



МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРGETИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ЭНЕРGETИКЕ

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

СБОРНИК

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



МОСКВА
2007



УДК 371.84(06)
ББК 74.2.Я7
С23

ISBN 978-5-89552-260-8

СОДЕРЖАНИЕ

Сборник работ победителей XV Конкурса научно-технических разработок среди молодёжи предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса — Министерство промышленности и энергетики Российской Федерации, Федеральное агентство по энергетике. Общероссийская общественная организация «Национальная система развития научной, творческой и инновационной деятельности молодежи России «ИНТЕГРАЦИЯ», 2007 г. — 248 стр.

Настоящий Сборник включает в себя выступления победителей XV Конкурса молодежных разработок по проблемам топливно-энергетического комплекса на Итоговой конференции, состоявшейся 28 февраля – 01 марта 2007 года в Зале Коллегии Министерства промышленности и энергетики Российской Федерации.

Адрес оргкомитета конференции:

129090, Москва, ул. Шепкина, д. 22

Телефоны: (495) 688-21-85, 631-11-18, 684-82-47

E-mail: nauka21@mail.ru

Интернет: www.nauka21.firmsite.ru

Макет, компьютерная вёрстка - Издательство научной литературы Н.Ф. Бочкарёвой
Лицензия ИД 06130 от 26.10.01 выдана Министерством РФ по делам печати
тел. (4842) 547107 E-Mail: Romario@kaluga.ru
Сдано в набор 01.11.2007. Подписано в печать 30.11.2007
Формат 60x90 $\frac{1}{16}$ Бумага офсетная. Тираж 150 экз.
Отпечатано в П.-Инф., г. Калуга, Зак.

ISBN 5-89552-260-2



9 785895 522608

© Министерство промышленности и энергетики РФ, 2007
© Федеральное агентство по энергетике, 2007
© НС «Интеграция», 2007

Введение	10
Научно-технические предложения по снижению выбросов SO₂ от установок получения серы	12
<i>Лукьянова А.И., Рябухин В.П., Белевцева А.Ю.</i>	
<i>Институт АстраханьНИПИГаз ООО «Астраханьгазпром»</i>	
Модель для расчёта объёмного газосодержания и градиента давления в многофазном потоке для вертикальных труб	17
<i>В.Ю.Гук</i>	
<i>КНТЦ ОАО «НК «Роснефть»</i>	
Модернизация автоматизированной системы управления технологических процессов узла сепарации нефти месторождения «Одопту-море»	21
<i>Н.В.Жихарева</i>	
<i>ООО «РОСНЕФТЬ»-САХАЛИНМОРНЕФТЕГАЗ»</i>	
Инвестиционный проект на тему: Проблемы утилизации тепловой энергии в филиале ООО «Волготрансгаз» Пильнинское ЛПУМГ»	25
<i>А.В.Алехин, С.В.Саляев</i>	
<i>Филиал ООО «Волготрансгаз» Пильнинское ЛПУМГ</i>	
Информационно-измерительная управляющая система (ИИУС) автоматической стабилизации давления добываемой газожидкостной смеси «Агрегированный комплекс контроля и управления промыслом»	30
<i>А.А. Андреев</i>	
<i>ООО «Астраханьгазпром»</i>	
Разработка и использование программного тренажера-имитатора «Виртуальный тренажер САУ ГПА-Ц-6,3» для технического обучения персонала газокompрессорных станций (ГКС), оснащенных газоперекачивающими агрегатами типа «ГПА-Ц-6,3».	35
<i>И.А.Андреев</i>	
<i>ОАО «Газпром» ООО «Волготрансгаз» Приокское линейно-производственное управление магистральных газопроводов</i>	
Инновационные аспекты аналитического прогнозирования эксплуатационной надёжности магистральных газопроводов	41
<i>Г.Р.Аскаров, М.В. Чучкалов</i>	
<i>ООО «Баштрансгаз»</i>	



О возможности производства на Сургутском ЗСК дизельного топлива, соответствующего современным европейским требованиям	45
<i>Е.П.Афанасьев</i> ООО «Сургутгазпром» филиал Сургутский ЗСК	
Управление кинетикой парового взрыва	46
<i>Д.И. Борисенко</i> ФГУП ННЦ ГП – ИГД им. А.А. Скочинского)	
Усовершенствование технологической схемы переработки попутного нефтяного газа на Локосовском гпз с целью увеличения производительности по сырью до 1,5 млрд. м³ газа в год	49
<i>Д.А.Василевич, Ф.Б.Ясинский</i> ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Лангепаснефтегаз»	
Повышение надежности работы оборудования в системе ППД, путем снижения содержания КВЧ в рабочем агенте	53
<i>М.К.Васютин, И.А.Рябихин</i> ООО «РН-Юганскнефтегаз»	
Разработка технологии пиролиза низкомолекулярного углеводородного сырья на железооксидных катализаторах	57
<i>А.Р.Галикеев</i> Шаранское ЛПУ МГ ООО «Баштрансгаз»	
Разработка модели организационной культуры как фактор повышения конкурентоспособности предприятия	62
<i>Ю.В.Гончарова</i> Филиал Медико-санитарная часть ООО «Сургутгазпром»	
Организация конвертации данных на предприятиях газовой промышленности	64
<i>А.В.Гришин</i> Астраханский филиал ОАО «Газпромрегионгаз»	
Разработка методики по программному обеспечению «Планирование движения обязательств доходной части бюджета»	67
<i>С.А. Дацюк</i> ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»	
Нейросетевая информационная система принятия решений при разработке газоконденсатных месторождений	74
<i>Р.С. Дианов</i> ООО «Астраханьгазпром», АНИПИгаз	



Увеличение ресурсов водорода за счёт внедрения рациональных схем использования водородсодержащего газа	77
<i>С.М.Андронов, Д.С.Митяев, А. А.Юрченко, А.А. Домрачева</i> ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»	
Особенности оценки риска при проведении одновременных работ по бурению, освоению, эксплуатации и ремонту скважин на Усть-вахской площади Самотлорского месторождения	83
<i>В.В.Дружевецкий</i> ОАО «Самотлорнефтегаз»	
Создание и внедрение автоматизированной системы бюджетирования	84
<i>А.Г.Ермишина</i> ОАО «ТНК-Нижевартовск»	
Комплекс мероприятий по увеличению отбора газоконденсата при стабилизации в К-100 в условиях УКПГ «Северо-Комсомольского» месторождения	88
<i>С.В.Житков</i> ООО «РН-Пурнефтегаз»	
Повышение эффективности работы системы централизованного теплоснабжения с учётом нестационарных процессов	90
<i>Д.В. Жуков</i> ОАО «Омская электрогенерирующая компания»	
Программа расчета изменения диспетчерского графика и учета инициатив и отклонений	94
<i>В.С.Зимнухов</i> ОАО «Рязанская ГРЭС»	
Разработка рецептов тяжёлых технологических жидкостей без твёрдой фазы для условий сероводородсодержащих месторождений	96
<i>Р.Е.Зонтов</i> Институт «АстраханьНИПИгаз»	
Железосодержащие катализаторы на углеродных носителях для прямого окислительного разложения сероводорода в серу	101
<i>М.С. Карасева</i> ФГУП Институт горючих ископаемых	
Расширение сырьевой базы нефтяных месторождений Дагестана за счет комплексного использования пластовых вод	104
<i>З.А. Каримова</i> ОАО «НК «Роснефть» - Дагнефть»	



Сравнительный анализ подходов к описанию применяемого оборудования в деятельности предприятий топливно-энергетического комплекса	108
<i>А.Д. Квасняк</i>	
<i>Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина</i>	
Применение скважинных контейнеров "ТРИЛ" для предотвращения солеотложений на установках добывающих скважин ЦАНГ-5	112
<i>Е.А.Кирсанов, А.Т.Абузар-Заде</i>	
<i>НК «Роснефть» ОАО «Юганскнефтегаз»</i>	
Система адаптации как инструмент раскрытия кадрового потенциала молодых специалистов	115
<i>А.С.Коноплева, И.Г.Колодкина</i>	
<i>ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»</i>	
Термохимическая переработка тяжёлых нефтяных остатков в присутствии органоминеральных добавок	120
<i>Котов А.С.</i>	
<i>ФГУП ИГИ</i>	
Разработка программного обеспечения документооборота производственно-технической службы в ООО «КНГ – Кубанское УТТ	124
<i>Д.Ю.Кочегура</i>	
<i>ООО «НК «Роснефть-Краснодарнефтегаз – Кубанское УТТ»</i>	
Оптимизация конструкции морских добычных платформ на базе рационального выбора компоновки устьев скважин	128
<i>Е.А.Кривошеев</i>	
<i>ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»</i>	
Использование эжекторных установок для повышения утилизации газа	132
<i>Д.В.Кружков</i>	
<i>ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»</i>	
Применение криогенной техники для реализации проекта реконструкции установки переработки газа Коробковского ГПЗ по схеме низкотемпературной конденсации	134
<i>К.С.Куршаков</i>	
<i>ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»</i>	
Бурение вторых стволов скважин – потенциальный резерв повышения добычи нефти на Курраганском месторождении Западной Сибири	136
<i>М.А. Халимов, Я.В. Легаев, М.М. Лабутина</i>	
<i>ОАО «РИТЭК», ОАО «Когалымнефтепрогресс»</i>	



Применение современного автоматизированного комплекса при строительстве скважин	142
<i>О.А.Шепетов</i>	
<i>Филиал «Астраханьбургаз»</i>	
Оценка эффективности извлечения диоксида углерода из природного газа месторождения Димитровское	147
<i>С.А.Магомедов</i>	
<i>ОАО «НК «Роснефть-Дагнефть»</i>	
Увеличение безаварийного срока службы насосно-компрессорных труб (НКТ) и количество СПО (СпускоПодъёмных Операций) методом упрочнения резьбового соединения	151
<i>Ю.Н.Макаров</i>	
<i>ОАО «Варьеганнефтегаз»</i>	
Система обнаружения утечек на нефтепроводе ДНС «Кулешовка» - ЛПДС «Кротовка»	152
<i>А.О.Максимов</i>	
<i>ОАО «Оренбургнефть»</i>	
Внедрение системы технического обслуживания с учётом фактического состояния машинного парка завода	156
<i>В.В.Марков, С.В.Хренкин</i>	
<i>ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»</i>	
Повышение эффективности ведения договорной работы	158
<i>А.С.Матвиенко</i>	
<i>ОАО «НК «Роснефть-Кубаньнефтепродукт»</i>	
Применение отработанных минеральных масел как способ снижения липкости бурового раствора	164
<i>Э.Д.Мендигужаева</i>	
<i>Филиал «Астраханьбургаз» ООО «Бургаз»</i>	
Применение математического аппарата нейронных сетей для расчета эффективности ГТМ	169
<i>Е.А. Меркурьев</i>	
<i>ПЕ «Север» ОАО «Оренбургнефть»</i>	
Минимизация расхода технической воды на охлаждение конденсаторов турбин К-150-130 блоков СТ.6-11 и ПГУ-170 с учетом топливной и водной составляющей	176
<i>А.В.Мироненко</i>	
<i>Филиал «Невинномысская ГРЭС» ОАО «ОГК-5»</i>	



Совершенствование принципов ценообразования в газоснабжении	177
<i>С.А.Мордвинова</i> Тюменское УМГ ООО «Сургутгазпром»	
Реконструкция систем метанольных установок МГ, одоризационных систем и систем сбора конденсата ГРС	182
<i>А.В.Новосельцев</i> Филиал ООО «Волготрансгаз» Приокское ЛПУМГ	
Углеродные сорбенты для извлечения из газовых сред углеводородов бензиновых фракций	186
<i>Ю.А.Носкова</i> ФГУП «Институт горючих ископаемых»	
Повышение эффективности качества очистки промышленных сточных вод	188
<i>О.Г.Обидина</i> ООО «Астраханьгазпром»	
Взаимодействие систем управления газотурбинной электростанции и установки подготовки топливного газа энергоцентра Хасырейского месторождения	190
<i>И.А.Павлов</i> ООО «РН-Северная нефть»	
Очистка резервуаров механизированным способом	195
<i>В.В.Панин</i> ОАО «Самотлорнефтегаз» Самотлорское нефтегазодобывающее управление №2	
Определение параметров трещиноватости пород-коллекторов и моделирование индикаторных диаграмм скважин, эксплуатирующих турнейско-фаменские продуктивные отложения Сибирского, Шершневского и Архангельского месторождений Пермского края	201
<i>С.Н.Попов</i> Пермский Государственный Технический Университет	
Геологическое строение и перспективы разработки Западно-ольховского месторождения	204
<i>А.А.Попов</i> МФГ БЕ «Оренбург»	
Новые направления в работе с молодыми специалистами в ООО «Уралтрансгаз»	205
<i>Е.Г.Родыгина</i> ООО «УРАЛТРАНСГАЗ»	



Технико-экономический расчет эффективности инвестиционного проекта «Строительство энергоцентра на ДНС «Хасырейская»	210
<i>С.П.Рэйляну</i> ОАО «РН-Северная нефть»	
Оптимизация затрат на обустройство Усть-Вахской площади за счет использования существующей инфраструктуры (КСП-9).	217
<i>Э.М.Салиев</i> ОАО «Самотлорнефтегаз» ТНК-ВР	
Проблемы развития творческого потенциала молодежи	223
<i>Ф.А.Селимова</i> ООО «Каспийгазпром»	
Единая модель производства как фактор повышения эффективности предприятия топливно-энергетического комплекса	228
<i>В.С. Легенкин</i> ООО «РН - Комсомольский НПЗ»	
Разработка системы входного контроля качества ингибиторов коррозии	232
<i>Е.Ю.Сухнат</i> ОАО «ТНК-Нижевартовск»	
Комплексная технология изучения гидродинамических параметров пластов и извлечения остаточной нефти с помощью фильтрационной взрывной волны	234
<i>А.К. Федин</i> РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина	
О расчёте величины предельного отслоения слоистой неоднородной кровли выработки как критерия её устойчивого состояния	239
<i>А. Е. Хлусов</i> Научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела – Межотраслевой научный центр (ВНИМИ)	
Рекультивация карьеров с использованием отходов нефтедобычи	242
<i>С.Г. Хмуренко</i> ФГУП МНИИЭКО ТЭК	
Реконструкция аппарата «Хитер-Тритер» с целью улучшения качества подготовки подтоварной воды	243
<i>З.Г.Шаламберидзе</i> НК Роснефть ООО «РН-Юганскнефтегаз»	
Комплексный анализ технологического развития дожимных компрессорных станций ООО «Ямбурггаздобыча»	245
<i>Р.В.Шинтяпин</i> ООО «ВНИИГАЗ»	



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 промышленности и энергетики Российской Федерации и Общероссийская общественная организация «Национальная система развития научной, творческой и инновационной деятельности молодежи России «Интеграция» (НС «Интеграция») проводят, начиная с 1993 года, ежегодные всероссийские конкурсы молодежных разработок среди предприятий и организаций топливно-энергетического комплекса.

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

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

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



определения трудового потенциала на предприятиях и др.

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

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

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

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

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



НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКИЕ ПРЕДЛОЖЕНИЯ ПО СНИЖЕНИЮ ВЫБРОСОВ SO₂ ОТ УСТАНОВОК ПОЛУЧЕНИЯ СЕРЫ

Лукьянова А.И., Рябухин В.П., Белевцева А.Ю.

Институт АстраханьНИПИгаз ООО «Астраханьгазпром»

Установки утилизации сероводородсодержащих газов, получаемых при очистке природных, попутных, нефтезаводских и др. газов методом Клауса, являются мощным загрязнителем атмосферы диоксидом серы. Степень извлечения серы для отечественных установок получения серы газоперерабатывающих предприятий составляет 99,6-99,8% мол. (то есть, потери серы с дымовыми газами составляют 0,2-0,4% мол.). Уменьшение потерь серы с дымовыми газами на 0,1-0,2 % мол., а следовательно и выбросов SO₂, является весьма актуальной задачей, но и достаточно сложной, как в плане исследования таких малых потерь, так и при реализации в производстве разработанных рекомендаций.

На величину выбросов SO₂ оказывают влияние режимные параметры всех стадий процесса. Однако неоптимальность режима на первой термической стадии в значительной степени компенсируется на последующих каталитических стадиях процесса (на 80-90%). Только неоптимальность режима узла доочистки Сульфрин приводит к резкому увеличению выбросов SO₂.

Поэтому в дальнейшей работе большое внимание уделялось последней стадии процесса получения серы – узлу доочистки газов (Сульфрин).

Детальный анализ работы узлов установок получения серы показал, что основную долю потерь серы с дымовыми газами составляют потери в виде сернистых соединений после узла Сульфрин, это около 65% отн., из них за счет неполноты протекания основной реакции Клауса, характеризующей активность катализатора реакторов Сульфрин и оптимальность режима работы всей установки, составляют 73,8-83,1% отн..

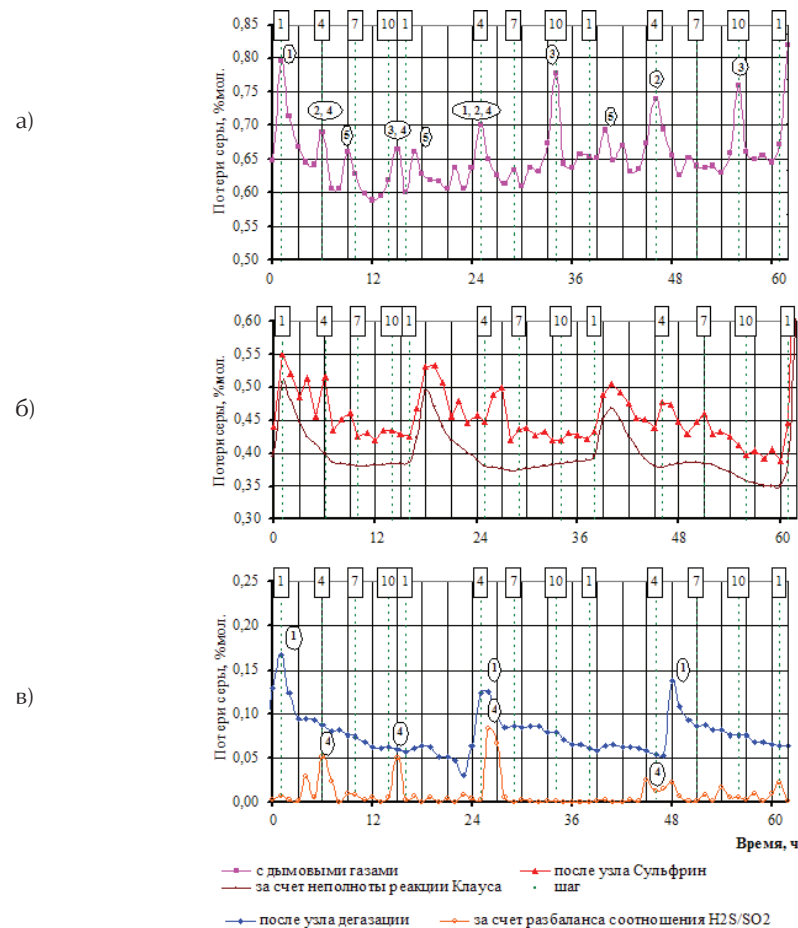
25 % отн. от потерь серы с дымовыми газами составляют потери за счет регламентированного сброса газа регенерации в печь дожига на II фазе охлаждения и пропусков через отсекающую арматуру большого диаметра.

Как и любой периодический процесс, узел Сульфрин характеризуется непостоянством, как технологического режима, так и степенью доочистки отходящих газов. Анализ работы узла Сульфрин в зависимости от стадии (шага) регенерации реакторов показал:

1) Величина потеря серы за счет неполноты протекания реакции Клауса во всех циклах и для всех реакторов минимальна перед включением очередного реактора на адсорбцию (рис. 1) и резко возрастает при переводе на адсорбцию нового реактора. То есть к концу проектного цикла катализатор проявляет наибольшую активность, несмотря на то, что часть его объема насыщена серой и эта часть каталитически неактивна. Это может быть связано с тем, что температура катализатора при переходе на стадию адсорбции составляет 170-190 °С, а для нормальной регламентированной работы реакторов Сульфрин температура низа катализатора должна составлять 130-140 °С, а температура верха – не более 150 °С.

2) Практически во всех проанализированных циклах работы реакторов постоянно наблюдаются 3 пиковых выброса диоксида серы (рис. 1).

1-й - от узла дегазации – за счет интенсивного выделения из серы растворенного сероводорода в первые часы дегазации;



Примечание: пиковая составляющая за счет
1 - узла дегазации; 2 - негерметичности арматуры; 3- уноса паров элементарной серы; 4 - разбаланса соотношения H₂S/SO₂; 5 - влияние нескольких причин.

Рисунок 1 Динамика изменения потерь серы (1, 4, 7, 10 - начало шага в цикле регенерации)

2-й - в период проведения десульфатации, когда в циркулирующий газ дозируется газ с высоким содержанием сероводорода, что свидетельствует о недостаточном герметичном закрытии запорной арматуры на линии сброса газов регенерации в печь дожига. Эта проблема характерна для всех установок Клауса большой единичной мощности, но до сих пор не решена ни отечественными, ни зарубежными производителями отсекающей арматуры большого диаметра (700-1800мм);

3-й - в начале второй фазы охлаждения, когда из системы регенерации сбрасывается газ, насыщенный парами элементарной серы.

Кроме этих постоянно наблюдаемых пиковых выбросов, достаточно часто появляются небольшие пиковые выбросы, связанные с нечеткостью работы системы регулирования соотношения реагентов $H_2S/SO_2 \approx 2,0$ после узла Сульфрин.

Поэтому основным мероприятием по снижению потерь серы с дымовыми газами является увеличение продолжительности цикла регенерации реакторов Сульфрин, главным образом, за счет увеличения II фазы охлаждения, что позволит довести температуру катализатора непосредственно перед переключением на стадию адсорбции до регламентированных норм. В связи с тем, что в реакторах, находящихся на стадии адсорбции, за счет увеличения продолжительности цикла регенерации, будет накапливаться большее количество серы, необходимо также увеличить стадию разогрева катализатора (десорбции серы). Это позволит заметно уменьшить потери за счет неполноты протекания основной реакции Клауса в реакторах Сульфрин, основной составляющей потерь серы.

Вторым шагом на пути к снижению выбросов SO_2 стало снижение температуры газа регенерации после конденсатора, это позволит более полно извлекать пары элементарной серы из газа регенерации и, следовательно, сократить потери серы, возникающие за счет пропусков через отсекающую арматуру большого диаметра.

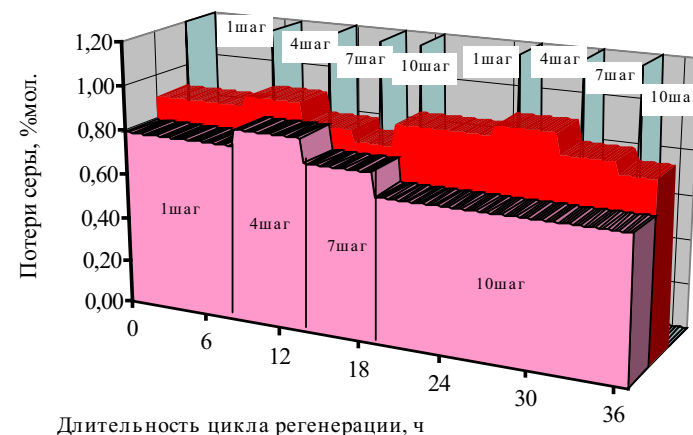
Продолжительные промышленные испытания данных научно-технических предложений были проведены на одной из установок получения серы АГПЗ в период с 1 сентября по 17 октября 2004г. (47 суток) и с 13 июля по 26 октября 2005г. (105 суток)

Во время испытаний температура газа регенерации после конденсатора была снижена до 128-132°C (по проекту 150-160°C). Это привело к полному исчезновению пика выбросов диоксида серы во время II фазы охлаждения. Потери серы с дымовыми газами в этот момент были минимальны и составляли примерно 0,60%мол. вместо 0,8-1,2%мол..

Цикл регенерации реакторов Сульфрин при испытаниях в сентябре-октябре 2004г был увеличен с 19 до 48 часов, то есть в 1,5-3 раза. При этом установлено, что наиболее рациональным увеличением было бы до 36 часов, то есть до того момента, когда адсорбируется допустимое количество серы (в реакторах Сульфрин), и при этом потери серы с дымовыми газами минималь-

ны. В июле-октябре 2005г было проведено испытание с удлинением цикла регенерации реакторов Сульфрин до 36 часов. При этом установлено значительное снижение потерь в виде сернистых соединений после узла Сульфрин, основной составляющей потерь серы с дымовыми газами, главным образом, за счет статьи неполноты протекания основной реакции Клауса. Снижение потерь серы после узла Сульфрин составило около 0,1 % мол., то есть с 0,50-0,55%мол. до 0,40-0,42 % мол. (рис. 2).

Таким образом, при одновременном использовании двух рекомендаций зафиксировано снижение выбросов диоксида серы на 20 %отн.. Также в связи с тем, что катализатор реакторов Сульфрин будет подвергаться разогреву меньшее количество, активность его будет сохраняться более длительное время.



- при рекомендуемой продолжительности цикла регенерации
- при проектной продолжительности цикла регенерации

Рисунок 2 Динамика изменения потерь серы с дымовыми газами при проектном и рекомендованном цикле регенерации узла Сульфрин



Результаты испытания приведены в таблице.

Показатели работы установки при проектном и рекомендуемом цикле регенерации узла Сульфрин

№ п/п	Наименование	Цикл регенерации узла Сульфрин	
		проектный	рекомендуемый
1	Длительность цикла регенерации катализатора, ч	16-18	36
2	Температура газа регенерации после конденсатора серы, °С	150-160	128-132
3	Потери серы, %мол. от переработанного H ₂ S в среднем за цикл с дымовыми газами в том числе от узла Сульфрин от узла дегазации прочие (по разности)	0,88	0,77
		0,50	0,40
		0,07	0,08
		0,31	0,29
	в том числе от узла Сульфрин - за счет неполноты реакции Клауса	0,40	0,31
	- за счет побочных продуктов реакции COS и CS ₂	0,09	0,07
	- за счет разбаланса соотношения H ₂ S/ SO ₂	0,01	0,02

Таким образом, в результате детального анализа работы узла доочистки Сульфрин разработаны следующие научно-технические предложения по снижению выбросов диоксида серы от установок получения серы:

- увеличение продолжительности цикла регенерации реакторов Сульфрин;
- снижение температуры газа регенерации после конденсатора.

Продолжительные промышленные испытания показали снижение выбросов диоксида серы на 20%отн..

При этом внедрение удлиненного цикла регенерации реакторов Сульфрин на промышленных установках позволит увеличить срок службы катализатора узла Сульфрин как минимум на 1,5 года, за счет снижения количества циклов разогрева катализатора до 300-320°С и последующих охлаждений.

МОДЕЛЬ ДЛЯ РАСЧЁТА ОБЪЁМНОГО ГАЗСОДЕРЖАНИЯ И ГРАДИЕНТА ДАВЛЕНИЯ В МНОГОФАЗНОМ ПОТОКЕ ДЛЯ ВЕРТИКАЛЬНЫХ ТРУБ

В.Ю.Гук

КНТЦ ОАО "НК "Роснефть"

Давление на забое скважины является необходимым параметром для оценки её потенциала и проведения оптимизации. На практике, в большинстве случаев замер забойного давления невозможен, либо экономически нецелесообразен. Это относится, в частности, к механизированным скважинам, оборудованным ЭЦН. В связи с этим, возникает необходимость расчёта забойного давления по замерам параметров режима работы скважины (дебит, газовый фактор, динамический уровень, и т.д.). Такой расчёт не представляет сложности, если давление на приёме насоса превышает давление насыщения. Если же, давление на приёме насоса ниже давления насыщения, плотность смеси может значительно снизиться за счёт свободного газа, всплывающего в эксплуатационной колонне и затрубном пространстве скважины (отметим, что этом возможна неоднозначность зависимости забойного давления от динамического уровня. В настоящее время для оценки плотности газо-жидкостной смеси в скважине широко используются механистические модели. Современные механистические модели достаточно точны и имеют широкие границы применимости. Однако, из-за необходимости использования численных методов для решения системы нелинейных уравнений и последующего численного интегрирования, применение данных методик требует значительных временных затрат и является затруднительным в таких задачах, как оценка потенциала скважины всего фонда добывающего предприятия. В связи с этим, возникает задача разработки новой методики оценки плотности газо-жидкостной смеси. Предлагаемая в настоящей работе модель в простой форме включает в себе основные физические принципы движения газо-жидкостной смеси в вертикальных и наклонных трубах и не требует применения численных методов для расчёта газосодержания. Доля газа выражается явно через исходные параметры, что, в частности, позволяет получить аналитическое выражение для зависимости забойного давления от динамического уровня скважины, оборудованной ЭЦН.

Моделирование многофазного потока

Возможно два подхода к моделированию многофазного потока: эмпирический и аналитический. Эмпирический подход характеризуется созданием корреляций для объёмного содержания газа в смеси и градиента давления на основе экспериментальных данных. В связи с ограниченностью экспериментальных данных, отличием свойств жидкости и газа для различных месторождений и условий, а также отличием условий проведения экспериментов от условий при добыче нефти и газа, применение такого подхода на практике приводит к низкой точности расчёта. Противоположный подход –

аналитический. Необходимо решить уравнения Навье-Стокса для двух фаз с соответствующими граничными условиями. Аналитическое решение таких задач невозможно. В связи с этим, возникает необходимость компромисса между двумя вышеобозначенными подходами. В роли такого компромиссного подхода выступает механистическое моделирование. Он заключается в упрощенном рассмотрении физических явлений, выделение наиболее существенных процессов и пренебрежением несущественных. В рамках этого подхода постулируется существование различных режимов течения, т.е. форм взаимодействия фаз (газа и жидкости), которые реализуются при тех или иных условиях течения. В соответствии с формой взаимодействия фаз, для каждого режима течения записываются уравнения сохранения массы и импульса и дополняются замыкающими эмпирическими соотношениями. В итоге, механистические модели представляют собой набор критериев для определения режима течения и совокупность систем уравнений для каждого из режимов. Важно отметить, что точность таких моделей обеспечивается системами нелинейных уравнений, которые позволяют, решив их, определить газосодержание. Задачей данной работы является отказаться от сложных систем уравнений, сохранив учёт важных физических принципов, и, следовательно, точность расчёта.

За основу модели была взята модель потока дрейфа. Это приближение было разработано с целью отказаться от сложных уравнений движения и взаимодействия отдельных фаз, заменив их общим уравнением движения смеси. Относительное движение и взаимодействие газа и жидкости при таком подходе описывается всего лишь двумя параметрами: параметр профиля потока и параметр относительной скорости. Эти параметры варьируются для различных режимов потока. Проанализировав данные мехфонда НК "Роснефть", можно отметить, что значительный вклад вносит снарядный режим потока, а режимы с более высоким содержанием газа (пенистый, плёночный) наблюдаются довольно редко. В связи с этим, а также учитывая сложность моделирования режимов с высоким содержанием газа, было решено учитывать два режима потока: пузырьковый и снарядный. Моделирование пузырькового режима потока не составляет какой-либо сложности, что связано с его простотой. Что касается моделирования снарядного режима потока, сравнительный анализ существующих меха- и drift-flux моделей показал, что различие между ними существенно. А именно, drift-flux модели занижают содержание газа. Это означает, что использование такого подхода может привести к существенной переоценке давления на забое и, в конечном итоге, к неправильному решению о проведении ГТМ на скважине.

Проблема была решена путём внесения поправки для снарядного режима потока. Стоит отметить, что это не усложнило тип уравнения для газосодержания, что сохранило возможность аналитического решения.

Практическое применение

На рисунке 1а и 1б представлены графики зависимости газосодержания от приведённой скорости газа при скорости жидкости равной нулю (что соответствует условиям затруба скважины) и ненулевой скорости жидкости. Из рисунка хорошо видно, что газосодержание, рассчитанное по предлагаемой модели, приближается к газосодержанию по унифицированной механистической модели, которая на сегодняшний день является наиболее полной и точной. Следует отметить, что для случая неподвижной жидкости кривая, соответствующая предлагаемой модели является непрерывной и гладкой, что характерно для реального физического процесса.

На рис. 2. представлены графики зависимости забойного давления от динамического уровня для различных режимов эксплуатации одной из скважин НК "Роснефть". Такие графики позволяют рассчитывать забойное давление по данным акустического замера динамического уровня скважины, оборудованной насосом типа ЭЦН. Как видно из графиков, при определённых условиях, уточнение расчёта забойного давления по сравнению с моделью Хасана-Кабера (используется для расчётов в настоящий момент) составляет до 30%.

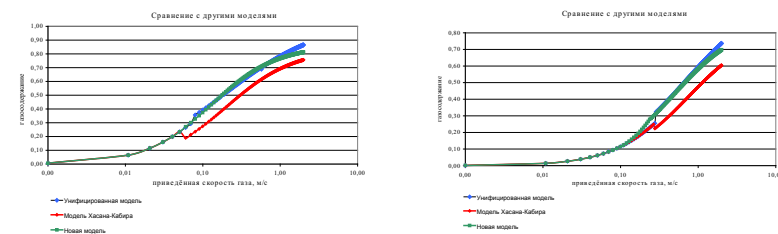
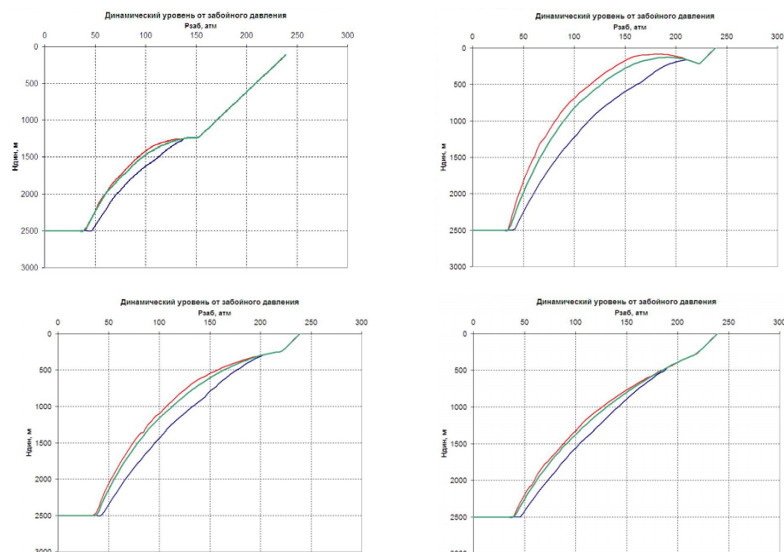


Рисунок 1а
Сравнение расчёта газосодержания по различным моделям: случай неподвижной жидкости.

Рисунок 1б
Сравнение расчёта газосодержания по различным моделям: случай движущейся жидкости.



◆ Унифицированная модель ■ Модель Хасана-Кабира ■ Новая модель

Рисунок 2

Применение различных моделей для расчётов на мехфонде

Ещё одним показателем работы метода является интерпретация данных отжима динамического уровня. На рис.3 изображены кривые изменения давления на приёме насоса в ходе исследования. Кривая, соответствующая предлагаемой модели близка к кривой, соответствующей унифицированной механистической модели. Некоторое расхождение объясняется учётом падения давления за счёт трения, которое в настоящий момент не учитывается в предлагаемой модели.

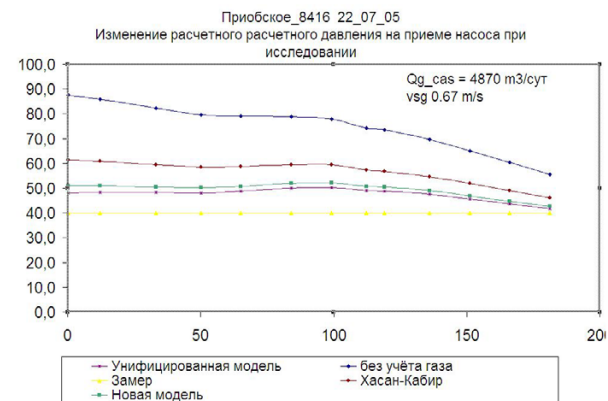


Рисунок 2

Интерпретация данных отжима динамического уровня скважины

Заключение

Была разработана модель для расчёта газосодержания и градиента давления в многофазном потоке. Данная модель отличается тем, что в простой форме учитывает важные физические принципы многофазного потока. Сравнение расчётного забойного давления с использованием предлагаемой модели со значениями забойного давления, рассчитанными по другим моделям, показало, что при времени расчёта, не превышающем время расчёта для модели Хасана-Кабира, точность модели приближается к точности Унифицированной механистической модели, которая на сегодняшний день является наиболее точной.

Модель пригодна для вертикальных и близких к вертикальным потоков. В настоящее время ведутся работы по адаптации модели к потокам с большим отклонением от вертикали и горизонтальных потоков. Также ведутся работы по включению в модель учёта перепада давления за счёт трения.

МОДЕРНИЗАЦИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ПРОЦЕССОВ УЗЛА СЕПАРАЦИИ НЕФТИ МЕСТОРОЖДЕНИЯ «ОДОПТУ-МОРЕ»

Н.В.Жихарева

ООО «РОСНЕФТЬ»-САХАЛИНМОРНЕФТЕГАЗ»

Цель данной работы заключается в модернизации существующего проекта АСУ ТП «Автоматизированная система управления технологическими процессами (АСУ ТП) узла сепарации нефти месторождения «Одопту-море». Модернизация выполняется для расширения контроля за работой действующего и вновь вводимого технологического оборудования и корректировки су-



шествующих программных алгоритмов работы системы с целью повышения эффективности управления объектом.

Система предназначена для автоматизации следующих технологических объектов месторождения: УЭЦН – 18 шт., АГЗУ «Спутник» - 3 шт., НСУ, объекты системы ППА.

Актуальность модернизации автоматизированной системы управления технологическими процессами заключается в повышении эффективности существующей системы автоматизации за счет исключения периодических выездов оператора для контроля технологических объектов месторождения, не подключенных к системе автоматизации. Так как технологические объекты, не подключенные к системе, контролируются оператором визуально по месту, то в периоды между посещением оператором объектов, они остаются без наблюдения, что может привести к непредсказуемым результатам и потерям добываемой нефти на одном из крупнейших месторождений Сахалина.

Это обстоятельство осложняется также необычным географическим положением месторождения. Оно расположено на побережье Охотского моря. Учитывая, что именно этот участок моря служит местом обитания редких серых китов, можно утверждать, что любая авария, сопровождающаяся утечкой углеводородов, нанесет невосполнимый ущерб.

1. Месторождение «Одопту-море» как объект автоматизации

Объектами автоматизации являются два участка месторождения «Одопту-море»: «Северный» и «Южный» участки (купола) в отличие от существующего проекта автоматизации, где объектами автоматизации было технологическое оборудование «Северного» купола.

Нефтегазовое месторождение «Одопту-море» расположено в северо-восточной части шельфа о. Сахалин на одной широте с заливом Пильтун на расстоянии от 6 до 10 км от побережья Охотского моря, как показано на рисунке 1. Береговые сооружения располагаются как на «Северном», так и на «Южном» участках месторождения Одопту. Оба участка находятся в восточной части Пильтунской косы на береговом возвышении, переходящем в песчаный пляж Охотского моря. Расстояние между участками приблизительно 3 км.

2. Технологические объекты автоматизации

На участке месторождения «Одопту-море» (Северный купол) существуют следующие объекты, требующие автоматизации:

- девять скважин с УЭЦН производства Schlumberger, Toshiba, Электон;
- АГЗУ «Спутник ГМ 40-8-1500»;
- насосная перекачки нефти;
- нефтесепарационная установка (НСУ);
- шурф-скважины системы ППА;
- водораспределительный блок (ВРБ).



На участке месторождения «Одопту-море» (Южный купол) объектами автоматизации являются:

- девять скважин с УЭЦН производства Schlumberger, Toshiba, Электон;
- 2 АГЗУ «Спутник ГМ 40-8-1500»;
- водораспределительный (ВРБ) системы ППА.

Скважины обоих участков оборудованы УЭЦН производства фирмы Schlumberger, Toshiba и Электон. Станции управления, выполненные на базе контроллеров Keltronics, UniConn, Электон, позволяют вести контроль работы установки и обеспечить обмен данными с верхним уровнем по протоколу Modbus RTU. Также на насосном оборудовании установлена система погружной телеметрии (датчик Surveyor и другие) для измерения давления на входе насоса и температуры двигателя. Система работает в комплекте с наземной частью, контроллерами Phoenix.

3. Эксплуатация объекта до модернизации

Технологические объекты «Северного» и «Южного» куполов обслуживаются круглосуточным оперативным персоналом. На технологические объекты «Южного» купола оператор производит ежедневные выезды с целью контроля работы УЭЦН и снятия замеров по АГЗУ. В связи с удаленностью «Южного купола» от операторной на 3 км, длительность выезда в зависимости от погодных условий колеблется от 20 до 40 минут. В случае плохих погодных условий, выезд оператора на «Южный» купол не производится, контроль работы оборудования не осуществляется.

4. Требования к модернизации системы

Модернизация системы должна быть выполнена, чтобы обеспечить:

- выполнение функций контроля и управления технологическими объектами, отсутствовавшими в период первой очереди автоматизации на участке месторождения «Одопту-море» (Северный купол);
- выполнение функций контроля и управления технологическими объектами участка месторождения «Одопту-море» (Южный купол) с АРМ оператора НСУ месторождения «Одопту-море» (Северный купол);
- повышение качества представления информации о технологическом процессе (интуитивно-понятный графический интерфейс, корректировка алгоритмов);
- организация передачи информации о работе месторождения в диспетчерскую службу НГДУ.

5. Структура системы автоматизации

Система строится по иерархическому принципу и имеет многоуровневую структуру. В связи с вводом в систему второго участка месторождения, связь с которым осуществляется по беспроводному каналу Industrial Ethernet, в подсистему управления технологическим оборудованием добавлен блок для управления оборудованием второго участка месторождения.



6. Аппаратное обеспечение

Нижний уровень системы реализован на базе программируемых контроллеров SIMATIC S7-315-2DP, соединенных высокоскоростной шиной Profibus DP со станциями распределенного ввода-вывода ET200M.

Конструктивно оборудование АСУ ТП участка месторождения «Одопту-море» (Северный купол) смонтировано в шкафу Rittal. Питание системы управления 220В/50Гц, осуществляется от источника бесперебойного питания Liebert мощностью 3000VA, с последующим преобразованием в напряжение постоянного тока 24В.

Архитектура системы и выбранные аппаратные и программные средства обеспечивают дальнейшее развитие системы как в сторону увеличения функциональности, так и в отношении увеличения количества контролируемых параметров.

7. Реализация верхнего уровня системы

Проблема выбора SCADA-системы в данном случае не вставала по той причине, что первоначальный проект автоматизации данного месторождения был выполнен в SCADA-системе WinCC версии 5.1. Продолжая использование программного ряда Siemens, был выбран пакет WinCC новой версии 6.0.

8. Окна визуализации

В ходе работы по модернизации системы внешний вид программы изменился полностью, что было связано с повышением удобства работы оператора и добавлением новых объектов в технологическую схему.

Интерфейс системы полностью русифицирован, для работы с ней от пользователя не требуется знание английского языка.

Пользовательский интерфейс системы реализован в соответствии со стандартами

9. Организация работы системы через Web-интерфейс

С помощью корпоративной сети и передовых технологий развития информационных систем (Web-технологии) реализована возможность работы специалистов разных уровней с информацией получаемой и архивируемой в АСУ ТП месторождения «Одопту-море» непосредственно со своих рабочих мест независимо от территориального расположения, единственным условием является наличие персонального компьютера, подключенного к корпоративной сети ООО «Роснефть»-Сахалинморнефтегаз». Доступ к информации осуществляется в режиме реального времени, что способствует оперативному анализу и своевременному принятию решений.

Особенностью данной функции является полная независимость от других пользователей, его действия никак не влияют на работу других пользователей и оператора месторождения.



Модернизированная АСУ ТП была успешно внедрена на месторождении «Одопту-море». Создание данной системы позволило в очень короткие сроки разработать подобные системы для ряда месторождений Сахалинской области, где контролируются с возможностью удаленного управления и изменения уставок защит порядка 80 скважин, оборудованных станциями управления «Борец», центральный нефтепарк с узлом учета и кустовой насосной станцией и другие технологические объекты.

Применение данной системы позволяет обеспечить дополнительный внешний контроль за работой АРМ оператора, это позволяет избежать несоответствия в данных и избежать ошибок, вызванных человеческим фактором при формировании диспетчерских сводок.

Также с помощью корпоративной сети и передовых технологий на базе Web-интерфейсов реализована возможность работы специалистов разных уровней с информацией АСУ ТП месторождения «Одопту-море» непосредственно со своих рабочих мест независимо от территориального расположения, главным условием является только наличие персонального компьютера подключенного к корпоративной сети ООО «РН»-«Сахалинморнефтегаз». Доступ к информации осуществляется в режиме реального времени, что способствует оперативному анализу и своевременному принятию управленческих решений.

Применение оборудования и технологий Siemens – это капитальные вложения средств с хорошим соотношением цена-качество. Но стоит отметить, что относительно большие затраты происходят на первом этапе реализации проекта автоматизации, когда происходит формирование основного ядра системы (закупка контроллера, коммуникационных модулей, программного обеспечения). Далее в случае расширения системы необходима закупка дополнительных модулей расширения, что является незначительными затратами. Такой подход удобен на производственных объектах, где происходит постепенный ввод мощностей или модернизация производства. Это дает возможность плавно, поэтапно автоматизировать процесс в удобной форме с применением современных технологий с учетом требований безопасности и соблюдением норм и стандартов качества.

ИНВЕСТИЦИОННЫЙ ПРОЕКТ НА ТЕМУ: ПРОБЛЕМЫ УТИЛИЗАЦИИ ТЕПЛОЙ ЭНЕРГИИ В ФИЛИАЛЕ ООО «ВОЛГОТРАНСГАЗ» ПИЛЬНИНСКОЕ ЛПУМГ»

А.В.Алехин, С.В.Саяев

Филиал ООО «Волготрансгаз» Пильнинское ЛПУМГ

Компрессорная станция (КС) «Пильнинская» является двадцать третьей компрессорной станцией на газопроводе «Ямбург-Тула». КС №23 «Пильнинская» предназначена для обеспечения проектной и плановой производительности газопровода путём повышением давления транспортируемого газа при



осуществлении следующих основных технологических процессов: очистки газа от жидких и твердых примесей; компримирование газа; охлаждения газа. Территориально расположена в 12 километрах от поселка городского типа «Пильна» Нижегородской области.

