наружного диаметра, чем сужение в пакере в ранее установленную лифтовую колонну. Новое техническое решение защищено патентом России на изобретение.

Для перевода скважины на эксплуатацию плунжерным лифтом достаточно всего несколько часов и нет необходимости в глушении скважины. В нижней части лифтовой колонны устанавливают ограничитель хода плунжера, а выше крестовины или тройника фонтанной елки - верхний ограничитель хода плунжера. В интервале между ограничителями диаметры проходных каналов (стволового прохода): труб, узла подвески лифтовой колонны в фон-



танной арматуре, задвижек, крестовины и других компонентов фонтанной елки должны быть одного размера в пределах, ограниченных стандартными допусками размеров на изготовление труб.

Идея использовать упругие материалы для изготовления плунжера родилась в 2002 году (Патент РФ № 2214504, Патент США № US7270187, Заявка в Канаде CA2483058). Затем на газовом промысле № 1 Медвежьего ГКМ (ООО «Газпром добыча Надым») в 2005 году был построен экспериментальный стенд для испытаний плунжеров, в состав которого входили элементы внутрискважинного и устьевого оборудования скважин. После многочисленных испытаний и доработок конструкции плунжеров и ограничителей хода в феврале 2006 года плунжерный лифт был впервые запущен на скважине № 623 Медвежьего ГКМ, оборудованной лифтовой колонной $D_u=168$ мм. Ресурс первых плунжеров составлял 3-5 суток. Постепенно применение новых материалов позволило довести ресурс плунжера до 7.5 месяцев. За время работы плунжерного лифта полностью прекратились технологические продувки скважин. В 2008 году плунжерный лифт используется в скважинах №№ 502, 623, к середине 2009 года планируется перевести еще 10 скважин на эксплуатацию плунжерным лифтом, а в процессе реконструкции Медвежьего ГКМ в 2010-2011 годах планируется оборудовать почти 30% эксплуатационного фонда скважин (сейчас готовится проектная и рабочая документация).

В результате использования плунжерного лифта на скважинах № 623 и 502 по самым скромным оценкам объем добычи газа увеличился на 30-40%.

В ближайшие годы применять плунжерный лифт для удаления воды из скважин планируется также на Уренгойском и Ямбургском НГКМ.

УВЕЛИЧЕНИЕ ОБЪЕМА ПРОИЗВОДСТВА РАСЩЕПЛЕННОГО ГАЗА ЗА СЧЕТ ИЗМЕНЕНИЯ СХЕМЫ ПОДАЧИ СЫРЬЯ НА УСТАНОВКЕ ПАРОВОЙ КАТАЛИТИЧЕСКОЙ КОНВЕРСИИ

П.А.Юнусов

ОАО «Ангарская нефтехимическая компания»

При эксплуатации основных аппаратов паровой каталитической конверсии углеводородсодержащих газов - печей расщепления, наблюдаются случаи зауглероживания катализатора, пережог отдельных труб из-за их повышенной теплонапряженности. Также конструкция печей не позволяет использовать весь объем катализатора из-за низких температур на входе в реакционные трубы, что, в свою очередь, приводит к снижению производительности.

Целью работы является увеличение производительности по расщепленному газу до 62000 куб.м (10%) за счет изменения схемы подачи сырья.

Для повышения температуры парогазовой смеси предлагается после нижней секции горизонтального теплообменника углеводородный газ с температурой 300-450 °С подогревать дополнительно в вертикальном теплооб-



меннике до $T=550^{\circ}\text{C}$. Углеводородный газ с $T=550^{\circ}\text{C}$ поступает в инжектор смеситель, после смешения с паром температура ПГС устанавливается $480-490^{\circ}\text{C}$. При этом из схемы исключается малоэффективный подогрев отопительного газа.

Работа направлена на интенсификацию процесса паровой каталитической конверсии, снижение себестоимости продукции, увеличение межремонтного пробега печей расщепления.

Внедрение данной разработки позволит снизить теплонапряженность реакционных труб в печах конверсии, увеличить эффективность работы катализатора, повысить производительность по расщепленному газу на 8-10% и получить дополнительную прибыль около 60 млн.рублей в год.

По производительности и рациональности предлагаемая схема превосходит зарубежные аналоги.

В результате проделанной работы:

технически и экономически обоснована возможность подачи сырья через вертикальный теплообменник;

установлено, что внедрение предлагаемой схемы позволит увеличить производительность по УВ газу и благодаря этому выработать на 10 тыс.т основной продукции больше;

расчеты показали, что срок окупаемости составляет 5 месяцев;

суммарный экономический эффект составит 18,232 млн. рублей в год.