Одним из перспективных направлений повышения эффективности использования природного газа на КС магистральных газопроводов является сочетание газотурбинного процесса с процессом выработки пара в котле-утилизаторе. Получение пара в парогазовых установках (ПГУ), создаваемых на базе ГПА, может быть осуществлено за счет теплоты уходящих газов.

Предложен вариант использования теплоты уходящих газов ГПУ-16 для последующего преобразования её в электрическую энергию.

Цех «Ямбург-Тула 2» КС-23 «Пильнинская» располагает шестью агрегатами ГПУ-16 с пятью водогрейными котлами-утилизаторами УТВ-8. Утилизаторы предназначены для нагрева сетевой воды теплотой уходящих газов ГПУ. Режим работы цеха «Ямбург-Тула 2» следующий:

- 3 агрегата ГПУ – в работе
- 2 агрегата ГПУ – в резерве
- 1 агрегат ГПУ – в ремонте.

При работе трех агрегатов в отопительный сезон возможная суммарная тепловая энергия вырабатываемая котлами-утилизаторами - 15,3 Гкал/час. Потребность производственных и административных площадей КС-23 в тепловой энергии - 1,2 Гкал/час. 14,1 Гкал/час – это неиспользуемая тепловая энергия, которая уходит в атмосферу.

На данный момент КС-23 может использовать теплоту уходящих газов лишь на обогрев собственных производственно-административных помещений. Сторонних потребителей тепловой энергии не имеется из-за того что КС-23 «Пильнинская» расположена от р/п Пильна, с населением 8-9 тыс. человек, на расстоянии 12 км.

Максимально же использовать теплоту уходящих газов ГПУ-16 можно при применении парогазовой установки (ПГУ) с паровыми котлами-утилизаторами.

Создание ПГУ в условиях КС позволяет более полно и круглогодично использовать теплоту продуктов сгорания как на собственные нужды, так и для стороннего потребления. В составе ПГУ — 4 агрегата ГПУ-16 (3 в работе, 1 в резерве), 4 котла-утилизатора, установленные за каждым ГПА, одна паровая турбина для привода генератора. В качестве котла-утилизатора используются котлы Белгородского завода энергетического машиностроения со следующими параметрами пара: давление 1,6 МПа, температура 375°C, количество пара 57 т/ч. В схеме применена паровая турбина ОК-18 ПУ производства ПО «Калужский турбинный завод» с характеристиками: $P_{\text{пар}}=0,5-1,6$ МПа; $T_{\text{пар}}=300-400^\circ\text{C}$; $n_{\text{об}}=3800-4880$ об/мин.; $N=5000-18000$ кВт. Установка работает по схеме: уходящие газы ГПА - котел-утилизатор - паровая турбина, приводящая в действие электрический генератор.

Предусматривается работу ПГУ осуществлять по схеме 3 агрегата ГПУ-16



плюс ПГУ

В качестве системы технического водоснабжения ПГУ, предназначенной для обеспечения конденсации пара в паровой турбине, принята оборотная система с аппаратами воздушного охлаждения типа АВЗ-14,6 с поверхностью нагрева 7500 м².

В установке предусмотрена химводоподготовка производительностью 5 т/ч по схеме Н-Na-катионирование.

ПГУ на базе ГПУ- 16 обеспечивает повышение КПД ГПА с 31 до 48%.

Основные теплотехнические показатели газоперекачивающих ПГУ на базе ГПУ-16 приведены в следующей таблице.

Таблица 1

Показатели	ГПУ-16
N, МВт	16
КПД ГТУ, %	31
Температура газов, °C	385
Количество газов, тн/час	363
Производительность КУ, тн/час	57
Характеристика пара:	
Давление, МПа	1,6
Температура, °C	375
Мощность ПТ, МВт	18

Выработка электрической энергии за счет использования теплоты выхлопных газов в котлах-утилизаторах и подача пара на конденсационные паровые турбины позволяют значительно уменьшить затраты по сравнению с электро-снабжением от внешнего источника электрической энергии.

В данном проекте предлагается реконструкция системы утилизации тепла уходящих газов ГПУ-16 путем внедрения парогазовой установкой ПГУ суммарной электрической мощностью 18 МВт и тепловой мощностью 3,87 Гкал/час.

Основной объем вложений в основные средства происходит на этапе строительства объектов. Таковыми являются затраты на строительно-монтажные работы, затраты на оборудование. Попутно возникают затраты на проектно-изыскательские работы и оформление патентов, лицензий. Времени до ввода объекта в эксплуатацию потребуется 3 года.

1-й год – проектные работы.

2-й год – строительство объекта.

3-й год – пуско-наладочные работы.

Общая структура вложений в основные средства за весь срок реализации проекта выглядит следующим образом:



Таблица 2

	Наименование затрат	% от общей стоимости	тыс. руб
1	Затраты на проектирование строительства электростанции		
1.1	ТЭО	10	500
1.2	Технический проект	30	1500
1.3	Рабочий проект	60	3000
	ИТОГО (Сумма строк 1.1-1.3)	100	5000
2	Затраты на строительно-монтажные работы		
2.1	ПГУ	88	62500
2.2	Частотный преобразователь	12	8000
	ИТОГО	100	70500
3	Затраты на оборудование		
3.1	ПГУ	96	182500
3.2	Частотный преобразователь	4	7000
	ИТОГО	100	189500
	ВСЕГО вложения в основные средства		265000

На этапе производства возникает необходимость проведения технических работ по установленному оборудованию. В первую очередь, это проведение плановых профилактических и ремонтных работ. Кроме того, с момента ввода оборудования в эксплуатацию предусмотрено начисление заработной платы и выплата социальных отчислений.

**Производственные затраты,
связанные с обслуживанием парогазовой установки**

Таблица 3

Виды затрат на этапе производства	Объем затрат в год, тыс. руб.
Профилактические работы	700,0
Амортизация	1500,00
Заработная плата и соц. отчисления	1000,08
Водопотребление, водоотведение	2000,00
Электроэнергия	2500,00
Прочее	300,00
ИТОГО	8000,00

Объемы производства электрической энергии рассчитывались с учетом затрат сырья. Общая структура производства электрической энергии на ПГУ в год выглядит следующим образом:

Таблица 4

1.1	Время генерации	час	8760
1.2	Мощность*	кВт	15000
1.3	Количество энергии (стр. 11x12)	кВт.ч	131400000



Таким образом, в год будет выработано 131400000 кВт часов электрической энергии при нормативной мощности ПГУ–18МВт. Для расчета себестоимости производства электроэнергетики необходимо разделить общий объем затрат для ее генерации на количество энергии:

$$C/ст = 6800 \text{ тыс.руб} / 131400000 \text{ кВт} = 0,05 \text{ руб.}$$

Объемы производства тепловой энергии рассчитывались с учетом затрат сырья. Общая структура производства тепловой энергии на ПГУ в год выглядит следующим образом:

Таблица 5

1.1	Время генерации	час	4800
1.2	Мощность	Гкал/час	3,87
1.3	Количество тепловой энергии (стр. 11x12)	Гкал	18576

Таким образом, в год будет выработано 18576 Гкал тепловой энергии при нормативной мощности ПГУ–18 МВт. Для расчета себестоимости производства тепловой энергии необходимо разделить общий объем затрат для ее генерации на количество энергии:

$$C/ст = 1200 \text{ тыс.руб} / 18576 \text{ Гкал} = 64,6 \text{ руб.}$$

Потребление электрической энергии КС-23 «Пильнинская» составляет в среднем 77600000 кВт в год. Оптовая цена, по которой приобретается электрическая энергия – 0,87 рубля за кВт. Затраты на приобретение электрической энергии в год составляет 67512000 руб.

Потребление тепловой энергии КС-23 «Пильнинская» составляет в среднем за отопительный сезон 11434 Гкал в год. Затраты на выработку тепловой энергии в год составляют - 1185000 руб.

Таким образом общие затраты на приобретение электрической и выработку тепловой энергии КС-23 «Пильнинская» составляют – 68697000 руб.

В случае внедрения ПГУ общие затраты на тепловую и электрическую энергию КС-23 «Пильнинская» составят – 38800000 руб.

Экономия затрат на тепловую и электрическую энергии – **63632000** руб.

Оставшуюся электрическую энергию в объёме 53800000 кВт можно реализовывать сторонним потребителям (электрическая энергия не требует особых затрат при реализации) по цене 0,87 рублей за кВт. Прибыль от реализации электрической энергии составит – **45730000** рублей.

Тепловую энергию реализовывать на сторону нецелесообразно.

Таким образом, окупаемость проекта:

$$26500000 / (45730000 + 63632000) = 2,4 \text{ года}$$

КС-23 «Пильнинская» может потреблять электрической энергии на 24300000 кВт больше (при постоянной работе 1 ЭГПА-12,5 от ПГУ).

Самыми большими потребителями электрической энергии по КС-23 явля-



ютя электроприводы газоперекачивающих агрегатов ЭГПА. Потребляемая мощность которых составляет 11630 кВт каждого.

Исходя из выше изложенного, основной задачей является электроснабжение одного ЭГПА с синхронными электродвигателями СТА – 235 и дополнительной секции «1а», от которой распределяется электрическая энергия по всем КТП КС-23 «Пильнинская», а также на КТП жилого посёлка и КТП КОС БИО-200.

При этом необходимо решить вопрос с пусковым режимом СТА, так как номинальная мощность выработанной электрической энергии на выводах генератора ПГУ составляет 15МВт. Для этого необходимо использовать систему частотно – регулируемого пуска для секции шин №3, затраты на которую учтены в структуре вложений в основные средства.

В ЗРУ – 10кВ имеется система шин №3, с которых запитываются два электродвигателя СТА ЭГПА №2;4 (больше потребителей от этой системы шин нет). На этой системе шин существует свободная ячейка для дополнительного ввода от генератора парогазовой установки, что снижает затраты на монтаж вводного устройства. При электроснабжении дополнительной секции «1а» необходимо установить дополнительную ячейку ввода с генератора.

ВЫВОД:

При вводе в эксплуатацию парогазовой установки КС-23 «Пильнинская» сможет частично обеспечить собственные потребности в электрической энергии, экономия денежных средств при этом составит около 100 млн. рублей в год. Окупаемость ПГУ – 2,4 года.

ИНФОРМАЦИОННО-ИЗМЕРИТЕЛЬНАЯ УПРАВЛЯЮЩАЯ СИСТЕМА (ИИУС) АВТОМАТИЧЕСКОЙ СТАБИЛИЗАЦИИ ДАВЛЕНИЯ ДОБЫВАЕМОЙ ГАЗОЖИДКОСТНОЙ СМЕСИ «АГРЕГИРОВАННЫЙ КОМПЛЕКС КОНТРОЛЯ И УПРАВЛЕНИЯ ПРОМЫСЛОМ»

А.А. Андреев

ООО «Астраханьгазпром»

В настоящее время существует немало продолжительно эксплуатирующихся автоматизированных систем управления технологическими процессами промыслов газоконденсатных месторождений (ГКМ), которые не удовлетворяют требованиям, предъявляемым к современным SCADA-системам. К числу таких систем относится и штатная SCADA-система II очереди промысла Астраханского ГКМ (АГКМ), в составе которой отсутствует функция глобального автоматического регулирования.

Вследствие отсутствия данной функции, ручное дистанционное диспетчерское управление производительностью скважин Астраханского газового



промысла, приводила к менее качественному регулированию по сравнению с автоматическим. Учитывая важность функции регулирования, была поставлена задача разработать многофакторную модель управления производительностью промысла - принципиально новый механизм безопасного автоматического регулирования производительности II очереди промысла с учетом обеспечения дополнительных повышенных мер противоаварийной защиты промышленного оборудования с целью повышения экологической безопасности производства «Агрегированный комплекс контроля и управления промыслом Астраханского газоконденсатного месторождения» (далее Комплекс).

Новизна основной научно-технической идеи

Научно-техническая новизна представляемой разработки :

- сформулирован новый комплексный подход (концептуальная модель) управления сложным технологическим процессом добычи газожидкостной смеси (ГЖС) на промысле по основным параметрам: давление и расход, позволяющий поддерживать стабильность давления при случайных воздействиях со стороны Астраханского газоперерабатывающего завода (АГПЗ) и объектов промысла на общий отбор ГЖС с учетом обеспечения оптимальных режимов работы скважин;
- на основе комплексного подхода разработана математическая модель процесса автоматической стабилизации давления при его отклонении от заданного номинального значения с целью изменения производительности, с учетом временного запаздывания реакции системы на выданные воздействия;
- спроектирована структура специализированной базы данных основных измеряемых параметров объектов промысла с целью накопления информации, необходимой для анализа их работы;
- разработана новая многоплатформенная информационная модель представления технологического процесса, отличная от применяемой на Астраханском ГКМ и значительно расширяющая ее возможности (больше количество рабочих мест пользователей, удобный графический интерфейс, архивирование данных, возможность оперативной обработки больших массивов хранимых данных и др.);
- на основе совмещения полученной математической модели с моделями, повышающими качество получения, безопасность эксплуатации и уровень информационного обеспечения, разработан программный комплекс распределенного автоматического регулирования технологического процесса добычи и транспортировки ГЖС в реальном масштабе времени с учетом приоритетного автоматизированного диспетчерского управления.

Основные научные и практические достижения

Алгоритмы и методики, реализованные в Комплексе, позволяют:

- поддерживать более стабильные параметры ГЖС на входе АГПЗ, что



сглаживает колебания режимов работы скважин и установок завода (с 2,5 кг/см² до 0,5 кг/см², при давлении на отсечных клапанах трубопроводов перед входом завода примерно 73 кг/см²) и ведет к уменьшению непроизводительных потерь материально-технических и топливно-энергетических ресурсов и сокращению эксплуатационных расходов;

- обеспечивать систематическое и неукоснительное соблюдение технологического регламента эксплуатации скважин, что ведет к увеличению межремонтного цикла, а также к уменьшению их остановов и, соответственно, простоев, сказывающихся на добыче и выработке товарной продукции;
- эксплуатировать основной фонд скважин в оптимальном режиме, что ведет к уменьшению затрат на периодические работы по интенсификации притока призабойных зон скважин.

В плане управления существенно уменьшается нагрузка на диспетчера и улучшается качество управления промыслом, так как Комплекс самостоятельно обрабатывает основной поток информации от промысловых объектов и на основе диспетчерских макро-решений по управлению промыслом автоматически поддерживает необходимую общую производительность промысла для поддержания заданного номинального давления на входе завода, рационально используя добычный потенциал скважин.

В плане информатизации применение Комплекса позволяет отойти от практиковавшейся до внедрения обеспечения руководителей и специалистов предприятия информацией на бумажных носителях с существенной временной задержкой. После внедрения все авторизованные пользователи могут просматривать данные в режиме реального времени. Также существенно сокращается время на составление отчетов за счет автоматического их формирования и заполнения реальными промысловыми данными.

Кроме этого, основные научные и практические достижения, обусловленные применением Агрегированного комплекса, выражаются в том, что он:

- реализован на технических средствах Главной ЭВМ II очереди промысла, без применения дополнительных технических устройств и затрат на модернизацию оборудования;
- содержит специальные механизмы реагирования на внезапные отклонения потребления заводом добываемой газожидкостной смеси, удерживая заданное номинальное давление на входе завода с учетом текущего состояния и режимов работы скважин на основе постоянного контроля поступающей по линиям телемеханики информации от датчиков промысловых объектов в реальном масштабе времени;
- повышает степень автоматизации управления промыслом до уровня комплексного автоматического управления в сочетании с повышенными мерами безопасности эксплуатации и механизмом автоматической компенсации температурных отклонений подачи газожидкостной смеси;
- имеет развитые средства диагностики и сигнализации отклонений



от штатных режимов эксплуатации скважин и обеспечивает дополнительные программные меры противоаварийной защиты промыслового оборудования с целью повышения экологической безопасности производства;

- позволяет сочетать режим автоматического управления выделенным фондом скважин с режимом автоматизированного дистанционного диспетчерского управления и режимом локального управления отдельными скважинами средствами локальной автоматики в любых комбинациях;
- повышает степень информативности, отображая всю необходимую для управления промыслом информацию на разработанных изображениях, для рабочих мест диспетчерского персонала промысла и увеличивает информационный охват за счет разработки дополнительных удаленных рабочих мест пользователей для специалистов с возможностью проведения дополнительных аналитических расчетов над накопленной информацией.

В Федеральном институте промышленной собственности получены патенты на две полезные модели, правообладателем которых является ООО «Астраханьгазпром».

Помимо этого, в Роспатенте официально зарегистрированы три программы и одна база данных, также являющихся составными частями «Агрегированного комплекса контроля и управления промыслом Астраханского газоконденсатного месторождения».

Сравнение с существующими аналогами

Агрегированный комплекс охватывает все стадии сбора и транспортировки газа до АГПЗ и позволяет выполнять установленное производственное задание, эксплуатируя промысловые объекты (скважины, трубопроводы) в режиме оптимальной нагрузки, чем существенно отличается от многих применяемых систем на других промыслах, где функционирует множество локальных систем управления.

В ходе анализа систем управления, установленных на других ГКМ, установлено, что степень автоматизации производств увеличивается в основном за счет высокой концентрации дорогостоящих технических средств, в то время как применение разработанного Комплекса не требует дополнительных капиталовложений на оборудование. Также отмечено, что во многих системах (например, промыслов Крайнего Севера) конечным объектом управления является только куст скважин, а в представляемой разработке - скважина.

Большинство из рассмотренных систем, кроме этого, не удовлетворяли еще по одной или нескольким причинам:

- абстрактные системы управления без учета специфики производства и хода технологических процессов;
- узкий круг решаемых задач;
- разработаны для относительно стабильных технологических процессов, мало подверженных возмущающим воздействиям в течение времени;
- поддержка только информационно-советующего режима;
- ограниченный контур регулирования, отсутствие режимов глобаль-



ного автоматического управления, в том числе без участия оперативного персонала;

- различное понимание функций автоматического регулирования;
- закрытость предустановленного программного обеспечения;
- отсутствие функций адаптивного регулирования и динамического изменения параметров;
- отсутствие функций принятия решений при аварийных ситуациях;
- отсутствие адекватной реакции на ошибки в работе персонала, в том числе аварийно значимые;
- отсутствие способности корректно функционировать не только в штатных, но и в предаварийных и аварийных ситуациях.

Масштабы реализации

С января 2003 года «Агрегированный комплекс контроля и управления промыслом Астраханского газоконденсатного месторождения» в полном объеме внедрен в промышленную эксплуатацию на Астраханском газоконденсатном месторождении.

Разработанная модель управления может быть успешно внедрена без больших материальных затрат в действующие системы, в которых наличествуют программные механизмы для связи и управления промысловыми объектами и существует временная задержка влияния выданного управляющего воздействия на контрольную точку измерения.

Примененные методики рекомендованы профильными Департаментами ОАО «Газпром» для всестороннего изучения и применения на других газодобывающих предприятиях.

Размеры эффекта

Расчет экономического эффекта разработки за все время эксплуатации Комплекса (2003-2006 гг.) выполнен институтом АНИПИГаз и составляет более 135 млн.руб. Размеры эффекта складываются из следующих составляющих:

- 1) увеличение производительности скважин за счет максимального использования их добычного потенциала;
- 2) сокращение времени простоя скважин на обслуживание за счет эксплуатации их в заданных геологических режимах;
- 3) сокращение потерь товарной продукции за счет уменьшения количества внеплановых остановов скважин;
- 4) сокращение эксплуатационных и материальных затрат на пуск скважин за счет уменьшения количества внеплановых остановов скважин.



РАЗРАБОТКА И ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ПРОГРАММНОГО ТРЕНАЖЕРА-ИМИТАТОРА «ВИРТУАЛЬНЫЙ ТРЕНАЖЕР САУ ГПА-Ц-6,3» ДЛЯ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБУЧЕНИЯ ПЕРСОНАЛА ГАЗОКОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ (ГКС), ОСНАЩЕННЫХ ГАЗОПЕРЕКАЧИВАЮЩИМИ АГРЕГАТАМИ ТИПА «ГПА-Ц-6,3».

И.А.Андреев

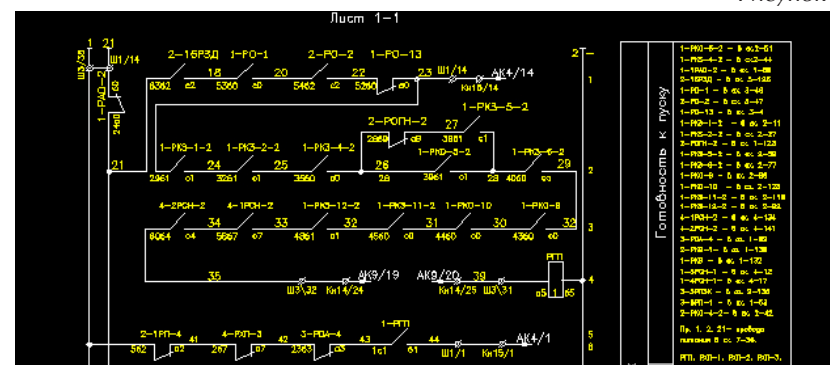
ОАО «Газпром» ООО «Волготрансгаз»

Приокское линейно-производственное управление магистральных газопроводов

1. Введение.

По территории Российской Федерации, а так же по территории некоторых стран ближнего и дальнего зарубежья проложены несколько магистральных газопроводов высокого давления, на компрессорных станциях которых установлены газоперекачивающие агрегаты (ГПА) типа ГПА-Ц-6,3. Система автоматического управления (САУ) ГПА-Ц-6,3 основана на релейной логике и выполнена на базе реле РМУГ РС4.523.402-01 по «унифицированным» «принципиальным схемам САУ ГПА-Ц-6,3». На «рисунке 1» представлена часть принципиальной схемы № 1 системы автоматического управления ГПА-Ц-6,3 (Получение сигнала «Готов к пуску»), из чего видно, что САУ ГПА-Ц-6,3 унифицированного типа представляет собой определенную совокупность комбинаций контактов и обмоток реле, соединенных между собой соответствующими линиями связи – проводами. Совершенное знание принципиальных схем САУ ГПА-Ц-6,3 обслуживающим персоналом является одним из основных показателей степени безаварийности работы эксплуатируемого оборудования, связанных с учетом человеческого фактора.

Рисунок 1



По этому работа, направленная на разработку методики технической учебы и разработку виртуальных моделей-тренажеров оборудования САУ ГПА-

Ц-6,3, является важнейшим фактором, определяющим качество выполнения работ по поддержанию САУ в исправном состоянии и обеспечении безаварийности технологического процесса.

2. Цель создания тренажера.

Основная цель создания программного приложения «Виртуальный тренажер САУ ГПА – Ц – 6.3» вызвана необходимостью проведения тренингов, как с персоналом служб КИПиА, направленных на получение дополнительного опыта и отработки навыков работы с оборудованием, так и со сменным персоналом КС, необходимых для изучения устройства и основных принципов работы САУ ГПА-Ц-6.3.

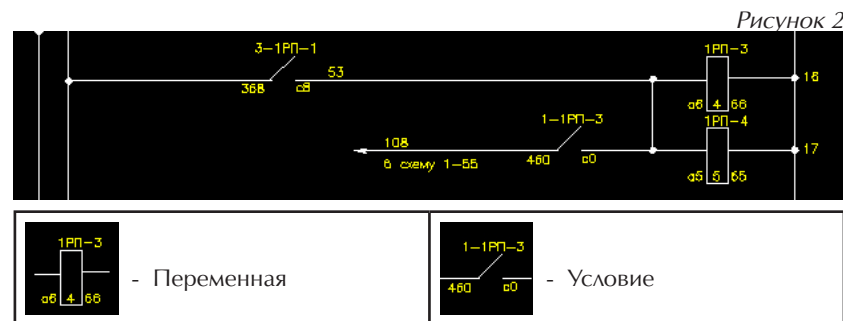
3. Назначение тренажера.

«Виртуальный тренажер САУ ГПА – Ц – 6.3» предназначен для имитирования прохождения основных алгоритмов САУ ГПА-Ц-6.3 на различных режимах работы ГПА («Холодная прокрутка», «Кольцо», «Магистраль», «Аварийный Останов» и «Нормальный Останов»); имитирования срабатывания системы «Аварийных защит» при заданных параметрах и режимах; оперативного изменения пользователем прохождения алгоритмов САУ (непосредственно замыкать и размыкать контакты обмоток реле); имитирования неисправности в схемах САУ и, в режиме реального времени, отображения прохождения сигналов в системе автоматического управления ГПА-Ц-6.3.

4. Принцип работы программного приложения.

В основе принципа работы приложения «Виртуальный тренажер САУ ГПА-Ц-6.3» лежат **принцип полного внешнего и функционального соответствия созданных моделей принципиальным схемам САУ ГПА-Ц-6.3 и принцип имитирования физического прохождения сигналов в САУ ГПА-Ц-6.3 в виде, привычном для обслуживающего персонала** (в виде принципиальных схем САУ ГПА-Ц-6.3).

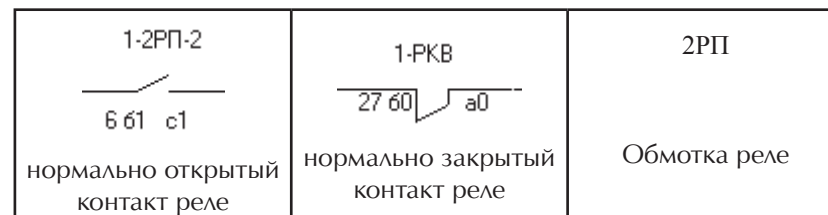
Фактически, с точки зрения программирования, принципиальные схемы САУ ГПА-Ц-6.3 представляют собой алгоритмы, написанные в булевых переменных, где логическая величина может принимать 2 состояния («0» - «напряжение снято», или «1» - «напряжение подано»). Если предположить что обмотка реле является «переменной», а контакт реле - «условием», тогда представленную на «рисунке 2» часть принципиальной схемы можно перефразировать следующим образом:



**«если “3-1РП-1”=1 или “1-1РП-3”=1
тогда “1РП-3”=1 и “1РП-4”=1
иначе “1РП-3”=0 и “1РП-4”=0»**

Из этого следует, что принципиальные схемы САУ ГПА-Ц-6.3 можно создать в конкретном языке программирования в виде булевых алгоритмов. И если при этом существует возможность создания элементов внешне схожих с обозначением элементов в принципиальных схемах (обмотка реле, нормально открытый и закрытый контакты реле), то можно получить программное приложение, реализующее алгоритмы принципиальных схем САУ ГПА-Ц-6.3 в виде привычном для обслуживающего персонала.

Для имитации нормально открытого, нормально закрытого контактов и обмотки реле сконструированы 3 дополнительных элемента управления ActiveX. Элементы представлены ниже:

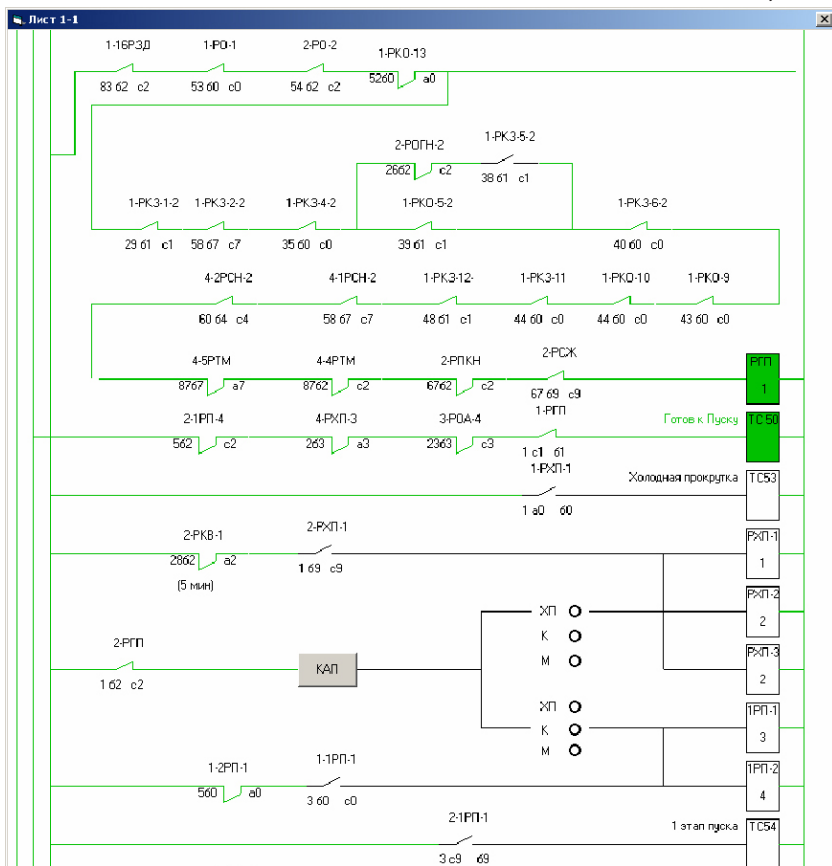


Каждый из данных элементов внешне схож с общепринятыми обозначениями, а функционально копирует те же «физические» состояния, что и соответствующий элемент и может изменять своё состояние на противоположное либо по ходу алгоритма, либо по нажатию пользователем левой кнопкой мыши на элементе.

Из всего выше изложенного следует, что, имея данный набор элементов управления, существует возможность спроектировать и автоматизировать модели принципиальных схем САУ ГПА-Ц-6,3, т.е. получить программный продукт, который имитирует работу релейной автоматики ГПА-Ц-6,3 в виде привычном для обслуживающего персонала.

Так на рис. 3 представлена модель принципиальной схемы № 1 САУ ГПА-Ц-6.3, разработанная с применением выше указанных элементов. Зеленым цветом подсвечены элементы и линии связи находящиеся под напряжением, черным или белым, в зависимости от типа элемента, – не находящиеся под напряжением. Элементы, расположенные на этой модели схемы внешне схожи с обозначениями в принципиальных схемах САУ ГПА-Ц-6.3, и могут принимать те же «физические» состояния, что и реле РМУГ. На данном рисунке представлено получение сигнала «Готов к пуску». То есть, цепочка, состоящая из нормально открытых и нормально закрытых контактов реле, замкнута, так как обмотки соответствующих реле находятся под током, и подходит сигнал к «РГП» («Реле Готовности к Пуску»). Само «РГП» находится под током, поэтому контакт «2-РГП» замкнут и подводит питание к кнопке «КАП» («Кнопка Автоматического пуска»).

Рисунок 3



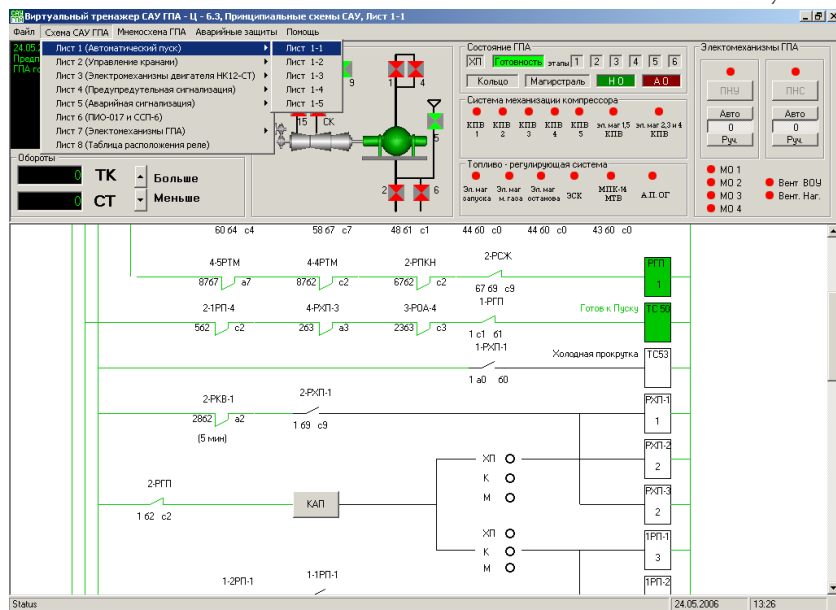
5. Структура программного приложения.

Программное приложение «Виртуальный тренажер САУ ГПА-Ц-6.3» выполнено на языке программирования Microsoft Visual Basic 6.0 с использованием технологии конструирования дополнительных элементов управления ActiveX. Непосредственно программный модуль выполнен в виде независимого многооконного программного приложения, в состав которого входят следующие дочерние модули:

- Модули моделей листов принципиальных схем САУ ГПА-Ц-6,3 (40 листов);
- Модуль «Аварийные защиты ГПА-Ц-6,3» - предназначен для имитирования срабатывания системы аварийных защит САУ ГПА-Ц-6.3 по выбору пользователя;
- Модуль генерации неисправности в моделях принципиальных схем САУ ГПА-Ц-6,3 – случайным образом имитирует неисправность в моделях принципиальных схем САУ ГПА-Ц-6,3 и ведет статистику по времени поиска пользователем данной неисправности.

На «рисунке 4» представлен рабочий проект «Виртуальный тренажер САУ ГПА-Ц-6,3». Меню главного приложения выполняет функции по управлению приложением и загрузки дочерних экранных форм и диалоговых окон. В верхней области окна расположены области вывода текстовых сообщений и информации о состоянии различных систем газоперекачивающего агрегата. В средней части экранной формы главного приложения расположена основная рабочая область, служащая для вывода на экран моделей листов принципиальных схем САУ ГПА-Ц-6,3 и экранной формы «Мнемосхема ГПА», которая является точной копией существующей мнемосхемы ГПА информационно-управляющей системы компрессорного цеха, установленной на главном шите управления компрессорной станцией. Данная форма разработана для сменного персонала КС и предназначена для изучения устройства и основных принципов работы САУ ГПА-Ц-6,3 работниками службы эксплуатации КС. Модуль «Аварийные защиты» разработан в виде диалогового окна и представляет собой таблицу, в которой перечислен список аварийных защит ГПА. При выборе пользователем конкретной защиты и выполнении условий ввода этой защиты произойдет имитирование срабатывания алгоритма аварийного останова ГПА по данному параметру.

Рисунок 4



6. Направление применения программного приложения.

Направление применения программного тренажера распространяется линейно-производственные управления магистральных газопроводов и учебные центры дочерних предприятий ОАО «ГАЗПРОМ», имеющих в эксплуатации ГПА-Ц-6,3. В результате внедрения программного тренажера в методический план технического обучения персонала служб КИПиА, станет возможным усовершенствование знаний принципиальных схем САУ ГПА (быстрый поиск и устранение неисправностей в САУ ГПА при аварийных ситуациях, вызванных сбоем оборудования КИПиА) и исключения возможности совершения вероятных ошибок, совершенных обслуживающим персоналом во время проведения различных работ (например: «Регламентные работы»), выполняемых на ГПА. А так же, что не маловажно, проведение занятий на «Виртуальном тренажере САУ ГПА-Ц-6.3» предоставляет возможность быстрого обучения вновь принятых работников для ускорения введения их в процесс самостоятельной работы на технологическом оборудовании.

Кроме того, в результате проведения занятий на программном тренажере, сменный персонал КС сможет самостоятельно действовать в аварийных, экстренных и не терпящих отлагательства ситуациях, вызванных неисправностями в САУ ГПА-Ц-6.3.

К дополнительным направлениям применения программного тренажера следует отнести возможность моделирования ситуаций реальных аварийных остановов, вызванных неисправностями в САУ, для поиска и устранения со-

ответствующих неисправностей. А так же, используя принятый принцип построения данного приложения, можно смоделировать любую схему релейной автоматики для проведения анализа и оптимизации работы алгоритмов самой системы автоматики.

7. Вывод.

Внедрение программного приложения «Виртуальный тренажер САУ ГПА-Ц-6,3» в соответствующих организациях позволит повысить показатель безаварийности технологического процесса за счет уменьшения влияния человеческого фактора.

На примере построения данного тренажера продемонстрирована возможность создания различных тренажерных систем подобного рода.

ИННОВАЦИОННЫЕ АСПЕКТЫ АНАЛИТИЧЕСКОГО ПРОГНОЗИРОВАНИЯ ЭКСПЛУАТАЦИОННОЙ НАДЕЖНОСТИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

Г.Р. Аскарлов, М.В. Чучкалов

ООО «Баштрансгаз»

Предпосылки создания работы. В настоящее время главным фактором, снижающим эксплуатационную надежность магистральных газопроводов является коррозия металла, из которого изготовлены трубопроводы. Одной из основных причин возникновения коррозионных дефектов на газопроводах можно считать потерю своих защитных свойств изоляционным покрытием. Для пленочной изоляции, при длительном сроке эксплуатации, характерно образование гофр, потеря адгезии и, как следствие, появление контакта тела трубы с почвенным электролитом. Коррозия, по существу, является естественным процессом, обратным искусственному металлургическому, именно поэтому ее трудно предотвратить. Кроме того, она относится к категории развивающихся дефектов. Из-за отсутствия достоверных экспериментальных данных принято считать, что коррозия развивается равномерно (линейно).

Согласно концепции, принятой в ОАО «Газпром», диагностика технического состояния эксплуатируемых газопроводов осуществляется посредством внутритрубной дефектоскопии (ВТД). В настоящее время ВТД является наиболее оперативным и информативным методом диагностики магистральных газопроводов, который к тому же не требует остановки транспорта газа.

Цель работы и ее актуальность. Прогнозирование коррозионного состояния магистральных газопроводов, позволяющее принимать превентивные меры по поддержанию их эксплуатационной надежности.

Следует отметить, что практически любой вид ремонта магистрального газопровода связан с его длительной остановкой. Кроме того, ОАО «Газпром» не в состоянии в кратчайшие сроки полностью обновить свои основные фонды, т.к. это потребует значительных разовых инвестиций. Поэтому, в



масштабах ОАО «Газпром» была принята программа переизоляции линейной части магистральных газопроводов. Переизоляция, в первую очередь, должна проводиться на потенциально дефектных участках.

Коррозионный прогноз позволит научно – обосновано ранжировать участки магистральных газопроводов по степени опасности, тем самым подерживая надежность системы магистрального транспорта газа в целом с использованием разумного финансирования.

Характеристика работы. Работа проводилась по результатам внутритрубной диагностики на примере газопровода Уренгой – Петровск Ду 1400 в 2003 г. и в 2005 г. трубы 703 – 707 по журналу дефектов. Участок 1843 – 1914 км газопровода Уренгой – Петровск см. табл. потенциально наиболее опасный в масштабах ООО «Баштрансгаз». На нем с 1998 г. по 2003 г. произошло 5 аварий, выявлено 20 участков с дефектами стресс – коррозии, поэтому, несмотря на нормативные рекомендации проводить внутритрубную диагностику один раз в пять лет, на данном участке диагностика была проведена через 2 года.

Труба большого диаметра может рассматриваться как оболочковая конструкция поэтому, не забывая о площади коррозии, сравнение проведем по ее глубине, как наиболее опасному показателю развития коррозионного поражения. Газопровод сооружён в 1982 г. из новых, т.е. не подверженных коррозии труб. Таким образом, по указанному показателю можно рассчитать среднюю скорость коррозии до 2003 г. и скорость коррозии за два (2003-2005 г.г.) года с прогнозированием её дальнейшего развития.

Следует внести поправку на начало коррозионного процесса. Газопровод изолирован плёночной изоляцией трассового нанесения. По разным источникам эффективный срок службы такого изоляционного покрытия составляет от 7 до 15 лет. Следовательно, после разрушения защитного покрытия, коррозионные дефекты в среднем возникают через 10-12 лет от начала эксплуатации. В качестве точки отсчёта примем средний срок 11 лет, т.е. с учётом пуска газопровода в 1982 г. расчётная дата придётся на 1993 г.

По данным журнала дефектов в среднем скорость коррозии за 10 расчётных лет (ВТД 2003 г.) составила 1,55% (0,243 мм/год), а за два последних года 2,9% (0,458 мм/год). По этому участку процент коррозии составил до 21,3% (глубина 3,35 мм). Согласно нормативной документации дефекты, глубиной до 20% толщины стенки, могут ремонтироваться в процессе переизоляции. В случае более глубокого или протяжённого дефекта его предписано ремонтировать восстановлением стенки трубы или заменой.

Таким образом, для построения зависимости скорости роста коррозии по глубине имеются три точки x, y [0,0; 10 (15,5%); 12 (21,3%)], где x – количество лет, y – глубина коррозии.

Существующий опыт математической обработки экспериментальных данных показывает, что 3 точки недостаточно для построения объективной картины процесса, необходимо как минимум 5 точек. Из-за отсутствия данных по развитию коррозии в первые 10 лет (1993-2003 г.г.) будем считать это раз-



витие линейным.

Для решения данной задачи был применен регрессионный анализ. Наиболее приемлемым методом нахождения параметров эмпирических моделей (и вида самих моделей) является метод наименьших квадратов. Сущность метода заключается в подборе параметров задаваемой аналитической зависимости, при которых минимизируется сумма квадратов отклонений.

В качестве эмпирических моделей, решаемых численными методами, рассматривались: линейная, степенная, экспоненциальная, логарифмическая и ряд других. С учетом физических представлений о коррозионном процессе выбираем экспоненциальную модель, которая имеет вид:

$$y = \exp(1,2827 + 0.148957x) \quad (1)$$

с коэффициентом корреляции 0.995 т.е. близко к 100%.

Помимо глубины коррозионного поражения, представляет интерес площадь трубопровода, охваченная коррозией. Осуществив подход, аналогичный вышеизложенному получаем эмпирическую зависимость вида:

$$y = \exp(-4,64345 + 0.20529x) \quad (2)$$

Установим «пороговые» значения глубины коррозионного повреждения – 33% (ремонт с восстановлением) – 50% (ремонт с заменой участка), 100%.

На рис.1 приводится график зависимости коррозионного разрушения трубопровода, учитывающий глубину и площадь поражения коррозией в %.

Из прогноза следует, что 100% повреждение стенки трубопровода на этом участке наступит через 23 года (2015 г.), при этом это площадь поражения составит 1%. Условный «порог» в 33% наступит через 15 лет (2007 г.), – в 50% через 19 лет (2011 г.).

Кроме того, еще раз отметим, что глубина коррозионного повреждения остается главным фактором, снижающим надежность системы магистрального транспорта, поэтому в дальнейших расчетах считаем возможным площадь коррозии не учитывать.

На практике не всегда удается осуществить пропуск внутритрубного дефектоскопа в сравнительно короткие промежутки времени 2-5 лет. Кроме того, технические характеристики ВТД со временем могут изменяться, например повышаться их разрешающая способность. Поэтому «чистого» эксперимента, приведенного в нашей работе не всегда можно добиться.

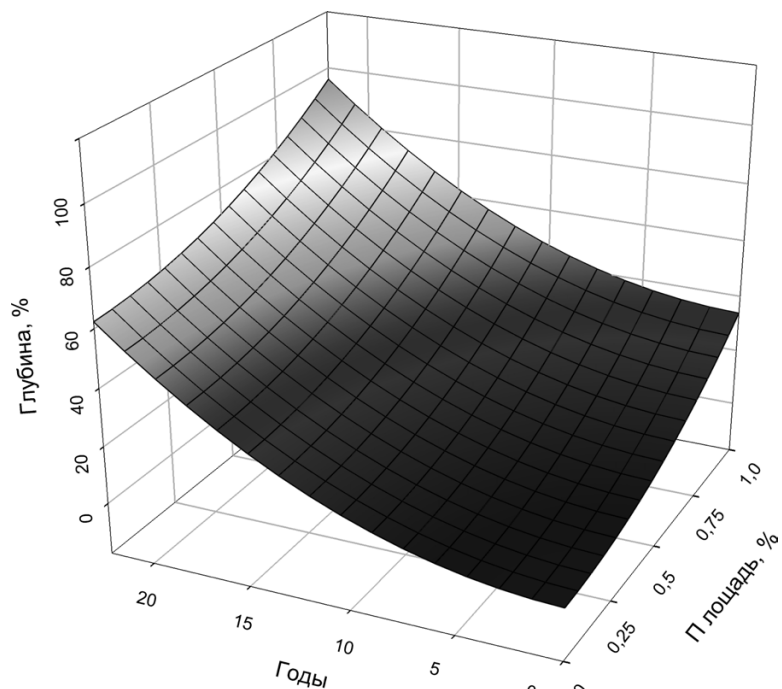


Рис.1 Прогноз коррозионного разрушения стенки магистрального газопровода

В свете вышеизложенного, аналогичную методику можно распространить на прогноз по одноразовому пропуску ВТД. Рассмотрим тот же пример (трубы №703 – 707), но в расчет попадают коррозионные дефекты, проявившиеся по данным пропуска 2005 г. Применительно к данным ВТД 2003 года, установим общий процент коррозии 9%, т.е ниже порога чувствительности снаряда ВТД, равного 10%.

Используя уже известный математический аппарат получим экспоненциальную зависимость:

$$y = \exp(0.72888 + 0.150659x) \quad (3)$$

Здесь картина более оптимистичная, прогнозируемый уровень коррозии 33%, приходится на 19 лет т.е. 2011 г., 50% - на 22 года (2015 г.), 100% на 26 лет (2019 г.). Что вполне логично, ранее проявившаяся группа дефектов разрушит трубопровод раньше.

Научно – техническая новизна.

1. Разработана методика прогноза развития коррозии на газопроводах, основанная на многократных и однократных данных пропуска ВТД.

2. Проведенные исследования показали экспоненциальный характер развития коррозионных процессов, а не линейный как принято считать.

Практическая ценность, состояние работы. Основываясь на расчетах данной методики в 2005 г. были переизолированы участки газопровода Уренгой – Петровск (30 км) – 2005 г. и Уренгой – Новопсков (30 км) – 2006 г. В процессе переизоляции были забракованы и заменены участки газопроводов общей протяженностью до 5%.

По результатам технико-экономической значимости разработки было принято решение о применении концепции прогнозирования коррозионного разрушения газопроводов для формирования планов по сплошной переизоляции участков газопроводов ООО «Баштрансгаз».

О ВОЗМОЖНОСТИ ПРОИЗВОДСТВА НА СУРГУТСКОМ ЗСК ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА, СООТВЕТСТВУЮЩЕГО СОВРЕМЕННЫМ ЕВРОПЕЙСКИМ ТРЕБОВАНИЯМ

Е.П.Афанасьев

ООО «Сургутгазпром» филиал Сургутский ЗСК

В последнее время наблюдается резкое ужесточение требований к качеству дизельных топлив и, несмотря на различие в спецификациях разных стран, четко прослеживается тенденция к снижению содержания серы и повышению цетанового числа. Так с 2006 года на территории Российской Федерации введен новый стандарт ГОСТ Р 52368-2005 (ЕН 590:2004) «Топливо дизельное Евро», который является модифицированным переводом международного стандарта ЕН 590:2004 «Автомобильные топлива. Дизель. Требования и методы испытаний».

Сургутский ЗСК с пуском секций 200, 300 КОМТ получил потенциальную возможность производить дизельное топливо, соответствующее требованиям ГОСТ Р 52368-2005. Дизельное топливо, получаемое смешением дизельной и керосиновой фракций секций 200, 300, характеризуется низким содержанием серы, однако цетановое число и предположительно смазывающая способность не соответствуют ГОСТ Р 52368-2005. Доведение этих показателей до требуемых норм возможно только с помощью присадок: улучшающей смазывающую способность и повышающей цетановое число. Следует отметить, что при подборе присадок и их дозировки, необходимо провести исследование их совместимости в дизельном топливе для исключения антагонического эффекта.

В связи с этим, разработка новой технологии производства дизельных топлив с введением пакета присадок позволит Сургутскому ЗСК начать производство высококачественного и конкурентоспособного продукта.

Проведены лабораторные испытания и подобраны пакеты присадок для дизельного топлива Сургутского ЗСК.

УПРАВЛЕНИЕ КИНЕТИКОЙ ПАРОВОГО ВЗРЫВА

А.И. Борисенко

ФГУП ННЦ ГП – ИГД им. А.А. Скочинского)

Представляется, что наиболее важным параметром, определяющим характер взаимодействия расплава – охладитель, является скорость увеличения теплоотдающей поверхности. На основе этого предлагается новый метод экспериментального моделирования фрагментации расплава применительно к процессам типа парового взрыва, открывающий новые возможности для исследования взаимодействия расплава – охладитель.

Под паровым взрывом (ПВ) принято подразумевать термическое взаимодействие между горячей (расплавом) и холодной (охладителем) жидкостями, происходящее при их перемешивании и сопровождающееся превращением тепловой энергии, запасённой в горячей жидкости, в механическую с формированием ударной волны, усиливающейся в результате процесса дальнейшего перемешивания и энергообмена при прохождении её через смесь [1]. По сути же ПВ – ни что иное как трансформация тепла, запасённого в расплаве, в механическую энергию.

ПВ условно разделяют на четыре стадии: предварительное, или «грубое» смешение («премиксинг» в англоязычной литературе), инициирование прямого контакта расплава с охладителем (триггеринг), формирование и распространение ударной волны, расширение системы и совершение механической работы над внешними телами. Условность заключается прежде всего в отсутствии чётких пространственно-временных и энергетических границ.

ПВ - явление чрезвычайно опасное и для минимизации ущерба от него, а в идеале - его предотвращения, а тем более использования (например, при создании нового вида оружия) необходимо понимать его физику. На практике паровой взрыв является целым комплексом одновременно протекающих процессов разного характера, порой весьма сложных. Это обстоятельство затрудняет изучение явления парового взрыва и понимание его природы. Поэтому большинство исследователей идёт по наиболее простому пути: описанию поведения исследуемой системы как реакции на изменения интегральных условий. Насколько такой подход оправдан с позиций инженерной практики покажет время – когда накопленного материала станет достаточно для выработки эмпирических формул и расчётных рекомендаций. Однако для глубинного понимания парового взрыва необходимо более детальное изучение явления, причём важен систематический анализ всех, имеющих место процессов.

В настоящее время во всём мире при исследовании парового взрыва измеряются (или задаются) температура расплава, температура охладителя, высота и компактность падения расплава, отношение масс расплава и охладителя в зоне взаимодействия, глубина погружения расплава под уровень охладителя, интенсивность внешнего триггера, газосодержание охладителя, скорость входа расплава в охладитель, коэффициент конверсии (отношение тепловой энергии расплава к механической работе, совершённой охладителем над внешними телами), давление в охладителе и над его свободной поверхностью, амплитудно-

частотные характеристики давления, время, распределение по размерам застывших осколков расплава и концентрации выхода водорода.

Обоснование экспериментального моделирования

Подмечено, что во взаимодействиях расплав-охладитель (ВРО), в которых реализуется ПВ, имеет место определённое распределение затвердевших осколков по размерам (РОР). Так, отмечается, что ПВ не наблюдается, если среднемассовый размер частиц превышает 2 мм, а указывается на отсутствие ПВ, если все осколки имеют характерные размеры больше 1 мм, зато если 17-25 % от общей массы осколков расплава лежит в субмиллиметровом диапазоне, то ПВ происходит.

Однако основная сложность анализа влияния РОР на вероятность возникновения и интенсивность ПВ кроется в его статистическом характере. Для детального рассмотрения этого вопроса предлагается искусственно диспергировать расплав, увеличивая поверхность теплоотдачи со скоростью, превышающей скорость формирования паровой рубашки вокруг теплоотдающей поверхности. В качестве возможного примера такого подхода можно применить методику, заключающуюся в использовании сбрасываемой раскрывающейся капсулы (СРК) – устройства, приходящего в действие под свободной поверхностью охладителя (рис.1).

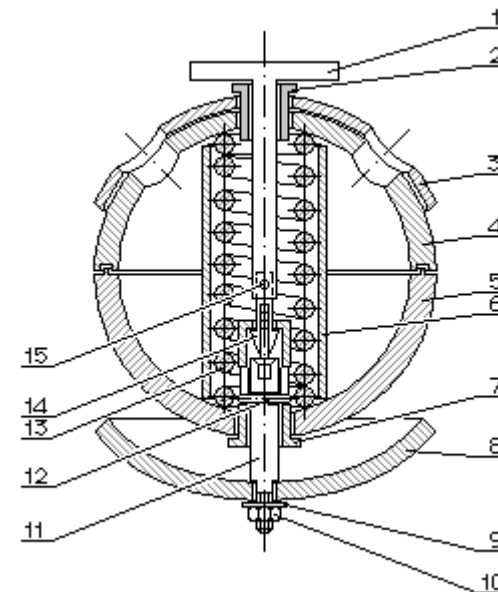


Рис. 1. Схема сбрасываемой раскрывающейся капсулы.

1 - штырь; 2 - втулка; 3 - крышка; 4 - верхняя часть корпуса; 5 - нижняя часть корпуса; 6 - цилиндр; 7 - стакан; 8 - тарелка; 9 - шайба; 10 - гайка; 11 - толкатель; 12 - штуцер; 13 - пружина; 14 - собачка; 15 - рым-болт.



Время погружения СРК и срабатывание раскрывающего её механизма моделирует время задержки при ПВ, а время раскрытия СРК – тонкую фрагментацию расплава, по продолжительности это соответственно секунды или десятки миллисекунд. Отметим, что в случае с СРК мы можем задавать РОР произвольным и чётко воспроизводимым от опыта к опыту, тогда как в реальном ПВ оно имеет колоколообразную, близкую к нормальной, форму и носит статистический характер. Поверхность теплообмена при ПВ возрастает в $10^3 - 10^4$ [4] (до 10^8 [3]) раз.

Принципиальным представляется то обстоятельство, что наиважнейшим параметром является не само увеличение поверхности, а его скорость. Методика, использующая СРК, позволяет это учесть, то есть исследовать не только влияние различных РОР на вероятность и интенсивность ПВ, но и кинетику ВРО. Поскольку до сих пор полностью не выяснены ни механизмы, приводящие к тонкой фрагментации расплава, ни её кинетика, а существуют лишь гипотезы, вопрос о влиянии РОР на формирование и интенсивность ударной волны остаётся открытым. В реальном ПВ при тонкой фрагментации расплава есть вероятность ступенчатого увеличения поверхности теплоотдачи, что снижает интенсивность формирования ударной волны. Заметим, что крупные капли могут дробиться на более мелкие послойно, а могут и распадаться на капли меньшего размера, которые в свою очередь дробятся на ещё более мелкие капли. При этом неизвестно весь расплав участвует в тонкой фрагментации или только его часть, и, если часть, то какая. На сегодняшний день на эти вопросы ответа нет, нет ни методик, ни рекомендаций, ни расчёта этих величин, ни даже – их оценки.

В случае же использования предлагаемой методики теплоотдающая поверхность до и после фрагментации задаются экспериментатором, задаётся механизм и скорость фрагментации. Важно подчеркнуть отличия предлагаемой методики от предлагавшихся ранее другими исследователями (например, где в охладитель сбрасывалось заданное количество нагретых сфер, развитие теплоотдающей поверхности (фрагментация расплава) происходит медленнее формирования паровой плёнки вокруг сфер и ПВ не происходит. Идеей же предлагаемой методики является искусственно диспергировать расплав со скоростью, превышающей образование паровой плёнки вокруг теплоотдающей поверхности.

В реальном паровом взрыве тонкая фрагментация начинается в одном или нескольких очагах инициирования и распространяется по зоне, содержащей капли расплава, охладитель и пузырьки пара охладителя. При этом процесс протекает быстро (десятки миллисекунд), но не синхронизировано.

Использование предлагаемой методики позволяет синхронизировать тонкую фрагментацию расплава как геометрически, так и по времени, что приведёт к значительному (на порядки) повышению давления в ударной волне.

Заключение

Составлен обзор теоретических сведений и экспериментальных данных по взаимодействиям расплав – охладитель.



Высказано предположение о возможности управления кинетикой трансформации тепла в механическую энергию на примере высокоэнергетических явлений типа парового взрыва.

Предложен новый метод экспериментального моделирования фрагментации расплава применительно к процессам типа ПВ, открывающий новые возможности для исследования ВРО.

Предложена конструкция экспериментальной установки для исследования управления кинетикой высокоэнергетических явлений типа парового взрыва.

Принятые сокращения

ПВ – паровой взрыв

СРК – сбрасываемая раскрывающаяся капсула.

ВРО – взаимодействие расплав-охладитель

РОР – распределение застывших осколков расплава по размерам

УСОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ СХЕМЫ ПЕРЕРАБОТКИ ПОПУТНОГО НЕФТЯНОГО ГАЗА НА ЛОКОСОВСКОМ ГПЗ С ЦЕЛЬЮ УВЕЛИЧЕНИЯ ПРОИЗВОДИТЕЛЬНОСТИ ПО СЫРЬЮ ДО 1,5 МЛРД. М³ ГАЗА В ГОД

Д.А.Василевич, Ф.Б.Ясинский

ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь» ТПП «Лангепаснефтегаз»

Компанией «ЛУКОЙЛ» разработана Программа по увеличению коэффициента использования нефтяного попутного газа по предприятиям ОАО «ЛУКОЙЛ» до 95%.

В соответствии с Мероприятиями по доведению уровня использования нефтяного газа по предприятиям ОАО «ЛУКОЙЛ» до 95%, планируется провести реконструкцию Локосовского ГПЗ.

Для выполнения реконструкции ГПЗ в Управлении по переработке попутного нефтяного газа предполагается изменение схемы производства с целью увеличения приема попутного нефтяного газа с 1,2 млрд.м³ в год до 1.5 млрд.м³ в год.

В работе предлагается вариант изменения технологической схемы переработки попутного нефтяного газа с целью увеличения загрузки завода до 1.5 млрд.м³ в год.

Отличительными особенностями предлагаемой схемы являются:

1.Использование существующей технологии переработки попутного нефтяного газа при повышении загрузки по сырью.

2.Использование находящегося в консервации технологического оборудования для проведения реконструкции.

3.Низкие затраты на проведение реконструкции в связи с использованием существующего оборудования и простотой осуществления предлагаемых мероприятий.



Существующие проблемы производства

Установка КССГ-1.2

В процессе компримирования газа на установке КССГ-1,2 после конечных холодильников Т-104/1-6 температура газожидкостной смеси должна быть 35-45°C. Как показывает опыт работы в летний период, из-за высокой температуры окружающей среды температура газа после охлаждения достигла 55°C. Таким образом, на установку НТА (в пропановый испаритель Т-304) поступает газ с температурой на 15-20°C - большей, чем положено по регламенту работы установки НТА.

Установка НТА

Действующие мощности установки НТА не позволяют принять большее количество газа, так как оборудование уже загружено более, чем на 100%. Кроме того, работа установки осложнена в летний период, когда из-за высокой наружной температуры воздуха, не удается охладить поступающий на переработку газ до температур, позволяющих извлекать максимальное количество целевых компонентов (С3+). Вследствие чего происходит неполное извлечение целевых компонентов. Нарушается технологический режим работы установки НТА. В частности, содержание целевых компонентов в сухом газе на выходе из колонны К-301 достигает 100 г/м³, при проектном содержании до 30 г/м³.

При уменьшении конденсации углеводородов в Т-304 из-за высокой температуры происходит перегрузка колонны К-301 по сырью, что ведет к нарушению процесса абсорбции в колонне, нарушению технологического режима и соответственно потерям по производству ШФЛУ

Установка ПХУ

Предназначена для обеспечения жидким пропаном холодильных аппаратов Т-304, Т-305, Т-310 установки НТА. В летний период из-за высокой температуры окружающей среды эффективность охлаждения газообразного и жидкого пропана-хладагента резко снижается. И, как следствие, нарушается необходимый технологический режим работы установки. По требованию технологического регламента температура жидкого пропана-хладагента должна находиться в пределах 5-10°C. В настоящее время удается достигнуть температуры только + 10°C. Таким образом, снижается эффективность работы испарителя Т-304. В летний период наличие газообразного пропана в контуре превышает количество, которое возможно сконденсировать на существующих АВЗ, что влечет за собой увеличение давления на выкиде турбокомпрессора «Светлана» за предельно допустимого. Для снижения давления в контуре вынуждены уменьшить количество пропана-хладагента в системе. Из-за этого сильно снижается эффективность работы установки ПХУ.

Усовершенствование технологической схемы цеха переработки газа

Для устранения вышеуказанных недостатков в работе оборудования предлагаются следующие изменения в технологических схемах установок, позволяющее обеспечить прием сырого газа на переработку в количестве до 1,5 млрд.м³ в год и оптимизировать процесс переработки газа в соответствии с возросшими требованиями к оборудованию.

Установка КССГ-1,2

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

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

Установка ПХУ-1

Чтобы предотвратить повышение давления на выкиде турбокомпрессоров «Светлана» предлагается в летний период, для лучшей конденсации паров пропана, дополнительно к имеющимся на установке ПХУ-1 аппаратам воздушного охлаждения Т-2/ 1-8, Т-136, смонтировать и задействовать в работу 2 аппарата воздушного охлаждения типа АВЗ Т-2/9-10, с размещением их на площадке КССГ-1.

Также для уменьшения температуры жидкого пропана, подаваемого на установку НТА в Т-304, предлагается включить в технологическую схему установки ПХУ-1 дополнительно к задействованным переохладителям жидкого пропана (аппараты 7.1 и 7.2), находящихся на консервации на установке ПХУ-2. Включение дополнительных аппаратов в схему произвести параллельно существующим переохладителям (аппараты 7.1 и 7.2). Это позволит подавать жидкий пропан на установку НТА с температурой, обеспечивающей максимальную отдачу от испарения жидкого пропана в холодильниках Т-304/1,2, что, соответственно, скажется на конденсации целевых компонентов С3+ и позволит повысить выход ШФЛУ.



Установка НТА

Для обеспечения приема в переработку попутного нефтяного газа в повышенных количествах (до 180 тыс м³/час) предлагаем разделить потоки поступающего газа на переработку.

Для этого предлагается включить в технологическую схему дополнительный пропановый испаритель Т-304/2 (имеется на установке НТК в консервации) и весь газ, поступающий от Повховской КС и Когалымской КС скомпримированный на КССГ-2 направить в этот дополнительный аппарат.

Для понижения температуры скомпримированного газа, поступающего с установки КССГ-2 предлагается включить в существующую схему один аппарат воздушного охлаждения типа АВЗ перед входом газа в дополнительный Т-304/2.

Дополнительный аппарат воздушного охлаждения типа АВЗ позволит подавать газ на переработку с более низкой температурой. Также предусматривается байпасная линия в обход дополнительного АВЗ для использования ее в более холодный период года и для возможности более гибкого регулирования температуры газа (часть потока проходит через АВЗ, а часть по байпасной линии).

После прохождения газа с КССГ-2 через АВЗ или помимо него планируется предусмотреть несколько вариантов дальнейшего пути газа:

- если температура газа после охлаждения в дополнительном АВЗ составляет около 15-20°С и точка росы поступающего газа составляет не менее -20°С, то газ пускается напрямую через дополнительный пропановый холодильник Т-304/2 и далее по существующей схеме на дальнейшую переработку;

- если же температура газа с КССГ-2 превышает температуру 15-20°С, то газ соединяется с потоком газа с установки КССГ-1 через дополнительную врезку в трубопровод, соединяющий теплообменники Т-301, Т-302, где охлаждается по существующей схеме, проходя теплообменники Т-302, Т-303 и далее предлагается разделять газ на два потока: один поток проходит теплообменник Т-304/1, второй поток проходит через теплообменник Т-304/2 и далее по существующей схеме НТА.

Из-за повышенного количества газа, поступающего на переработку, существует вероятность того, что абсорбционная колонна К-301 не справится с таким количеством газа. Для исключения срыва работы колонны К-301 предусмотреть отвод части газа, поступающего на переработку в абсорбер К-301 через дополнительную трубопроводную врезку от линии подачи газа в колонну К-301 в линию сухого газа, проходящего через межтрубное пространство теплообменника Т-302.

Заключение

Доработка технологической схемы предполагает использование находящегося в консервации оборудования, что позволяет осуществить данный проект с наименьшими затратами, что, в свою очередь, повлияло на результаты расчета экономической эффективности.



За счет увеличения объема переработки газа и снижения ее себестоимости годовой эффект в текущих ценах составит 145 326 020 рублей в год.

Реализация этого проекта могла бы стать весомым вкладом в осуществление программы ОАО «ЛУКОЙЛ» по увеличению коэффициента использования попутного нефтяного газа.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ОБОРУДОВАНИЯ В СИСТЕМЕ ППД, ПУТЕМ СНИЖЕНИЯ СОДЕРЖАНИЯ КВЧ В РАБОЧЕМ АГЕНТЕ

М.К.Васютин, И.А.Рябихин

ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Основным параметром работы БКНС является количество и качество закачиваемой в продуктивный пласт воды. Качество подготовки воды перед закачкой в пласт определяет продолжительность работы насосного оборудования. Важным параметром в подготовке воды является степень ее очистки от механических примесей. Основным компонентом примесей в поступающей со скважин сеноманской воде является песок. На БКНС, работающих на Приобском месторождении (правый берег) - для очистки сеноманской воды от механических примесей применяются сепараторы 50м³, не обладающие высокой эффективностью очистки.

На БКНС-4 Приобского месторождения (правый берег) установлены 5 насосов типа ЦНС 180(240)-1900, 3 из них работают на сеноманской воде с большим содержанием КВЧ.

Повышенное содержание КВЧ в перекачиваемой жидкости приводит к:

- износу колец гидроразгрузки насосного агрегата, следствием чего является преждевременный сдвиг ротора;
- вибрации насосного агрегата из-за увеличения радиального зазора между уплотнениями и ротором;
- снижению производительности насоса из-за износа рабочих колец и направляющих аппаратов.

Все эти факторы приводят к преждевременному выходу из строя насосного агрегата, что снижает объем закачиваемой жидкости в пласт.

Проанализируем работу насосных агрегатов КНС-4 Приобского (правый берег) месторождения за 2005 год. В технологическом режиме постоянно находились три насосных агрегата типа ЦНС-180-1900. За отчетный период – 8760 часов: на КНС-4 было проведено 15 капитальных ремонтов, 63 текущих ремонтов насосных агрегатов.

Из всего объема демонтируемых насосов только 31% - по наработке. Остальные, как показали комиссионные разборы – выводят в капитальный ремонт по причине высокого содержания мех.примесей в рабочем агенте, а как следствие, преждевременный сдвиг ротора – из-за износа колец гидро-



разгрузки 15%; вибрация – при увеличении радиального зазора между уплотнениями и ротором 10%; 29% - по КПД; 15% насосов – заклинили. ряд.

Ежесуточно, при работе трех насосных агрегатов в оптимальном режиме, БКНС-4 перекачивает около 10100 м³/сут сеноманской воды. Вода на кустовую насосную станцию поступает от водозаборных скважин, которые вместе с водой поднимают на поверхность механические примеси (таблица 1).

Таблица 1

Результаты анализов проб закачиваемой воды с водозаборных скважин куст 251 Приобского месторождения

Место отбора	Дата отбора	Плотность, г/см ³	КВЧ, мг/л
38 в/з	06.11.2005	1,01	51,5
39 в/з	18.12.2005	1,01	66,4
40 в/з	18.12.2005	1,01	221,2
41 в/з	06.11.2005	1,01	57,8
42 в/з	18.12.2005	1,01	112,3
43 в/з	18.12.2005	1,01	156,2
44 в/з	06.11.2005	1,01	43,7
45 в/з	06.11.2005	1,01	253,0

Таким образом, содержание механических примесей в рабочем агенте, поступающим на прием ЦНС, превышает в 5 раз допустимые значения.

Был рассмотрен ряд существующих аналогов с учетом содержания механических примесей, требуемой производительности, рабочего давления, удобства обслуживания.

Рассматривались аналоги, подходящие по перечисленным параметрам.

Фильтры МИГ-Ф-150 (200) – 16 ТУ 39-00147654-96, предназначенные для очистки от механических примесей сырой и товарной нефти.

При аналогичной пропускной способности, давлении, габаритных размерах фильтры МИГ-Ф имеют следующие отличия:

- тонкость фильтрации – 4 мм;
- перепад давления до 0,3 МПа;
- отсутствие быстросъемной крышки.

Фильтры фирмы «Спiт» USA имеют аналогичные параметры, но в быстросъемной крышке отсутствует фиксирующий элемент от разгерметизации, тонкость фильтрации – 2 мм. Фильтры Auto Fit RF3 «HYDAC», USA также имеет аналогичные параметры, но подача очищаемой жидкости производится снизу и, как следствие, в нижней камере идет накопление механических примесей.

Для борьбы с механическими примесями рассмотрен и предложен к использованию фильтр ФБП 150-16-240 производства ОАО СПКТБ «Нефтегазмаш».



Он позволяет увеличить межремонтный период работы насосных агрегатов (в частности с торцовыми уплотнениями), исключить возможные аварийные ситуации и внеплановые ремонты насосного оборудования. Фильтрующий элемент фильтра выполнен в виде пакета из шести цилиндрических патронов.

Фильтрующие патроны приняты шелевого типа с целью увеличения площади фильтрации, уменьшения перепада давления. Применение фильтрующих патронов позволяет в два раза увеличить полезную площадь фильтрации.

ТЕХНИЧЕСКАЯ ХАРАКТЕРИСТИКА

Рабочая среда	вода пресная, подтоварная сеноманского горизонта
Пропускная способность (для одного насоса), м ³ /ч	180 – 240
Рабочее давление, МПа	1,6
Перепад давления на незагрязненном фильтре, МПа	0,1
Перепад давления на загрязненном фильтре, МПа	0,4
Номинальная тонкость фильтрации, мм	0,1
Остаточное содержание механических примесей:	
- максимальная массовая концентрация, %, не более	0,05
- размер твердых частиц, мм, не более	0,1
Масса устройства, кг, не более	1300
Средний срок службы до списания, лет, не менее	8

Фильтр монтируется на приеме насосного агрегата, параллельно приемному трубопроводу.

Фильтр работает следующим образом:

Подача очищаемой жидкости производится через задвижку 32, при закрытой 31, в верхнюю часть фильтра, жидкость проходит через фильтрующие патроны, очищается и выводится через выходной патрубок, задвижку 33 на прием насоса.

По мере накопления шлама, повышения перепада давления на фильтре, открываем задвижку 31, перекрываем задвижки 32, 33, открываем задвижку 35 дренажной линии, соединенной с амбаром, открываем задвижку 34 и часть жидкости поступающая на прием, проходя через дросселирующее устройство обратным потоком поступает на фильтр промывается фильтрующий элемент и шлам под давлением дренируется в амбар. В дальнейшем шлам утилизируется на специальных полигонах. Размер отверстия дросселирующего устройства подбирается с учетом того, чтобы давление на приеме насоса упало не ниже 1 кг/см². При необходимости снимается быстроразъемная



крышка и осматривается фильтрующий элемент.

Установка фильтра на приеме ЦНС позволяет:

- увеличить межремонтный период работы насосных агрегатов;
- снизить возможные аварийные ситуации и внеплановые ремонты насосного оборудования;
- незначительно снизить производительность за МРЦ;
- снизить удельные затраты электроэнергии на закачку;
- снизить механические примеси в призабойной зоне пласта и как следствие увеличить добываемой жидкости.

Сравним работу ЦНС180-1900 до и после установки фильтра:

При неизменных параметрах – давления на приеме и выходе насоса за МРЦ

1) производительность снизится с 180 до 80 м3/ч до установки фильтра; и с 180 до 153 м3/ч – после.

2) КПД насосного агрегата с 70% до 45% до; с 70% до 67% после.

3) увеличение удельной нормы расхода электроэнергии кВт.час/м3 произойдет с 6,91руб до 10,75руб – до; и с 6,91руб до 7,27% - после. Таким образом, к концу МРЦ, только за счет снижения удельной нормы расхода электроэнергии кВт.час/м3 мы получим 18,17руб экономии за 1 час работы насосного агрегата.

Удельная норма расхода электроэнергии, рассчитывается следующим образом:

$$\text{Эуд.} = 0,00272 * (\text{Рвык.} - \text{Рпр.}) / \text{КПД агр.}$$

где:

Эуд. – удельная норма расхода, кВт*ч/м3,

Рвык. – давление на выкиде насоса, кгс/см2,

Рпр. – давление на приеме насоса, кгс/см2,

Экономия электроэнергии:

$$\text{Э} = (\text{Эуд}1 - \text{Эуд}2) * \text{Q}2 / 24 * 0,82,$$

где:

Эуд1 - удельная норма расхода до установки фильтра, кВт*ч/м3

Эуд2 - удельная норма расхода после установки фильтра, кВт*ч/м3

Q2 – условная производительность после установки фильтра, м3/ч.



Наработка	Параметры работы ЦНС180-1900 до установки фильтра						Параметры работы ЦНС180-1900 после установки фильтра						Снижение удельной нормы расхода э/э	Экономия э.энергии за 1 час, руб.
	Q, м3/час	Рприем, кг/см2	Рвыкид, кг/см2	I, А	КПД, агрегата%	Удельные нормы расхода э.энергии кВт.час/м3	Q, м3/час	Рприем, кг/см2	Рвыкид, кг/см2	I, А	КПД, агрегата%	Удельные нормы расхода э.энергии кВт.час/м3		
0	180	5	190	144	0,70	6,91	180	5	190	144	0,70	6,91	0,00	0,00
372	178,5	5	190	143	0,70	6,92	180	5	190	144	0,70	6,91	0,01	0,06
744	177	5	190	142	0,70	6,93	180	5	190	144	0,70	6,91	0,02	0,12
1080	175	5	190	140	0,70	6,94	179	5	190	143	0,70	6,91	0,03	0,18
1416	172	5	190	138	0,70	6,96	178	5	190	142	0,70	6,92	0,04	0,24
1788	167	5	190	134	0,69	7,01	177,8	5	190	142	0,70	6,93	0,08	0,49
2160	160	5	190	128	0,67	7,22	177	5	190	142	0,70	6,94	0,28	1,69
2520	150	5	190	122	0,65	7,44	176	5	190	141	0,70	6,95	0,49	2,96
2880	140	5	190	112	0,62	7,80	174	5	190	139	0,70	6,96	0,84	5,01
3252	126	5	190	101	0,59	8,20	171	5	190	137	0,70	6,96	1,24	7,24
3624	112	5	190	90	0,55	8,80	166	5	190	133	0,69	6,99	1,80	10,24
3984	98	5	190	78	0,50	9,68	160	5	190	128	0,68	7,11	2,56	14,00
4344	80	5	190	64	0,45	10,75	153	5	190	122	0,67	7,27	3,48	18,17

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИИ ПИРОЛИЗА НИЗКОМОЛЕКУЛЯРНОГО УГЛЕВОДОРОДНОГО СЫРЬЯ НА ЖЕЛЕЗООКСИДНЫХ КАТАЛИЗАТОРАХ

А.Р.Галикеев

Шаранское ЛПУ МГ ООО «Баштрансгаз»

Цель работы – исследование каталитического пиролиза низкомолекулярного углеводородного сырья для получения олефинсодержащего газа и углеводородного вещества, направленное на установление общих закономерностей процесса, поиск оптимальных условий проведения, а также разработка технологии, основанной на использовании недефицитных видов сырья.

В результате проведенных комплексных исследований разработаны научные и технологические основы каталитического пиролиза низкомолекулярного углеводородного сырья на железистоокисидных катализаторах с одновременным получением олефинсодержащего газа и углеводородного вещества.

Высококвалифицированным импульсным проточным методом опре-



делены кинетические зависимости каталитического пиролиза различных технических смесей и индивидуальных углеводородов ряда C_1-C_6 . На основе этих зависимостей разработаны научные принципы выбора состава сырья, катализатора и температуры пиролиза для последующего математического моделирования процесса в зависимости от его назначения и конечной цели.

Из разработанных трех математических моделей для описания каталитического пиролиза, являющегося многокомпонентной и многостадийной реакционной системой, наибольшая сходимость с экспериментальными значениями, а следовательно и большая прогнозируемость, достигнуты при использовании вероятностно-статистической модели. Используемые ранее формальный и детерминированный подходы для математической обработки экспериментальных данных показали удовлетворительную сходимость при детальном исследовании отдельных стадий механизма пиролиза.

Исходя из сравнительного анализа кинетических параметров (кажущейся константы скорости и энергии активации), доказано, что при каталитическом пиролизе низкомолекулярного углеводородного сырья на железоксидном катализаторе возможны более высокие значения газообразования и содержания суммы олефинов ряда C_2-C_4 в пиролизном газе (до 51 %), чем при пиролизе, проводившемся в тех же условиях по ранее предложенным схемам – гомогенный пиролиз бензиновых фракций (до 30 %), каталитический пиролиз высокомолекулярного углеводородного сырья (до 35 %) и каталитический пиролиз бензиновых фракций (до 45 %).

Экспериментально установлено, что каталитический пиролиз газообразного углеводородного сырья более привлекателен по сравнению с ранее предложенными схемами гомогенного и каталитического пиролиза жидкостного сырья, поскольку позволяет при равных выходах получаемых продуктов проводить процесс при температуре ниже на 150-200 °С.

В отличие от традиционных технологических схем применено новое техническое решение, заключающееся в прямом использовании зауглероженного катализатора в качестве целевого продукта, без проведения дорогостоящей и экологически небезопасной регенерации. Целесообразность такого подхода доказана при исследовании свойств углеродного вещества с использованием комплекса современных инструментальных методов (рентгеноструктурного, дериватографического, эмиссионного спектрального, хроматографического; ЭПР-, ПМР-, ИК-, УФ-, масс-спектроскопии; электронной микроскопии и др.). При этом экспериментально установлены основные закономерности образования различной структуры углеродного вещества в процессе каталитического пиролиза на железоксидном катализаторе.

На основании результатов дериватографического, рентгеноструктурного и хроматографического методов анализа установлено, что в интервале температур 550-700 °С образование углеродного вещества идет по дендритному (низкотемпературному) механизму, а при температурах выше 700 °С – по поликонденсационному (высокотемпературному) механизму. Углеродное вещество в зависимости от условий проведения процесса может иметь волок-



нистую «ватную» или сажеобразную структуру. Диаметр углеродных нитей колеблется от 0,05 до 20 мкм, а длина – от 5 до 100 мкм. Рост углеродного волокна зависит от кинетических факторов процесса каталитического легирования углеводорода и кристаллографических ограничений неизменности диаметра волокна.

Разработана технологическая схема промышленного процесса каталитического пиролиза низкомолекулярного углеводородного сырья на железоксидном катализаторе, осуществляемого в лифт-реакторе при температуре 650-700 °С с получением до 51 % олефинов (37 % этилена, 11 % пропилена, 3 % бутиленов) и до 20 % углеродного вещества.

На укрупненной установке периодического действия наработаны опытные партии углеродного вещества, которые успешно прошли лабораторные испытания.

На основании выданных заключений и актов лабораторных и опытно-промышленных испытаний углеродные образцы рекомендованы к использованию в производстве:

- ионообменных материалов для фильтров водоподготовительных установок;
- наполнителей электропроводных резин и антистатических резиноканевых материалов;
- адсорбентов с развитой поровой структурой;
- графитирующихся углеродных материалов;
- компонентов огнезащитных красок и огнетушащих порошков;
- нагревательных элементов;
- полупроводниковых материалов;
- восстановителей адсорбционной способности гемосорбентов и элементов противоожоговых повязок.

ОСНОВНЫЕ ВЫВОДЫ:

1. Впервые с использованием современного высокочувствительного импульсного экспресс-метода проведены экспериментальные исследования процесса пиролиза различных видов недефицитного низкомолекулярного углеводородного сырья на железоксидных катализаторах – продуктах обогащения железных руд, при относительно низких температурах (до 700 °С) и различных значениях времени контакта (до 3 с). При этом:

- достигнуто значение содержания суммы олефинов ряда C_2-C_4 (51 %), превышающее на 21 % этот же показатель гомогенного пиролиза, на 16 % – каталитического пиролиза высокомолекулярного углеводородного сырья и на 6 % – каталитического пиролиза бензиновых фракций;
- реализована возможность проведения каталитического пиролиза газообразного углеводородного сырья при значениях температур ниже на 150-200 °С, чем при гомогенном и каталитическом пиролизе жидкостного сырья, с равным общим выходом получаемых продуктов;
- показано, что при каталитическом пиролизе газообразного углеводородного сырья в пиролизном газе преобладает этилен (до 37 %), а при пиро-



лизе жидкостного сырья – пропилен с содержанием до 19 %;

- установлено, что добавление к железооксидному катализатору крекирующей добавки DA-250 для проведения дополнительного крекинга жидкого углеводородного сырья незначительно повышает выход низкомолекулярных олефинов, который все-таки остается ниже выхода олефинов при использовании газообразного сырья.

- показано, что увеличение молекулярной массы исходного углеводорода и рост температуры процесса выше 700 °C приводят к уменьшению газообразования и концентрации низкомолекулярных олефинов, а также к увеличению содержания водорода (до 6 %) в составе олефинсодержащего газа и повышению выхода углеродного вещества (до 20 %).

2. В зависимости от выбранных технологических параметров процесса, влияющих на выход, состав, структуру и свойства углеродного вещества, стало возможным получать новый продукт с заранее заданными и воспроизводимыми свойствами, стандартизировать его и разработать технологию получения. При этом экспериментально, с применением современных инструментальных физико-химических методов анализа, установлены следующие результаты:

- углеродное вещество, в зависимости от назначения процесса, может иметь волокнистую «ватную» или сажеобразную структуру;

- диаметр углеродных нитей колеблется от 0,05 до 20 мкм, а длина – от 5 до 100 мкм;

- уменьшение молекулярной массы исходного углеводородного сырья приводит к изменению структуры углеродного вещества с образованием углеродных волокон с меньшим диаметром и меньшей длиной;

- рост углеродного волокна зависит от кинетических факторов процесса каталитического дегидрирования углеводорода и кристаллографических ограничений неизменности диаметра волокна;

- значения межплоскостных расстояний и размеров кристаллитов свидетельствуют о том, что в составе углеродного вещества имеются углеродные модификации с различной степенью упорядоченности;

- повышение температуры процесса способствует упорядоченности структуры углеродного вещества;

- с увеличением молекулярной массы исходного углеводородного сырья в составе углеродного вещества увеличивается содержание железа и водорода и снижается содержание углерода;

- для фракций углеродного вещества размером до 147 мкм с ростом температуры наблюдается наличие проводимости металлического типа, фракции размером выше 147 мкм проявляют полупроводниковые свойства.

3. Использование целого ряда современных физико-химических методов анализа позволило установить, что процесс образования углеродного вещества в интервале температур 550-700 °C идет по дендритному (низкотемпературному) механизму, при температурах выше 700 °C – по поликонденсационному (высокотемпературному) механизму. Интерпретации обоих механизмов



основаны на анализе следующих экспериментальных результатов, свидетельствующих о различной природе получаемых веществ и, соответственно, о различных стадиях их образования:

- в изученном интервале температур отмечены различные значения кинетических характеристик (константы скорости, энергии активации и порядка реакции) при 550-700 °C и 700-850 °C;

- в области относительно низких температур 550-700 °C наблюдаются пониженная скорость образования углеродного вещества с высоким содержанием железа в своем составе и высокий выход олефинсодержащего газа с высоким содержанием непредельных углеводородов;

- в области температур 700-850 °C наблюдается повышенная скорость образования пироуглерода с небольшим содержанием железа и относительно высокая концентрация водорода до 10 %;

- в состав газа, образующегося при прокаливании в среде водорода углеродного вещества, полученного в интервале температур 550-700 °C, кроме рециркулирующего водорода входит только метан, концентрация которого увеличивается с ростом температуры прокалывания;

- газ, образующийся при прокаливании углеродного вещества, полученного в интервале температур 700-850 °C, в своем составе кроме рециркулирующего водорода содержит метан, этан, пропилен, пропан, концентрация которых также увеличивается с ростом температуры прокалывания;

- смена механизмов при повышении температуры процесса выше 700 °C влияет на состав, поровую структуру, значения адсорбционной поверхности углеродного вещества.

4. В качестве варианта аппаратного оформления процесса предложена разработанная на основе современных технических решений технологическая схема каталитического пиролиза низкомолекулярного углеводородного сырья на железооксидных катализаторах, осуществляемая в лифт-реакторе при температуре 650-700 °C с получением до 51 % олефинов ряда C₂-C₄ (37 % этилена, 11 % пропилена, 3 % бутиленов) и углеродного вещества (до 20 %).

5. Результаты лабораторных и опытно-промышленных испытаний углеродного вещества являются основой новых подходов к развитию универсальных экологически чистых безотходных технологий переработки альтернативных углеводородных энергоносителей. Полученные закономерности имеют важное самостоятельное значение в области композиционных материалов и тонкой химической технологии.

Исходя из результатов опытно-промышленных испытаний углеродного вещества в качестве ионообменного материала в водоподготовительной установке (ВПУ «КИМАК») котельной промплощадки Ишимбайской ЛЭС, технологические свойства по большинству показателей аналогичны свойствам сульфогля СК-1 (согласно ГОСТ 5696-91 «Сульфоголь марки СК-1»), что позволяет использовать его в водоподготовительном процессе водогрейных котлоагрегатов типа КСВа-1,86:

- размер зерен – 0,215-1,0 мм (норма по ГОСТ 5696-91 – 0,3-1,5 мм);



- насыпная плотность – 0,7 кг/м³ (норма по ГОСТ 5696-91 – 0,65 кг/м³);
- коэффициент набухания – 1,3 (норма по ГОСТ 5696-91 – 1,25);
- рабочая емкость – 700 г-экв/м³ (норма по ГОСТ 5696-91 – 300 г-экв/м³).

Исходя из результатов опытно-промышленных испытаний в ЦЗЛ ОАО «Уфимского завода эластомерных материалов, изделий и конструкций», свойства углеродного вещества, полученного при температуре 650-700 °С, по большинству показателей аналогичны свойствам технического углерода марки УМ-76 (согласно ТУ 38.10.002-02 «Технический углерод мелкодисперсный марки УМ-76»), что позволяет использовать его в производстве электропроводных резин и изготовлении антистатических резинотканевых материалов:

- зольность – 1,2 % (норма по ТУ 38.10.002-02 – 1,0 %);
- рН водной суспензии – 4,2 (норма по ТУ 38.10.002-02 – 3,0);
- абсорбция дибутилфталатом (ДБФ) – 134 см³/100 г (норма по ТУ 38.10.002-02 – 95 см³/100 г);
- массовая доля потерь при температуре 105 °С составляет 0,81 % (норма по ТУ 38.10.002-02 – 0,9 %);

Пласто-эластические свойства резиновых смесей на основе опытного углеродного вещества показали близкие к серийным образцам результаты:

- время начала подвулканизации – 14 мин (норма по ТУ 38.10.002-02 – 23 мин);
- оптимальная длительность вулканизации – 86,9 мин (норма по ТУ 38.10.002-02 – 82 мин.);
- начальная скорость вулканизации – 1,4 мин⁻¹ (норма по ТУ 38.10.002-02 – 1,7 мин⁻¹).

Полученные на основе углеродного вещества вулканизаты обладают близкими к серийным образцам свойствами:

- условная прочность 11,9 МПа (норма по ТУ 38.10.002-02 – 14 МПа);
- относительное удлинение 475 % (норма по ТУ 38.10.002-02 – 540 %);
- относительное остаточное удлинение, 14 % (норма по ТУ 38.10.002-02 – 20 %);
- удельное электрическое сопротивление 3,3·10⁹ (норма по ТУ 38.10.002-02 – 2,7·10⁷).

6. Экономический эффект от реализации углеродного вещества составит ~ 1,6 млрд. руб./год.

РАЗРАБОТКА МОДЕЛИ ОРГАНИЗАЦИОННОЙ КУЛЬТУРЫ КАК ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ КОНКУРЕНТОСПОСОБНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ

Ю.В.Гончарова

Филиал Медико-санитарная часть ООО «Сургутгазпром»



Цель: разработать модель организационной культуры, являющуюся фактором повышения конкурентоспособности.

Ожидаемые научно-технические, экономические и социальные результаты:

- обобщение исторических подходов к изучению понятия «организационная культура»;
 - формулировка понятия организационной культуры:
 - ОРГАНИЗАЦИОННАЯ КУЛЬТУРА –
 - совокупность важнейших понятий
 - (норм, ценностей, подходов, убеждений...),
 - разделяемых социальной общностью
 - с учетом национально-географического и исторического аспектов
 - как система влияния
 - на формирование гармонии внешней и внутренней среды организации
 - с целью достижения перспективной эффективности
 - в экономической, производственной и социальной сфере.
 - анализ критериев, на основе которых происходит оценка наличия и качеств организационной культуры;
 - определение взаимосвязи понятий «конкурентоспособность» и «организационная культура»;
 - разработка методики оценки и механизма формирования модели конкурентоспособной организационной культуры на примере конкретной организации;
 - создание модели организационной культуры для повышения конкурентоспособности организации и дальнейшего совершенствования деятельности;
 - рост благосостояния и создание гармоничной среды труда и жизнедеятельности через рациональное внедрение модели организационной культуры на всех уровнях функционирования человека и общества;
 - без оптимальной, сильной и гибкой организационной культуры невозможно существование и выживание любого предприятия или организации;
 - формирование эффективной организационной культуры – основа для создания перспективного, стабильного и динамично развивающегося коллектива конкурентоспособной организации;
 - основной социальный результат: заполнение духовного вакуума и создание на основе оптимальной культурной базы соответствующей среды для наиболее полного раскрытия личного и коллективного потенциала в целях повышения эффективности работы отдельного предприятия, отрасли, государства в целом.

Сравнительные технико-экономические показатели с зарубежными аналогами.

По данным из различных источников, организационная культура может иметь, все же, стоимостное выражение. Приведем соответствующую таблицу, которая может служить полезной информацией к размышлению для управленцев любого уровня.

Примеры проявления качества организационной культуры в компании «N» за 2001г.	Описание экономических последствий для компании	Стоимость, тыс. долл.
Положительная психологическая атмосфера в проектных группах, облегчение работы благодаря наличию духа взаимной поддержки.	Обеспечивает низкую текучесть кадров - не более 10% в год (при численности в 100 человек) при средней по отрасли в Москве 15-20%, т.е. компания экономит на оплате услуг кадровых агентств и т.д.	От 3 до 80
Публичная, жизненная и гражданская позиция генерального директора, ведущих сотрудников, определяющих "лицо" компании.	Способствует получению нескольких государственных заказов. Помогает удерживать "старых" крупных клиентов в борьбе с примерно одинаковыми по профессионализму группами конкурентов.	От 30 до 60
Доверие, преданность сотрудников компании и руководству.	За год не было ни одного случая воровства, прогула, "слива" информации. Несколько сотрудников предложили воспользоваться своими личными связями для получения заказов (что не входило в их обязанности и не учитывалось при оплате труда).	От 10 до 40
Совокупный эффект (по экспертным оценкам) за 2001 г.		103-210

ОРГАНИЗАЦИЯ КОНВЕРТАЦИИ ДАННЫХ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ ГАЗОВОЙ ПРОМЫШЛЕННОСТИ

А.В.Гришин

Астраханский филиал ОАО «Газпромрегионгаз»

На крупных предприятиях существуют огромные потоки однотипной информации, в разные структурные подразделения. Как правило, они рассылаются на бумажных носителях в виде приказов, таблиц, служебных записках и т.д., хотя данные потоки возможно рассмотреть в виде электронных потоков для целей синхронизации данных с определенной периодичностью. Данная ситуация образовалась в результате развертывания несвязанных физически информационных систем предприятия. Например, модули «Бухгалтерского учета», «Зарплата и Кадры» и «Управленческого учета», или же модуль «Кадрового учета» и «Зарплата» (рис 1). Хотя последний пример стараются не разделять в разные ИС. Справочник «Сотрудники» необходим практически всем структурным подразделениям, но вести должен отдел Кадров.

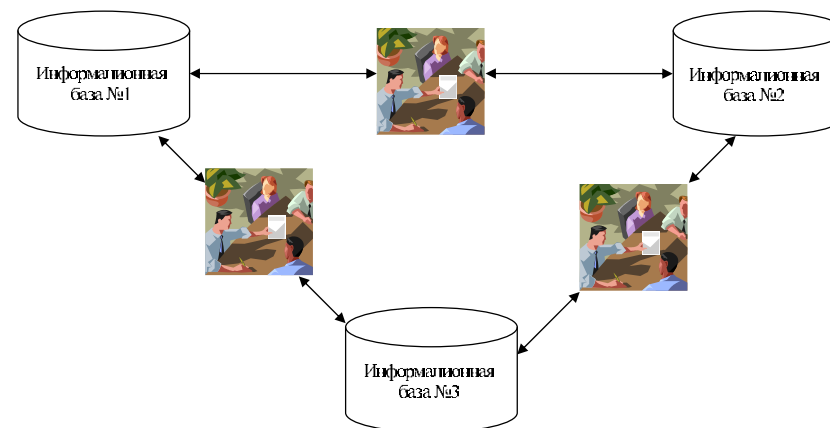


Рис. 1

В результате получили ситуацию, что отдельные элементы информационных баз (справочники, документы, периодические реквизиты, начальные и конечные остатки) нуждаются в автоматизированной конвертации и синхронизации данных.

При решении данной проблемы было выдвинуто следующее требование: инструмент должен работать в 1С:Предприятие, поскольку большинство предприятий газовой промышленности используют именно эту среду.

Существует 2 решения:

1. Написание обработчика встроенным языком на 1С:Предприятие, через промежуточный файл *.dbf(рис 2).

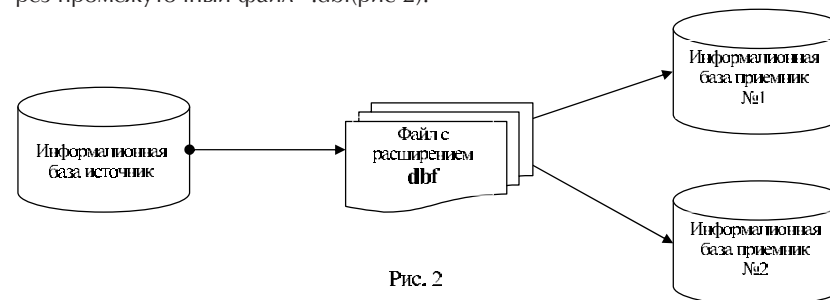


Рис. 2

2. Использование типового модуля «Конвертация данных 2.0», который позволяет настроить обмен данными, и выгружать посредством промежуточного файла *.xml(рис 3).

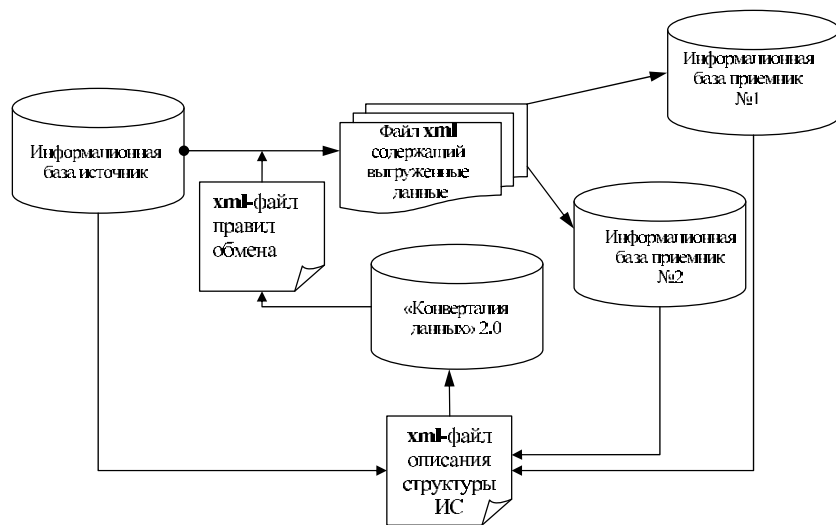


Рис. 3

Основными недостатками при внедрении решения 1 являются:

- реализация требует знаний работы 1С:Предприятие с файлами. Если синхронизация происходит между разными версиями (7.7 и 8.0), то необходимы знания в области работы каждой из систем с dbf-файлами;
- при изменении типа или длины одного из элементов или реквизита элемента, необходимо производить изменения в программном коде инструмента выгрузки и загрузки.

Недостатками при внедрении решения 2 являются:

- требуются специализированные знания в подготовке «файла-правил обмена» и работы с модулем «Конвертация данных 2.0»;
- реализация данного решения применима только к программным модулям, реализованных в 1С:Предприятие версий 7.7 и 8.0.

Синхронизация данных является текучими требованиями предприятий, но в некоторых случаях требуется производить работы по переносу некоторых данных в отдельную информационную систему.

Отдельной информационной системой могут являться:

- система, разработанная в результате образования новой структурной единицы предприятия;
- используемая конфигурация системы, которую решили развернуть с нуля, т.е. перенести конечные остатки, которые во вновь созданной являются начальными. Данные работы необходимы в результате заполнения существующей базы и замедлением обработки информации.

Идея, которая описана выше, не является новшеством, а является описанием стандартного механизма, который не всегда используется администра-

турами информационных систем. Новизной является внедрение типового решения фирмы 1С «Конвертация данных 2.0», которое является мощным механизмом для объединения разрозненных информационных систем в единую корпоративную информационную систему. Предприятия газовой промышленности зачастую являются крупными предприятиями, и внедрение данного модуля сократит время на обработку информации.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ ПО ПРОГРАММНОМУ ОБЕСПЕЧЕНИЮ «ПЛАНИРОВАНИЕ ДВИЖЕНИЯ ОБЯЗАТЕЛЬСТВ ДОХОДНОЙ ЧАСТИ БЮДЖЕТА»

С.А. Дацюк

ООО «ЛУКОЙЛ-ВОЛГОГРАДНЕФТЕПЕРЕРАБОТКА»

Целью представленной научно-технической разработки является описание методики бизнес-процесса и автоматизация планирования поступления денежных средств от продажи нефтепродуктов на расчетный счет предприятия в регламентируемые сроки бюджетного процесса.

В настоящее время бюджетирование является наиболее эффективным методом управления затратами и финансовыми ресурсами как в Компании, так и в дочерних обществах. В соответствии с Бюджетной политикой ОАО «ЛУКОЙЛ» на ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка» организован процесс по формированию планов и фактического исполнения бюджета предприятия с ежемесячным предоставлением его в Департамент Экономики переработки и сбыта (далее ДЭПС).

Формирование доходов на плановый период в форме плана движения обязательств (далее ПДО) является составной и важной частью бюджета предприятия. ПДО позволяет заранее на месяц, квартал, год спрогнозировать приток оборотного капитала в форме денежных средств, оценить ликвидность и платежеспособность предприятия, выявить и принять своевременные меры по ликвидации просроченной задолженности покупателей; оптимизировать привлечение заемных или размещения свободных средств.

С переходом предприятия с 2005г на новую бизнес - схему оптовой реализации нефтепродуктов произошло значительное увеличение потоков денежных средств и документооборота, в несколько раз превышающих прошлые года. Усложнение схемы расчетов по договорам, увеличение трудоемкости процесса планирования доходов и контроля их выполнения, определило необходимость создания в кратчайшие сроки такого программного обеспечения, которое позволило бы осуществлять планирование доходов качественно с наименьшими трудозатратами и в установленные регламентом сроки отраслевого бизнес-сегмента «Переработка сбыт».

До создания и внедрения программы «Планирование доходной части бюджета» формирование планов готовилось в ручном режиме с использованием MS Excel.



Результатом данной работы явилась разработка программного обеспечения «Планирование движения обязательств доходной части бюджета» (далее ПО ПДО), которое позволило обеспечить автоматизацию планирования расчетов поступлений денежных средств как в целом для бюджета за месяц, так и по дням для Календаря платежей. С решением этой задачи произошло объединение и синхронизация информационных потоков по сбору информации от различных структурных подразделений завода и консолидация предоставляемой информации в финансовом отделе предприятия с формированием необходимого комплекта финансовой документации.

Полученные отчеты используются в финансово-экономических, сбытовых службах завода для анализа исполнения планов и, устанавливаемых на их основе, контрольных показателей.

1. Описание технического задания программного обеспечения.

1.1 Этапы разработки программного обеспечения (ПО) плана движения обязательств (ПДО)

ПО ПДО разработано с учетом особенностей организационной структуры ООО «ЛУКОЙЛ - Волгограднефтепереработка». Разработка и внедрение задачи было разделено на следующие этапы:

1. Формирование фактического исполнения плана движения обязательств по продаже нефтепродуктов; агентского вознаграждения и возмещаемых расходов покупателями, связанных с реализацией нефтепродуктов, которое отражает фактическое состояние расчетов с покупателями за отчетный период.

2. Формирование Плана движения обязательств на плановый месяц с учетом подекадного плана отгрузки нефтепродуктов.

3. Проведение планового расчета агентского вознаграждения и возмещаемых расходов покупателями, связанных с отгрузкой нефтепродуктов по железной дороге.

4. Формирование Плана движения обязательств по агентскому вознаграждению и возмещаемым расходам и сводного плана ДО по кодам бюджетного классификатора.

5. Формирование аналитического блока.

На всех этапах ПО ПДО должно было обеспечить четкое взаимодействие структурных подразделений предприятия, участвующих в бюджетном процессе.

1.2 Методология по формированию ПО ПДО

1.2.1. Формирование фактического исполнения плана движения обязательств по реализации нефтепродуктов, агентского вознаграждения и возмещаемых расходов

Для формирования фактического исполнения движения обязательств по реализации нефтепродуктов, агентского вознаграждения и возмещаемых расходов покупателями, связанных с реализацией нефтепродуктов была ис-



пользована база данных по выставлению счетов-фактур Отдела учета реализации из ИС СБЫТ АРМ « Книга продаж».

Результатом формирования фактического исполнения движения обязательств является отчетная форма, отражающее движение по кодам финансовых позиций с определением коэффициента оборачиваемости дебиторской задолженности по организациям за отчетный период:

- собственные нефтепродукты и продукты нефтехимии;
- собственные газопродукты;
- агентское и комиссионное вознаграждение;
- возмещение покупателями расходов по продажам нефтепродуктов

Фактическое состояние расчетов по договорам в разрезе статей бюджета на конец отчетного периода является входной информацией для формирования последующих этапов планирования доходов предприятия.

1.2.2 Формирование планирования движения обязательств по нефтепродуктам.

Формирование плана ДО осуществляется на основании справочника кодов статей бюджета в следующих разрезах:

- направления поставок:

- продажа ОАО «ЛУКОЙЛ»
- продажа организациям НефтеПродуктоОбеспечения
- продажа по государственным поставкам
- продажа по плану корпоративных программ
- прочие поставки

- виды договоров:

- наливные нефтепродукты
- фасованные нефтепродукты
- газопродукты

- виды отгрузок:

- железная дорога,
- водный транспорт,
- самовывоз, трубопровод.

Результатом планирования движения по реализации нефтепродуктов является получение объема денежных поступлений предприятия на плановый период и состояние расчетов по контрагентам на конец планового периода. На основе программного обеспечения готовятся с выводом на печать выходные формы ДО по каждому направлению поставки, сводная форма ДО по всем направлениям отгрузки. Структурное подразделение, отвечающее за свое направление при планировании, выводит на печать отчет и предоставляет в финансовый отдел за подписью исполнителя и утвержденный руководителем подразделения. Представленный отчет служит подтверждением данных внесенных в систему.

1.2.3 Расчет плановых показателей по агентскому вознаграждению и возмещаемым расходам (провозная плата, перевыставление штрафов и дополнительных сборов по железной дороге).



Данный расчет ведется только по тем договорам реализации нефтепродуктов, по которым осуществляется поставка товара покупателю по железной дороге ОАО РЖД. (вид отгрузки и код статьи бюджета - железная дорога)

В этой части производится расчет плановых показателей по агентскому вознаграждению и возмещаемым расходам (провозная плата по железной дороге) на основе статистических данных фактически выставленных счетов-фактур по этим расходам за любые прошедшие периоды (за месяц, несколько месяцев) из ИС «СБЫТ» АРМ «Бухгалтерия ВВПЗ» *Отдела учета реализации*.

По каждому контрагенту в разрезе договора на основе этих статистических данных выдается информация на печать о параметрах отгрузок продукции по железной дороге:

- расстояния, на которое поставлялась продукция, сгруппированного по диапазонам перевозок (0-500, 501-1000, 1001-1500, 1501-2000 и т.д.);
- вид отгруженного товара по каждой позиции плана поставок (масла, автотопливо, топливо дизельное, газ и т.д.) и общий тоннаж отгрузки;
- распределение тоннажа отгрузки по типам вагонов (арендованные вагоны; вагоны парка РЖД; собственные вагоны покупателя);
- величин ставок агентского вознаграждения и тарифов провозной платы, которые зависят от типа вагонов, вида провозимого по железной дороге товара.

Для формирования планового расчета по агентскому вознаграждению и провозной плате в модуль этой программы автоматически загружается плановый тоннаж отгрузки по видам нефтепродуктов по железной дороге планируемого периода. Эти данные перекачиваются из базы данных модуля реализации нефтепродуктов, распределенного менеджером по сбыту на предыдущем этапе планирования.

Применение тарифов и ставок согласно типам вагонов, расстояния и вида товара, осуществляется в автоматическом режиме с учётом процентного соотношения к общему объёму поставки по каждому договору и контрагенту. При формировании расчета, задавая необходимые периоды подбора параметров из статистики прошлых периодов, специалист *Отдела поставок и координации отгрузок* осуществляет контроль правильности применяемых тарифов и ставок, а также имеет возможность корректировать их, формируя необходимый тариф в ручном режиме.

После загрузки в систему объема поставок отгружаемого по железной дороге и определения тарифов и ставок происходит автоматический расчет возникших обязательств по агентскому вознаграждению и провозной платы по каждому типу вагонов и суммарный расчет по договору.

Для внесения плановых данных по штрафам и доп. сборам предусмотрен ручной ввод данных по контрагенту, которые затем суммируются к общей сумме возникших обязательств по возмещаемым расходам покупателя.

Полученный плановый расчет этих услуг является входящей информацией для осуществления планирования движения обязательств, который является следующим этапом программы.



1.2.4 Формирование планирования движения обязательств по агентским вознаграждениям и возмещаемым расходам.

Формирование плана движения обязательств по агентскому вознаграждению и возмещаемым расходам осуществляется на основании справочника кодов статей бюджета по каждому контрагенту и договору по следующему алгоритму:

- **Автоматическое формирование дебиторской и кредиторской задолженности на начало планового периода** сформированного из фактического исполнения бюджета из ИС «СБЫТ» АРМ «Книга продаж» *Отдела учета реализации*.

- **Загрузка расчета** агентского вознаграждения и возмещаемых расходов из предыдущего этапа планирования- формирование возникших обязательств на плановый период;

- Автоматическое **формирование оплаты дебиторской задолженности на начало периода и возникших обязательств согласно расчету на плановый период, и условий договоров** определяющий вид оплаты и отсрочки платежа по агентскому вознаграждению и возмещаемым расходам, поступающие из ИС «КОД».

- **Авансы к выдаче** формируются согласно п.1.2.2.

Окончательным результатом планирования движения по нефтепродуктам, агентскому вознаграждению и возмещаемым расходам является получение совокупного объема денежных поступлений предприятия на плановый период и состояния расчетов контрагентов на конец планового периода по этим статьям бюджета, с выводом на печать выходной отчетной корпоративной формы ДО .

1.2.5 Формирование аналитического блока.

Для формирования аналитического блока, необходимо аккумулировать информацию из системы СТРИМ, СБЫТ, SAP SEM и Down Stream.

Аналитический блок включает в себя:

1. Факторный анализ выручки продаж
Анализ выручки по продукции;
Анализ выручки по агентскому вознаграждению и анализ возникших обязательств по возмещаемым расходам
2. Факторный анализ погашения обязательств
1.1 Анализ погашения обязательств по продукции;
1.2 Анализ погашения обязательств по агентскому вознаграждению и возмещаемым расходам.

Факторный анализ выручки продаж включает в себя два этапа:

1. На этапе планирования осуществляется сравнение показателей Плана поставок из системы Завода СТРИМ и Плана поставок из системы Down Stream (загружаемая в SAP SEM). Целью данного анализа является выявление несоответствий в тоннаже и ценах и устранение на этапе планирования.
2. На этапе фактического исполнения осуществляется факторный анализ выручки, включающий в себя факторы:



- выполнение объема отгрузки;
- изменение цен на продукцию;
- изменение ассортимента товара.

Анализ объемов продукции с пересчетом его на стоимость товара позволяет выявить следующие причины отклонений:

- Изменение плана поставок Оперативными Бюджетными Решениями и Указаниями Компании;
- Отсутствие разрядок на отгрузку продукции;
- Позднее предоставление разрядок на отгрузку;
- Статистический недогруз/перегруз.

Факторный анализ погашения обязательств, происходит на этапе фактического исполнения и позволяет выявить следующие причины отклонений:

- Невыполнение условий расчетов по договору;
- Невыполнение договорных обязательств;
- Изменение выручки продаж;
- Досрочное погашение обязательств.

1.3 Разработка и внедрение программного обеспечения ПДО.

Составленное техническое задание по планированию движения обязательств в части реализации нефтепродуктов, агентского вознаграждения и возмещаемым расходам было передано на разработку и внедрение в филиал ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» г.Волгограда Красноармейское ТУ ИТО Управление ИТиА. При разработке программного обеспечения требования технического задания были выполнены качественно и в полном объеме, создан удобный интерфейс программы, позволяющей проводить поэтапное планирование ПДО, осуществлять необходимый контроль входящих данных от структурных подразделений завода. 5 этап находится на стадии технической разработки.

1.4 Экономический эффект от внедрения.

В результате разработки и внедрения ПО «Планирование доходной части бюджета от реализации нефтепродуктов» удалось достигнуть следующих результатов:

- автоматизация сбора большого массива данных необходимой информации, позволяющей планировать движение обязательств в требуемой детализации;
- автоматизация процесса по формированию плана движения обязательств контрагентов в части реализации нефтепродуктов, агентского вознаграждения и возмещаемых расходов, с учетом взаимодействия исполнителей разных структурных подразделений;
- автоматизации процесса формирования возмещаемых расходов в доходной части бюджета предприятия позволило более качественно планировать в расходной части бюджета расчеты с Российской Железной Дорогой (РЖД) по провозной плате;



- автоматизация ПДО является базой данных, в части получения платежей для формирования программы «Календарь платежей», требования которой - отражение погашения обязательств в разрезе контрагентов, договоров с учетом поступлений денежных средств по дням. До автоматизации ПДО планировать поступление денежных средств в «Календаре платежей», на каждый день не представлялось возможным;

- автоматизация плана и фактического исполнения позволяет перейти к созданию аналитического блока план- факт анализа и проводить развернутый факторный анализ возникших обязательств и их погашение доходной части бюджета, что позволяет оценить изменение технико-экономических показателей предприятия (см. приложение 10). Механизм по созданию аналитического блока в настоящий момент находится на стадии разработки и этапами, по мере готовности технического задания предоставляется в ООО «ЛУКОЙЛ-ИНФОРМ» для дальнейшей реализации.

Экономический эффект от внедрения программного обеспечения заключается в следующем:

- **значительное снижение трудозатрат и сроков формирования плана и факта** ПДО в условиях жестких сроков регламента Бюджетного процесса группы «ЛУКОЙЛ», следствием чего явилось снижение стоимости продукта «бюджет доходов» на 42%;

- **снижение рисков возникновения ошибок и повышения качества** предоставляемой информации в Компанию. В настоящий момент со стороны различных структур Компании (Главного управления поставок и продаж, Главного управления координации производства и сбыта нефтепродуктов, ДЭПС и др.) возрастают требования к качеству подекадного планирования и исполнения отгрузок нефтепродуктов, а также выполнения контрольных показателей по оборачиваемости дебиторской задолженности. Поэтому, принципы планирования отгрузок на каждый день поставки, заложенные в представленном программном обеспечении, позволяют обеспечить предоставление достоверных плановых показателей по данным позициям;

- **уменьшение финансовых рисков предприятия**. В условиях казначейского исполнения бюджета финансов при жестком лимитировании расходной части бюджета и работы предприятия по системе «пулинг», «зеробалансинг» создание бизнес-процесса «Планирование доходной части бюджета» особенно актуально, так как позволяет координировать собственные оборотные и заемные средства;

- **сокращение сроков формирования Календаря платежей** по дням;

- **возможность варьирования параметров** плана ПДО;

- **возможность проведения дальнейшей автоматизации план-факт анализа отклонений** экономических показателей: выручки продаж, поступлений денежных средств, коэффициентов оборачиваемости дебиторской задолженности по каждому контрагенту, позволяющей на основе анализа принимать оперативные управленческие решения.



НЕЙРОСЕТЕВАЯ ИНФОРМАЦИОННАЯ СИСТЕМА ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ ПРИ РАЗРАБОТКЕ ГАЗОКОНДЕНСАТНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.С. Дианов

ООО «Астраханьгазпром», АНИПИгаз

Созданная информационная система предназначена для решения одной из самых актуальных проблем газодобывающей промышленности - принятия решений при разработке газоконденсатных месторождений с детальным планированием мероприятий по интенсификации притока газа.

В процессе разработки месторождений происходит существенное изменение производительности скважин. Данное обстоятельство связано с проявлением различных геолого-промысловых факторов. Основными из них являются: ухудшение фильтрационно-ёмкостных свойств коллектора в данной области пласта; осложнение в процессе эксплуатации скважин из-за ухудшения технического состояния ствола; накопление жидкости в стволе скважин вследствие изменения фазового состояния углеводородной смеси или прорыва к скважине пластовой воды. Наиболее значительное изменение продуктивности вызывают изменения состояния призабойных зон пласта. Ухудшение фильтрационных свойств коллектора сопровождается существенным уменьшением продуктивности скважин. Для восстановления свойств коллектора применяют различные способы интенсификации притока, которые позволяют существенно повысить производительность работы скважины. При этом необходимо выполнить несколько последовательных этапов: сбор и начальная подготовка исходной информации; определение основных параметров воздействия на пласт; формирование списка необходимого оборудования и реактивов; проведение мероприятий с последующими наблюдениями за результатами.

Разработка газоконденсатного месторождения характеризуется ограниченным объемом сведений о параметрах и свойствах объекта, что связано как со сложностью объектов исследования, так и с ограниченностью имеющихся измерительных приборов и систем. Это приводит к необходимости принимать решения при недостаточности информации. Для принятия эффективного решения необходимо проанализировать множество данных, относящихся к выбранной скважине: технологии ранее проведенных мероприятий по интенсификации притока, продолжительность работы скважины, уровень падения пластового давления в зоне работы скважины, степень обводнения скважины, информация об интервалах продуктивного горизонта. Так как не существует точной математической формализации принятия решений по интенсификации притока, то решение принимается экспертом на основании собственного опыта и зачастую интуитивно. Ввиду сложности и громоздкости процесса обработки информации, большой ответственности, лежащей на эксперте, возникла необходимость в создании информационной системы поддержки принятия решений. Принятие решений было решено



осуществлять с помощью нейронных сетей. Выбор методов искусственного интеллекта для решения проблемы обусловлен тем, что данная задача обладает рядом особенностей, которые указывают на целесообразность применения нейронной сети, а именно: отсутствует точное математическое описание и алгоритмы решения задачи, но накоплено достаточное большое число примеров; задача характеризуется большим объемом входной информации; данные примеров зашумлены и частично противоречивы. Нейронные сети наиболее приемлемы для принятия решений при планировании мероприятий по интенсификации притока газа, так как данный процесс не только зачастую осуществляется в условиях недостаточности информации, но и не поддается адекватной формализации традиционными математическими методами. Нейросетевая модель ориентирована на то, чтобы по текущему и нескольким предыдущим векторам состояния объекта (призабойной зоны скважины, участка газоносного пласта) предсказывать его следующие состояния. Нейронная сеть запоминает, а затем воспроизводит динамическое поведение объекта в ситуациях, которые ей известны.

На первом этапе построения информационной системы осуществлялся выбор типа интенсификационной обработки для той или иной скважины. В результате анализа данных по проведенным обработкам и изучения результатов интенсификации притока газа был выявлен перечень факторов, влияющих на выбор технологии обработки: число ранее проведенных обработок; величина изменения забоя; мощность пласта; время, прошедшее после проведения последней обработки (мес.); объем кислоты, закаченной в пласт; значение снижения пластового давления в зоне работы скважины по сравнению со значением после последней обработки; состояние затрубного пространства; наличие компенсатора в стволе скважины; возраст скважины в годах; наличие подошвенной воды. Была проведена классификация интенсификационных обработок, применяемых на газоконденсатных месторождениях: солянокислотные ванны (обычная, с растворением забоя, с ингибированием в пласт), солянокислотная обработка (обычная, с блокировкой наиболее дренированного интервала, в ступенчатом или скоростном режимах), метанольная обработка, метанольная солянокислотная обработка (обычная, в скоростном режиме), эмульсионная солянокислотная обработка, эмульсионная обработка с блокировкой, гидравлический разрыв пласта.

В качестве архитектуры сети для выбора типа обработки была выбрана сеть Кохонена (рис.1). Сеть была реализована на формальных нейронах, представляющих собой взвешенные сумматоры. В качестве активационной функции использовалась функция SOFTMAX

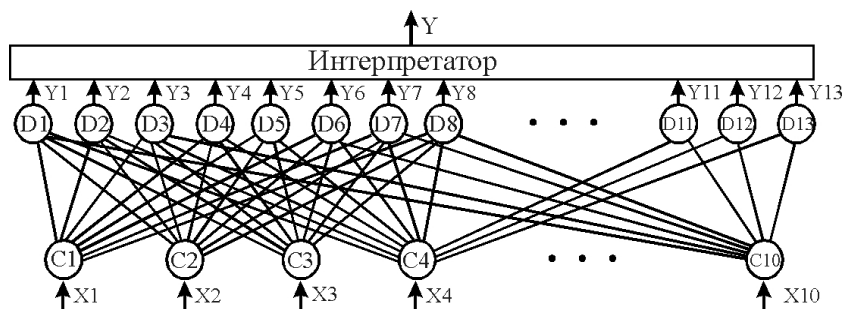


Рис. 1. Схема нейронной сети для принятия решения при выборе типа воздействия на призабойную зону

Для определения эффективности принимаемого решения использовалось свойство универсальной аппроксимации нейронной сети. Применялся трехслойный персептрон на формальных нейронах с одним скрытым слоем (рис. 2). На вход сети подавались параметры планируемой обработки. На выходе снималось прогнозируемое значение кратности эффекта. Использование скрытого слоя в архитектуре многослойного персептрона обусловлено необходимостью достижения более адекватного соответствия множества входных сигналов набору выходных параметров сети. Применение скрытого слоя позволило выделять статистические закономерности высших порядков, что является важным обстоятельством в случае многомерного входного сигнала.

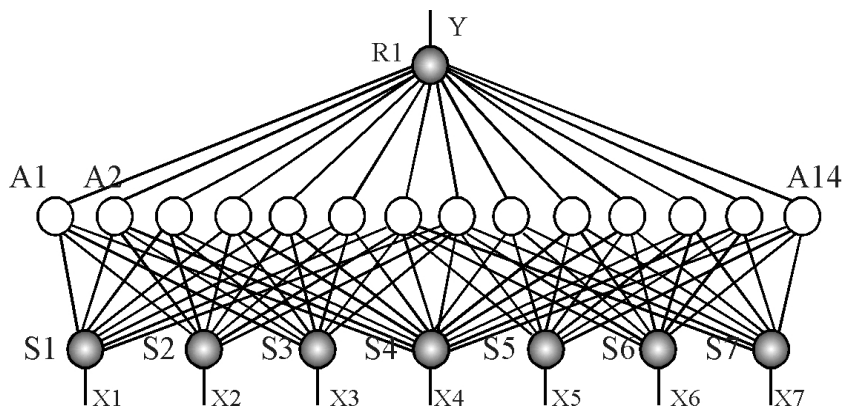


Рис. 2. Схема нейронной сети для прогнозирования эффективности принимаемого решения

Сеть обучалась по алгоритму обратного распространения ошибки. В качестве обучающих наборов входных и выходных сигналов использовались

реальные данные по скважинам Астраханского газоконденсатного месторождения с 1987 по 2006 год. Раннего насыщения нейронов, следствием чего является «паралич сети», удалось избежать путём подбора скорости обучения, начальных весовых коэффициентов и коэффициентов начального преобразования входных данных. Описанные нейросетевые модели являются лишь небольшой частью используемых в системе моделей.

Выбор языков программирования и сред разработки, используемых для реализации системы, был сделан с учётом специфики разработанных моделей, модели жизненного цикла и опираясь на требования, предъявляемые к системе на начальном этапе проектирования. Для реализации интерфейсов пользователя, взаимодействия с БД, формирования отчётов и поддержки картографии было решено использовать язык Object Pascal и среду разработки типа RAD Borland Delphi 6 Enterprise Edition. Для реализации библиотек поддержки нейронных сетей был выбран язык программирования C++ в среде разработки Microsoft Visual C++ 6 компании Microsoft, что позволило получить более быстрый и компактный выходной код. Для реализации математических моделей был выбран язык программирования Fortran и среда разработки Compaq Visual Fortran 6.5A компании Compaq.

Основные функции моделей автоматизации было решено реализовать в виде автономных библиотек динамической компоновки, проецируемых на адресное пространство процессов подсистем. Такой подход не только облегчает сопровождение системы и позволяет использовать в процессе реализации несколько языков программирования, что положительным образом сказывается на оптимальности выходного кода, но и обеспечивает переносимость разработанного и отлаженного кода в другие приложения.

В программном комплексе реализованы элементы геоинформационной системы (ГИС) - предоставлена возможность работы с картографической информацией и связанной с ней базой данных по скважинам.

Представленная работа позволила комплексно подойти к проблеме максимальной выработки запасов и повышению компонентоотдачи пластов на Астраханском газоконденсатном месторождении, продлить время эксплуатации скважин и месторождения в целом.

**УВЕЛИЧЕНИЕ РЕСУРСОВ ВОДОРОДА ЗА СЧЁТ
ВНЕДРЕНИЯ РАЦИОНАЛЬНЫХ СХЕМ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ
ВОДОРОДСОДЕРЖАЩЕГО ГАЗА**

С.М.Андронов, Д.С.Митяев, А. А.Юрченко, А.А. Домрачева

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

Ужесточение требований по содержанию серы в моторных топливах создает огромную проблему – обеспечение НПЗ водородом, поскольку необходимо значительно увеличить мощность процессов гидроочистки и гидро-



крекинга, что приводит к росту спроса на водород. По разным оценкам, в ближайшие 3-5 лет темпы роста спроса на водород составят от 4 % до 10 % в год против текущего уровня 283-340 мл. м³/сут /1/.

Источниками водорода для предприятия служат установки каталитического риформинга Производства компонентов топлив и установка парового риформинга Комплекса глубокой переработки нефти. При этом производство водорода зависит от свойств сырья, жёсткости режима, типа и состояния катализатора, рабочего давления на блоке риформинга.

В связи с введением в эксплуатацию комплекса глубокой переработки нефти повысилась актуальность поиска дополнительных количеств водорода. Потребности комплекса гидрокрекинга T-Star в техническом водороде обеспечиваются за счет производства водорода на установках парового риформинга и установки КВГ. Потребность в водороде для комплекса гидрокрекинга с блоком ГДА при проектной производительности 3,5 млн. тонн в год по сырью, оценивается в 61,85 тыс. тонн в год. Проектная производительность установки по производству водорода, входящей в состав комплекса, составляет 49,175 тыс. тонн в год. Следовательно, проектный недостаток в водороде составляет 12,675 тыс. тонн в год, и требует поиска дополнительных количеств водорода. На предприятии ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» поставлена задача более полного использования водородсодержащего газа установок каталитического риформинга для выработки технического водорода на УКВГ.

На сегодняшний день известны методы, способные увеличить производство водорода на установках каталитического риформинга. Очевидно, производство водорода может быть увеличено путём модернизации оборудования и повышения производственной мощности. Также производство водорода может быть улучшено за счёт изменения состава сырья установок каталитического риформинга на сырьё, способствующее выработке водорода. Снижение давления и замена катализатора также увеличивают выход водорода. Наибольшее увеличение выработки водорода в отличие от установок с неподвижным слоем катализатора может быть достигнуто на установках с непрерывной регенерацией катализатора. Такая технология была разработана компанией UOP, она позволяет обеспечить максимальный выход водорода при сравнительно невысоких капитальных и операционных расходах. Это решение может быть достаточно привлекательным как альтернатива строительства новой установки по производству водорода. Для установки по производству водорода производительность может быть увеличена до 25%. Модернизация может быть достигнута путём механической модернизации оборудования и лимитируется ограничениями оборудования, установленными заводом-изготовителем, а также дополнительным предварительным или последующим риформингом.

В качестве альтернативных источников водорода на нашем предприятии можно рассматривать два варианта.



К первому варианту можно отнести установку каталитического риформинирования бензинов 35-6/300: существующие конструктивные и технические особенности дожимных компрессоров ПК –6, 7 не позволяют передать на блок 35-20 избыток водорода. При этом водородсодержащий газ сбрасывается в линию сухого газа на ГРП, потери при максимальной загрузке уст. Л34-6/300 55 м³/ч составляют порядка 2 300-2 700 м³/ч.

Ко второму источнику, допускающему потери водородсодержащего газа в топливную сеть предприятия, являются гидропроцессы: установки гидроочистки Л24-6, ЛГ-24-7. Режим блоков деаэрации прямогонного дизельного топлива установок гидроочистки поддерживается продувкой водородсодержащим газом со сбросом в топливную сеть предприятия.

Внедрение схемы передачи избыточного ВСГ установки Л35-6/300 на УКВГ через циркуляционные компрессоры блока риформинга установки Л35-11/600

При высоких нагрузках по сырью на установке Л35-6/300 часть вырабатываемого ВСГ сбрасывалась в линию топливного газа, поскольку производительность дожимных компрессоров блоков гидроочистки не позволяет передать ВСГ в полном объеме далее по схеме на УКВГ. Обусловленная технологией процесса сравнительно низкое давление на выкиде циркуляционных компрессоров блока риформинга 18 – 19 кгс/см² не позволяет передать избытки ВСГ напрямую на прием дожимных компрессоров УКВГ.

Анализ работы установки Л35-6/300 показывает, что необходимость перевода части вырабатываемого избыточного ВСГ в линию топливного газа возникает при загрузке по сырью более 40 м³/ч. Удельная выработка избыточного ВСГ несколько повышается в летний период, поскольку из-за снижения эффективности охлаждения газо-продуктовой смеси снижается концентрация ВСГ. В отдельные периоды работы летом 2004 г, при загрузке установки по сырью 55 м³/ч расход ВСГ в линию топливного газа составлял до 4200 нм³/ч. В среднем, потери чистого водорода в линию топливного газа возрастают на 190 нм³/ч при увеличении загрузки установки по сырью на 1 м³, что хорошо согласуется с данными UOP по удельной выработке водорода в процессе Платформинга.

Специалистами Опытно-исследовательского цеха и Производства компонентов топлив предложена схема передачи избытков водородсодержащего газа установки Л35-6/300 по линии пуска водорода через циркуляционные компрессоры блока риформинга установки Л35-11/600 на УКВГ. Приведенная схема передачи избытков ВСГ установки Л35-6/300 на УКВГ через установку Л35-11/600 была реализована 13 мая 2005 г. Показатели качества ВСГ блоков риформинга установок Л35-6/300 и Л35-11/600 приведены в табл. 1. Соответствующее увеличение расхода сырья и выхода продуктов было зарегистрировано на УКВГ.



Таблица 1

Показатели качества водородсодержащего газа блоков риформинга установок Л35-6/300 и Л35-11/600 за 13.05.05.

Установка	Концентрация водорода, % об.	Содержание HCl, ppm	Содержание H ₂ S, ppm	Содержание H ₂ O, ppm
Л35-6/300	82,5	0,3	0,2	15
Л35-11/600	77,4	0,3	0,2	30

Как видно из данных таблицы 1, ВСГ установок риформинга весьма близки по своим характеристикам, что вообще характерно для нормальной работы установок. В случае нештатных ситуаций, связанных со значительным увеличением содержания сероводорода или влаги в ВСГ установки Л35-6/300, схема передачи ВСГ на установку Л35-11/600 не может быть использована, поскольку это приведет к отравлению катализатора R-56 на установке Л35-11/600.

Как еще один возможный негативный фактор может быть рассмотрено уменьшение расхода циркулирующего ВСГ через катализатор риформинга установки Л35-11/600, поскольку несколько большая его часть будет выведена на УКВГ. В среднем, при реализации описываемой схемы снижение расхода циркулирующего водорода через катализатор риформинга установки Л35-11/600 составит не более 2,5%, что не приведет к заметному снижению продолжительности межрегенерационного цикла катализатора R-56. Следует также отметить, что на установке Л35-11/600 в настоящее время существует значительный запас по величине мольного отношения водород:углеводороды по сравнению с рекомендованным фирмой UOP значением – не менее 5,5.

Выводы:

1. С целью снижения потребления природного газа для производства водорода использовать схему передачи избытков ВСГ установки Л35-6/300, при соответствующей загрузке по сырью, на УКВГ через циркуляционные компрессоры установки Л35-11/600.

2. Реализация схемы передачи ВСГ с установки Л35-6/300 через установку Л35-11/600 не окажет существенного влияния на показатели активности и стабильности катализатора риформинга в случае работы установки Л35-6/300 в нормальном режиме.

Определение эффективности работы блока деаэрации сырья при его переводе с водородсодержащего газа на углеводородный газ уст. ЛГ24-7

Деаэрация сырья в колонне К-8 на установке Л24-7 проводится для удаления из прямогонного дизельного топлива растворенного кислорода с целью предотвращения образования смолистых отложений в сырьевых теплообменниках. Максимально в сырье установки при нормальных условиях может рас-



творяться 27 нмл кислорода на 1 л дизельного топлива (нмл/л). Эта величина была получена опытным путем, при анализе дизельного топлива, через которое в течение 30 минут пропускали диспергированный воздух. Фактически же при пробеге максимальная величина содержания растворенного кислорода в дизельном топливе достигла 9,3 нмл/л.

В сентябре 2005 г. с целью снижения затрат на получение водорода на установке парового риформинга водородсодержащий газ с питания блока деаэрации уст. ЛГ24-7 был передан на КГПН. Согласно Программе опытно-промышленного пробега от 5.09.05 деаэрацию сырья перевели на питание углеводородным газом по схеме, представленной в приложении №1.

Газ, подаваемый на деаэрацию, представляет собой смесь углеводородно-го газа холодных сепараторов низкого давления после МЭА-очистки в колонне К-5 и остаточного газа уст. КВГ, подаваемого по линии топливного газа X ряда, в соотношении около 700 нм³/ч и 500 нм³/ч соответственно при загрузке колонны К-8 по газу 1200 нм³/ч.

С целью изучения эффективности процесса деаэрации на установке ЛГ24-7 был произведен отбор проб дизельного топлива до и после колонны К-8. В табл. 2 представлены результаты анализов компонентного состава газа и дизельного топлива на входе и выходе колонны деаэрации К-8 уст. ЛГ24-7 в период проведения опытно-промышленного пробега.

Таблица 2

Результаты анализов компонентного состава газа и дизельного топлива на входе и выходе колонны деаэрации К-8 уст. ЛГ24-7 при переводе питания К-8 на углеводородный газ

Компонент	08.09.05 900		08.09.05 1600		09.09.05 900	
	до К-8	после К-8	до К-8	после К-8	до К-8	после К-8
Топливный газ, % об.						
Метан	9,33	9,21	8,57	8,91	10,32	10,46
Этан	6,44	4,92	6,23	4,98	7,02	5,50
Пропан	5,41	3,55	5,44	3,53	5,76	3,08
Изобутан	2,44	1,70	2,51	1,78	2,69	1,31
Н-бутан	3,43	1,77	3,64	2,09	3,49	1,38
Изопентан	1,74	0,72	2,01	0,80	1,80	0,59
Н-пентан	1,50	0,26	1,91	0,43	1,55	0,29
Гексан	1,81	отс.	2,68	отс.	2,30	отс.
Сероводород	0,03	0,03	0,05	0,05	0,05	0,05
Водород	67,88	78,04	66,98	76,70	65,03	77,37
Кислород	0,02	0,06	0,02	0,05	0,02	0,10
Дизельное топливо, нмл/л						
Кислород	4,6	1,5	3,4	1,0	9,3	1,1



Изменения технологического режима установки ЛГ24-7 при прочих равных условиях эксплуатации представлены в табл. 3.

Таблица 3

Сравнительные значения показателей технологического режима при переводе деаэрации с водородсодержащего газа на углеводородный газ

Наименования показателей	Технологический режим при работе деаэрации на ВСГ (данные 6.09.05)	Технологический режим при работе деаэрации на углеводородном газе (данные 15.09.05)
Загрузка сырья, м3/ч в т. ч. ДВП	200 49	200 49
Расход ЦВСГ I п/II п, тыс. нм3/ч	45/45	45/45
Расход газа в К-8, нм3/ч	1000	1 100-1 200
Давление в К-1/2, кг/см2	1,0/1,0	1,1/1,1
Расход газа из К-5, нм3/ч	300-400	600-700
Расход газа из К-6, нм3/ч	2000-2100	2300-2500
Концентрация водорода в ЦВСГ, % об.	96	95

Согласно схеме во время проведения пробега газ деаэрации передавался на уст. КВГ на прием компрессора остаточного газа 22GB102 через буферную емкость блока КЦА 22-FA-111АХ. В период пробега было отмечено накопление воды в емкости 22-FA-111АХ в количестве примерно 0,5 м³/сутки, что свидетельствует о ее уносе из сырья углеводородным газом в процессе деаэрации из колонны К-8.

Выводы.

1. Внедрение схемы позволило передать на КГПН около 1000 нм³/ч технического водорода уст. КВГ, направлявшегося ранее через реакторный блок уст. ЛГ24-7 на деаэрацию прямогонного сырья.

2. Процесс деаэрации сырья установки ЛГ24-7 смесью углеводородного газа колонны К-5 и остаточного газа уст. КВГ при суммарном расходе 1100-1200 нм³/ч осуществляется с достаточной степенью эффективности. Остаточное содержание кислорода в дизельном топливе после деаэрации смесью углеводородных газов составляет 1,0-1,5 нм/л. После внедрения схемы деаэрации в 1997 г. при питании колонны К-8 водородсодержащим газом содержание растворенного кислорода в сырье установки ЛГ24-7 составляло менее 2,0 нм/л.

3. При деаэрации сырья смесью углеводородных газов часть углеводородов С₁-С₆ растворяется в дизельном топливе, так, что их суммарная концентрация в газе деаэрации снижается на 10-12 % об. Это незначительно



сказывается на технологическом режиме: давление в колоннах стабилизации К-1, 2 возросло на 0,1 кг/см², расход газа из колонны К-5 повысился примерно на 200 нм³/ч, расход газа из колонны К-6 повысился на 200-300 нм³/ч, концентрация водорода в ЦВСГ снизилась на 1 % об.

Практическое применение предложенных схем по передаче водородсодержащего газа за счёт применения на деаэрации гидропроцессов топливного газа, и передаче излишнего количества водородсодержащего газа с 35-6/300 – позволяет получить дополнительно до 0,37 тонн/час водородсодержащего газа, что в свою очередь повышает возможности по загрузке комплекса гидрокрекинга, вследствие чего произойдёт снижение затрат на закупку природного газа. В то же время если дополнительный водород использовать по назначению для увеличения степени конверсии или загрузки комплекса гидрокрекинга, то прибыль будет считаться на дополнительный выход светлых продуктов и будет существенно выше.

ОСОБЕННОСТИ ОЦЕНКИ РИСКА ПРИ ПРОВЕДЕНИИ ОДНОВРЕМЕННЫХ РАБОТ ПО БУРЕНИЮ, ОСВОЕНИЮ, ЭКСПЛУАТАЦИИ И РЕМОНТУ СКВАЖИН НА УСТЬ-ВАХСКОЙ ПЛОЩАДИ САМОТЛОРСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

В.В.Дружевский

ОАО «Самотлорнефтегаз»

Данная тема была выбрана как наиболее актуальная при строительстве и вводе в эксплуатацию скважин на Усть-Вахской площади. Проект позволит сделать безопаснее и эффективнее совместные работы, которые идут с большим взаимным влиянием.

Целью проекта является оценка и выявление наиболее опасных рисков при проведении совместных работ, информирование персонала, находящегося в опасных зонах, снижение вероятности возникновения опасной ситуации при проведении работ с высокими степенями риска. Данный проект направлен на облегчение информирования людей, вновь прибывающих на кустовую площадку (на которой при этом проводится большое количество одновременных работ) о действиях, которые могут повлечь за собой опасное событие или их череду. Это позволит снизить риск проводимых работ, а также избежать затраты на их ликвидацию.

Большинство происшествий случается в результате пренебрежения или несоблюдения технологии ведения работ , а также элементарных правил техники безопасности , следовательно необходим контроль за ведением любых видов работ, связанных с возникновением нештатных ситуаций, тем более, когда возникновение этой ситуации может привести к катастрофическим последствиям. Проект является сводом правил для персонала, занятого



определенными видами работ на кустовой площадке, имеющими риск подвергнуться опасности или спровоцировать ее. Перед началом опасных работ следует оценивать степень возможного риска и опасные зоны, связанные с конкретными видами работ, учитывать их взаимное влияние. Если имеется большой риск и присутствует наложение опасных зон - один из видов работ необходимо приостановить.

СОЗДАНИЕ И ВНЕДРЕНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ БЮДЖЕТИРОВАНИЯ

А.Г.Ермишина

ОАО «ТНК-Нижневартовск»

Бюджетирование – это система управления ресурсами организации, включающая в себя планирование основных показателей деятельности предприятия посредством составления конкретных бюджетов, их исполнение и контроль, анализ отклонений и принятие обоснованных управленческих решений. Системы автоматизации бюджетирования являются инструментом для конструирования бюджетов и сценариев бюджетного планирования.

Планирование производства – важнейший управленческий процесс, требующий всестороннего анализа различных аспектов деятельности предприятия и достоверного прогнозирования его развития.

В связи с этим четко обозначилась необходимость внедрения в Бизнес-единице (БЕ) «Самотлор» информационно-аналитического приложения планирования и моделирования бюджетов, базирующейся на технологии корпоративного хранилища данных.

Для выбора системы автоматизации была создана рабочая группа из топ-менеджеров, сотрудников Производственных единиц (ПЕ), которые четко сформулировали цель будущего проекта и разработали перечень основных требований к системе автоматизации:

- иметь центральную базу данных для ведения бюджетов и хранения бюджетной информации;
- обеспечивать гибкую настройку бюджетной модели и алгоритмов управленческих корректировок (аллокаций);
- предоставлять технологию и эффективные инструменты формирования и представления управленческой и аналитической отчетности;
- осуществлять сбор и консолидацию первичных данных из различных учетных систем для фактического учета, позволяя максимально исключить вероятность ошибок и влияние так называемого "человеческого фактора".

Было рассмотрено практическое внедрение трех OLAP-систем: SAP R/3 SEM, COGNOS Planning, Plan Designer. При выборе контрагента были обозначены следующие критерии оценки оптимального варианта: гибкость системы, возможность проведения анализа «что будет, если», многомерность анализов, возможность «сверления» данных до первоисточника, доставка



информации необходимого качества в необходимое время, совмещение с внешними системами, стоимость программного продукта. Максимально удовлетворяющей требованиям к системе оказалась разработка СофтПром – Plan Designer (PD).

Географический объем пилотного проекта составила БЕ «Самотлор»: ПЕ «СНГ», ПЕ «ТНК_НВ», ПЕ «Югранефть».

Автоматизированные модели предприятий включили в себя все необходимые бизнес-процессы и соответствуют организационной структуре ПЕ.

Система представляет собой мощнейшее средство, использование которой превращает бюджетирование в процесс творческий и необременительный, и содержит в себе следующие процессы:

1. Создание единой базы хранения:
 - производственных показателей (Форма ТНК, ДН-1...9);
 - расшифровок кураторов;
2. Возможность формирования в единой системе:
 - сметы затрат, бюджетов функциональных и производственных подразделений;
 - калькуляции себестоимости добычи нефти и газа;
 - прочих отчетов (пакет ГФО, целевые программы);
3. Поддержка функциональности данных:
 - версионность (текущее и годовое планирование);
 - регламентирование (согласование и утверждение);
 - ретроспективное хранение данных (20 лет);
4. Интеграция с внешними системами:
 - производственные показатели из OilInfoSystem;
 - импорт и экспорт в Microsoft Excel;
 - финансовые и нефинансовые показатели из SAP-R/3;
 - пакет GFO в Management Information (XLCubed).

Ключевое отличие данной системы – возможность сопоставления плановых, ожидаемых и фактических данных одновременно.

Структура аналитического отчета – это есть куб, представляющий собой многомерную матричную форму, которая создается путем объединения измерений (аналитических срезов). Используются в любых сочетаниях в качестве формы ввода, области расчетов и отчетной формы. Перенастройка аналогичного формата отчета в Excel требует кропотливой ручной работы.

Интеграция системы с внешними источниками значительно ускоряет процесс формирования отчетов и одновременно исключает «человеческий фактор» происхождения ошибок. Одновременное появление фактических показателей, как у экономических служб, так и кураторов, повышает степень достоверности прогнозных данных с учетом факта (отчет ГФО). Аналогично настроен процесс интеграции фактических данных по фонду скважин из OilInfoSystem.

Уникальным процессом системы Plan Designer является режим согласования, включающий в себя следующий функционал: сбор данных, согласование

и отказ в согласовании бюджетов, отслеживание стадии готовности бюджета, четкое закрепление версии бюджета. Данный инструмент позволяет осуществлять мониторинг, оценку работы кураторов (фиксация времени работы, количества осуществляющих исправлений, исключение многовариантности данных куратора).

Эффективно организованный процесс формирования корпоративной отчетности дает существенные преимущества руководству предприятия, прежде всего, в части обеспечения информационной поддержки при планировании, контроле и оценке результатов деятельности предприятия. Автоматизация процесса позволяет избежать ошибок при выполнении больших объемов операций и сократить время на подготовку управленческой отчетности (рисунок №1).

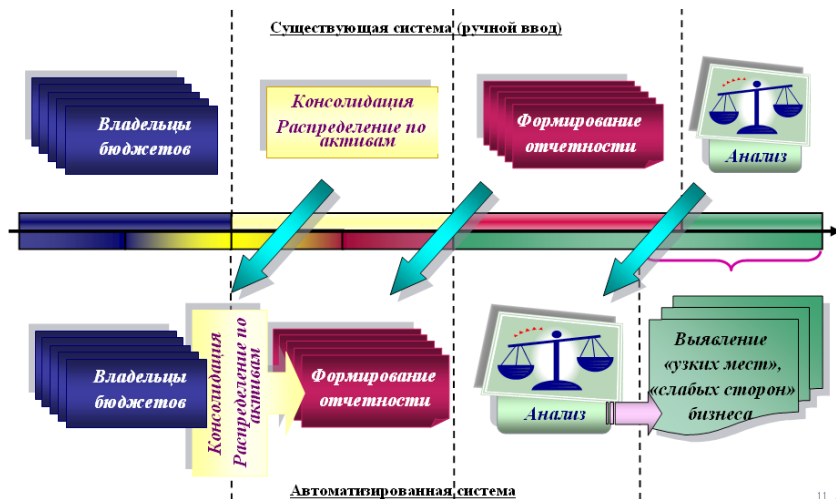


Рисунок 1 – Бизнес-процесс формирования отчетности

По итогам внедрения и первичной эксплуатации Plan Designer мы провели анализ возникших проблем, влекущих за собой определенные риски. В результате сформулировали матрицу рисков, которую рекомендуем принять во внимание (рисунок №2).

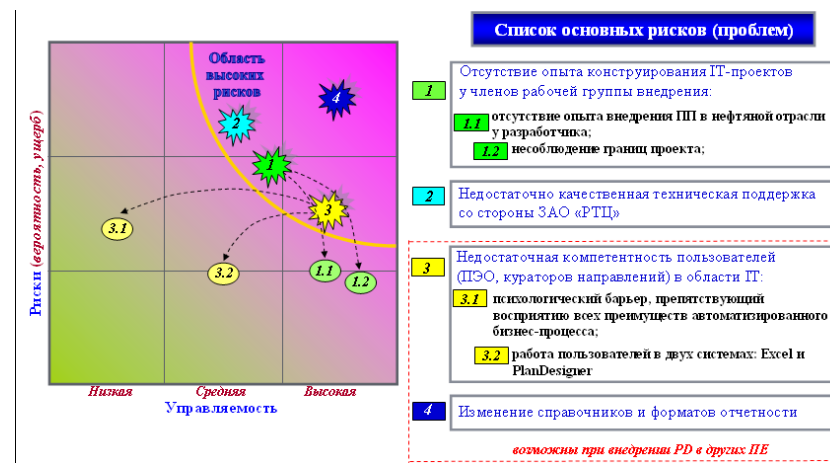


Рисунок 2 – Матрица рисков (проблем) при внедрении и эксплуатации PD

В результате проекта была внедрена система, которая позволяет управлять сложной финансовой структурой предприятия, и обеспечивает прозрачность ведения деятельности различными подразделениями, а также дает широкие возможности для анализа различных аспектов бизнеса. По итогам внедрения Бизнес-единица и ее структурные подразделения получили возможность:

- для Бизнес-единицы:
 - единая система формирования и оперативного контроля исполнения бюджетов;
 - единообразие ведения учета в нефтедобывающих предприятиях БЕ;
 - динамический многомерный анализ консолидированных данных по БЕ;
 - прозрачность, достоверность, непротиворечивость и целостность информации;
 - выявление внутренних резервов за счет сравнительного анализа эффективности деятельности отдельных активов;
- для Производственной единицы:
 - повышение результативности и оперативности принятия управленческих решений (делегирование ответственности между владельцами бюджетов);
 - оперативность доставки данных (в необходимое время необходимого качества);
 - исключение дублирования ввода показателей (причинно-следственная связь);
 - точность кодирования куратором первичных документов: код договора, код отдела, место возникновения затрат, вид затрат;
 - снижение значения «человеческого фактора» (исключение творче-



ского подхода при формировании отчетности);

- потребители системы – специалисты экономических и производственных служб;
- влияние на охрану труда: сокращение сверхурочных работ, рисков нарушения ТБ,

КОМПЛЕКС МЕРОПРИЯТИЙ ПО УВЕЛИЧЕНИЮ ОТБОРА ГАЗОКОНДЕНСАТА ПРИ СТАБИЛИЗАЦИИ В К-100 В УСЛОВИЯХ УКПГ «СЕВЕРО-КОМСОМОЛЬСКОГО» МЕСТОРОЖДЕНИЯ

С.В.Житков

ООО «РН-Пурнефтегаз»

1. Введение. Проблемы стабилизации на УКПГ.

Установка комплексной подготовки газа (УКПГ) предназначена для:

- приема газоконденсатной смеси с включением насыщенного метанола в «Северо- Комсомольского» месторождения и подготовки газа высокого давления за счет низкотемпературной сепарации;
- стабилизации углеводородного конденсата, полученного при сепарации газа;
- сдачи газа низкого давления получаемого при стабилизации конденсата, на ГПЗ;
- приема поступающего со скважин насыщенного метанола и его регенерации.

Основные проблемы на УКПГ связаны с стабилизацией газоконденсата и сдачи газа на ГПЗ.

В связи с тем, что реальная подача газоконденсата с С – 1 на питание К – 100 составляет 19000 кг/час вместо максимальных 13000 кг/час, а с С – 3 на орошение К – 100 - 3000 кг/час вместо расчетных 11000 кг/час (состав орошения: 95% легкие фракции, 5% тяжелые углеводороды) и анализа результатов работы показывает, что аппарат перегружен по сырью, а согласно данных лабораторных анализов газа с К-100 и газоконденсатной смеси из С – 3 на орошение видно, что неустойчивая работа К-100 складывается из двух основных причин:

- перегруз К-100 по сырью;
- практически отсутствие орошения.

Из-за чего колонна работает с уносом тяжелых углеводородов с газами стабилизации, вследствие чего стала невозможна сдача газа низкого давления на ГПЗ.

Газ стабилизации, содержащий тяжелые фракции, сжигался на факеле УКПГ.

2. Стабилизация углеводородного конденсата по проектной схеме

Работа колонны обеспечивалась за счет:



- а) подачи питания от С-1 в колонну на тарелки ;
- б) подачи на орошение в верхнюю часть колонны конденсата, поступающего от сепаратора С – 3;
- в) подачи в кубовую часть колонны паров углеводородного конденсата $T = +130 \dots +160^{\circ}\text{C}$, поступающего от печи подогревателя П-100. Газ с К-100 подается на ГПЗ. Часть конденсата с кубовой части К-100 подается насосами в П-100, где конденсат подогревается и подается в К – 100 для поддержания необходимой температуры в кубовой части, а часть конденсата с кубовой части колонны, поступает в емкость стабильного конденсата Е – 100 и далее откачивается в ПГП.

3. Стабилизация углеводородного конденсата после проведенных мероприятий

В связи с тем, что мы столкнулись с двумя причинами плохой, неустойчивой работой К-100, решение проблемы складывается из двух действий.

Для уменьшения загрузки К – 100 по сырью была смонтирована перемычка от линии «конденсат с С – 1 на К-100» до линии «конденсат с С – 1 на С – 401», так мы с верхней части трубопровода отбираем более легкие фракции и направляем их в С – 401, тем самым разгружая К-100 по питанию. В С- 401 происходит разделение поступившей смеси на газовую и жидкие фазы. Далее газ поступает в газопровод на ГПЗ, жидкая фаза в С – 402, где дегазируется и далее направляется в ПГП.

Проблема орошения. Из состава газоконденсатной смеси орошения видно, что орошение колонны производилось с помощью легких фракций сжиженных при низких минусовых температурах, которые, попадая на верх колонны, вылетали в газопровод, захватывая еще и тяжелые углеводороды.

Процесс ректификации проводится в ректификационных колоннах и заключается в следующем: горячие пары, поднимаясь по колонне, контактируют с более холодной жидкостью, стекающей вниз. Происходит охлаждение паров, конденсация и переход в жидкость. Одновременно жидкость нагревается, низкокипящие компоненты испаряются. Иначе говоря, между парами и жидкостью происходит тепломассообмен. В результате массообмена, пар обогащается низкокипящими, а жидкость высококипящими компонентами.

Пробовали увеличить орошение с помощью частичного забора с С-1 (питание К-100). Ожидаемого результата увеличение подачи на орошение не принесло.

Орошать колонну предлагается с помощью **стабильного конденсата**. Часть конденсата для орошения направить с линии «стабильного конденсата на ПГП» с помощью ЗК -171 и дальше по линии «возврата конденсата на доподготовку в К-100» после врезки секущих задвижек и линий.

4. Сравнительный анализ газа с К-100 на ГПЗ(до и после мероприятий)

Сравнивая паспорта качества газа, до мероприятий и после, видим, что состав газа изменился:



- увеличился объём лёгких фракций с 55% до 90,40%, на **35,4%**
 - уменьшился с 42,61% до 9,01%, на **33,6%**, объём тяжелых углеводородов.
 Это значит, что увеличился выход стабильного конденсата с К-100, чего мы и добивались.

5. Экономический эффект от внедренных мероприятий

Затраты на проведение мероприятий в 2005 году составили – **217652** рубля.

В результате внедрённых мероприятий прибыль за сутки составила – **101188** рублей.

6. Заключение.

В результате внедрённых мероприятий:

- увеличился отбор конденсата на 15 т/сут.;
- сдаётся газ низкого давления на ГПЗ около 150 тыс.м³/сут.;
- уменьшение объёмов некондиционного конденсата с факельной системы, разгрузка факельной системы;
- уменьшение затрат на электроэнергию, перекачка конденсата с Е-402 в С-402, 12 раз в сутки 20 минут работы насоса Н-402;
- увеличение межремонтного периода насоса Н-402;
- уменьшение подачи нестабильного газоконденсата (лёгких фракций) в товарный парк, что в свою очередь ведёт к:
 - а) уменьшение затрат на подогрев продукта в РВС 300-302, для его стабилизации;
 - б) уменьшению выпаривания с РВС лёгких углеводородов, сдача их на ГПЗ;
- улучшение пожаробезопасности объекта, вследствие уменьшения загазованности территории УКПГ;
- уменьшение профзаболеваний у обслуживающего персонала;
- улучшение экологической обстановки (не сжигается газ на факеле, уменьшение загазованности территории).

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ СИСТЕМЫ ЦЕНТРАЛИЗОВАННОГО ТЕПЛОСНАБЖЕНИЯ С УЧЕТОМ НЕСТАЦИОНАРНЫХ ПРОЦЕССОВ

Д.В. Жуков

ОАО «Омская электрогенерирующая компания»

Системы теплоснабжения в нашей стране находятся в изношенном состоянии, которое оценивается в 60-70% и продолжает увеличиваться; более 20% трубопроводов тепловых сетей выработали свой амортизационный срок (25 лет), замена трубопроводов производится в количестве 1-2% вместо нормативных 4%. Как следствие - снижение надежности и увеличение повреждаемости. Основная часть повреждений случается, именно, в процессе изменения температуры теплоносителя (повышение или понижение), связанных



с увеличением напряжений в трубопроводах из-за их температурных расширений.

Основная проблема, которая стоит перед энергетиками, - это выполнение основных задач, прописанных в Правилах технической эксплуатации (ПТЭ) – надежное и качественное энергоснабжение (теплоснабжение) потребителей, а также повышение экономичности.

Существующая методика централизованного регулирования теплового режима системы централизованного теплоснабжения основана на использовании температурного графика качественного регулирования отопительной нагрузки (изменение температуры в подающем трубопроводе в зависимости от температуры наружного воздуха). В соответствии с ПТЭ диспетчерский график тепловых нагрузок задается по усредненной температуре наружного воздуха (на основе прогнозов погоды Гидрометеоцентра) в интервале 12-24 часа. Температурный график рассчитывается решением системы уравнений стационарного теплового баланса нагревательного прибора и отапливаемого помещения и не учитывает особенности нестационарных тепловых процессов в СЦТ.

Поэтому был рассмотрен вопрос централизованного регулирования отпуща тепла от источника тепловой энергии с учетом нестационарности тепловых процессов в системах централизованного теплоснабжения.

Большинство зданий и сооружений, а также тепловые сети являются многомерными объектами управления с распределенными параметрами, в связи с чем температурный режим должен складываться с учетом внешних воздействий и теплотехнических свойств зданий.

В расчетах систем теплоснабжения для оценки остывания или нагрева здания достаточно широкое распространение получило уравнение Соколова Е.Я.

$$t_B = t_H + \frac{Q_O}{q_O V} + \frac{t_B - t_H - Q_O / (q_O V)}{e^{\beta \tau}}, \quad (1)$$

где t_B – температура воздуха в здании, °С;
 t'_B – температура воздуха в здании в начальный момент времени, °С;
 t_H – средняя температура наружного воздуха за период τ , °С;
 Q_O – подача теплоты в помещение, ккал/ч;
 q_O – удельная отопительная характеристика, ккал/(м³ ч °С);
 β – коэффициент аккумуляции, зависящий от теплотехнических характеристик ограждающих конструкций здания, ч.

При выводе данного уравнения было использовано допущение, что температура в ограждающей конструкции не зависит от координаты и в любой момент времени равна среднеарифметическому значению между температурами внутреннего t_B и наружного t_H воздуха.

Таким образом, применяемая в настоящее время методика централизованного регулирования, которая основана на упрощенных методах расчета, а именно, нормативный метод расчета зданий основан на решении уравнений, характеризующий стационарный тепловой режим, не соответствует действию



тельности, так как процессы, происходящие в зданиях и помещениях, как правило, нестационарны.

Система централизованного теплоснабжения (СЦТ) представляет собой комплекс различных сооружений, установок и устройств, технологически связанных между собой в общем процессе производства, транспорта, распределения и потребления тепловой энергии.

Режимы теплотребления, а следовательно, и производство тепловой энергии, зависят от большого количества факторов: условий погоды, теплотехнических качеств отапливаемых зданий и сооружений, характеристик тепловой сети и источников энергии и т.д.

Тепловой режим СЦТ определяется как результат совокупного влияния непрерывно изменяющихся внешних (изменение температуры наружного воздуха, скорость и направление ветра, интенсивность солнечной радиации, влажность воздуха) и внутренних возмущающих воздействий (изменение подачи тепла от системы отопления, выделение тепла при приготовлении пищи, работа электроосветительных приборов, действие солнечной радиации сквозь остекление, тепло, выделяемое людьми).

Основной параметр, определяющий качество теплоснабжения потребителя, - это поддержание температуры воздуха внутри помещения в пределах допустимых отклонений $\pm(1\div 2)^\circ\text{C}$. Поэтому была поставлена задача по определению величины изменения температуры в подающем трубопроводе в зависимости от изменения внешних воздействующих факторов, а именно: температуры наружного воздуха (воздействие ветра и солнечной радиации можно учесть введением поправок к температуре наружного воздуха) для обеспечения комфортных условий внутри помещений при условии обеспечения расчетного распределения расхода по системам отопления, то есть:

$$\Delta t_B = f(\Delta t_H) \leq |(1\div 2)|^\circ\text{C} \quad (2)$$

Для диспетчера тепловых сетей важно определить время, через которое отклонение температуры внутри помещения превысит допустимое, при изменении внешних возмущающих воздействий, в частности $t_H = f(\tau)$, чтобы заранее скорректировать температуру в подающем трубопроводе на источнике тепла с учетом транспортного запаздывания по трубопроводам тепловой сети:

$$\tau = \frac{1}{3600} \sum_1^n \frac{l}{w} = 0.785 \sum_1^n \frac{ld}{G} \quad (3)$$

где l – длина трубопровода, м;

w – скорость движения теплоносителя, м/с;

G – расход теплоносителя, м³/ч;

D – диаметр трубопровода, м.

Нестационарный тепловой баланс воздуха в отапливаемом здании описы-



вается дифференциальным уравнением следующего вида:

$$c_B \rho_B V_B \frac{dt_B(\tau)}{d\tau} = \sum_i Q_i(x_i, \tau) \quad (4)$$

где c_B – теплоемкость воздуха внутри помещений, Дж/(кг⁰С);

ρ_B – плотность воздуха, кг/м³;

V_B – объем воздуха внутри помещения, м³;

$\sum_i Q_i(x_i, \tau)$ – суммарное тепло, поступившее в помещение (поступление тепла от нагревательных приборов системы отопления, бытовые выделение тепла, поступление тепла за счет солнечного излучения, аккумулярование (выделение) тепла внутренними ограждениями и предметами, потери тепла через теплоемкие ограждения (стены), потери тепла через нетеплоемкие ограждения (окна), потери тепла путем массообмена (с инфильтрацией)), Вт.

Из вышеприведенного уравнения видно, что изменение температуры внутреннего воздуха зависит от температурного режима как самого воздуха, так и ограждающих конструкций.

В общем случае, ограждающие конструкции представляют собой плоскую стенку, толщина которой во много раз меньше длины. Поэтому теплообмен через ограждающие конструкции можно описать одномерными уравнениями Фурье с граничными условиями 3 рода (уравнение теплопроводности):

$$\frac{\partial t(x, \tau)}{\partial \tau} = a \frac{\partial^2 t(x, \tau)}{\partial x^2} \quad (5)$$

где a – коэффициент температуропроводности, м²/с.

Из этого дифференциального уравнения определяется распределение температуры внутри теплоемкого ограждения (в частности на внутренней поверхности теплоемкого ограждения (стенке) $t_{в,ст}$ определяется при $x=0$).

Решение системы уравнений, описывающей нестационарные процессы теплообмена в здании и нагревательных приборов с учетом воздействий (температура наружного воздуха), при задании граничных условий, теплотехнических свойств зданий и функций изменения температуры наружного воздуха, а также при определенных допущениях позволяет определить динамику изменения температуры внутреннего воздуха и температуры сетевой воды.

Выводы:

1. Централизованное регулирование отпуска тепла является сложным технологическим процессом, зависящим от множества технологических и экономических факторов.

2. Существующая методика централизованного регулирования по качественному графику в зависимости от температуры наружного воздуха основана на стационарных процессах теплопередачи и не может соответствовать осуществлению качественного теплоснабжения с учетом изменения внешних

воздействий.

3. Для повышения надежности, качества теплоснабжения и экономии топливно-энергетических ресурсов разработку диспетчерского графика и регулирование отпуска тепла необходимо вести с учетом динамических характеристик системы теплоснабжения. При этом в определенных пределах изменение внешних воздействий, при условии постоянства внутренних, практически не влияет на качество теплоснабжения потребителей, что дает возможность эксплуатировать оборудование в «шалящем» режиме с увеличением периода регулирования до 24-48 часов и выше со следующими положительными результатами:

- уменьшение вероятности повреждений трубопроводов и повышение надежности из-за снижения линейных температурных удлинений трубопроводов, изменения нагрузок на опоры трубопроводов и работу компенсирующих устройств тепловых сетей;
- повышение экономичности при производстве энергии за счет разности приростов расхода топлива на выработку энергии на ТЭЦ и при транспорте и распределении тепловой энергии за счет разности прироста тепловых потерь трубопроводами на прирост температуры теплоносителя;
- снижение количества пусков-остановов основного теплогенерирующего оборудования, что также повышает надежность и экономичность;
- предпосылки работы не на основе прогнозов, а по факту, что дает точное совпадение диспетчерского задания с точностью прогноза.

ПРОГРАММА РАСЧЕТА ИЗМЕНЕНИЯ ДИСПЕТЧЕРСКОГО ГРАФИКА И УЧЕТА ИНИЦИАТИВ И ОТКЛОНЕНИЙ

В.С.Зимнухов

ОАО «Рязанская ГРЭС»

Программа предназначена для оперативного выполнения диспетчерского графика и минимизации отклонений фактической выработки от плановой, а также для расчета величины и стоимости отклонений по всем видам инициатив.

Объем и стоимость отклонений, рассчитанные в программе оперативно, совпадают с расчетами системного оператора. Это происходит благодаря тому, что при пересчете диспетчерского графика используются те же исходные данные и алгоритм расчета, что и у системного оператора. Для фактических графиков используются данные системы коммерческого учета электроэнергии. Таким образом, пользователь программы контролирует выполнение диспетчерского графика и величину отклонений в режиме реального времени.

Диспетчерский график представляет собой график мощности, которую должна генерировать станция в любой момент времени. Он задается системным оператором ЕЭС для каждой станции и его выполнение контролируется при расчете стоимости отклонений. Выработанная станцией электроэнергия

за каждый час сравнивается с почасовым объемом энергии, заданной диспетчерским графиком. Если за данный час станция выработала объем больше заданного, то часть энергии над планом оплачивается по минимальному тарифу, обычно нулевому. Если фактическая выработка меньше плана, то недостающая энергия вычитается по штрафному, максимальному тарифу. Поэтому для станции наиболее выгодным вариантом является точное ведение диспетчерского графика.



Рис. 1. Основной принцип расчета отклонений по собственной инициативе.

Не имея перед глазами оперативной информации о плановой и фактической выработке, довольно трудно выполнять команды системного оператора и как следствие неизбежно возникают отклонения от плана. Программа расчета изменения диспетчерского графика программа позволяет в режиме реального времени просмотреть фактические и плановые графики по каждому блоку и по группам точек поставки (ГТП), определить величину отклонений за выбранный интервал времени и принять решение о дальнейшем ведении режима.

Диспетчерский график пересчитывается в программе оперативно на основании введенных данных - плановых графиков и команд системного оператора. На предстоящие периоды в программу вводятся плановые графики, присылаемые системным оператором по электронной почте (расчетный диспетчерский график, план балансирующего рынка). Нагрузку из плановых графиков можно распределить по блокам, автоматическое распределение



можно скорректировать вручную. В оперативном режиме вводятся команды, передаваемые системным оператором по телефону. Дежурный инженер станции вводит поступившую команду вручную - задается время начала и окончания выполнения, выбирается команда, при необходимости указывается нагрузка. Команды также можно распределить по блокам.

При оперативном ведении режима используются трехминутные значения фактической выработки, полученные оперативно из системы коммерческого учета, и у пользователя есть возможность посмотреть отклонения за каждый час, полчаса, 3 минуты а также с начала текущего часа. Это позволит вести режим таким образом, чтобы отклонения за час были минимальными.

Программа позволяет формировать отчеты по отклонениям за каждый час, сутки и месяц. Расчет отклонений производится по регламенту определения объемов, инициатив и стоимости отклонений в секторе отклонений, утвержденному НП «АТС». Отклонения по собственной инициативе доступны в программе в реальном времени, отклонения по внешней инициативе рассчитываются на следующие сутки по данным, загруженным с сайта системного оператора.

После ввода программы в опытную эксплуатацию менеджерами Рязанской ГРЭС была разработана и введена в действие новая система стимулирования оперативного персонала. Вахта, имеющая минимальное количество отклонений по собственной инициативе получает дополнительную премию. Это позволило заинтересовать персонал в выполнении диспетчерского графика. В период действия сектора отклонений программа позволяла экономить до трех миллионов рублей в месяц за счет поддержания нагрузки чуть выше заданной (в пределах 2%). После ввода балансирующего рынка программа позволяет избежать расходов, за счет ведения нагрузки точно по диспетчерскому графику.

В настоящее время на основе данной программы разработана система контроля режимов и расчета стоимости товарной продукции для ОГК-6. система находится в опытной эксплуатации на шести станциях ОГК-6.

РАЗРАБОТКА РЕЦЕПТУР ТЯЖЁЛЫХ ТЕХНОЛОГИЧЕСКИХ ЖИДКОСТЕЙ БЕЗ ТВЁРДОЙ ФАЗЫ ДЛЯ УСЛОВИЙ СЕРОВОДОРОДСОДЕРЖАЩИХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ

Р.Е.Зонтов

Институт «АстраханьНИПИгаз»

Месторождения природных газов Прикаспийской впадины характеризуются сложными горно-геологическими условиями и многокомпонентным составом пластового флюида, содержащего значительное количество сероводорода и углекислого газа. Не исключением является и Астраханское ГКМ, имеющее высокие значения пластовых давления и температуры, а также ано-



мальное содержание кислых газов в добываемом флюиде.

Вышеперечисленные факторы приводят к снижению коллоидной устойчивости и агрегативной стабильности глинистых растворов, утяжелённых твёрдой фазой, и как следствие, к седиментации частиц утяжелителя, образованию пробок на забое и в стволе скважины, а также к необратимой кольматации продуктивного горизонта.

При этом высокие требования к применяемым технологическим жидкостям (ТЖ) предъявляются с точки зрения снижения отрицательного влияния на окружающую среду и оптимизации их выбора с минимальными затратами.

В основе исследований по разработке рецептур тяжёлых технологических жидкостей без твёрдой фазы для условий сероводородсодержащих месторождений лежали требования, предъявляемые к ТЖ для условий Астраханского ГКМ, а именно:

- плотность до 1600 кг/м³;
- термостойкость не менее 120 °С;
- индифферентность к агрессивным компонентам (H₂S, CO₂);
- нейтрализующая способность по отношению к сероводороду и углекислому газу;
- низкая коррозионная активность;
- сохранение естественной проницаемости коллектора при контакте с технологической жидкостью;
- отсутствие вредного влияния на процессы транспортировки, сепарации и переработки пластового флюида.

В работах отечественных и зарубежных авторов доказано преимущество применения светлых, не содержащих твёрдой фазы, ТЖ. Однако их использование в промысловой практике сдерживается высокой стоимостью исходных реагентов, а наиболее часто применяемый на месторождениях с коэффициентом аномальности более 1,5 бромид кальция в РФ не выпускается.

Для определения возможности использования в качестве солевой основы разрабатываемой рецептуры ТЖ были проведены исследования основных технологических параметров насыщенных солевых растворов.

Проведённый комплекс исследований показал, что ни один солевой раствор в полной мере не удовлетворяет предъявляемым к ТЖ требованиям. Кроме этого, коррозионные испытания, проведённые в среде сырого газа Астраханского ГКМ, продемонстрировали увеличение скорости коррозии, вплоть до полного растворения образцов-свидетелей, помещённых в испытываемые рассолы в течение 30 суток.

Результатом первого этапа явился вывод, что по совокупности технологических параметров, стоимости и экологической безопасности наибольший интерес представляет нитрат кальция. Однако, плотность его насыщенного раствора является недостаточной для компенсации пластового давления Астраханского ГКМ.

Известно, что при совместном растворении двух солей плотность раствора может быть выше плотности индивидуальных рассолов. Благодаря этому



эффекту удалось получить солевую композицию на основе смеси нитратных солей, имеющую плотность до 1640 кг/м³.

Для регулирования структурно-реологических и фильтрационных свойств солевого раствора подобран полисахаридный реагент, который кроме солеустойчивости обладает термостойкостью до 150 °С. Для химического связывания сероводорода и углекислого газа ТЖ дополнительно содержит до 5 мас.% водорастворимого нейтрализатора кислых газов.

Основные технологические параметры разработанной ТЖ представлены в табл.1.

Таблица 1

Свойства технологической жидкости без твёрдой фазы

№	Параметр	Значение
1	Плотность, кг/м ³	До 1600
2	Динамическая вязкость, Па*с	2,3
3	СНС за 1/10 минут, дПа	4/4
4	Фильтрация за 30 мин. при 25 0С, мл	0,3
5	Скорость коррозии, мм/год	< 0,01
6	Температура кристаллизации, 0С	-10
7	Термостабильность, 0С	150
8	Водородный показатель, рН	8-9

Существенным достоинством разработанной технологической жидкости является универсальность её назначения. Реагенты, используемые для приготовления технологической жидкости, производятся на отечественных предприятиях. Они обладают низкой стоимостью и доступностью в отличие от солей, используемых для приготовления аналогичных составов в соответствии с другими технологическими решениями. Кроме этого, производство солевой основы налажено на ОАО «Буйский химический завод», что позволило снизить её стоимость до 7198 руб/т.

Разработанная технологическая жидкость, благодаря своей универсальности и низкой стоимости может быть с успехом внедрена на любом нефтегазовом месторождении с пластовой температурой до 150 °С и коэффициентом аномальности пластового давления до 1,6.

На разработанную рецептуру получен патент РФ на изобретение «Технологическая жидкость для строительства и ремонта скважин» № 2261888, приоритет от 03.06.2004 г.

Параллельно с разработкой ТЖ на водной основе разрабатывалась рецептура гидрофобной эмульсии, обладающей высокой плотностью и не содержащей в своём составе твёрдой фазы.

Предпосылкой к разработке гидрофобного эмульсионного раствора (ГЭР) явился факт, что фильтрат гидрофобной эмульсии представляет собой внешнюю, т.е. углеводородную фазу эмульсии и не снижает проницаемость коллектора для углеводородов.

Несмотря на положительные результаты применения гидрофобных эмульсий на Астраханском ГКМ, по целому ряду причин, особенно по причине низкой агрегативной стабильности в условиях комплексного воздействия



агрессивного пластового флюида и жёстких термобарических условий, они не получили широкого распространения.

В целях увеличения стабильности ГЭР вёлся поиск продуктов и отходов переработки углеводородного сырья, которые могли быть использованы в качестве органической составляющей гидрофобной эмульсии. Так, было установлено, что в ООО «Астраханьгазпром» ежегодно собирается более 300 т отработанных автомобильных масел.

Известно, что при производстве смазывающих масел широко используются различные присадки, являющиеся по своей сути поверхностно-активными веществами, в частности, антикоррозионные, трибологические, антиокислительные, депрессорные, антипенные и др. Причём наиболее полный пакет присадок и их максимальное количество содержится в автомобильных маслах. Кроме этого, углеводородная основа смазочных масел представляет собой тщательно подобранную композицию, получаемую из различных фракций нефтяного сырья.

Таким образом, было решено продолжить исследования по созданию рецептуры ГЭР с использованием в качестве углеводородной фазы отработанных автомобильных масел.

По причине использования отхода производства, первым этапом было определение постоянства физико-химических параметров различных партий отработанного автомобильного масла. Исследования показали их незначительное варьирование. Следовательно, и гидрофобные эмульсии, приготовленные на его основе, также должны обладать сходными параметрами.

Далее был проведён комплекс лабораторных и стендовых испытаний по корректировке рецептуры ГЭР. Для этой цели готовились составы с различными солевыми растворами в качестве водной фазы, а также с различным соотношением водной и углеводородной фаз. У всех составов определялись технологические характеристики (табл.2).

Приведённые в табл.2 значения плотности ГЭР достижимы при использовании в качестве водной фазы эмульсии рассолов бромидов или хлорида цинка. Данные системы обладают относительно низкой коррозионной активностью, но в случае разрушения эмульсии коррозионная активность водной фазы значительно превысит приведённые значения. По этой причине в качестве водной фазы рекомендуется не коррозионноактивный раствор смеси нитратных солей.

Свойства ГЭР при различных соотношениях фаз

Таблица 2

№	Параметр	Соотношение водной/углеводородной фаз, об.%		
		50/50	60/40	70/30
1	Плотность, кг/м ³	До 1500	До 1600	До 1700
2	Электростабильность, В	460	440	350
3	Динамическая вязкость, Па*с	2,4	4,9	5,8
4	СНС (за 1/10 мин), дПа	1-10/1-10	1-15/1-15	3-25/3-25
5	Скорость коррозии, мм/год	<0,15	<0,15	<0,15



Результатом проведения комплекса исследований явилась разработка рецептуры ГЭР на основе компаунда из отработанных автомобильных масел и раствора смеси нитратных солей. Причём, оптимальным соотношением объёмов углеводородной и водной фаз следует считать 1 к 2. Именно при этом соотношении наиболее полно соблюдается баланс между устойчивостью эмульсии к расслоению и достижением максимальной плотности системы. В табл.3 приведены технологические параметры разработанного ГЭР.

Таблица 3

Основные технологические параметры ГЭР

№	Параметр	Значение
1	Плотность, кг/м ³	До 1400
2	Динамическая вязкость, Па*с	1-5
3	Электростабильность, В	200-600
4	СНС за 1/10 мин., ΔПа	1-20/1-25
5	Скорость коррозии, мм/год	< 0,01
6	Термостойкость, 0С	180
7	Фильтрация за 30 мин. при 25 0С, мл	0,3

Таким образом, была создана рецептура ГЭР, обладающего необходимыми технологическими параметрами для использования в качестве ТЖ в условиях Астраханского ГКМ.

Разработанная эмульсия, по причине высокой стабильности и значительного содержания отхода производства, не требует дополнительного включения в состав дорогостоящих ПАВ и имеет низкую стоимость.

По результатам исследований получен патент РФ на изобретение «Гидрофобная эмульсия» № 2263700, приоритет от 03.06.2004 г.

На разработанные ТЖ составлен и утверждён в установленном порядке пакет технической документации, включающий в себя:

- обоснование намечаемой хозяйственной деятельности по использованию гидрофобных эмульсий на основе отработанных масел;
- стандарт предприятия СТП 05780913.14.4-2004 «Порядок работ на скважинах с негерметичным затрубным пространством»;
- технические условия ТУ 2149-040-32496445-2005 «Раствор нитратных солей для приготовления технологических жидкостей и гидрофобных эмульсий»;
- технические условия ТУ 025892-078-05780913-2003 «Гидрофобные эмульсионные растворы на основе углеводородного компаунда из отработанных масел»;
- технологическая инструкция «Приготовление и использование гидрофобных эмульсий на основе отработанных масел», утверждённая Главным инженером – первым заместителем Генерального директора ООО «Астраханьгазпром» 14.05.2005 г.

На использование компаунда из отработанных автомобильных масел в качестве углеводородной фазы ГЭР, получены:

- положительное санитарно-эпидемиологическое заключение территори-



ального управления Федеральной службы по надзору в сфере защиты прав потребителей и благополучия человека № 30.АЦ.01.310.Т000447.07.05 от 07.07.2005 г.;

- положительное решение Регионального Агентства по недропользованию № 02-524 от 20.07.2005 г.;

- положительное решение Государственной экологической экспертизы, утверждённое приказом № 178 от 06.03.06 г. Федеральной службы по экологическому, технологическому и атомному надзору.

Выводы

Разработанные ТЖ универсальны по назначению, имеют низкую коррозионную активность и температуру замерзания, незначительно снижают естественную проницаемость коллектора, не оказывают отрицательного влияния на процессы переработки газа и конденсата.

Технологические жидкости имеют широкий диапазон плотностей, регулируемый разбавлением, либо дополнительным введением соли.

Вязкость жидкостей на водной основе легко регулируется содержанием полимерного реагента. Вязкость ГЭР регулируется соотношением водной и углеводородной фаз.

Применение отработанного автомобильного масла позволяет получить ГЭР, устойчивый к воздействию пластового флюида Астраханского ГКМ, а также высоких температуры и давления.

Существенным достоинством разработанных ТЖ является их низкая стоимость.

ЖЕЛЕЗОСОДЕРЖАЩИЕ КАТАЛИЗАТОРЫ НА УГЛЕРОДНЫХ НОСИТЕЛЯХ ДЛЯ ПРЯМОГО ОКИСЛИТЕЛЬНОГО РАЗЛОЖЕНИЯ СЕРОВОДОРОДА В СЕРУ

М.С. Карасева

ФГУП Институт горючих ископаемых

Сероводород является одним из наиболее токсичных и одновременно распространенных промышленных загрязнений воздушной среды. Значительные выбросы сероводорода происходят при добыче нефти и газа в процессе эксплуатации месторождений. Это, помимо экологических проблем, создает и технологические проблемы. Дело в том, что часто при добыче нефти сопутствующие газы используют в качестве элюентов для интенсификации добычи нефти, однако содержание больших количеств сероводорода исключает их применение вследствие высокой коррозионной активности.

На крупных нефтеперерабатывающих предприятиях, где возможно концентрирование больших количеств сероводорода, а также присутствуют установки получения серной кислоты, H₂S и SO₂ используют в качестве исходных реагентов



Клаус-процесса для получения элементарной серы. Получение серы по реакции: $2H_2S + SO_2 \rightarrow 3S \downarrow + 2H_2O$ осуществляют каталитическим путем с применением дорогостоящих ванадий- и вольфрамсодержащих катализаторов. Однако глубина превращения не достигает 100% и, как правило, 0,5 – 1,0 % сероводорода выделяется с отходящими газами. Эта концентрация, учитывая ПДК для H_2S , является чрезвычайно большой с точки зрения экологического загрязнения.

Еще одним источником загрязнения атмосферы сероводородом являются «бедные газы», выделяемые в многотоннажных гидрогенизационных процессах получения органических топлив из сернистых нефтей. Бедные газы, содержание сероводорода в которых достигает 1-3 %, как правило, подаются на факел для сжигания, в результате чего образуется сернистый газ, являющийся причиной выпадающих «кислотных» дождей. На факельных устройствах нефтехимической промышленности происходит неполное сгорание углеводородов, в результате чего в атмосферу наряду с сернистым газом выбрасываются остаточные количества сероводорода.

Актуальной задачей является подготовка высокосернистого природного газа для бытового потребления и переработки, в том числе каталитической. Промышленные процессы каталитической конверсии метана проводят, главным образом, с использованием никельсодержащих катализаторов, которые необратимо отравляются малыми концентрациями сероводорода. Получаемый в процессах конверсии синтез-газ расходуется на получение метанола, диметилового эфира, а также для реализации малотоннажных технологий получения продуктов органического синтеза, используемых, главным образом, в фармацевтике и парфюмерии. В катализаторах указанные процессы присутствуют металлы (Cu, Rh, Pt, Zn), которые также имеют склонность к необратимому отравлению серой.

В настоящее время практически отсутствуют какие-либо эффективные способы очистки газовых выбросов от сероводорода, а в технологических схемах подготовки газа в нефтехимических процессах, как правило, используют дорогостоящую жидкостную очистку с использованием моноэтаноламина и др. щелочных растворов. Последнее, помимо высокой стоимости, ставит новые задачи по утилизации используемых реагентов.

Таким образом, все вышесказанное обуславливает высокую актуальность разработки процессов очистки сопутствующих газов нефтедобычи, реакционных и бытовых газов от сероводорода. Одним из перспективных методов такой исчерпывающей очистки газов от H_2S является его прямое окислительное каталитическое разложение на ряде металлсодержащих катализаторов.

В Институте горючих ископаемых проводятся исследования по получению нанопористых углеродных носителей (УН) на основе отечественных углей разных стадий метаморфизма (бурые, газовые, антрациты) и древесины. Интерес к УН обусловлен их устойчивостью к агрессивным средам, возможностью широкого варьирования в процессе их получения пористой структуры, химического состава минеральной части, формы и размера гранул (частиц), а также способностью катализаторов на их основе к регене-



рации без значительной потери активности и к утилизации с извлечением ценных компонентов.

Разработаны технологии переработки углей в дробленые и гранулированные углеродные носители путем направленного формирования структуры наноразмерных микро- и мезопор, что делает их идеальными матрицами для формирования высокодисперсных нанокластеров металлов - наиболее активных компонентов катализаторов в ряде важнейших химических реакций, проявляющих структурную чувствительность. В таблице 1 представлены параметры пористой структуры двух образцов носителей: № 1 – на основе ископаемого угля, № 2 – на основе древесины.

Параметры пористой структуры углеродных носителей

Таблица 1

Образец №	SБЭТ, м2/г	Sме, м2/г	W _о , см3/г	а _о , моль/г	E _о , кДж/м	х _о , нм
1	1060	280	0,34	9,89	17,4	0,90
2	910	140	0,30	8,68	25,0	0,40

S_{БЭТ} – удельная поверхность по методу БЭТ; S_{ме} – удельная поверхность мезопор; W_о – объем микропор; E_о – характеристическая энергия адсорбции; 2 x_о – ширина микропор.

На носителях получены Fe-содержащие катализаторы методом пропитки раствором соединения металла с последующим разложением термическим способом, а также воздействием микроволнового излучения (ν=2.45 ГГц) на лабораторной СВЧ-установке (в лаборатории каталитических нанотехнологий ИНХС РАН).

Для прямого разложения сероводорода по уравнению: $H_2S+SO_2 \rightarrow S+H_2O$ использовали сферический УН на основе газового угля СНК. Результаты исследований представлены в табл. 2.

Результаты испытаний катализаторов в разложении сероводорода

Таблица 2.

№ обр.	Состав катализатора, способ получения	Показатели работы катализатора		
		Объем пропущенного газа, всего, см3/г	Объем пропущенного H ₂ S, см3/г	Сероёмкость, г/г
1	Углеродный носитель СНК	4000	20.0	0.03
2	2 % Fe / СНК, термообработка	97500	487.5	0.70
3	2 % Fe / СНК, СВЧ	121800	609.0	0.87
4*	2 % Fe / СНК, СВЧ	45000	225.0	0.32

Условия проведения эксперимента: Модельная смесь: 0,5% H₂S, 0,8 % кислорода воздуха, остальное - метан. Скорость газового потока 5000 ч⁻¹. Температура процесса – 150 °С; * - комнатная. Оценка активности и сероёмкости катализатора проводилась при 100%-ной конверсии сероводорода до проскака

Железоуглеродные системы, полученные СВЧ-воздействием, демонстрируют рекордную активность в селективном окислении сероводорода в серу. Исчерпывающее превращение сероводорода наблюдается при комнатной температуре и фиктивном времени контакта не более 1,5 с.

Использование УН для катализаторов окислительного разложения сероводорода продиктовано доступностью сырья для их производства, невысокой стоимостью, устойчивостью к агрессивным средам, регенерируемостью, низким расходом в процессе, универсальностью, позволяющей применять УН в любом адсорбционном процессе.

РАСШИРЕНИЕ СЫРЬЕВОЙ БАЗЫ НЕФТЯНЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЙ ДАГЕСТАНА ЗА СЧЕТ КОМПЛЕКСНОГО ИСПОЛЬЗОВАНИЯ ПЛАСТОВЫХ ВОД

З.А. Каримова

ОАО «НК «Роснефть» - Дагнефть»

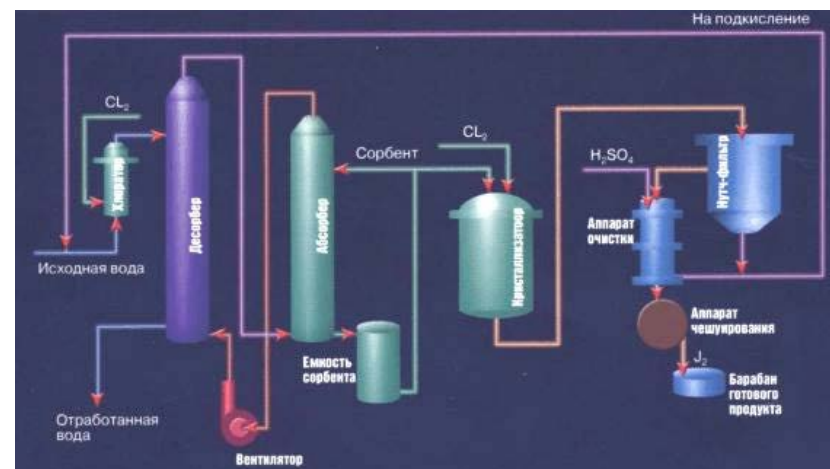
Верхнемеловые пластовые воды нефтяных месторождений **Предгорного Дагестана** богаты йодом, концентрации которого превышают 18 мг/л, т.е. уровень, пригодный для промышленной переработки. Более подробно были изучены пластовые воды месторождений Махачкала-Тарки (среднее содержание йода 37,76 мг/л) и Димитровское (среднее содержание йода 34,01 мг/л).

Добыча йодо-бромных вод производится, в основном, после прекращения добычи нефти. В работе рассматривается возможность получения йода из воды, добываемой попутно с нефтью, поэтому при подсчете запасов брались случаи использования как обводненных действующих, так и ликвидированных скважин. В год на данных месторождениях мы имеем около 300 000 м³ воды. На самом же деле запасы пластовых вод в десятки раз больше запасов нефти, соответственно и больше резервные ресурсы компонентов.

Следует заметить, что стоимость извлечения и закачки воды уже учтены в цене добычи нефти, что снижает ее стоимость для добычи полезных компонентов. Используя коэффициент извлечения йода из рассолов 0,88 и среднее содержание йода в пластовой воде 0,0359 кг/м³ находим годовой выпуск продукции в натуральном выражении:

$$A = 300\,000 \text{ м}^3 \times 0,88 \times 0,0359 \text{ кг/м}^3 = 9,5 \text{ т/год.}$$

Исходя из цен мирового рынка 2006 года 1 т йода стоит 26 тысяч долларов с НДС, т.е. 700 руб./кг. Годовой выпуск продукции в стоимостном выражении В равен 6 650 тыс. руб./год. Годовые затраты по переработке сырья по данным специализированных организаций составляют 60% от стоимости, т.е. 3 равны 3 990 тыс. руб./год. Годовая прибыль П равна 2 660 тыс. руб./год. Капиталовложения на строительство установки по извлечению 10 тонн йода по данным специализированных организаций составляют около 7,5 млн. руб. Срок окупаемости установки около 2,8 лет.



Технологическая схема извлечения йода из попутных промышленных вод

Вообще в пластовой воде Южного Дагестана наблюдается высокое содержание йода, брома, бария, поваренной соли. Предполагалось строительство йодо-бромного завода в Берикее, где при опробовании верхнемеловых известняков в скв.3 получен фонтан высокоминерализованной воды с дебитом 70000 м³/сут. Эта скважина в течение года способна вынести на поверхность 1 575 158 тонн различных ценных солей.

Для более полного обоснования перспектив использования пластовых вод по месторождениям Махачкала - Тарки и Димитровское рекомендуется:

- произвести оценку запасов пластовых вод и изменение их добычи во времени;
- учесть отличия состава подземных вод в приконтурной и законтурной частях залежи;
- исследовать попутные воды на содержание в них йода по всем залежам многопластовых месторождений с целью привлечения большего количества сырья;
- изучить возможность комплексного получения ценных компонентов из попутных вод, т.к. они являются поликомпонентным сырьем;
- решить вопросы охраны окружающей среды, способы сброса и захоронения или использования в дальнейшем очищенных и опресненных вод в народном хозяйстве.

Важным является и то обстоятельство, что после отработки основного полезного ископаемого (нефти) существующий промышленный комплекс может быть переоборудован для добычи непосредственно подземных вод как самостоятельного сырья. Оценка эксплуатационных запасов этих вод потребует минимальных затрат на их разведку, так как будут учтены фонд имеющихся скважин на нефть, выявленные геологические и гидрогеологические условия



и данные многолетней эксплуатации месторождений.

По **равнинному Дагестану** нефтедобывающие предприятия попутно извлекают из недр около 1,1 млн.м³ в год высокоминерализованных пластовых вод, содержащих полезные ингредиенты в максимальном разнообразии и в количествах, превышающих приемлемые уровни.

В 1998г. был запроектирован Опытно-промышленный завод по комплексному использованию подземных промышленных вод Южно-Сухокумской группы нефтяных месторождений и получению следующих видов товарной продукции.

Вид продукции	Ед. изм.	Кол-во
Оксид магния по ГОСТ 844-79	т. в год	1600
Соль поваренная пищевая по ГОСТ 13830-91, сорт высший	т. в год	95 000
Бром жидкий по ГОСТ 454-76, марка Б	т. в год	358
Йод по ГОСТ 4159-76, марка Ч	т. в год	9,8
Диалюминат лития с содержанием лития 3,2%	т. в год	1330
Кислота соляная по ГОСТ 857-89, марка Б (в расч.100%)	т. в год	2550
Хлорное железо ТУ 6-01-1-88	т. в год	520

**Мощность производства по выпуску товарной продукции
ОПЗ г. Южно-Сухокумска**

Выбор г. Южно-Сухокумска в качестве точки строительства предприятия по переработке подземных вод обосновывается также тем, что район характеризуется значительным превышением естественного испарения над нормой атмосферных осадков. Это позволяет экономить большие энергозатраты на стадии концентрирования пластовых вод.

Последовательность технологических операций по производствам такова:

1. Водоподготовка с очисткой исходной воды от железа
2. Извлечение магния
3. Извлечение лития
4. Предварительное упаривание воды
5. Извлечение йода
6. Извлечение брома
7. Электрохимическое разложение воды с получением католита (электролитической щелочи), хлора и водорода
 - 7.1. Синтез соляной кислоты
 - 7.2. Компримирование хлора
8. Упарка и получение поваренной соли
9. Обратная закачка отработанных вод.

Переработка гидроминерального сырья предлагается на крупных стационарных комплексах, а также с помощью небольших модульных установок, что дает возможность отдельной промышленной реализации каждой стадии.

С учетом предварительной оценки возможностей выделения средств на строительство принято решение о разделении проекта на два пусковых



комплекса. Разделение имеет целью сократить сроки омертвления капитала, достичь частичного самофинансирования капитальных вложений и приблизить сроки положительного воздействия планируемого строительства на социально-экономические обстоятельства г.Южно-Сухокумска.

В первый пусковой комплекс включено производство пищевой поваренной соли с необходимо предшествующими ему водоподготовкой и производством оксида магния (для выполнения требований стандарта на соль), а также электролиз (с синтезом соляной кислоты); строительство всех внеплощадных коммуникаций и основная часть объектов и сетей общезаводского назначения.

Во второй пусковой комплекс вошли объекты по производству йода, брома, литиевого концентрата и расширение электролиза.

Предполагается оснащение завода водообрабатывающей установкой, оборудованием коммунального назначения, индивидуальным электрогенератором, складскими помещениями для готовой продукции, упаковочными и загрузочными агрегатами, оборудованием центрального контроля и офисом. Для строительства завода отводится 2,5 года. Срок эксплуатации завода рассчитан на 25 лет.

Комплектация завода оборудованием не вызовет каких-либо затруднений: проект ориентирован на использование серийных и хорошо освоенных химическим машиностроением аппаратов и агрегатов в рядовом исполнении. Использование высоких температур, высоких давлений, особо сложных систем автоматизации не предусматривается. Значительная часть крупногабаритного оборудования (резервуары, чаши сгустителей и т.п.) сооружается на месте и лишь доукомплектовывается привозными узлами. Благодаря самообеспечению продуктами электролиза завод будет потреблять незначительное количество привозного сырья и материалов, приобретение которых проблемы не составляет.

Сметная стоимость строительства объектов производственного назначения в ценах, сложившихся к 01.07.06г, составляет с НДС около 115 млн. долларов. Годовая прибыль по предварительным подсчетам равна 380 млн. руб./год.

Проект может быть охарактеризован как высокоэффективный с точки зрения общественной эффективности и как умеренноэффективный с точки зрения коммерческой эффективности. Уровень коммерческой эффективности проекта может быть повышен путем установления для него налоговых льгот на период окупаемости.



Вид эффективности	Внутренняя норма доходности, %	Срок окупаемости капитальных вложений, лет	
		От момента начала строит-ва	От момента ввода ОПЗ в действие
При оценке общественной эффективности	19,5	6,6	4,1
При оценке коммерческой эффективности	10,7	10,0	7,5
При оценке коммерческой эффективности с учетом налоговых льгот	13,4	8,0	5,5

Экономические показатели строительства ОПЗ в г. Южно-Сухокумске

Переработка гидроминерального сырья сопряжена к тому же с решением ряда экологических проблем, заключающихся в прекращении отрицательных последствий сброса неочищенных попутных вод, подъема уровня грунтовых вод, засоления почв и их насыщения вредными веществами, включая радиоактивные. Применение новых технологий снижения агрессивности минерализованных пластовых вод позволит уменьшить коррозию нефтепромыслового оборудования.

Большие запасы попутных и пластовых вод с промышленными концентрациями ценных компонентов, острая потребность в них отечественной промышленности, высокая эффективность предприятий и возможность их создания на газовых и нефтяных месторождениях определяет значимость проведения работ в этой области и необходимость сотрудничества с предприятиями смежных отраслей.

В перспективе могут быть использованы дальнейшие потенциальные возможности повышения экономической эффективности ОПЗ, состоящие в углублении переработки получаемых первичных продуктов с значительным возрастанием выручки при относительно небольших дополнительных капитальных вложениях (например, организация производства бромистого кальция, антипирена декабромдифенилоксида и т.д.).

СРАВНИТЕЛЬНЫЙ АНАЛИЗ ПОДХОДОВ К ОПИСАНИЮ ПРИМЕНЯЕМОГО ОБОРУДОВАНИЯ В ДЕЯТЕЛЬНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЙ ТОПЛИВНО-ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА А.Д. КВАСНЯК

Российский государственный университет нефти и газа им. И.М. Губкина

В деятельности предприятий топливно-энергетического комплекса (ТЭК) актуальными остаются вопросы, связанные с необходимостью упорядочивания и формирования по определенным правилам информации по номен-



клатурам материально-технических объектов (ресурсов), задействованных в производственных, обеспечивающих и вспомогательных процессах на всех стадиях их жизненного цикла. Комплекс работ по каталогизации позволяет в рамках любого предприятия создать полную, унифицированную и автоматизированную систему описания производимой и потребляемой продукции.

Под *каталогизацией продукции* понимаются работы по единообразному представлению, сбору, классификации, идентификации, кодированию, регистрации, обработке, хранению и распределению информации о комплектующих изделиях и материалах.

Место каталогизации в системе управления производством

Каталогизация представляет собой один из инструментов системы менеджмента качества (СМК), т.к. оптимизирует процесс управления ресурсами предприятия, его производственными фондами, производимой продукцией и способствует достижению требуемого качества производственного процесса на всех стадиях работы предприятия.

Каталог продукции представляет собой информационную систему, содержащую перечень и исчерпывающее описание продукции, применяемой на предприятии. Описание содержит в себе информацию, не только позволяющую точно идентифицировать объект и определить его основные технические характеристики, сведения о производителе и нормативных документах (НД), а также информацию, которая позволяет контролировать и управлять ресурсами предприятия.

Каждое крупное предприятие должно иметь свою политику и методологию ведения каталогов. Необходимость корпоративных документов, которые устанавливают правила формирования и ведения каталога продукции, прозрачна. Таким образом, каталогизация, как инструмент СМК, должна найти свое отражение в стандартах организации (СТО), т.е. стать элементом системы корпоративной стандартизации.

Результатом процесса каталогизации являются следующие документы:

1. номенклатура продукции;
2. классификатор продукции;
3. перечень утвержденных наименований;
4. стандартные форматы описания однородных групп продукции (СФО);
5. каталожные описания продукции;
6. каталог продукции.

Подходы к каталогизации продукции.

Процесс описания продукции в зависимости от его назначения подразделяют на два элемента:

- Каталогизация производителя
- Каталогизация потребителя.

Общими признаками каталогизации производителя и потребителя, как деятельности является:

- Применение описательных характеристик в процессе каталогизации;



– Применение процессов классификации и ранжирования при каталогизации.

Отличаются каталогизация потребителя и производителя по своим целям и ориентации:

- Каталогизация производителя направлена на покупателя, с целью предоставления ему развернутой и достаточной информации о продукции;
- Каталогизация потребителя – это инструмент управления ресурсами предприятия. Она ориентирована на собственные потребности в управлении производственными фондами и НСИ, с целью рационализации и повышения уровня производственного процесса, а следовательно, повышения его качества.

Для повышения эффективности и информативности каталога производителя, а также для того чтобы его информация могла быть в дальнейшем использована приобретающей стороной, следует формировать его в унифицированном стандартизированном виде со ссылками на основные технические характеристики и нормативные документы.

Международные номенклатуры и классификаторы.

На международном уровне можно выделить следующие системы учета и классификации продукции и видов деятельности:

1. “Гармонизированная система описания и кодирования товаров” (ГС). Номенклатуры для внешнеторговой статистики и потребностей таможенных административных учреждений, созданная Советом по таможенному сотрудничеству
2. Международная стандартная отраслевая классификация всех видов экономической деятельности (ISIC Rev 3/МСОК Ред 3)
3. Классификации основной продукции (СРС/КОП). В КОП продукция классифицируется на основе ее производственного происхождения и потребительских свойств.

На европейском уровне им соответствуют:

- Комбинированная номенклатура (КН), разработанная на базе Гармонизированной системы и введенная в действие в 1988 году одновременно с ГС. Комбинированная номенклатура более детализирована, чем ГС, товары в КН идентифицируются с помощью восьмизначного кода.
- Статистическая классификация экономической деятельности Европейского Сообщества (NACE Rev 1/КДЕС Ред. 1);
- Статистическая классификация продукции по виду экономической деятельности в Европейском экономическом сообществе (СРА/КПЕС).

Федеральный уровень.

В соответствии с «Концепцией Федеральной системы каталогизации продукции для федеральных государственных нужд» Федеральная система каталогизации продукции для федеральных государственных нужд (ФСКП) - это упорядоченная и взаимосвязанная совокупность участников ФСКП, технических средств, разделов Федерального каталога и баз данных, нормативных



документов, устанавливающих правила и методы, обеспечивающие проведение каталогизации и распределение информации о продукции.

Объектами каталогизации в ФСКП являются составные части, комплектующие изделия, запасные части, материалы, являющиеся предметами самостоятельной поставки (заказа) для обеспечения изготовления и эксплуатации товаров, поставляемых для федеральных государственных нужд.

Целями Федеральной каталогизации являются:

- сведение к минимуму дублирования разрабатываемой и поставляемой продукции для федеральных государственных нужд
- повышение эффективности использования государственных ресурсов
- упрощение учета продукции и улучшению управления ее запасами; улучшению информационного обеспечения заказа, закупки и эксплуатации продукции. ФСКП
- предоставление возможности оперативного обмена данными о номенклатуре, технико-экономических характеристиках продукции, поставляемой для федеральных государственных нужд и др.

Задачи ФСКП:

- создание Федерального каталога продукции для федеральных государственных нужд (далее - Федеральный каталог);
- учет номенклатуры существующей продукции и потребности в новой продукции;
- обеспечение единой системы описания и идентификации продукции;
- обновление состава Федерального каталога путем включения новой, более совершенной и перспективной продукции, исключение дублирующей и морально устаревшей продукции.

Основными документами ФСКП по ГОСТ Р 51725.0-2001 являются:

1. Единый кодификатор предметов снабжения для федеральных государственных нужд (статус технического регламента)
2. Федеральный каталог продукции для федеральных государственных нужд (статус технического регламента)
3. Стандартные форматы описания предметов снабжения (статус правил по каталогизации)
4. Перечень утвержденных наименований предметов снабжения (статус правил по каталогизации).

В 2003 г. Госстандарт России от имени Российской Федерации подписал Соглашение с Советом национальных директоров по каталогизации НАТО (АС/135) о присоединении России к международно-признанной системе каталогизации NCS. С этого момента Российская Федерация официально получила право использовать все документы и методическую базу системы каталогизации НАТО (NCS) при создании своей национальной системы каталогизации ФСКП.

Выводы

1. Учитывая современный уровень развития и технические возможности информационных технологий целесообразно в вертикально-



интегрированных компаниях разрабатывать и совершенствовать единые принципы и правила по формированию описательных справочников и каталогов применяемой и производимой продукции для повышения эффективности производственных и маркетинговых процессов.

2. При создании собственных корпоративных и отраслевых каталогов продукции следует опираться на подход и методологию описания предметов снабжения, заложенные в Федеральной системе каталогизации предметов снабжения для федеральных государственных нужд, которая подкреплена полным набором федеральных НД по созданию и ведению системы, а также Общероссийским классификаторами.

3. В процессе классификации продукции целесообразно применять принцип наследования кодов Общероссийских классификаторов с последующей возможной дополнительной детализацией с учетом отраслевых и корпоративных особенностей.

4. При формировании корпоративной системы каталогизации продукции необходимо особое внимание уделять используемым наименованиям. Для исключения использования и формирования некорректных, а зачастую и ошибочных наименований необходимо учесть при разработке Системы каталогизации создание Положения об утвержденных наименованиях объектов, составляющих информационное поле Системы. В соответствии с подобными принципами производится формирование и функционирование ФСКП, в которой разработан нормативный документ Перечень утвержденных наименований предметов снабжения.

5. При создании корпоративной системы каталогизации следует преследовать принцип обеспечения возможности расширения ее классификационных группировок. Система каталогизации должна обеспечивать возможность введения новых видов оборудования ее расширением, без возникновения ошибок, дублирования и несоответствий общесистемным требованиям.

ПРИМЕНЕНИЕ СКВАЖИННЫХ КОНТЕЙНЕРОВ «ТРИЛ» ДЛЯ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ СОЛЕОТЛОЖЕНИЙ НА УСТАНОВКАХ ДОБЫВАЮЩИХ СКВАЖИН ЦДНГ-5

Е.А.Кирсанов, А.Т.Абузар-Зале

НК «Роснефть» ОАО «Юганскнефтегаз»

В настоящее время большинство установок типа УЭЦН на месторождениях ЦДНГ-5 работают в осложненных условиях. Одним из осложняющих факторов являются отложение солей на рабочих органах УЭЦН и корпусах погружных электродвигателей, что приводит к преждевременному выходу из строя установок. Для предотвращения солеотложений применяются такие технологии, как монтаж УДЭ, УБПР и периодическое проведение СКО. Однако существует технология для борьбы с солеотложениями именуемая «ТРИЛ».



На данный момент фонд, дающий продукцию, составляет 331 скважина.

Из них осложненный фонд составляет 205 скважины. Основными причинами, осложняющими стабильную работу установок, являются солеотложения и мех примеси.

Основным методом борьбы с солеотложениями является периодическое проведение СКО, монтаж УДЭ и УБПР, предназначенных для дозированной подачи жидких ингибиторов и деэмульгаторов в нефтяные скважины.

Существует ряд скважин, причиной отказа установок которых является не только отложение солей на рабочих органах УЭЦН, но и на погружном электродвигателе. В результате отложения солей на ПЭД происходит своего рода эффект «термоса» т.е. снижается теплообмен между двигателем и добываемым флюидом, а именно двигатель не охлаждается и отказывает.

Примером таких скважин являются: 55к-407, 13а-6096, 27-854, 4т-417.

Для решения данной проблемы сегодня можно использовать две технологии монтажа УБПР-04 и спуск в скважину скважинных контейнеров с твердым ингибитором ТРИЛ.

УБПР предназначен для дозированной подачи жидкого ингибитора в интервал приема насоса через нагнетательный погружной трубопровод, что обеспечивает защиту рабочих органов УЭЦН и ПЭД от отложений солей.

На сегодняшний день в отношении УБПР-04 делать какие-то выводы не представляется возможным, так как установка проходит опытно-промышленную эксплуатацию впервые и данных для заключения об эффективности или не эффективности применения нет.

У УБПР есть основные недостатки: высокая стоимость, сложность монтажа как наземного, так и погружного оборудования, затягивание СПО, отсутствие 100% контроля за подачей реагента в необходимый интервал, так как при СПО возможно повреждение скважинного трубопровода и смену данного трубопровода можно произвести только при ремонте, что также влечет за собой дополнительные затраты, возможен отказ наземного оборудования.

Скважинные контейнеры с ингибитором ТРИЛ прошли опытно-промышленную эксплуатацию на месторождениях: ЦДНГ-15, ЦДНГ-11 и ЦДНГ-3. Согласно экспертного заключения по работе УЭЦН со скважинным контейнером «ТРИЛ» от солеотложений от 21.06.05 эксперимент признан успешным. В процессе эксплуатации УЭЦН со скважинным контейнером ТРИЛ удалось повысить МРП в среднем на 292 суток.

«Трил» представляет собой твердый ингибитор, состоящий из поверхностно-активных веществ. Механизм действия основных ингредиентов сводится к обволакиванию микрочастиц, находящихся в объеме добываемой жидкости, и созданию защитной пленки на поверхности оборудования. Обволакивающая (защитная) пленка препятствует отложению, слипанию и образованию крупных конгломератов, выпадающих в осадок.

Основными ингредиентами реагента «Трил» являются фосфорсодержащие соединения и небольшое количество добавок (химический состав доба-



вок Завод изготовитель не раскрывает).

Схема скважинного контейнера с твердым ингибитором ТРИЛ состоит из 15 перфорированных пропиленовых труб. Каждая труба высотой 1,33м. общий вес составляет не более 150 кг. Контейнер крепится к ЭЦН или к хвостовику через переходник (стандартный контейнер заканчивается проушиной из стальной полосы).

Время воздействия определяется дебитом скважины и интенсивностью процесса. Контроль за выносом реагента определяется по концентрации информационного иона в попутно-добываемой воде (в данном случае по фосфат-Иону).

Время до полного расхода твердого ингибитора «ТРИЛ» в среднем составляет 365 суток, но даже после полного расхода ингибитора установка остается некоторое время защищенной за счет образованной защитной пленки на корпусе и рабочих органах УЭЦН.

Эффективность применения СК ТРИЛ на примере скважины 417 куст 4т Тепловского месторождения:

предыдущая работа скважины: запуск 20.11.05 дата остановки 04.03.06. В процессе эксплуатации, а именно 21.12.05 была смонтирована и запущена в работу УДЭ. В период с 04.01.05 по 20.01.05 из-за низких температур в зимний период времени происходили сбой и простои в работе УДЭ. В течении данного периода происходило интенсивное солеотложение, что привело к падению суточного дебита ж-ти. Текущая наработка на момент снижения производительности УЭЦН составила 59 сут. Отказ R-0 МРП составил 102 сут.

В результате расследования причины снижения производительности и последующего преждевременного отказа установки было выявлено, что обратный клапан, 1 НКТ забиты солью. В МЭПУСе на комиссионном разборе установки зафиксирован факт отложения солей на рабочих колесах насоса. Можно сделать вывод, что преждевременный отказ УЭЦН произошел по причине СОЛЕОТЛОЖЕНИЯ.

При ремонт произвели мероприятия по ОПЗ т.е. СКО + промывка. Спуск установки произвели со скважинным контейнером ТРИЛ. УДЭ демонтировали.

На сегодня скважина в работе текущая наработка 72 сут. Снижение рабочих параметров не наблюдается.

Преимущества СК «ТРИЛ»:

- + низкая стоимость;
- + простота монтажной операции при ПРС;
- + обеспечивает защиту не только рабочих органов УЭЦН, но корпуса погружного электродвигателя;
- + отсутствие дополнительного обслуживания после монтажа;
- + вредное воздействие (образование коррозии) на применяемое оборудование отсутствует;
- + отсутствие влияния низкой t0



Недостатки СК «ТРИЛ»:

- **обрыв пропиленовых труб в месте гибкой связи;**
- ограничение по температуре 82-85 Со;
- расход реагента зависит от дебита скважины;
- отсутствие возможности регулирования расхода реагента.

Обрыв пропиленовых труб в месте гибкой связи является основной причиной запрета об использовании СК ТРИЛ.

Исходя из выше изложенного можно сделать вывод, что от применения СК ТРИЛ мы имеем положительный эффект. Поэтому предлагается внести конструктивные изменения, которые не повлекут за собой существенных затрат. .

Основной момент конструктивной доработки СК ТРИЛ является применение стального каната по всей длине секции СК ТРИЛ.

Рекомендуется продолжить опытно промышленную эксплуатацию СК «ТРИЛ» для подтверждения эффекта. Скважины, рекомендуемые для спуска СК «ТРИЛ» после отказа: 55к-407, 13а-6096, 27-854, а так же по результатам демонтажа на других скважинах расположенных к солеотложениям (по рекомендации технолога).

СИСТЕМА АДАПТАЦИИ КАК ИНСТРУМЕНТ РАСКРЫТИЯ КАДРОВОГО ПОТЕНЦИАЛА МОЛОДЫХ СПЕЦИАЛИСТОВ

А.С.Коноплева, И.Г.Колодкина

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

Установление органичного взаимодействия человека и организации обеспечивает основу эффективного функционирования любого предприятия.

Первым шагом в этом направлении является процесс адаптации, т.е. приспособление потребностей и ценностей сотрудника к требованиям, предъявляемым к нему организацией в соответствии с ее стратегическими целями.

Необходимость совершенствования работы по адаптации молодежи на предприятии вызвана рядом причин:

1. В связи динамическим развитием предприятия, стремлением к совершенствованию во всех сферах деятельности возрастают требования к качеству персонала, обладающего высоким потенциалом к развитию.
2. Наблюдается постоянный отток профессиональных кадров для работы в дочерних Обществах Компании. Необходим резерв из числа высококвалифицированных специалистов.
3. Возросла конкуренция на внешнем рынке труда, в связи с чем, требуются дополнительные усилия по привлечению и удержанию молодежи на предприятии.

Настоящая программа адаптации разработана с целью совершенствования в Обществе системы подготовки, воспитания и рационального использования молодежи и молодых специалистов, способной обеспечить постоянный



приток на предприятие молодых квалифицированных работников, а также их вовлечение в производственную и общественную жизнь организации.

Основными **задачами** программы являются:

1. Создание благоприятных условий для быстрого вхождения в должность.
2. Развитие профессиональной компетентности молодых сотрудников.
3. Обеспечение преемственности поколений.
4. Внедрение норм корпоративной культуры в молодежную среду.
5. Сплочение молодежи Общества.

Программа по адаптации предполагает консолидацию усилий руководителей структурных подразделений, Службы по персоналу, функциональных служб, профсоюзного комитета, Совета молодых специалистов.

Разработка программы адаптации на предприятии является реализацией одного из направлений Целевой программы «Молодежь ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез».

Ожидаемые результаты:

Для молодого сотрудника:

- гарантии занятости и трудоустройства;
- социальная защищенность;
- возникновение чувства удовлетворенности работой, снижение тревожности и неуверенности ;
- усвоение и совершенствование профессиональных знаний , умений и навыков;
- расширение и улучшение коммуникаций между молодежью и другими сотрудниками.

Для предприятия:

- сокращение периода вхождения в должность нового сотрудника ;
- повышение приверженности молодежи корпоративным традициям и нормам;
- снижение временных и психологических затрат непосредственного руководителя и коллег;
- улучшение имиджа и репутации предприятия как надежного и перспективного работодателя;
- снижение текучести среди молодежи предприятия.

Программа адаптации молодых специалистов является частью системы работы с молодежью и молодыми специалистами. Она включает в себя:

- Довузовскую профориентационную работу со школьниками;
- Работу со студентами ВУЗов;
- Работу с молодыми специалистами и молодежью на предприятии.

Довузовская подготовка учеников осуществляется на базе двух общеобразовательных школ № 100 и № 102.

Подготовку высококвалифицированных специалистов - нефтепереработчиков осуществляет Пермский государственный технический университет.



Во время обучения в ВУЗе студенты активно привлекаются к научно-техническому творчеству, в частности, участвуют в научно-технических конференциях, конкурсе на лучшую молодежную разработку; организуется взаимодействие студентов-практикантов с научно-техническим сектором Совета молодых специалистов по вопросу выбора тем для курсовых и дипломных работ, оказывается содействие в их разработке.

Организуются мероприятия по информированию студентов Вузов и колледжей о деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» и Общества: издаются информационные материалы о предприятии, кадровой политике, корпоративной культуре и традициях, Совете молодых специалистов; проводятся ознакомительные экскурсии на производственные объекты общества, а также в музей истории предприятия, организуются Дни ЛУКОЙЛа в Вузах.

Со студентами, успешно закончившими высшие учебные заведения и зарекомендовавшими себя в период прохождения практики, предприятие, по согласованию с учебным заведением, заключает договор на целевую подготовку сроком до 3-х лет. Так, в 2003 году на предприятие было принято 16 молодых специалистов, в 2004 – 8 молодых специалистов, в 2005 – 12 молодых специалистов, потребность в молодых специалистах на 2006 год составляет 24 человека.

Мероприятия по адаптации молодых специалистов на предприятии начинаются с момента приема на работу.

Программа по адаптации состоит из двух основных частей – общей и профессиональной.

Общая адаптация предполагает формирование представления о Компании и предприятии, его основных направлениях деятельности, структуре и руководстве, перспективах развития, корпоративной культуре и традициях, освоение социально-психологических особенностей в организации, вхождение в сложившуюся в нем систему отношений, позитивном взаимодействии с ее членами.

Профессиональная адаптация выражается в определенном уровне овладения профессиональными навыками и умениями, в формировании некоторых профессионально важных качеств личности, в развитии устойчивого положительного отношения работника к своей профессии.

Процесс общей адаптации молодых специалистов на предприятии продолжается 6 месяцев со дня прибытия на работу в Общество.

Общая адаптация включает в себя следующие мероприятия:

- индивидуальное собеседование при приеме на работу;
- организация и проведение обучающей программы «Профессиональная адаптация» ;
- оценка личностно-деловых качеств;
- организация экскурсии в музей истории предприятия;
- организация ознакомительной экскурсии на производственные объекты Общества;
- участие в выездном совещании Совета молодых специалистов, по-



священие в члены Совета молодых специалистов;

- участие в Научно-технической конференции молодых ученых и специалистов предприятия.

При приеме на работу молодой специалист проходит индивидуальное собеседование и оценку личностно-деловых качеств, в ходе которого выявляются его индивидуальные качества, склонности и способности. Специалист Службы по персоналу знакомит его с действующими на предприятии политиками в области качества, экологии, кадров, сводом корпоративных правил ОАО «ЛУКОЙЛ», работой Совета молодых специалистов, планируемыми мероприятиями по адаптации.

Молодому специалисту при приеме на работу выплачивается единовременное пособие от 3 до 10 тысяч рублей, согласно действующему в Обществе положению. Так, в 2005 году пособия получили 11 молодых специалистов на сумму 33 тыс. руб. Всего с момента введения положения пособия получили 32 молодых специалиста на сумму 111 тыс. руб. В текущем году планируется увеличение минимального размера подъемных с 3 до 5 тысяч рублей.

Через три месяца после трудоустройства на предприятие для молодых специалистов организуется программа «Профессиональная адаптация», которая обеспечивает полное информирование молодых специалистов как о Компании «ЛУКОЙЛ» в целом, так и о предприятии, в частности, перспективах развития, структуре, задачах, кадровой и социальной политике, научно-исследовательской деятельности, работе Совета молодых специалистов. Преподают программу руководители и ведущие специалисты Общества, а также председатель Совета молодых специалистов. После окончания семинара молодым специалистам выдается «Памятка молодому работнику и специалисту» и «Напутствие молодому специалисту».

По сложившейся традиции в конце года проводится выездное совещание Совета молодых специалистов, на которое приглашаются все вновь принятые молодые специалисты. В течение дня проходит тренинг или деловая игра, нацеленная на создание единой команды и сплочение коллектива, а в завершении выездного совещания новички торжественно посвящаются в члены Совета молодых специалистов.

Также вошло в традицию привлечение вновь принятых молодых специалистов к участию в ежегодной научно-технической конференции молодых ученых и специалистов Общества, на которой есть возможность: ознакомиться с научными разработками своих коллег, получить новые знания в области технологии, механики, метрологии, экономике и управлении, получить ответы на интересующие вопросы.

Профессиональная адаптация включает в себя следующие мероприятия:

- подбор и назначение руководителя стажировки;
- составление индивидуального плана стажировки;
- подведение итогов стажировки молодых специалистов.

Для профессиональной адаптации и получения производственного опыта



молодые специалисты проходят стажировку на предприятии. Продолжительность стажировки составляет 1 год.

Цель стажировки: закрепление на практике теоретических знаний, полученных в учебном заведении, приобретение профессиональных навыков, изучение специфики работы для выполнения обязанностей по занимаемой или более высокой должности. В ходе стажировки выявляются деловые качества и потенциальные возможности молодого специалиста для дальнейшего наиболее рационального использования его в Обществе.

Прохождение стажировки осуществляется по индивидуальному плану, который разрабатывается молодым специалистом совместно с руководителем стажировки. Содержание индивидуального плана обеспечивает глубокое изучение конкретных обязанностей по занимаемой должности с целью приобретения необходимых практических и организаторских навыков. План стажировки содержит личное задание, которое поручается молодому специалисту с учетом профиля его работы и предусматривает участие молодого специалиста в решении важных производственных задач. Индивидуальный план должен обязательно включать участие в общественной жизни Общества, в частности участие в деятельности Совета молодых специалистов.

Подведение итогов стажировки проводится на заседании комиссии, состоящей из представителей Службы по персоналу, химико-технологического факультета ПГТУ, руководителей структурных подразделений, специалистов функциональных служб, профсоюзного комитета, а также представителей Совета молодых специалистов. Основными задачами работы комиссии являются: оценка результатов стажировки молодых специалистов на основании выполнения планов стажировки; рекомендации по повышению, ротации, профессиональному развитию и обучению молодых специалистов; получение обратной связи от молодых специалистов о прохождении стажировки; рекомендации на поощрение руководителей стажировки в зависимости от результатов стажировки молодого специалиста.

Эффективной формой адаптации новых сотрудников к организации является **наставничество**, которое предполагает выделение человека, ответственного за нового сотрудника. Такой человек выполняет различные процедуры, которые должны привести к полному освоению новичком своих обязанностей, а также правил и норм организации и коллектива.

С целью выявления успешности адаптации молодых специалистов, актуальных проблем и методов их устранения проводится мониторинг эффективности адаптации. Для этого разработана специальная анкета, которую заполняет молодой специалист через 6 месяцев после поступления на работу. Результатом анкетирования служит аналитический отчет, в котором сопоставляются итоги адаптации молодых специалистов прошлых лет приема, после чего корректируется программа адаптации для будущих выпускников.

В результате адаптации молодой сотрудник должен:

- сформулировать миссию организации;
- изложить историю предприятия;



- описать основной технологический процесс;
- знать основные подразделения и содержание их деятельности;
- перечислить виды выпускаемой продукции;
- владеть основными политиками предприятия.

Адаптация должна помогать новому работнику:

- чувствовать себя комфортно и быть частью организации;
- принять цели организации, поддерживать ее миссию и философию;
- стремиться к обучению и улучшению качества труда;
- стремиться к профессиональному развитию.

В следующем году планируется программа совершенствования существующей в Обществе системы адаптации - это разработка и внедрение системы наставничества на предприятии, а также организация и проведение конкурса «Лучший наставник молодежи». Также в связи с изменением статуса молодого специалиста предполагается расширение адаптационной программы для всех вновь принимаемых молодых работников до 30 лет.

Действие адаптационной программы распространяется на все структурные подразделения Общества. Концепция программы основывается на действующем в Обществе Положении о молодых специалистах, а также является воплощением в жизнь одного из направлений Целевой программы «Молодежь ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез».

Программа разработана для молодых работников и специалистов, вновь принятых на работу в Общество. При разработке программы учитывался опыт работы с молодежью и молодыми специалистами организаций Группы «ЛУКОЙЛ», авторами работы также был проанализирован опыт отечественных предприятий по работе с молодежью (ОАО «Северсталь», ОАО «Магнитогорский металлургический комбинат» и других), рекомендации литературных изданий. За основу разработки была принята Политика Управления персоналом ОАО «ЛУКОЙЛ», Комплексная целевая программа Группы «ЛУКОЙЛ» по работе с молодежью и молодыми специалистами на 2005-2010 года, Целевая программа «Молодежь ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез».

ТЕРМОХИМИЧЕСКАЯ ПЕРЕРАБОТКА ТЯЖЁЛЫХ НЕФТЯНЫХ ОСТАТКОВ В ПРИСУТСТВИИ ОРГАНОМИНЕРАЛЬНЫХ ДОБАВОК

Котов А.С.

ФГУП ИГИ

За последнее десятилетие большое значение приобрела проблема полной (глубокой) переработки тяжёлых нефтяных остатков (ТНО). На многих заводах России существует проблема утилизации больших количеств трудно перерабатываемых остатков, например, гудрона, тяжёлые газойли коксования, остатков деасфальтизации и др.

Практически на всех НПЗ России гудрон подвергается висбрекингу с вы-

работкой котельного топлива либо окислению воздухом с получением нефтяных битумов.

Современный уровень развития научных разработок и технологических процессов позволяет получать из нефтяных остатков широкую гамму товарных нефтепродуктов, ценных индивидуальных углеводородов, а также высококачественного нефтяного кокса. Ведущая роль в решении этой проблемы отводится гидрогенизационным каталитическим процессам. Такие процессы характеризуются высокой гибкостью, и требуемым качеством получаемых продуктов. Однако при этом они отличаются высокими капитальными затратами в связи с жесткими условиями процесса, сложным аппаратным оформлением, необходимостью наличия водородной установки и значительным расходом катализаторов.

Экономически развитые страны, такие как Япония и США, уже достигли определённых успехов во внедрении подобных процессов, однако в России в настоящее время отсутствуют в промышленном масштабе квалифицированные каталитические процессы, позволяющие перерабатывать мазуты и гудроны с высоким выходом и качеством получаемых продуктов. Отечественной промышленностью не разработаны готовые к внедрению процессы гидрообессеривания мазутов и гудронов, обеспеченные реакторным и компрессорным оборудованием. Процессы адсорбционно-каталитического крекинга и термодесфальтизации ТНО находятся на исследовательской стадии.

Типы процессов переработки ТНО.

Осуществление технологии глубокой переработки нефти с получением моторных топлив в количествах, превышающих их потенциальное содержание в исходной нефти, связано с вовлечением в химическую переработку тяжёлых нефтяных остатков. (ТНО)

В мировой нефтепереработке широкое применение находят следующие группы процессов переработки ТНО [1]:

1. Термические и термокatalитические, основанные на извлечении из ТНО избытка углерода или продукта более богатого углеродом, чем исходное сырьё (нефтяной кокс, кокс на катализаторе крекинга, тяжёлая смола пиролиза и т.д.);
2. Гидротермические и гидрокatalитические, основанные на введении извне водорода с образованием обгазированных низко- и среднекипящих топливных фракций с ультранизким содержанием сернистых и азотистых соединений, и отсутствием тяжёлых металлов;
3. Термо- и кatalитические окислительные процессы парокислородной и/или паровой конверсии коксов и ТНО с образованием оксидов углерода и водорода – полупродукта для синтеза оксидов углеводородов (спиртов, эфиров, кетонов, альдегидов и т.д.). Синтез Фишера-Тропша.

Выбор процесса и схемы переработки нефти определяется различными технологическими и экономическими факторами. К важнейшим из них относятся состав сырья, необходимый ассортимент и качество продуктов, гибкость



процесса, негативное влияние на окружающую среду, срок строительства и окупаемости установки, эксплуатационные расходы и рентабельность.

Таблица 1.

Основные технологические показатели термических процессов глубокой переработки нефти

Наименование процесса	Выход светлых нефтепродуктов, мас.% на сырье	
	гудрон	мазут
1. Висбрекинг	5 – 20	16 – 22
2. Термический крекинг	15 – 25	27 – 35
3. Замедленное коксование	30 – 50	≈ 60
4. Термоконтактный крекинг	70 – 80	≈ 80
5. Крекинг остатков с водородом и водяным паром	20 – 40	10-30

Целью настоящей работы является применение технологии термохимической переработки ТНО как один из путей решения актуальной для Российских НПЗ проблемы наиболее полной и глубокой переработки остатков. Разработан процесс термохимической переработки ТНО в присутствии активирующих добавок, в качестве которых используется смесь горючих сланцев и природного цеолита – клиноптилолита. В основу его положены уникальные свойства горючих сланцев – природных доноров водорода, выступающих в роли генераторов радикалов, и катализаторов крекинга. Цеолит также выполняет функцию катализатора крекинга, а его минеральная часть, так же как и сланца, служит для выноса кокса из системы. Установлено, что при температуре 415-425 °С, времени изотермической выдержки 30-60 мин и давлении 3-6 МПа достигается выход светлых нефтепродуктов 50-60% мас. и 15-20% высококачественного вакуумного газойля. В качестве ТНО в разработанном нами процессе используются асфальт процесса деасфальтизации гудрона и остаток вакуумной перегонки. Направление является оригинальным, так как, в отличие от остальных чисто термических процессов, основывается именно на термохимической переработке с получением светлых дистиллятов с пониженным йодным числом (20-30). Жидкие продукты – компонент товарного бензина с ОЧ = 70-72 и компонент дизельного топлива с ЦЧ = 45-46.

Также важным достоинством предлагаемой технологии является возможность получать высококипящую остаточную фракцию с т.кип выше 360°С, обладающую пониженной вязкостью, содержащую незначительные количества асфальтенов, металлов и пригодную в качестве сырья для гидрокрекинга типа H-Oil.

Лабораторные испытания проводятся на опытной установке с наработкой представительных образцов продукта для оценки эксплуатационных характеристик полученных продуктов.

Сравнение основных показателей по технологии висбрекинг с сокинг-камерой и Российской технологии крекинга тяжёлых нефтяных остатков, сме-



шанных с органоминеральным катализатором (Табл.2).

Таблица 2.

№ п/п	Показатель	Технология	
		Висбрекинг с сокинг-камерой Процесс «Shell»	Крекинг гудрона, смешанного со сланцем
1	Выход дистиллатных продуктов, мас.%		
	Газ		
	Бензиновая фракция (н. кип. – 165 0С)	2.1	4.6
	Дизельная фракция (165 – 350 0С)	4.4	8.8
2	Вакуумный дистиллат (350 – 420 0С)	12.6	55
		16.3	11.5
	Выход тяжёлого остатка выше 420 0С, мас.%	64.4	18.5
		(на доокисление)	Смешанный с неорганической частью катализатора, после доокисления готовый дорожный битум (асфальтобетон) с повышенными адгезионными свойствами
3	Деасфальтизация, деметаллизация	Нет данных	Полная деасфальтизация и полная деметаллизация бензиновой фракции, дизельной фракции и вакуумного газойля
4	Десульфатизация	Нет данных	Десульфатизация до 50% бензиновой и дизельной фракции, вакуумного газойля
5	Давление процесса, МПа	2.5	2.5 – 2.0; Можно снизить до 0.5 (есть ноу-хау)
6	Температура процесса, 0С	430	415
7	Падение давления на печи	Одинаковое	
8	Перепад давления в печи	Одинаковый	
9	Продолжительность цикла эксплуатации	Равная	
10	Потребление топлива	Равное	
11	Энергоемкость	Равная	

Таким образом, преимущества данного процесса по сравнению с каталитическими процессами фирмы Shell, а также аналогичными процессами «RDS» и «VPD» фирмы «Chevron», «Resid HDS», фирм «Gulf», «RCD Uni-



bon», «RCD Unibon (BOC)» фирмы UOP и др., выражается в:

- отсутствии специальных стадий деасфальтизации и деметаллизации нефтяного сырья, так как содержащиеся в сырье асфальтены, никель и ванадий в процессе переработки осаждаются на минеральной части сланцев и цеолитов вместе с продуктами реакции выводятся из реактора и трубопроводов;
- осуществлении процесса без специальных дорогостоящих катализаторов и водорода, возможности использования простого в техническом исполнении оборудования, невысоком давлении 2,5 МПа (есть возможность понижения давления до 0,5);
- выходе дистиллятных продуктов в 2-4 раза выше при температуре на 15 °С ниже, чем у "Shell".

Областью применения данной технологии является – переработка тяжёлых нефтяных остатков различного происхождения на НПЗ с целью углубления переработки нефти, получение технологических фракций для производства моторных топлив (бензин, дизельное топливо) и зольное вяжущее (битум) для дорожного строительства.

РАЗРАБОТКА ПРОГРАММНОГО ОБЕСПЕЧЕНИЯ ДОКУМЕНТООБОРОТА ПРОИЗВОДСТВЕННО- ТЕХНИЧЕСКОЙ СЛУЖБЫ В ООО «КНГ – КУБАНСКОЕ УТТ

Д.Ю.Кочегура

ООО «НК «Роснефть-Краснодарнефтегаз – Кубанское УТТ»

В данной работе предложены варианты программного обеспечения документооборота производственно-технического отдела с помощью ежедневного (месячного) контроля основных эксплуатационных и технических показателей работы транспортных средств, путем сравнения с нормативными , с последующей выдачей руководящей информацией.

Важнейшим технологическим звеном нефтегазодобывающего комплекса является отраслевой транспорт, от результатов деятельности которого зависит бурение скважин, обустройство месторождений и сама добыча нефти. Общие транспортные издержки составляют до 35-40 % всех затрат на производство нефти, большая часть которых приходится на автомобильный транспорт.

Согласно стратегии, принятой головной компанией ОАО «НК «Роснефть», в виде сервисного обслуживания основного производства, в 2006 году создано объединенное транспортное управление в виде ООО «КНГ – Кубанское УТТ», которое в настоящее время имеет на своем балансе около 1400 ед. транспортных средств , 8 структурных подразделений (а/к) и 4 участка разбросанность которых от головного предприятия составляет около 500 км.

Основные виды деятельности ООО «КНГ – Кубанское УТТ» **оказание транспортных услуг :**

- обеспечение всеми видами специальной, тракторной и автомобильной техники структурные подразделения ООО «РН – Краснодарнефтегаз» , сер-



висные предприятия и подрядные организации;

- осуществление пассажирских и грузовых перевозок для структурных подразделений ООО «РН – Краснодарнефтегаз» сервисных предприятий, подрядных организаций;
- выполнение всех видов технического обслуживания , текущего и капитального ремонта подвижного состава. Ремонт и восстановление основных узлов и агрегатов автомобильной , тракторной и специальной техники, стоящей на балансе ООО «КНГ – Кубанское УТТ»

В связи с такой значительной концентрацией транспорта , различным возрастным составом автотракторной техники остро стоит вопрос ежедневного учета его эксплуатационных и технических показателей.

В настоящее время весь учет параметров технической эксплуатации ТС ведется вручную на бумажном носителе, который занимает много времени и не представляет возможность производить контроль своевременной выдачи ТМЦ на транспортное средство, а также отслеживать сроки прохождения ТО и капитальных ремонтов.

К примеру, возьмем учет списания автотракторных шин, для обеспечения учета которых необходимо ежемесячно заполнять карточки в количестве 13 000 тыс. шт., а для своевременного нормативного выявления срока выхаживания шин необходимо ежедневно просматривать данные карточки простым перелистыванием страниц.

Актуальность решения этого вопроса в том, что стоимость ТМЦ (аккумуляторов, шин, масел, технических жидкостей), о которых идет речь , составляет сумму более 50 млн. рублей и любые , даже незначительные упущения в учете, ведут к значительным финансовым потерям.

Предлагаемое программное обеспечение приведет к своевременному прохождению ТО , капитального ремонта ТС, нормативному распределению ТМЦ(шин, аккумуляторов, заменам масел, технических жидкостей) на транспортном средстве, учет страхования, что в конечном итоге обеспечит контроль за расходованием денежных средств.

Предлагаются 2 варианта программного обеспечения документооборота ПТО в ООО «КНГ – Кубанское УТТ»

Вариант 1

В данном варианте программы диспетчер автоколонны **ежедневно** вводит данные с путевых листов (пробеги, м/часы, кодовый номер ТС) ,которые по средствам связи, в данном случае электронной почте, заносятся в программное устройство, где уже силами производственно-технического отдела занесена необходимая нормативно-справочная информация (нормы эксплуатационных пробегов автошин, сроки службы аккумуляторных батарей, марка шины, аккумуляторной батареи, масел, технических жидкостей, сроки прохождения ТО и капитального ремонта ТС, дата страхования ТС марка, модель, гос.№ , кодовый номер ТС). Происходит обработка поступившей информации от диспетчеров и распределение готовой информации которая может



быть представлена как на бумажном носителе, так и в электронном виде .

Для внедрения такого рода программы потребуются значительные затраты связанные:

- с разработкой протоколов обменов данными;
- приобретение усовершенствованной компьютерной и оргтехники;
- установка дополнительных электронных адресов.

Вариант 2

В данном варианте программы силами производственно-технического отдела **ежемесячно** вводится информация по (пробегам , м/часам, кодовым номерам), которая автоматически поступает в программное устройство, где уже существует вся необходимая нормативно-техническая информация для проведения обработки данных и дальнейшего распределения готовой информации, которая может быть представлена как на бумажном носителе, так и в электронном виде.

Программное устройство в себя включает:

1. Нормативно справочную информацию:

- нормы эксплуатационных пробегов автошин;
- нормы сроков службы стартерных свинцово-кислотных аккумуляторных

батарей;

- нормы пробегов узлов и агрегатов ТС до капитального ремонта.

2. Справочник:

- марка, модель, гос. № , кодовый номер ТС;
- марка аккумуляторных батарей, шин, технических жидкостей и масел;
- дата страхования ТС.

3. Накопительную информацию:

- пробеги;
- м/часы.

Справочник программного обеспечения учета работы ТС обеспечит единообразие учета работы ТС в процессе работы данной программы.

Реализация любого из предлагаемых вариантов программного обеспечения учета основных технических и эксплуатационных показателей работы транспортных средств позволит:

1. Строго в соответствии с нормативной документацией осуществлять учет.
2. Исключить непроизводительные затраты на ремонт и ТО транспортных средств из-за нерационального использования ТМЦ по причине несовершенства существующего учета.
3. Повысить техническую готовность ТС и уменьшить сумму затрат на его поддержание за счет недопущения препробегов и несвоевременного проведения ТО и ремонта.

Кроме обеспечения учета основных технических и эксплуатационных показателей работы транспортных средств, данное программное обеспечение позволит всем заинтересованным службам Общества получить всю необходимую информацию, находящуюся в данном программном устройстве.



Экономический эффект

Расчет экономической эффективности от внедрения программного обеспечения позволит сократить численность работников аппарата управления на 5 человек

Таблица 1

Составляющие (тыс.руб)	Наименование профессий				
	Техник по учету	Бухгалтер	Диспетчер	Нормировщик	Мастер РТС
Оклад	5998	7225	5417	5998	8500
Премия текущая 50%	2999	3612,5	2708,5	2999	4250
Резерв на 13-ю з/п – 5%	449,85	541,88	406,28	449,85	637,5
Резерв на отпуск 12%	1079,64	1300,5	975,06	1079,64	1530
ИТОГО:	10526,49	12679,88	9506,84	10526,49	14917,5
ЕСН : 26,2%	2757,94	3322,13	2490,79	2757,94	3908,39
ВСЕГО в месяц:	13284,43	16002,00	11997,63	13284,43	18825,89
ВСЕГО в год:	159413,16	192024,00	143971,56	159413,16	225910,68

Известно из экономических источников , что организационное мероприятие, подобное предлагаемому , обеспечит снижение материальных затрат приблизительно на 5 % в год.

Исходя из того, что общий объем затрат на ТМЦ в 2005 году в ООО «КНГ – Кубанское УТТ» составил 30,0 млн.рублей, реальная экономия средств от реализации данной программы составит приблизительно **1,5 млн.рублей.**

Общий годовой **экономический эффект** от внедрения данного рода программного обеспечения составит **2 380 733 рублей.**

Выводы:

Внедрение программного обеспечения документооборота производственно-технического отдела позволит:

1. Осуществлять учет ТМЦ в строгом соответствии с нормативно-технической документацией
2. Повысить техническую готовность ТС
3. Снизить затраты на техническое обслуживание и ремонт транспортных средств
4. Получить экономию денежных средств за счет внедрения данного рода программного обеспечения.



ОПТИМИЗАЦИЯ КОНСТРУКЦИИ МОРСКИХ ДОБЫЧНЫХ ПЛАТФОРМ НА БАЗЕ РАЦИОНАЛЬНОГО ВЫБОРА КОМПОНОВКИ УСТЬЕВ СКВАЖИН

Е.А.Кривошеев

ООО «ЛУКОЙЛ-ВолгоградНИПИморнефть»

Проектирование морских стационарных платформ при обустройстве месторождений и перспективных структур северной части Каспийского моря связано со спецификой гидрометеорологических и инженерно-геологических условий данного района:

- малые глубины моря;
- колебания уровня моря;
- ледовые условия;
- сейсмические условия;
- состояние и геология морского дна,

а также возможностями существующей инфраструктуры (строительных мощностей).

Анализ инженерно-геологических условий рассматриваемого района строительства показал, что наиболее предпочтительными являются платформы с гравитационно-свайным основанием и платформы с уменьшенными опорными блоками со свайным креплением. Преимуществами платформ с гравитационно-свайным основанием являются:

- возможность обеспечения полной заводской готовности платформы;
- сокращение строительных работ в море по монтажу платформ.

Недостатками этих платформ являются:

- размеры опорного основания в зоне ледового воздействия, приводящие к значительным ледовым нагрузкам и, как следствие, значительной массе сооружений;
- высокая металлоемкость и трудоемкость изготовления опорного основания и, как следствие, относительно высокая их стоимость;
- повышенные требования к морскому дну в месте установки платформ.

Преимуществами платформ с уменьшенными опорными блоками являются:

- минимизация ледовых нагрузок за счет использования опорных блоков минимальных размеров;
- уменьшение стоимости изготовления опорных блоков;
- возможность строительства опорных блоков на большом числе предприятий;

Недостатками этих платформ являются:

- увеличение сроков выполнения морских операций по установке платформы в море;
- необходимость специальных технических средств для монтажа верхних строений платформы.

Выбор оптимальной конструкции морских ледостойких стационарных



платформ выполнен на примере обустройства структуры Карайская.

Разработка структуры Карайская предусматривается системой наклонно-направленных скважин с расположением устьев скважин на трех ледостойких стационарных платформах (ЛСП). Добыча нефти ведется 115 добывающими наклонно-направленными скважинами (45 – на залежь Батского яруса, 30 – на залежь Верхнебайоского яруса и 40 – на залежь Среднебайоского яруса). Местоположение морских сооружений (ЛСП) выбрано из условия минимизации общего метража бурения и с учетом глубины моря.

Значительный фонд добывающих скважин и связанные с этим размеры устьевой зоны является определяющим фактором при расчете массогабаритных характеристик опорной части, а, следовательно, при выборе конструкции платформы.

Конструкция платформы с уменьшенными опорными блоками в отличие от платформ с гравитационно-свайным основанием определяется размерами устьевой зоны платформы, и применение уменьшенных опорных блоков целесообразно только при минимизированных размерах устьевой зоны. Сокращение размеров устьевой зоны платформы позволит рассмотреть оба варианта конструкций платформ для проведения технико-экономических расчетов.

В настоящее время зарубежными компаниями производится оборудование, позволяющее объединять две, три и более скважин при формировании устья. В этом случае скважины оборудуются индивидуальными колонными головками и фонтанной арматурой и имеют общее направление и кондуктор.

Имеется в виду, что после бурения под направление или кондуктор, ствол скважины обсаживается не одной обсадной колонной, а двумя, тремя и более меньшего диаметра, спускаемыми параллельно друг другу. Установка нескольких кондукторов позволяет в дальнейшем осуществлять бурение каждого ствола скважины независимо от другого и формировать устья скважин индивидуально.

Одним из современных направлений развития технологии бурения скважин в мире, наряду с бурением многозабойных, наклонно-направленных с горизонтальным окончанием скважин, является бурение скважин, объединенных в верхней части.

На основании данных графиков совмещенных давлений, стратиграфического разреза и фактических горно-геологических условий и мирового опыта строительства эксплуатационных скважин на структуре Карайская предлагается следующая конструкция:

- Направление диаметром 762 мм, спускается с целью укрепления устья скважины, предупреждения образования грифонов, создания циркуляции, установки дивертора. Башмак колонны устанавливается на глубине 85 м. Уровень подъема цемента за колонной до устья.

- Кондуктор трехколонный диаметром 245 мм. Трубы безмуфтовые спускаются последовательно в 3 ряда и цементируются одновременно. Бурение под трехколонный кондуктор осуществляется комбинированным до-



лотом диаметром 445/702 мм, обеспечивающим проходимость трех колонн диаметром 245 мм, спускаемых с целью предупреждения осыпей и обвалов четвертичных и неогеновых отложений. Башмак колонны устанавливается на глубине 300 м. Уровень подъема цемента за колонной до устья.

- Эксплуатационные колонны диаметром 177.8 мм спускаются в пошву продуктивных пластов батского яруса, верхнего и среднего байоса на глубины соответственно 990, 1060 и 1160 м. Уровень подъема цемента за колонной до устья.

Проводка скважин на эксплуатационные объекты проведена с учетом максимально возможного объединения трех скважин, что оптимизировало размеры устьевой зоны верхних строений и опорного блока платформы.

Возможность объединения устьев скважин в определенных горно-геологических условиях строительства позволяет:

- a) уменьшить размеры устьевой зоны платформы и, соответственно, массогабаритные характеристики и стоимость верхних строений;
- b) сократить количество водоотделяющих колонн и, соответственно, массогабаритные характеристики и стоимость опорного блока, что особенно актуально в ледовых условиях, определяющих выбор типа платформ и способов ее закрепления на точке;
- c) упростить задачу по разводке скважин за счет сокращения общего количества направлений и кондукторов;
- d) увеличить темп ввода скважин из бурения и снизить их стоимость за счет наличия общего для всех скважин интервала проводки.

Объединение устьев скважин имеет преимущества, одновременно, традиционной и многозабойной конструкций скважин.

Преимуществами традиционной конструкции скважин являются:

- простота конструкции, что ведет к упрощению работ, как при строительстве, так и при эксплуатации скважины;
- возможность контроля и регулирования параметров работы скважины;
- использование типового внутрискважинного оборудования.

Преимуществами многозабойной конструкции скважин являются:

- сокращение фонда эксплуатационных скважин, что особенно актуально при освоении морских месторождений в районах с ледовыми условиями;
- сокращение общей длины проходки за счет общего ствола скважины;
- упрощение разводки большого количества скважин.

При объединении устьев скважин отсутствуют недостатки этих конструкций.

Недостатками многозабойной конструкции скважин являются:

- необходимость решения задачи по операциям повторного ввода инструмента в боковые отводы, как на этапах строительства, так и на этапе эксплуатации скважины;
- необходимость решения вопроса по обеспечению герметичности стыкового узла основного и боковых стволов;
- сложность осуществления контроля за параметрами работы пласта



и регулировки отборов в каждом забое;

- необходимость приостановки эксплуатации всех забоев при проведении ремонтных работ на скважине либо в одном из ее отводов.

Недостатком традиционной конструкции скважин является увеличенный фонд скважин в сравнении с многозабойными и многоствольными скважинами.

Для проведения сравнительного технико-экономического анализа вариантов компоновки устьев скважин принят более затратный вариант платформы – с гравитационно-свайным основанием. Была проведена оценка капитальных затрат по варианту традиционной компоновки устьев скважин с учетом увеличения количества водоотделяющих колонн для АСП-1 с 16 до 44, АСП-2 с 20 до 54 и АСП-3 с 6 до 17 в сравнении с вариантом, рассмотренным в работе.

Увеличение капитальных затрат на обустройство составило 14.6 млн. долл. США, увеличение затрат на бурение составило 29.7 млн. долл. США, что в итоге привело к суммарному увеличению капитальных затрат на освоение структуры Карайская на 44.3 млн. долл. США.

Для определения экономической эффективности решения по объединению устьев скважин проведены дополнительные технико-экономические расчеты .

В результате расчетов произошло ухудшение технико-экономических показателей проекта: внутренняя норма рентабельности уменьшилась на 0.7% и составила 16.8 против 17.5%, срок окупаемости проекта увеличился на 1 год и составил 7 лет.

В настоящее время одним из приоритетных направлений деятельности ОАО «ЛУКОЙЛ» является разведка и освоение месторождений лицензионного участка северной части Каспийского моря. Принятые сегодня проектные решения носят стратегический характер, так как определяют дальнейшее направление деятельности.

Рациональная компоновка устьев скважин при обустройстве морских месторождений, особенно в ледовых условиях Северного Каспия, позволяет существенно уменьшить устьевую зону и размеры опорной части платформы, и, следовательно, уровень капитальных затрат, что в итоге ведет к повышению экономической эффективности освоения данного месторождения.

Сокращение общего метража проходки скважин за счет использования общего направления и кондуктора приводит к сокращению объемов выбуренной породы, отработанного бурового раствора, и, следовательно, к снижению экологических рисков, связанных с утилизацией отходов бурения. Сокращение общего количества водоотделяющих колонн снижает воздействие на морское дно и на морскую биоту.

Следует также отметить, что, несмотря на мировую практику, на территории Российской Федерации отсутствует нормативная база объединения устьев скважин при разработке месторождений.

Рациональная компоновка устьев скважин, помимо отмеченных выше



преимуществ, позволяет рассматривать разработанную конструкцию платформ с уменьшенными опорными блоками. Металлоемкость при использовании такой платформы, по сравнению с платформами с гравитационно-свайным основанием сократится с 4 300 до 400 тонн, при этом капитальные затраты уменьшатся с 13 000 до 5 500 долл. США.

Работы по более детальному проектированию данной конструкции платформ продолжаются для возможности рассмотрения этого варианта как основного и получения существенного сокращения капитальных затрат при обустройстве перспективных структур и месторождений Северного Каспия.

В настоящее время институтом выполнена работа «ТЭО целесообразности освоения углеводородных ресурсов на лицензионном участке ООО «НК «Приазовнефть», где разработка двух залежей мейотиса на структуре Геленджикская Азовского моря предусматривается скважинами с объединением устьев.

ИСПОЛЬЗОВАНИЕ ЭЖЕКТОРНЫХ УСТАНОВОК ДЛЯ ПОВЫШЕНИЯ УТИЛИЗАЦИИ ГАЗА

Д.В.Кружков

ТПП «Урайнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Ежегодно в России добывается около 30 млрд.м³ нефтяного попутного газа.

Примерно 40% этого объема нефтяные компании продают на газоперерабатывающие заводы, где из нефтяного газа получают осушенный газ (аналогичный по свойствам природному), ценное сырье для нефтехимии –ШФЛУ-широкую фракцию легких углеводородов, газовый бензин и сжиженный газ.

Еще около 40% расходуется на собственные нужды нефтегазодобывающих предприятий, сжигаются на электростанциях или закачиваются в нефтеносные пласты для увеличения добычи нефти.

Оставшиеся 20% (что составляет примерно 6 млрд.м³) сгорает в промисловых факелах. Существуют расчеты, показывающие, что сжигая 1 млрд.м³ попутного газа, мы теряем товарную массу на сумму 270 млн.долларов. Посчитаем и получим, что отапливая небо, мы теряем 1 млрд.620 млн.долларов в год.

Одной из насущных проблем большинства нефтяных компаний России является утилизация попутного нефтяного газа, но существует большое количество месторождений, на которых строительство газопроводов или газопоршневых электростанций нерентабельно и одним из выходов из сложившейся ситуации является совместная перекачка нефтяной эмульсии и попутного нефтяного газа.

Что касается месторождений ТПП УНГ, то в настоящее время уровень утилизации газа составляет 74%. Это наиболее низкий показатель в ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь.

Предлагаемый метод совместной перекачки нефти и газа основан на применении принципа эжекции.



Анализ схемы утилизации газа ТПП УНГ показал возможность применения данного метода на трех месторождениях: ДНС Шушма, ДНС Зап.Даниловка, ДНС-3 М.Тетерево.

Эжекторная установка состоит из жидкостно-струйного компрессора (эжектор или КЖС), центробежного секционного насосного агрегата (НА), нагнетающего рабочую жидкость в эжектор, и делителя фаз (ДФ). Рабочая жидкость от насоса поступает в эжектор через патрубок к сопловому аппарату, в котором потенциальная энергия рабочей жидкости преобразуется в кинематическую. Струя рабочей жидкости вместе со спутным потоком газа, который всасывается по патрубку через форкамеру и конфузор поступает в рабочую камеру. На начальном участке рабочей камеры рабочая жидкость частично диспергирована в спутном потоке газа. Далее происходит инверсия фаз и газ полностью диспергируется в жидкости. Плотность спутного потока газожидкостной смеси (ГЖС) резко возрастает. Это интенсифицирует процесс обмена количеством движения между струей активной жидкости и спутным потоком ГЖС, что приводит к выравниванию полей скоростей жидкости и газа, и концентрацией газа в сечениях рабочей камеры и, в конечном итоге, к повышению давления в потоке ГЖС и существенной разности скоростей между струей активной жидкости на основном участке и спутным потоком ГЖС обуславливает возникновение зоны рециркуляции. Существование зоны рециркуляции способствует сокращению длины основного участка струи активной жидкости. Процесс выравнивания скоростей, концентраций газа и повышения давления в потоке ГЖС заканчивается в конце рабочей камеры созданием равномерного поля скоростей ГЖС. В диффузоре происходит снижение скорости газожидкостной смеси и рост статического давления.

Таким образом, в результате смешения высокоскоростной активной среды - жидкой фазы, обладающей большим запасом кинетической энергии, с низкоскоростной пассивной средой – газом, образуется среда, удельная энергия которой меньше суммы удельных энергий потоков до их смешения. Потери энергии включают работу по преодолению сил трения в проточной части эжектора и на смешение потоков.

Заключение

В данной работе рассмотрена возможность совместной перекачки попутного газа и нефтяной эмульсии, что позволит без значительных затрат повысить утилизацию газа на месторождении М.Тетерево ДНС-3 и двух других месторождениях ТПП «Урайнефтегаз».

Проведены гидравлические расчеты нефтепровода, транспортирующие газожидкостные смеси, предварительный расчет жидкостно-струйного компрессора, осуществлен выбор насоса для подачи рабочей жидкости в жидкостно-струйный компрессор, расчет совместной работы сепаратора и жидкостно-струйного компрессора, гидравлический расчет диафрагмы, расчет толщины стенки трубопровода, расчет уплотнительного кольца.

Произведен экономический расчет эффективности применения данной методики утилизации газа, доказана его экономическая целесообразность.



ПРИМЕНЕНИЕ КРИОГЕННОЙ ТЕХНИКИ ДЛЯ РЕАЛИЗАЦИИ ПРОЕКТА РЕКОНСТРУКЦИИ УСТАНОВКИ ПЕРЕРАБОТКИ ГАЗА КОРОБКОВСКОГО ГПЗ ПО СХЕМЕ НИЗКОТЕМПЕРАТУРНОЙ КОНДЕНСАЦИИ

К.С.Куршаков

ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть»

Введение

В последние годы на Коробковском ГПЗ ведутся работы по модернизации производственных мощностей завода в соответствии с уточненной программой мероприятий по техническому перевооружению объектов Коробковского ГПЗ ООО «ЛУКОЙЛ-Нижневолжскнефть» на 2004-2007 годы.

Цель настоящей работы – провести исследование работы различных конструкций криогенных аппаратов использующихся в технологиях переработки газа. Выделить наиболее подходящую технологию для проведения реконструкции завода, определить ее основные преимущества, перед используемой на сегодняшний день.

Описание и принцип действия предлагаемой для проведения реконструкции криогенной технологии

Из рассматриваемых на сегодняшний день схем переработки нефтяного газа наиболее перспективной для проведения реконструкции, является схема НТК с турбодетандером. Турбодетандер, это современный и хорошо изученный криогенный (с использованием низких температур) аппарат.

Детандер (от франц. *détendre* — ослаблять), машина для охлаждения газа путём его расширения с отдачей внешней работы. Детандер относится к классу расширительных машин, но применяется главным образом не с целью совершения внешней работы, а для получения холода. Расширение газа в Детандере — наиболее эффективный способ его охлаждения. Наиболее распространены поршневые Детандеры и турбодетандеры. Поршневые Детандеры — машины объёмного периодического действия, в которых потенциальная энергия сжатого газа преобразуется во внешнюю работу при расширении отдельных порций газа, перемещающих поршень. Они выполняются вертикальными и горизонтальными, одно- и многорядными. Торможение поршневых Детандеров осуществляется электрогенератором и реже компрессором.

Турбодетандеры — лопаточные машины непрерывного действия, в которых поток проходит через неподвижные направляющие каналы (сопла), преобразующие часть потенциальной энергии газа в кинетическую, и систему вращающихся лопаточных каналов ротора, где энергия потока преобразуется в механическую работу, в результате чего происходит охлаждение газа. Они делятся по направлению движения потока на центробежные, центробежные и осевые; по степени расширения газа в соплах — на активные и реактивные; по числу ступеней расширения — на одно- и многоступенчатые. Торможение турбинных детандеров осуществляется электрогенератором, ги-



дротормозом, нагнетателем, насосом.

Процесс детандирования.

Синонимы: Равновесное адиабатное расширение газа.

Суть процесса: При уменьшении давления газа в случае происходит уменьшение температуры.

Замечание: Такой процесс сопровождается наибольшим снижением температуры.

Процесс расширения газа в адиабатных условиях, т.е. при отсутствии внешнего теплообмена, может протекать без изменения энтропии только при отсутствии каких бы то ни было внутренних процессов трения. В связи с этим для удовлетворения условию $S=Const$ необходимо всю энергию сжатого газа преобразовать во внешнюю работу. Очевидно, что при этом уменьшение внутренней энергии газа максимально (по сравнению с другими процессами расширения при одинаковых начальных параметрах и степени расширения), поэтому такой процесс сопровождается наибольшим снижением температуры. Работа, совершаемая газом в этом процессе, должна быть обязательно полностью передана изолированному от газа устройству.

Так как реальные процессы течения и расширения газа не могут происходить без трения, то в адиабатных условиях процесс $s=Const$ в действительности осуществить невозможно. Это процесс идеальный.

Организация адиабатного расширения газа с совершением внешней работы в лопаточных машинах (турбодетандерах).

В поршневом детандере энергия газа преобразуется в работу за счет действия на поршень сил давления. Очевидно, что такую же по величине внешнюю работу газ может совершить, если энергию сжатого газа преобразовать в энергию потока и использовать последнюю для получения работы. Этот принцип и был организован в турбодетандерах.

Рабочий процесс в турбодетандере принципиально отличается от рабочего процесса в поршневом детандере, однако все интегральные соотношения энергетического баланса полностью справедливы при условии равенства скоростей газа на выходе и входе из машины.

Эффективность турбодетандеров, как и поршневых детандеров, оценивают величиной адиабатного КПД. Для большинства турбодетандеров значения КПД находятся в интервале 0.7-0.9, а для поршневых детандеров значения адиабатного КПД составляют 0.65-0.85.

Коэффициент извлечения пропана и более тяжелых углеводородов на существующей установке НТА Коробковского ГПЗ не превышает 85%. В предложенной для сравнения технологической установке для переработки нефтяного газа по схеме НТК извлечение целевых углеводородов C3+выше находится на уровне извлечений современных схем (95,83 - 96,11 %). На установке НТК с пропановым холодом и турбодетандером при принятии в переработку сырья в количестве 380 млн н м³/год дополнительная выработка



сжиженных газов составила бы более 13000 тонн в год.

Выбор схемы для реконструкции установки переработки газа проводился на основании оценки технико-экономических вариантов технологических схем, в результате выбор сделан в пользу схемы переработки методом НТК с турбодетандером.

Заключение

Проведено исследование принципа действия и работы различных конструкций криогенных аппаратов использующихся в технологиях переработки газа. Технология НТК с турбодетандером определена как наиболее подходящая для проведения реконструкции завода. Выделены основные преимущества новой технологии, перед используемой на сегодняшний день. Это в первую очередь значительное повышение отборов жидких продуктов, простота схемы и конструкции аппаратов, относительно низкая стоимость реализации проекта. Проведение реконструкции по выбранной схеме позволит так же значительно сократить вредные выбросы, увеличить автоматизацию процессов переработки газа, и облегчить труд обслуживающего персонала. На основании выполненного анализа можно сделать следующий вывод:

по ряду технических показателей (уровню извлечения из газа целевых углеводородов, степени сложности схемы, массе основного технологического оборудования и энергетическим показателям), строительство новой установки переработки газа при техперевооружении Коробковского ГПЗ предпочтительнее по схеме НТК с турбодетандером. Для реализации проекта предлагается использовать турбодетандер включенный в схему в режиме детандер-компрессор.

В качестве такого аппарата к примеру можно предложить детандер-компрессорный агрегат производства ОАО «Казанькомпрессормаш» ДКА-47-40

Как показывает опыт эксплуатации детандерные агрегаты ремонтпригодны в условиях механических мастерских нефтегазодобывающих и перерабатывающих предприятий.

Годовой эффект от выработки дополнительной продукции при техническом перевооружении Коробковского ГПЗ выраженный в рублях составит более 79 млн руб.

БУРЕНИЕ ВТОРЫХ СТВОЛОВ СКВАЖИН – ПОТЕНЦИАЛЬНЫЙ РЕЗЕРВ ПОВЫШЕНИЯ ДОБЫЧИ НЕФТИ НА КУРРАГАНСКОМ МЕСТОРОЖДЕНИИ ЗАПАДНОЙ СИБИРИ

М.А. Халимов, Я.В. Легаев, М.М. Лабутина

ОАО «РИТЭК», ОАО «Когалымнефтепрогресс»

При разработке нефтяного месторождения неизбежно ухудшение технико-экономических показателей процесса добычи по мере истощения запасов. И



наступает такой период, когда продолжение эксплуатации сначала каких-либо групп скважин, а потом и всего месторождения становится нерентабельным. В последние годы много внимания уделяется разработке технологии бурения боковых горизонтальных стволов. Проблема разработки технологии бурения боковых стволов из обсаженных скважин актуальна по ряду причин. Главная из них - рост числа малодебитных, нерентабельных, высоко обводненных и простаивающих скважин. Число таких скважин по Западной Сибири составляет несколько тысяч, они могут дать до нескольких млн. тонн нефти в год.

Несмотря на достаточно высокий уровень разработки технологии за рубежом, в России она еще не получила должного развития. Основная причина здесь - отсутствие разработанной комплексной инженерной технологии, адаптированной к конкретным геолого-техническим условиям. Кроме того, существует ряд сложных проблем, решение которых необходимо. К ним относятся технология и техника вырезания «окна» в эксплуатационной колонне, управление траекторией ствола и крепление колонны. А так же поиск застойных участков нефти, которые не затронуты или слабо затронуты разработкой для дальнейшего ввода данных участков в разработку с помощью резки боковых стволов, в том числе и с горизонтальным окончанием.

Перед компанией «Когалымнефтепрогресс». как и перед всеми буровыми компаниями на сегодняшний день встают два принципиальных вопроса, решение которых необходимо для дальнейшего конкурентно-способного существования:

- снижение текущих затрат при бурении вторых стволов с горизонтальным окончанием;
- увеличение дебита пробуренных скважин и сокращения риска получения аварии при строительстве бокового ствола.

В 2005 году ОАО «Когалымнефтепрогресс» закончило проводку шести боковых стволов скважин с горизонтальным окончанием на Курраганском месторождении, Западной Сибири. В начале своей деятельности наша компания использовала клин-отклонители стандартного исполнения, которые устанавливались на цементный мост методом разгрузки. На Курраганском месторождении нами был внедрен принципиально новый метод установки отклоняющего устройства



рис.1. Компоновка низа бурильной колонны-вырезание окна в колонне.



(клина) и вырезка «окна» за одну спуско-подъемную операцию (рис.1). Разработанный в ОАО «Башнефть» и внедренный на месторождении Курраган, клин-отклонитель устанавливается не разгрузкой его на цементный мост предварительно установленный и опрессованный, а спускается на якорь (КОГ-146) представленный гофрированной трубой, при помощи ГИС привязывается на проектной глубине и устанавливается путем создания давления и фиксирования якоря КОГ-146. Использование данного вида отклонителя исключает риск аварии в результате преждевременного заякорения клин-отклонителя в процессе его транспортировки на заданную глубину, что нередко происходит с отклонителями стандартного исполнения в эксплуатационных колоннах с различной толщиной стенки колонны и на участках набора кривизны. Так же данная технология исключает проведения дополнительных работ связанных с установкой цементного моста под клин – отклонитель, его опрессовкой и дополнительной подбуркой до заданной глубины. Что позволяет сэкономить до 300 – 400 тысяч рублей или до 4-5 дней дополнительных работ. На всех шести скважинах был применен данный метод установки «клина» и вырезки «окна», в результате не было получено ни одной аварии при спуске «клина» и получен положительный результат по экономии времени и средств на спуск «клина» и вырезку «окна». Сократилось время строительства скважин в среднем на 4,3 суток.

Дебит горизонтальной скважины зависит от длины горизонтального участка и от качества первичного вскрытия пласта. Загрязнения призабойной зоны пласта при первичном вскрытии снижает начальные дебиты скважины, что уменьшает долю промышленных запасов нефти и искажает общую картину при подсчете запасов нефти по месторождению. Загрязнение пласта при бурении скважины практически невозможно исправить в процессе эксплуатации скважины различными методами повышения нефтеотдачи пласта. Поэтому специалисты ОАО «Когалымнефтепрогресс» уделяет особое внимание этому важному вопросу.

Для этих целей была закуплена и установлена новая четырехступенчатая система очистки бурового раствора качество, которой удовлетворяет требованием российских и международных стандартов.

Так же для улучшения качества вскрытия пластов была разработана технология вскрытия продуктивного пласта и выпущен соответствующий регламент, который подробно описывает процедуру и параметры вскрытия нефтяного пласта, а также параметры бурового раствора вскрытия. Цель технологии как можно меньше нанести «вред» призабойной зоне нефтяного пласта при его вскрытии. Технология включает использование специального бурового раствора разработанного с учетом специфики бурения скважин в условиях Западной Сибири. И что наиболее важно для снижения загрязнения бурового раствора глинистыми частицами пород – «покрышки» залежи, замена его производится только после вскрытия продуктивной, нефтенасыщенной части целевого пласта.



Месторождение «Курраган», ОАО «РИТЭК»

Месторождение находится в 180 км. от г. Когалым, и в 120 от г. Нижнеартовска. Нефтяная залежь имеет три продуктивных горизонта известных как нефтяные пласты БВ-8, Ач, ЮВ-1. Диапазон песчаников – от неуплотненных до сильнозаглинизированных. Особенности строения нефтяных залежей месторождения ограничивает бурение горизонтальных стволов по мощности продуктивного горизонта ввиду близости водонефтяного контакта. В связи с этим все горизонтальные стволы планируются только по кровельной, более нефтенасыщенной части пласта, мощность которой не превышает в отдельных случаях 1,5-2,0 м. В настоящее время пробурено 6 боковых стволов с горизонтальным окончанием, 4 скважины на пласт БВ-8 и 2 на пласт ЮВ-1.

Средний дебит после проведения работ по реконструкции скважин методом забурки второго ствола с горизонтальным окончанием составляет – 38 тонн нефти в сутки. Максимальный дебит получен на скважине 105 и составляет 56 тонн нефти в сутки, минимальный на скважине 111 и составляет – 19,4 тонн нефти в сутки.

Бурение горизонтальных стволов скважин на пласт БВ-8

Первоначально все выбранные скважины были пробурены в зоны ухудшенных коллекторских свойств пласта ввиду малой изученности месторождения. В связи с этим было принято решение провести реконструкцию данных скважин методом бурения боковых стволов с горизонтальным окончанием в зоны улучшенных свойств пласта. За 2005 год было пробурено 4 боковых стволов с горизонтальным окончанием. Длина второго ствола колеблется от 724 до 486 м, из них горизонтальный участок от 138 до 191 м все скважины пробурены по технологии ОАО «Когалымнефтепрогресс», что позволяет максимально сохранить добычные характеристики нефтяного пласта после его вскрытия. После проведения работ по реконструкции скважин методом бурения боковых стволов с горизонтальным окончанием дебит нефти по 4 скважинам увеличился в среднем на 36,1 тонну и составил 40,5 тонн нефти в сутки. Максимальный дебит нефти составил 56,1 тонн в сутки, минимальный 19,4 тонн в сутки. Средняя обводненность добываемой продукции составила 4 %.

Бурение горизонтальных стволов скважин на пласт ЮВ-8

В рамках эксперимента по бурению горизонтальных стволов на юрский пласт, на Курраганском месторождении были выбраны две первоочередные скважины. Следует отметить, что бурение боковых стволов на юрские пласты в Когалымском регионе до настоящего времени не проводились ввиду сложности геологического строения залежи, а именно:

- отсутствуют надежные, выдержанные по простиранию репера, что затрудняет определение залегания кровли продуктивного пласта;



- наличие в разрезе месторождения аномальных пород баженовской свиты, которые характеризуются как битуминозные аргиллиты, что осложняет достаточно надежно интерпретировать вскрытие продуктивного пласта т.к. битуминозные породы дают фоновый эффект на газопроявление при работе станции ГТИ.

- породы аномального бажена не выдержаны по простиранию и даже в соседних скважинах их достаточно трудно интерпретировать геофизическими методами.

- опасная близость водонефтяного контакта и отсутствие непроницаемой прослойки с нефтяной залежью усложняет условия вскрытия пласта горизонтальным стволом.

- продуктивность нефтенасыщенных песчаников пласта ЮВ-1 значительно ниже продуктивности вышележащих, нефенасыщенных пластов.

Сложность бурения на юрские пласты так же обусловлены техническими возможностями так как:

- увеличение глубины забоя скважины и как следствие повышенные нагрузки на устьевое оборудование;

- увеличение времени строительства бокового ствола и соответственно повышается вероятность получения аварии или осложнения т.к. увеличивается время нахождения открытого ствола скважины

Как говорилось выше сложность достаточно точной интерпретации переходной зоны баженовские – юрские отложения в процессе бурения решались с помощью применения в компоновке низа бурильной колонны в процессе вскрытия пласта гаммы-приставки, которая в режиме реального времени позволяет осуществлять контроль за процессом вскрытия пластов с помощью радиоактивного каротажа. Также при бурении использовалась станция геолого-технических исследований (ГТС), при помощи которой проводились исследования выбуренного шлама, растворенного газа и фиксировались ряд технологических параметров бурения.

Детальный анализ полученных данных позволил своевременно интерпретировать геологические пласты и корректировать бурение бокового ствола без проведения дополнительных геофизических работ, что позволило существенно сократить затраты на геофизические работы в процессе бурения. Была разработана методика интерпретации нефтяных пластов. Данный метод основан на обобщении всего геофизического материала данного района, по которому был составлен детальный каротаж, и все данные были отнесены в отдельную таблицу с точным описанием выбуренного шлама и результату его анализа. В процессе работы геологу на буровой оставалась только сопоставить полученный материал (ГИС, шлам) с данными в таблице и установить его принадлежность.

На юрские отложения были построены 2 боковых ствола с горизонтальным окончанием. Благодаря разработанной методике пласты юрских отложений были достаточно точно интерпретированы и скоррелированы. В результате были проведены горизонтальные участки по целевому пласту ЮВ-1

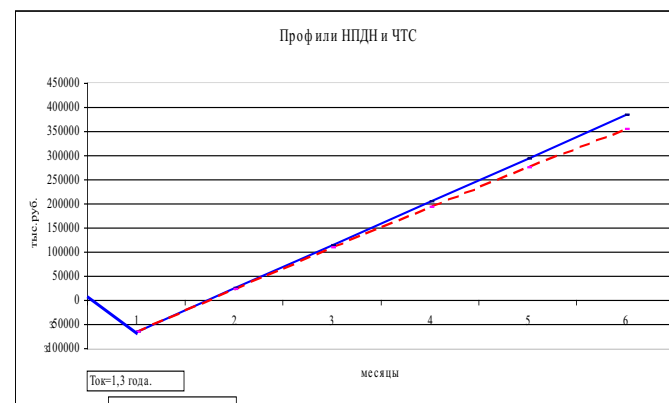


длиной 123 и 175 метров при общей длине бокового ствола скважины 642 и 770 м соответственно. Средний дебит нефти после освоения горизонтального участка увеличился на 37,0 тонн в сутки при средней обводненности добываемой продукции 22,5 %.

Окупаемость проекта

Для всех нефтедобывающих предприятия стоит вопрос об эффективности того или иного вида технологии, в том числе и методов повышения нефтеотдачи пластов и сроков его окупаемости. Каждое предприятие задает себе вопрос: стоит ли вкладывать деньги в тот или иной метод если затраты на него больше чем стоимость нефти которая будет добыта благодаря этому методу?

На графике накопленного потока денежной наличности (НПДН) и чистой текущей стоимости (ЧТС) видно, что бурение вторых стволов в 2005 году на Курраганском месторождении окупается в первые 15-16 месяцев эксплуатации скважины и дальше продолжается накопление потока денежной наличности. Это указывает на то, что проведение работ по реконструкции скважин методом бурения вторых стволов с дебитами 20-30 тонны нефти в сутки на Курраганском месторождении экономически целесообразно. Кроме быстрой



окупаемости, бурение вторых стволов оказывается намного выгодней при разработке и эксплуатации нефтяных месторождений, чем бурение вертикальных и наклонно-направленных скважин:

Во-первых, и вероятно главных преимуществ на мировом рынке бурение вторых стволов оказывается намного дешевле, чем «большое» бурение. Т.к. не требует дополнительных затрат на строительство подъездных магистралей, нефтесборных коммуникации и ЛЭП, которые уже существуют и эксплуатируются.

Во вторых, кроме затрат на бурение новой скважины, строительства дорог, ЛЭП и нефтесборных коммуникаций, необходимы работы по ликвида-



ции скважины согласно требований органов Ростехнадзора РФ, а это еще дополнительно 1-1,2 млн.рублей в пользу бурения боковых стволов т.к. скважина не ликвидируется, а продолжает добывать нефть и приносить прибыль компании.

Во-третьих, бурение вторых стволов ведется на исследуемых месторождениях, в зоны максимальных остаточных запасов, тем самым, увеличивая коэффициент охвата залежи разработкой, увеличивая нефтеотдачу пластов и добычу ранее не дренируемых либо трудноизвлекаемых запасов. Кроме того, дебит нефти наклонно-направленной скважины на месторождениях Когалымского региона как правило, составляет 10-20т/сут, при забурке второго ствола с горизонтальным окончанием дебит достигает 30-50тонн нефти в сутки и более.

Заключение

На сегодняшний день бурение боковых стволов наиболее перспективный способ повышения коэффициентов извлечения нефти на поздней стадии разработки нефтяных месторождений. С одной стороны, только стоимость бурения бокового ствола из добывающей скважины на 30-50 % дешевле бурения новой скважины, что в условиях отсутствия инвестиций эта технология может оказаться эффективным средством интенсификации добычи нефти и повышения нефтеотдачи пластов. С другой стороны, бурение боковых стволов, направленных на нефтенасыщенные зоны пласта, позволяет охватить фильтрацией застойные зоны и избежать обустройства новых скважины и строительства новых выкидных линий и промысловых трубопроводов. Эти преимущества являются основой массового распространения бурения боковых стволов в главных нефтедобывающих регионах страны (в частности, Западной Сибири).

Добыча нефти после проведенных мероприятий по реконструкции скважин методом зарезки вторых стволов с горизонтальным окончанием на Курраганском месторождении на сегодняшний день составляет более 120 тонн в сутки. Что вносит в существенный вклад в общий объем добычи Заказчика. По результату проведенных работ в 2005 году было выработано ряд рекомендаций для снижения затрат и оптимизации работ по бурению боковых стволов. Данный вид работ продолжен и в 2006 году на Курраганском и других месторождениях Западной Сибири.

ПРИМЕНЕНИЕ СОВРЕМЕННОГО АВТОМАТИЗИРОВАННОГО КОМПЛЕКСА ПРИ СТРОИТЕЛЬСТВЕ СКВАЖИН

О.А.Шепетов

филиал «Астраханьбургаз»

В современных условиях рыночной экономики очень остро стоит вопрос сокращения сроков строительства скважин, снижение стоимости метра проходки. Одним из вариантов решения данного вопроса является совершен-



ствование в управлении процессом бурения за счет контроля и своевременного реагирования на аварийные и предаварийные ситуации.

Теоретические исследования в области совершенствования управления процессом бурения и его оптимизации получили новые возможности практической реализации с появлением управляющей микропроцессорной техники и созданием на ее основе систем автоматизированного управления.

Автоматизация технологических процессов на основе современной техники должна обеспечить интенсификацию производства, повышение качества и снижение себестоимости метра проходки. Выполнение комплексного геолого-технологического и геофизического контроля за выполнением проектного документа на строительство скважины.

2. Комплексы сбора и управления процессом строительства скважины.

2.1. Геолого-технологические исследования.

Геолого-технологические исследования (ГТИ) являются составной частью геофизических исследований нефтяных и газовых скважин, и предназначены для осуществления контроля за состоянием скважины на всех этапах ее строительства и ввода в эксплуатацию с целью изучения геологического разреза, достижения высоких технико-экономических показателей, а также обеспечения выполнения природоохранных требований.

ГТИ выгодно отличаются от других видов ГИРС тем, что проводятся в процессе бурения скважины, без простоев буровой бригады и оборудования, одновременно решая широкий комплекс технологических и геологических задач.

Также актуально стоит вопрос управления строительством скважин. Необходимо знать текущее состояние бурения и иметь возможность прогнозировать поведение скважин в зависимости от технологических и геологических условий. Для достижения этого необходима телеметрия процесса бурения в реальном масштабе времени.

Под телеметрией понимается сбор информации непосредственно с датчиков буровой, и отображения ее в удобной для чтения и анализа форме. Всю собранную информацию необходимо передать для обработки и анализа диспетчерским и технологическим службам. Процесс передачи информации считается очень трудоемким за счет таких работ как обработка, приведение в наглядную форму, передачи информации, как правило, на бумажном носителе. Эти этапы затрудняют в последующем и сам процесс обработки и анализа данных с буровой, за счет отсутствия точных значений полученных графиков.

Из всего вышесказанного вытекает необходимость в определенном комплексе устройств для получения и отображения информации в реальном масштабе времени. Данный комплекс должен состоять из системы сбора и обработки данных непосредственно с датчиков на буровой, системы передачи ее по каналам связи и системы обработки полученной информации на рабочих местах технологической и диспетчерской служб.



2.2. Программный комплекс «Оперативный контроль».

К системе сбора и обработки данных с датчиков используются станции ГТИ. Они были внедрены в 1985 году и прошли всю ступень своего технического развития – от аналого-цифровых («Геотест», «СГТ») до компьютеризированных станций («ТОТКО», «ИМС», «РАЗРЕЗ») позволяющих с помощью специализированных программных средств, решать широкий комплекс геологических и технологических задач.

К системе обработки полученной информации можно отнести внедренный и широко используемый в филиале «Астраханьбургаз» комплекс «Оперативный контроль» ОАО «ИМС», позволяющий оптимизировать производство буровых работ. Программные средства, которого обеспечивают взаимосвязь технологической, геолого-геофизической и отчетной информации на всех уровнях управления.

Комплекс устанавливается и используется на автоматизированных рабочих местах как мастеров и начальников буровых бригад, так и специалистов технологов филиала и буровой компании, давая возможность организовать оперативный контроль процесса бурения как непосредственно на буровой площадке, так и в филиале и буровой компании независимо от удаленности объектов. Данный комплекс дает возможность автоматизировать следующие задачи:

- 1) Геологические :
 - а) оптимизация получения геолого-геофизической информации – выбор и корректировка: интервалов отбора керна, шлама, образцов грунтов, проведения ГИРС,
 - б) оперативное литолого-стратиграфическое расчленение разреза,
 - в) оперативное выделение пластов-коллекторов,
 - г) контроль процесса испытания и определение гидродинамических и технологических характеристик пластов при испытании и опробовании объектов.
- 2) Технологические :
 - а) раннее обнаружение газонефтеводопроявлений и поглощений при бурении,
 - б) оптимизация процесса углубления скважины в зависимости от геологических задач,
 - в) распознавание и определение продолжительности технологических операций,
 - г) выбор и поддержание рационального режима бурения с контролем отработки долот,
 - д) раннее обнаружение проявлений и поглощений при спуско-подъемных операциях, управление доливом,
 - е) оптимизация спуско-подъемных операций,
 - ж) контроль спуска и цементирования обсадной колонны,
 - з) диагностика предаварийных ситуаций в реальном масштабе време-

ни,

- и) диагностика работы бурового оборудования.
- 3) Планово-экономические :
 - а) определение технико-экономических показателей бурения,
 - б) определение баланса времени работы вахты, буровой бригады (буровой установки),
 - в) подготовка и передача на верхний уровень управления сводных форм оперативной отчетности за вахту, рейс, сутки и по скважине в целом.
- 4) Научно-исследовательские :
 - а) проведение планируемых экспериментов с целью построения и уточнения моделей отдельных технологических процессов и свойств горных пород,
 - б) документирование испытаний новых технико-методических средств и технологий.
- 5) Информационные :
 - а) передача по требованию Заказчика геолого-технологической информации,
 - б) сбор, обработка и накопление геолого-технологической информации в виде базы данных для ее дальнейшего использования.

2.3. Система связи с буровыми.

В виду того, что расстояние между буровыми и диспетчерско-технологическими центрами может составлять десятки, а в перспективе сотни и тысячи километров возникает проблема обеспечения достаточной скорости и надежности канала связи. Объемы информации, получаемые с датчиков, установленных на буровой, передаются со скоростью 5Kb/s, с задержками при передаче не более 2с. Требования, поставленные к каналу должны обеспечивать своевременную реакцию анализирующего программного обеспечения и отображения текущей ситуации при проводке скважины в реальном масштабе времени на удаленных пунктах контроля.

На сегодняшний день для связи с близлежащими сверхглубокими буровыми используются радиомодемы «Airlink» фирмы SYLINK, а для буровой 1 Правобрежная спутниковый канал.

К недостаткам данного типа радиооборудования является:

- соединение типа «точка-точка» - при данном типе соединения требуется больше капиталовложений в случае расширения количества буровых;
- фиксированная скорость передачи - при увеличении нагрузки на канал передачи, необходимо полностью менять сами модемы,
- не удовлетворяет современным потребностям по скорости передачи,
- неудобство монтажа-демонтажа оборудования.

С целью организации современного радиоканала с буровыми предлагаем использовать системы высокоскоростных радиомаршрутизаторов Revolution 5000.



Преимуществом оборудования Revolution 5000 является работа в новом частотном диапазоне 5,25-5,35 ГГц. Это дает возможность предоставлять скоростные каналы, новые сервисы, организовывать высокопроизводительные магистральные линии. Применение производительной аппаратной платформы позволяет организовать передачу трафика IP-телефонии и видеоконференций.

Радиомаршрутизатор Revolution 5000 mini может применяться в качестве любого элемента сети – базовой станции, ретранслятора, абонента. На радиомаршрутизаторах можно строить надежные беспроводные сети произвольной конфигурации. Например, при выборе архитектуры MINT каждая абонентская станция может служить точкой ретрансляции для следующего абонента, что дает уникальную гибкость в построении и развитии сети, а также позволяет серьезно сэкономить на количестве базовых станций.

Радиомаршрутизаторы Revolution 5000 mini имеют всепогодное исполнение, уверенно работающее в условиях сурового российского климата.

Используемый комплекс решает следующие задачи: обеспечение надежной двусторонней связи с ЦИТС и базами обслуживания; оперативность; ежедневная передача суточного рапорта бурового мастера; повышение противоданной и газовой безопасности; соблюдение проектных решений; сокращения простоев из-за ожидания оборудования; точная передача сводок и заявок; передача в электронном виде подписанных актов.

3. ЗАКЛЮЧЕНИЕ.

3.1. Экономическое обоснование внедрения.

Стоимость оборудования составляет 3 300 000р. Срок эксплуатации составляет 10 лет или 120 месяцев. С учетом экономии затрат на дорогу и сокращения технологической группы, проведенный расчет показал: срок окупаемости данного оборудования составляет 2,5 года. В данный расчет не входили факторы предотвращения аварий. В связи с тем что день простоя буровой в среднем составляет 240 000 руб. в сутки и работа ведется на 11 буровых, данное оборудование может окупиться в первый год эксплуатации.

3.2. Области применения и перспективы предлагаемых технологий в других сферах деятельности.

Назначением системы является комплексная автоматизация решения задач сбора, накопления, систематизации, хранения, специальной обработки и анализа отчетной, планово-экономической, технологической, геологической, геофизической и геохимической информации в процессе строительства и ремонта скважин.

Данные технологии позволят перейти на более качественный уровень при решении задач контроля бурения и капитального ремонта скважин, создадут реальную техническую базу диспетчерской службы, в целях информационной поддержки принятия эффективных управленческих и технических решений, сокращению сроков строительства и ремонта скважин и, как следствие,



сокращению материальных затрат.

ОЦЕНКА ЭФФЕКТИВНОСТИ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ДИОКСИДА УГЛЕРОДА ИЗ ПРИРОДНОГО ГАЗА МЕСТОРОЖДЕНИЯ ДИМИТРОВСКОЕ

С.А.Магомедов

ОАО «НК «Роснефть-Дагнефть»

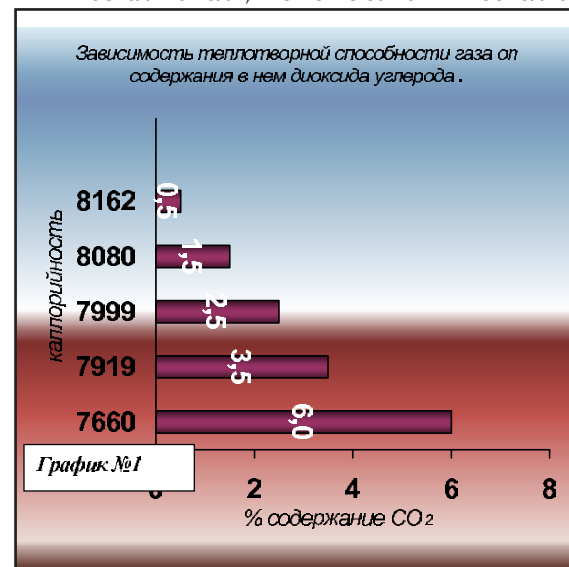
Природный газ является важнейшим тепло- и энергоносителем, а также ценным сырьем для химической и нефтехимической промышленности. Ценность и соответственно стоимость газа определяется, прежде всего, теплотворной способностью, зависящей от состава газа, а также рядом других физико-химических характеристик. В последние годы в связи с заметным обводнением месторождения, наблюдается увеличение содержания в газе углекислого газа, а следовательно уменьшение его калорийности. В связи с этим актуальной стала проблема очистки природного газа Димитровского месторождения от, так называемых, кислых компонентов.

Природный газ, добываемый из газоконденсатного месторождения Димитровское, содержит 0,016 – 0,019 г/м³ сероводорода, 0,020 – 0,030 г/м³ серы меркаптановой. Теплота сгорания составляет 7620 – 7660 ккал/м³ или 31,85 – 32,02 МДж/м³. Низкая теплота сгорания объясняется высоким содержанием углекислого газа, составляющим 5,9 – 6,3%, кроме того, она заметно сказывается на реализационной стоимости газа.

В последние годы, в связи с заметным обводнением месторождения, наблюдается увеличение содержания в газе углекислого газа, а следовательно, уменьшение его калорийности.

Для увеличения калорийности, а также повышения стоимости газа необходимо уменьшить в нем содержание кислых компонентов.

Проведенные расчеты показывают (график.№1) что, с уменьшением содержания углекислого газа с 6,0 до 3,5; 2,5; 1,5 и 0,5% увеличивается его калорийность соответ-



ственно с 7660 до 7919; 7999; 8080; и 8162 ккал/м³.

При очистке газа от кислых компонентов увеличивается и срок службы газопровода за счет уменьшения коррозии труб. С уменьшением содержания CO₂ с 6,0 до 3,5; 2,5; 1,5; и 0,5% увеличивается срок службы газопровода с 18 до 22; 24; 28; 32 лет.

Оптовая цена на газ, в расчете на объемную единицу измерения газа – 1000м³, зависит от его теплоты сгорания и устанавливается по следующей формуле:

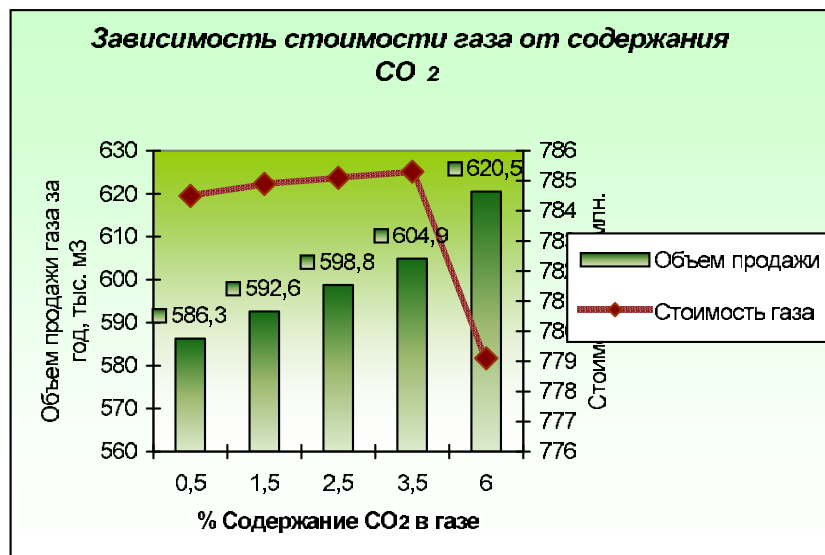
$$C_{факт} = \frac{C_{уст} * Q_{факт}}{Q_{расч}} \quad (1)$$

где: C_{уст} - утвержденная в установленном порядке оптовая цена на газ

Q_{факт} – фактическая объемная теплота сгорания газа, ккал/м³

Q_{расч} – расчетная объемная теплота сгорания газа = 7900 ккал/м³.

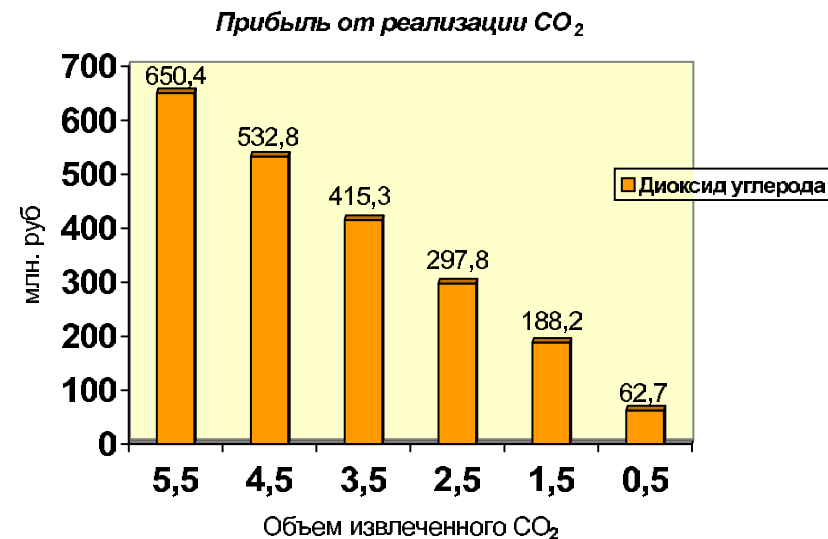
Если учесть, что с 01.01.2006г. оптовая цена за объемную единицу измерения газа (1000 м³) по Республике Дагестан установлена в размере 1295 рублей и за год на Димитровском месторождении добывается около 620,5 млн. м³ природного газа, то можно рассчитать по формуле (1) годовую прибыль с продажи природного газа. (график.№2)



Как показывает график №2, очистка газа от кислых компонентов, при правильно подобранной технологии, может не только окупить произведенные затраты, но и принести существенную прибыль, при том, что объем до-

бываемого газа уменьшится с 620,5 млн. м³ до 586,3 млн. м³ в год.

Полученный в результате очистки газа диоксид углерода при возможности его реализации даже при самой минимальной цене может принести огромную прибыль. Ниже представлена диаграмма, показывающая возможную прибыль от продажи при различных объемах извлеченного углекислого газа.



При недостаточном сбыте возможна обратная закачка углекислого газа в пласт, с целью увеличения нефтеотдачи пласта и получения дополнительного объема добываемой нефти. Опыт компании Shell по закачке углекислого газа для повышения нефтеотдачи на береговых объектах в США, осуществлявшейся с 70-х годов, показал высокую эффективность такой технологии. В некоторых случаях коэффициенты нефтеотдачи возросли на 7-15 %.

Обоснование выбора технологического процесса очистки газа от кислых компонентов

Для решения вопроса о выборе технологии очистки газа месторождения Димитровское от углекислого газа и серосодержащих компонентов, рассматривались различные технологии: от классических, основанных на процессах химической или физической абсорбции, до методов, прямой конвенции, основанных на схеме окислительно-восстановительных реакций, позволяющих сразу получить чистые продукты из поглощенных компонентов или их производные (соли, кислоты).

При выборе процесса основными определяющими факторами являлись:

- высокая степень очистки газа;
- простота технологического оборудования;



- возможность использования уже имеющегося на промысле технического оборудования;
- использование органического количества разных химреагентов, их доступность, дешевизна, нетоксичность;
- экономичность;
- минимальное воздействие на экологическую обстановку окружающей среды.

По совокупности определяющих факторов наиболее приемлемым является метод, основанный на абсорбции кислых компонентов химическими и физическими растворителями:

Метод очистки гликоль - аминовым раствором

Добавление гликоля к раствору, применяемому для очистки газа, заметно изменяет характер процесса. Этот процесс, называемый обычно гликоль - аминовой очисткой, широко используют для очистки газа высокого давления. Для этого чаще всего применяют смеси ди - или триэтиленгликоля и моноэтаноламина (МЭА), содержащие около 5% воды. Процесс имеет два важных преимущества: а) происходит одновременная очистка газа и его обезвоживание и б) снижается расход водяного пара по сравнению с требуемым при обычных процессах очистки водными растворами аминов. К недостаткам процесса относятся повышенные потери амина из-за его испарения и несколько большая трудность очистки загруженных растворов.

Обработка газа этим раствором позволяет довести содержание углекислого газа в очищенном газе до 0,5% и практически полностью очистить газ от сероводорода.

Наличие в поглотительном растворе диэтиленгликоля (ДЭГ) позволяет одновременно с очисткой газа от кислых компонентов поглощать пары воды.

В технологическом отношении установка по очистке газа от кислых компонентов абсорбционными методами состоит из одного или двух абсорберов (оросительных колонн), где очищаемый газ орошается поглотительными растворами, и десорбера (регенерационного блока), где поглотительный раствор за счет нагрева до необходимой температуры освобождается от поглощенных кислых компонентов и снова возвращается в абсорбер.

В данной работе предлагается внедрить такую схему очистки газа, которая не потребует больших капитальных вложений, т.к. предусматривается использование существующей технологической установки.

На ГУ-4 Димитровского месторождения имеется резервная установка по очистке (осушке) газа от водяных паров, которая работает по тому же принципу, что и установка по очистке газа от кислых компонентов: абсорбер – десорбер – абсорбер.

Основные параметры этой установки почти удовлетворяют требованиям, необходимым для этого, имеющуюся установку после некоторых доработок, можно использовать для очистки газа, от так называемых кислых компонентов. Поглотителем может служить смесь, состоящая из МЭА или МДЭА,



ДЭГ и воды (ДМ). Концентрации каждого компонента можно варьировать до получения оптимальных значений.

Выбор выше предлагаемой технологии очистки газа от кислых компонентов, в основном, сделан по той причине, что установку осушки газа от паров воды после некоторых доработок можно использовать для удаления CO_2 и H_2S .

УВЕЛИЧЕНИЕ БЕЗАВАРИЙНОГО СРОКА СЛУЖБЫ НАСОСНО-КОМПРЕССОРНЫХ ТРУБ (НКТ) И КОЛИЧЕСТВА СПО (СПУСКОПОДЪЕМНЫХ ОПЕРАЦИЙ) МЕТОДОМ УПРОЧНЕНИЯ РЕЗЬБОВОГО СОЕДИНЕНИЯ

Ю.Н.Макаров

ОАО «Варьеганнефтегаз»

Содержание парка насосно-компрессорных труб требует значительных средств на закупку новых труб для строящихся скважин и для восполнения выбывших из строя, на ремонт эксплуатационного парка труб, проведение капитального и подземного ремонта скважин по причине аварий трубных подвесок и т.д.

Целями проекта являются усовершенствование существующей технологии ремонта НКТ, увеличение безаварийного срока службы НКТ и количества СПО путем внедрения технологии упрочнения резьбовых соединений, а также снижение потерь нефти из-за остановок скважин на ремонт, снижение количества капитальных и подземных ремонтов скважин и затрат на ремонт и перевозку труб.

В проекте рассмотрены современные технологии упрочнения резьбовых соединений, выбран оптимальный по совокупности показателей метод, осуществлена оценка возможности внедрения выбранного метода в существующую технологию ремонта НКТ, произведен расчет экономического эффекта от внедрения.

Все существующие методы можно разделить на две группы:

1 ГРУППА – С нанесением упрочняющего покрытия различными способами:

- термодиффузионное цинковое покрытие;
- электродуговое упрочнение;
- низкотемпературный процесс насыщения ($500 - 600^\circ \text{C}$) –карбонитрация;

- азотирование;
- ионно-плазменная обработка (ионная имплантация).

2 ГРУППА – С модификацией поверхностного слоя без нанесения покрытия:

- ультразвуковое упрочнение;
- поверхностное упрочнение плазменной дугой – плазменная закалка;



- лазерное упрочнение.

В результате исследования современных технологий упрочнения резьбовых соединений оптимальным по совокупности показателей признан метод плазменной закалки. Данный метод обеспечивает высокую прочность, износостойкость и коррозионную стойкость резьбового соединения за счет модификации структуры поверхностного слоя металла. Кроме того, он экологически безопасен, так как не требует применения дополнительных химических веществ при упрочнении, экономически эффективен за счет высокого качества получаемой продукции, низкой себестоимости работ и стоимости оборудования; легко внедряем в существующую технологию ремонта без потери производительности.

В результате внедрения технологии упрочнения резьбовых соединений НКТ методом плазменной закалки произойдет сокращение затрат на производство ремонтов скважин и ликвидацию аварий, сокращение объемов ремонта НКТ за счет повышения ресурса эксплуатации труб, сокращение потерь нефти вследствие снижения отказов по НГЛ НКТ, сокращение закупок новых НКТ и снижение затрат на перевозку НКТ.

СИСТЕМА ОБНАРУЖЕНИЯ УТЕЧЕК НА НЕФТЕПРОВОДЕ ДНС «КУЛЕШОВКА» - ЛПДС «КРОТОВКА»

А.О.Максимов

ОАО «Оренбургнефть»

Нефтепровод ДНС «Кулешовка» - ЛПДС «Кротовка» является одним из стратегически важных объектов ПЕ Оренбург - Центр. По нефтепроводу ведется перекачка подготовленной нефти с месторождений:

- Курманаевское, Савельевское, Бобровское, Тананыкское, Долговское, Герасимовское, Севастьяновское, Спиридоновское, Южно – Спиридоновское, Ишуевское, Коммунарское, Ново - Медведкинское, Красногвардейское, Скворцовское, Докучаевское, Шулаевское (16 месторождений ПЕ Центр).

Нефтепровод характеризуется следующими параметрами:

Трубопровод	ДНС «Кулешовка» - ЛПДС «Кротовка»
Диаметр, толщина стенки	219x8, 325x8, 426x9 мм
Протяженность	54,6 км
Расход нефти	9000 т/сут
Разность геодезических отметок	1 м
Мах допустимое давление (по результатам диагностики)	26 кг/см ² (40)
Температура нефти	8 – 23 оС
Вязкость нефти	4,872 мм ² /с
Плотность нефти	825,4 кг/м ³
Содержание парафина	3,04%



Нефтепровод на всей длине пролегает по Самарской области. Случаи хищения нефти из нефтепроводов, периодически обнаруживаемые СБ и ЦЭРТ, приносят огромные убытки. С 2003 года в ОАО «Оренбургнефть» на нефтепроводе ДНС «Кулешовка» - ЛПДС «Кротовка» было обнаружено и ликвидировано 30 несанкционированных врезок. Практически каждая врезка сопровождалась каким – либо (чаще значительным) очагом замазученности, что наносит неоспоримый ущерб окружающей среде.

Необходимы комплексные меры по раннему обнаружению самой врезки/порыва, не допущению несанкционированного отбора/разлива нефти из трубопровода и связанных с этим последствий. Такую задачу можно решить следующими способами:

- **Применение визуального контроля всей длины трубопровода круглосуточно, более частые объезды и облеты трассы;**

На данный момент нефтепровод ДНС «Кулешовка» - ЛПДС «Кротовка» контролируется работниками ЦЭРТ и ЧОП. График объездов и облетов трассы нефтепровода составлен таким образом, что бы в каждом месте нефтепровода осуществлялся контроль не менее 4 раз в сутки. В любом случае полной гарантии своевременного обнаружения утечки нефти (как от врезки, так и от порыва), не сможет дать никто.

Применение автоматизированных систем обнаружения утечек (СОУ).

СОУ предназначена для определения мест утечек жидкости в нефтепродуктопроводах и мест несанкционированного доступа к нефтепродуктопроводам. Для ОАО «Оренбургнефть» опыт использования какой – либо системы обнаружения утечек отсутствует, поэтому ниже приведен анализ различного рода таких систем.

СОУ подразделяются:

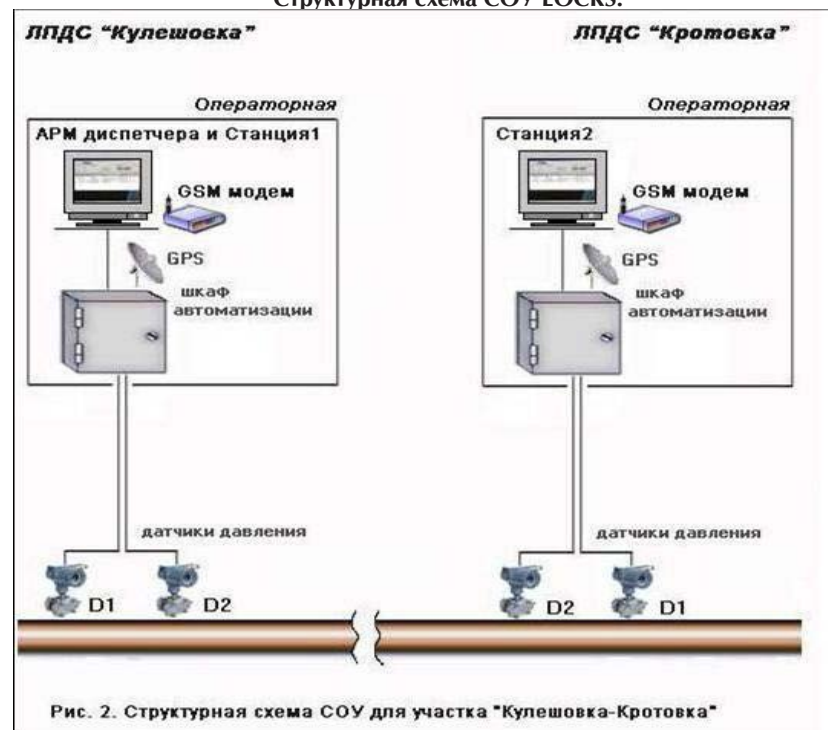
- **Средства статического анализа;**
- **Средства на основе моделирования;**
- **Средства с объединенным пакетом системы моделирования и статического анализа;**
- **Акустические системы.**

Сравнение различных видов СОУ.

	Стоимость	Количество и расположение датчиков	Возможность работы с многофазными потоками и работы при существовании газовых шапок	Точность, чувствительность, время реагирования, ложные срабатывания	Опыт работы на рынке
Статический анализ	15 – 20 млн.	Большое кол-во, по всей длине	Да; малая зависимость	500 м; 0,07%; 5 мин; большая вероятность	Большой
Моделирование	20 - 25 млн.	Достаточно в начале и конце	Да; малая зависимость	200 м; 0,05%; 1 мин; малая вероятность	Большой
Комбинированный	Свыше 25 млн.	Большое кол-во, по всей длине	Да; от шапок не зависит	50 м; 0,01%; 1 мин; практически нет	Малый
Акустический	20 – 25 млн.	Большое кол-во, по всей длине	Нет	200 м; 0,007%; 0,1 мин; большая вероятность	Малый
LOCKS	Менее 10 млн.	Достаточно в начале и конце	Да; малая зависимость	200 м; 0,05%; 2 мин; малая вероятность	Эксперимент

После проведения анализа было принято решение произвести опытно – экспериментальное внедрение СОУ LOCKS, которая соответствует всем требованиям, предъявляемым ОАО «Оренбургнефть». Такого рода система относится к СОУ с использованием средств моделирования. В математическом аппарате используется только принцип оценки фронтов перепада давления и измерения скорости распространения волны давления, но при работе используется 24 разрядная информационная шина, что повышает скорость обработки данных, и собственный контролер.

Структурная схема СОУ LOCKS.



СОУ LOCKS в настоящий момент прошла экспериментальную «обкатку» на нефтепроводе. Была проведена адаптация системы к условиям работы нефтепровода, контрольные испытания работоспособности системы в полностью автоматическом режиме.

Анализ проведенных испытаний.

	Точность (м)	Время реагирования (мин)	Чувствительность (% от объема перекачиваемого продукта)	Ложные срабатывания (% от всего количества срабатываний)
Первый этап испытаний	125 min 3248 max	1,2 min 2 среднее 27 max	1,5 min 0,5 max	37,5
Второй этап испытаний (внедрена программа KORD)	124 min 340 max	5,05 min 6,15 max	1,5 min 0,5 max	13,1
Третий этап испытаний (доработка ПО и аппаратной части)	25 min 380 max	4,9 min 5,5 max	1,5 min 0,5 max	4,5



Испытания разделились на три этапа. Методика проведения испытаний:

- для врезок и отбора нефти использовались шаровые краны с набором штуцеров диаметра от 6 до 12 мм для проверки чувствительности СОУ в диапазоне 0,5 – 1,5 % от количества перекачиваемого продукта.

- для отборов сделано 7 новых врезок в нефтепровод в различных местах, а так же приведено в рабочее состояние 2 старых несанкционированных врезки.

После проведенного первого этапа испытаний согласно выданным замечаниям и рекомендациям система была модернизирована, и теперь в ней параллельно работают два программных продукта, то есть произошло разделение работы. Программа №1 отслеживает утечки, характеризующиеся медленным «возникновением» (медленное открытие (2-3 мин.) шарового крана на испытаниях работоспособности), а также утечки, характеризующиеся небольшим объемом истечения продукта из трубопровода. Программа №2 наоборот, работает с утечками быстрого «возникновения».

Связь реализована с помощью сотового оператора «Мегафон» посредством пакетной передачи информации по GPRS.

На заключительном этапе испытаний была проведена доработка программного продукта и аппаратной части. Были использованы модемы более совершенного образца, иные датчики давления. Полученные результаты удовлетворили специалистов, и СОУ LOCKS была рекомендована к внедрению.

ВНЕДРЕНИЕ СИСТЕМЫ ТЕХНИЧЕСКОГО ОБСЛУЖИВАНИЯ С УЧЕТОМ ФАКТИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ МАШИННОГО ПАРКА ЗАВОДА

В.В.Марков, С.В.Хренкин

ЗАО «Рязанская нефтеперерабатывающая компания»

Эксплуатационные затраты являются одной из наиболее существенных статей затрат предприятия, и именно их снижение в итоге уменьшает себестоимость выпускаемой продукции. Важнейшим резервом снижения эксплуатационных затрат, обеспечения безопасности персонала и сохранности оборудования является совершенствование структуры технического обслуживания оборудования предприятий.

На ЗАО «РНПК» используется периодический контроль за температурой и вибрацией оборудования с помощью переносных приборов, который, однако, не дает удовлетворительных результатов по целому ряду причин.

Во-первых, дефект, обнаруженный на ранней стадии, когда машина выводится в ремонт, не позволяет использовать в полной мере ее остаточный ресурс, измеряемый сотнями и тысячами часов.

Во-вторых, для выполнения этих работ требуется высококвалифицирован-

ный персонал, оснащенный переносной и стационарной аппаратурой для сбора и анализа данных, программным обеспечением, транспортом и т.д.

В-третьих, характер разрушения на конечной стадии, развивающийся в течение нескольких часов, требует непрерывного контроля для своевременного выключения машины. Основная идея ремонта по фактическому техническому состоянию состоит в устранении отказов оборудования путем применения метода распознавания технического состояния оборудования по совокупности виброакустических характеристик, выявления имеющихся или развивающихся дефектов и определения оптимальных сроков проведения ремонтных работ, а также изменение КПД насоса и технологических характеристик Н.О.

Основная идея ремонта по фактическому техническому состоянию состоит в устранении отказов оборудования путем применения метода распознавания технического состояния оборудования по совокупности виброакустических характеристик, выявления имеющихся или развивающихся дефектов и определения оптимальных сроков проведения ремонтных работ, а также изменение КПД насоса и технологических характеристик Н.О.

Преимущества ремонта по фактическому техническому состоянию:

- наличие постоянной информации состояния агрегатов, охваченных мониторингом;
- прогнозирование и планирование объемов технического обслуживания и ремонта «проблемного» оборудования;
- обеспечение эффективности ремонта за счет послеремонтного вибрационного обследования;
- эффективное планирование распределения обслуживающего персонала, запасных частей, инструмента;
- повышение качества продукции;
- улучшение охраны труда и устранение нарушений экологических требований;
- экономия энергоресурсов;
- эффективность переговоров с поставщиками оборудования относительно его гарантийного ремонта, восстановления, замены или изменения конструкции.

Практический опыт применения системы позволил достигнуть увеличения межаварийного пробега комплекса машинных агрегатов в 12 и более раз, увеличения межремонтного пробега агрегатов в 2 и более раз, увеличения наработки на отказ торцовых уплотнений насосов в 3-8 раз, снижения затрат на эксплуатацию оборудования в 4 и более раз.

Экономический эффект достигается не только за счет предотвращения аварий, но и благодаря увеличению срока службы насосно-компрессорного оборудования, снижению потребности в новых машинах и снижению уровня сложности ремонтов, а также сокращению сроков капитальных ремонтов установок.



ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ ВЕДЕНИЯ ДОГОВОРНОЙ РАБОТЫ

А.С.Матвиенко

ОАО «НК «Роснефть-Кубаньнефтепродукт»

Дочерняя компания ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт» владеет крупнейшей в Краснодарском крае сетью АЗС, является основным оператором на розничном и оптовом рынке нефтепродуктообеспечения края. Данная позиция предполагает наличие большого количества контрагентов и как следствие заключаемых договоров. Ведение договорной работы обеспечивает юридический отдел Общества.

В течение 2006 года оформлено:

- Договоров – 8181, из них 1665 согласовано и заключено Управлением, 6516 – филиалами Общества.
- Протоколов разногласий (согласований) – 16
- Разработано и внедрено типовых форм договоров на 2006 год – 11, на начало 2007 года разработана 1 новая типовая форма договора и внесены изменения в ранее утвержденные формы
- Отделом ведется контроль за договорной работой на 19 филиалах

За 2005 год была проведена работа по согласованию и заключению более 700 договоров разной хозяйственной и правовой направленности. Указанная работа включала в себя не только правовой анализ, проведение согласования и подписания, но и мероприятия по актуализации и сопровождению договоров.

Основными моментами повышения эффективности договорной работы являются:

1. Сокращение сроков согласования проектов договоров;
2. Оперативный доступ к информации о ходе заключения договоров;
3. Эффективный механизм контроля за исполнением договоров;
4. Увеличение производительности труда.

Для решения поставленной задачи, необходимо раскрыть следующие вопросы:

- Описание существующего процесса согласования и учета договоров;
- Определение механизма автоматизации согласования и учета договоров;
- Модель предлагаемого механизма оптимизации, его необходимые функциональные возможности;
- Определение преимуществ внедрения нового механизма;

- Порядок и этапы и ориентировочная стоимость внедрения механизма;
- Экономический эффект внедрения;

1. Существующая схема работы:

В соответствии с утвержденным приказом генерального директора «Об утверждении Регламента о порядке заключения договоров» согласование, заключение, контроль за исполнением договора осуществляется службами по направлению деятельности в соответствии с определенной компетенцией. Руководитель ответственного подразделения определяет исполнителя для проведения согласования договоров. Исполнитель обеспечивает прохождение согласования проекта договора с листом согласования. Согласование производится путем проставления подписи на листе согласования руководителем согласующей службы. Срок согласования договора каждой службой не должен превышать двух рабочих дней.

В качестве недостатков существующей схемы работы можно указать временные затраты на прохождение однотипных повторяющихся этапов процесса согласования. С учетом нахождения на согласовании договора от 1 дня, при наличии не менее 4-х визирующих служб в листе согласования, срок полного согласования договора до подписания может занимать от 4-х рабочих дней.

2. Определение механизма автоматизации согласования, заключения и учета договоров

Предлагаемая схема работы:

В качестве основного механизма повышения эффективности договорной работы предлагаем внедрение комплексной программы автоматизации документооборота на базе корпоративной информационной системы. Подобное решение должно обеспечивать возможности развертывания в организации системы, включающей возможности функции создания системы учета договоров, поддержания архива документов, гибкой системы автоматизации согласования, средств интеграции системы с программами управленческого и бухгалтерского учета, возможностью обмена информацией с работниками Общества и внешними корреспондентами посредством Интернет и электронной почты

Процесс обмена электронными документами существенным образом отличается от обычной формы обмена документами на бумажных носителях. При внедрении системы обмена электронными документами возникает вопрос подтверждения подлинности содержащейся в них информации. Технически это решается путем использования средств электронной цифровой подписи (ЭЦП).

3. Модель предлагаемого механизма оптимизации, его функциональные возможности

Этап согласования и утверждения договоров



Система должна содержать в себе шаблоны утвержденных форм различных видов договоров (купли-продажи, аренды, оказания услуг, поставки МЦ и др.), так и формы сопутствующие договорным документам (протоколы разногласий, акты, спецификации, доп. соглашения и др.). Для договора может быть создан печатный документ. Все редакции печатного документа договора хранятся в системе и доступны в любой момент времени.

На каждый документ в системе задаются права доступа, что позволяет предотвратить несанкционированный доступ к конфиденциальной информации.

На согласование договор направляется вложением в задачу системы с использованием типовых маршрутов, которые настраиваются для каждого типа договора, с учетом перечня согласовывающих его служб. Согласующие службы одновременно получают текст договора на согласование в электронном виде. Ответственный за согласование договора сотрудник в любой момент может посмотреть в графическом виде, на каком этапе согласования находится документ.

В процессе согласования договор утверждается и подписывается электронной цифровой подписью, которая подтверждает подлинность согласования документа и защищает текст договора от дальнейших изменений.

Если в ходе рассмотрения входящего договора возникли разногласия, то они фиксируются согласующими сотрудниками в тексте заданий. Далее ответственный сотрудник создает протокол разногласий и согласовывает его.

После отправки договора контрагенту важно отслеживать своевременное возвращение одного экземпляра договора. Для контроля возврата документа в рамках того же типового маршрута на согласование договора может создаваться задача сотруднику, ответственному за возврат документа.

Организация хранения документов

Хранение электронных версий документов в системе должно быть организовано таким образом, чтобы облегчить их сохранность и быстрый поиск. Размещение всех документов в едином информационном пространстве базы данных сервера избавляет каждого пользователя от проблем поиска и доступа к документам, созданным другими пользователями в локальных каталогах на своих компьютерах.

Функция поиска документов в системе должна включать в себя не только организации структуры папок видов договоров, а также полнотекстовый поиск позволяющий найти электронный документ по содержанию текста с учетом всех грамматических форм слов на основе морфологического анализа.

Обеспечение конфиденциальности документов

Функция настройки прав доступа на каждый документ/папку (полный доступ, изменение, просмотр, полное отсутствие доступа) обеспечивает защиту от несанкционированного доступа.



Заверение документов

Для электронного согласования договора необходимо наличие криптографического модуля электронно-цифровой подписи (ЭЦП) позволяющей заменить традиционные печать и подпись. С помощью ЭЦП можно подписать любую версию электронного документа, фиксируя и сохраняя информацию о том, кто и когда поставил подпись. Список пользователей, которым разрешено подписывать документы данного вида, задается отдельно для каждого вида электронных документов.

Формирование аналитической сводной информации по договорам

Статистика ведения договоров – количественные и суммовые показатели по выполненным и исполняемым договорам.

Анализ прохождения согласований – отражение процесса прохождения согласований договоров.

Просроченные договоры – данные о просроченных договорах и штрафных санкциях.

Список договоров (единый реестр обеспечивающий оперативный поиск)

Система должна обладать программой широкоформатного окна поиска

4. Определение преимуществ внедрения новой системы

Внедрение системы электронного учета и согласования договоров способствует:

Автоматизации согласования и учета договоров

Оперативность внесения дополнений и изменений в договор

Согласование связанных с основным документом дополнительных соглашений

Использование единых утвержденных шаблонов договоров

Централизованное хранение редакций всех договоров,

Организация единого корпоративного информационного пространства.

Удаленные офисы, филиалы, представительства информационно связываются как с центральным офисом, так и между собой и степень их взаимодействия существенно повышается.

Достижению единого стандарта качества

Путем ведения контроля за соблюдением регламентов и стандартов

Использование электронной формы заполнения типовых документов снижает до минимума технические ошибки при составлении договоров

5. Порядок и этапы внедрения электронной системы учета договоров

1. Подготовительный этап (4-5 недель):

- Создание рабочей группы
- Обучение администраторов и ведущих пользователей



- Обследование организационной структуры ОАО «НК «Роснефть»-Кубаньнефтепродукт потоков работ, описание схемы движения документов;
- Формирование существующей номенклатуры документов, типовых форм договоров, дополнительных соглашений, протоколов разногласий, листов согласования.

2. Внедрение системы (5-7 недель):

- Установка и настройка программного обеспечения и опытная эксплуатация
 - Установка системы на сервер и рабочие места
 - Обучение рядовых пользователей
 - Подготовка регламентирующих документов
 - Консультации пользователей и администраторов
 - Опытная эксплуатация.

6. Экономический эффект внедрения системы

Для удобства при произведении оценок такого рода экономические выгоды делят на три категории: прямые выгоды, выгоды за счет экономии рабочих ресурсов, косвенные выгоды. Для системы электронного документооборота прямые выгоды, как правило, несущественны, а косвенные достаточно трудно оценить.

При рассмотрении вопросов о необходимости внедрения систем электронного документооборота мы выделили основные выгоды, которые получает организация от внедрения системы. Если система выбрана правильно и процесс внедрения прошел успешно, то за счет сокращения времени на выполнения рутинных операций по работе с документами сотрудники организации могут более эффективно использовать рабочее время и выполнять больший объем работ.

Средний % экономии времени на вышеперечисленные виды обработки документов при использовании – не менее 50%. Суммарное среднее время, которое сотрудники офиса затрачивают на рутинную обработку документов – около 55%. Ускорение бизнес-процессов – наиболее очевидная выгода от внедрения системы. При бумажном документообороте входящие документы сотрудникам обычно разносятся канцелярией два раза в день. Таким образом, в зависимости от списка согласования документ может проходить инстанции от трех дней до месяца и более. Любая задержка исполнения только увеличивает этот срок. Контроль задержки исполнения по отдельным документам невозможен, а комплексный контроль исполнительской дисциплины отдельного сотрудника осложняется непрозрачностью его деятельности. При внедрении системы договор одновременно согласовывается всеми инстанциями одновременно. С учетом этого документ, который обычно исполняется не менее трех дней, может быть исполнен в один-два дня, а время исполнения



документов, которые проходят через многостадийное утверждение и согласование, может быть сокращено в несколько раз.

Для оценки экономического эффекта внедрения, определим экономию трудозатрат. Исходя из сведений о временных затратах при бумажном документообороте, самый оптимистичный прогноз трудозатрат на ведение согласования договоров в бумажной форме составит около 20%. Средняя месячная заработная плата сотрудника составляет 9 000 руб. Количество исполнителей ведущих процесс согласования договора 8 человек. Расчет показывает, что внедрение системы позволяет сэкономить **8 чел.*9 000 руб. *20% = 14 400 руб. в месяц.** При общих расходах на внедрение и эксплуатацию в размере **135 000 руб. / 14 400 руб.**, срок окупаемости составит **10 месяцев.**

Представляется существенным фактор неполученной прибыли. Например, в ходе строительства и реконструкции АЗС только для подготовки строительной документации необходимо заключить не менее 15 договоров. Исходя из того что, согласование договоров происходит в разное время и занимает минимум от 3 до 7 дней, в результате срок согласования входит в общее время ввода объекта в эксплуатацию, хотя фактически этап согласования может занимать гораздо меньше времени.

Внедренная система позволит получать аналитическую информацию, которая используется для принятия многих важных управленческих решений. Трудность количественной оценки эффективности инвестиций во многом определяется тем, что некоторые показатели, которые можно назвать косвенными выгодами, например, улучшение качества менеджмента, улучшение качества обслуживания клиентов, большая прозрачность и привлекательность для инвесторов. В дополнение к перечисленным выше косвенным выгодам от внедрения системы можно отнести следующие:

- Повышение эффективности использования ресурсов за счет заблаговременного их планирования,
- Сокращение расходов компании на деятельность, связанную с подготовкой и согласованием договоров
- Осуществление контроля за сроком исполнения документа
- Снижение прямых затрат рабочего времени
- Поддержание принятых регламентов прохождения документов и доступа к ним
- Повышение прозрачности движения документов
- Снижения риска потери потребителей в сфере сбыта из-за низкой скорости прохождения согласования;
- Снижения рисков в результате нарушения финансовых обязательств;
- Ускорение доставки документов до пользователей;
- Повышение качества контроля исполнения документов;
- Ускорение поиска документов в документной базе.



ПРИМЕНЕНИЕ ОТРАБОТАННЫХ МИНЕРАЛЬНЫХ МАСЕЛ КАК СПОСОБ СНИЖЕНИЯ ЛИПКОСТИ БУРОВОГО РАСТВОРА

Э.Д.Мендигужаева

Филиал «Астраханьбургаз» ООО «Бургаз»

Опыт строительства скважин различных категорий и назначений показывает, что технико-экономические показатели проходки скважин зависят не только от применяемого оборудования, типа долота, режима бурения, но и от способа и режима промывки, технологических свойств бурового раствора. Эта зависимость настолько существенна, что в современных условиях бурения выбору параметров промывки и показателей свойств раствора уделяют первостепенное внимание.

Выбор растворов определяется, прежде всего, геологическими условиями проходки скважин. При этом учитывается, что растворы в пределах одного типа (например, ингибированные), могут по-разному влиять на механическую скорость, устойчивость ствола, состояние пристволенной зоны продуктивных пластов и, в конечном счете, на экономические показатели бурения.

Основными функциями промывки бурового раствора является следующее: *разрушать забой, очищать забой от шлама, транспортировать шлам на поверхность, компенсировать избыточное пластовое давление флюидов, предупреждать обвалы стенок скважины, способствовать глинизации стенок ствола скважины, удерживать во взвешенном состоянии компоненты раствора, смазывать бурильный инструмент и оборудование, охлаждать долото, бурильный инструмент и оборудование*

Обычные глинистые растворы на водной основе обладают плохими смазочными свойствами, и даже добавки в раствор до 10% нефти недостаточно эффективны, т.к. нефть не создает достаточно прочной адсорбционной пленки.

Одним из параметров, характеризующих качество и технологичность промывочной жидкости, является показатель липкости – степень смазывающей способности раствора. Для регулирования и поддержания определенных значений показателя липкости буровых растворов в него добавляют различные смазочные вещества и жидкости, обеспечивая тем самым уменьшение коэффициента трения при контакте бурильной колонны со стенками скважины и обсадной колонной.

Буровой раствор, обработанный смазывающими добавками, снижает вероятность прихвата бурильной колонны, обсадной колонны при её спуске в скважину, способствует уменьшению величины крутящего момента на роторе, а, значит, увеличению мощности, передаваемой на долото, повышает износостойкость опоры долота, уменьшает износ бурильной и обсадной колонн.

Наиболее частым видом осложнений являются прихваты бурильной, реже обсадной колонны, которые могут быть вызваны различными причинами. В основном прихваты обусловлены перепадом давления в системе «скважина-пласт», типом и высокой фильтрацией бурового раствора при вскрытии



проницаемых пластов, адгезионными свойствами пород и глинистых корок, пластической деформацией и обвалами пород. Также причинами прихвата могут быть оседание шлама и утяжелителя, наличие сальников, заклинка низа компоновки в зоне сужения, желобов и нерасширенной части ствола скважины, а также от падения посторонних предметов и при ликвидации выброса газа.

При взаимодействии металла бурильных труб с глинистой коркой бурового раствора в случае прихвата проявляются силы трения и адгезии. Это значит, что основой прихвата при перепаде давления являются силы адгезии, которая, как и силы трения, находится в прямолинейной зависимости от удельной нагрузки и увеличиваются с ростом последней.

Одним из основных мероприятий по предупреждению прихватов является поддержка липкости глинистой корки не более 1,5г/см² (на практике липкость замеряется тангенсом угла в пределах до 0,176 усл. ед.) за счет ввода смазочных добавок, расход которых составляет: нефти 8-10% при плотности раствора 1300кг/м³ и до 20% при плотности 2000кг/м³. Основными реагентами уменьшения липкости буровых растворов являются сырая нефть и графит. К тому же они самые дешевые и просты в применении. При доведении содержания нефти в растворе до 10% снижается коэффициент трения между трубами и фильтрационной коркой, уменьшается опасность прихватов, повышается эффективность работы долота, снижаются гидравлические сопротивления, но в то же время нефть малоэффективна как противоизносная добавка, особенно в области высоких контактных давлений и при высоких температурах. К недостаткам нефти относятся: *высокая температура замерзания (от -10 до +5 в зависимости от содержания парафина); низкие противоизносные свойства; высокая пожароопасность; расход стратегического сырья.*

Смазочные добавки должны удовлетворять следующим требованиям:

- *адсорбироваться на металлических поверхностях с образованием реологически пластичного или полупластичного их состояния с высоким пределом их текучести;*
- *сохранять свои основные свойства во всем диапазоне температур и pH, в которых находится буровой раствор;*
- *не растворяться в водной среде;*
- *не подвергаться гидролизу или реакциям разложения в водной среде,*
- *не оказывать отрицательного воздействия на параметры бурового раствора и проницаемость продуктивного пласта*

В последнее время появились смазывающие добавки на основе растительных и органических соединений. Эффективность их применения по сравнению с нефтью и графитом невелика, но стоимость их значительно выше. Поэтому задача снижения липкости бурового раствора по-прежнему может быть ориентирована на поиск и применение агента, имеющего такое же воздействие на липкость бурового раствора и имеющее такое же преимущество, как по цене, так и по простоте применения на практике как нефть и



графит.

Исходя из того, что в глинистых растворах высокую смазочную способность (в 2,5-4 раза больше нефти) проявляет талловое масло, окисленный петролатум (смад-1), гудроны от переработанных растительных масел (СГ-1), а также учитывая всё вышеизложенное, родилась идея в качестве смазывающего реагента применить отработанное минеральное масло.

В лаборатории филиала «Астраханьбургаз» были проведены опыты на его влияние на параметры бурового раствора.

Для анализа были взяты буровые растворы со скв. №№720 и 2090 при разбуривании терригенных пород. Проведенные испытания дали следующие результаты (см. таблицу 1):

Таблица 1.

№ пп	Буровые растворы	Р, кг/м ³	УВ, сек	В, см ³	К, мм	рН, у.е.	СНС, мг/см ²	Липкость Усл. ед	Примечание
1	Исх.р-р скв.720	1280	34	6,6	1,5	8,5	53/62	0,1	
2	Исх.р-р +10%нефти	1240	30	6,8	2,0	7,5	29/58	0,087	Плотность снизилась на 0,04
3	Исх.р-р +2%отр.масл	1280	31	5,4	1,0	7,5	52/62	0,087	Водоотд и корка снизились
4	Исх.р-р.скв 720	1230	85	4,6	2,5	7,5	72/82	0,16	Раствор пухлый
5	Исх.р-р+ 10%нефти	1170	108	6,4	2,5	8	72/92	0,087	Раствор пухлый
6	Исх.р-р+ 2%отраб.масл	1260	40	5,0	1,5	8	72/91	0,087	Уплотнение р-ра, сниж-е вязкости
7	Исх.р-р скв.2090	1310	100	3,0	0,5	7,0	96/128	0,087	
8	Исх.р-р+ 10%нефти	1240	59	1,6	0,5	7,0	48/125	0,053	Треб. барит для повышения уд.веса на 0,05г/см ³
9	Исх.р-р+ 2% отраб.масла	1290	58	3,2	1,0	7,0	24/125	0,053	Параметры соотв. ГТН
10	исх.р-р скв.2090	1290	130	3,0	1,0	7,5	101/150	0,1	
11	Исх.р-р+ 10% нефти	1220	43	2,0	0,5	7,5	21/106	0,07	
12	Исх.р-р+2% отраб.масла	1280	35	2,6	0,5	7,5	10/101	0,07	

Из таблицы видно, что введение 2% отработанного минерального масла соответствует вводу 10% нефти к объему бурового раствора и практически не



меняет параметров бурового раствора и улучшает показатели липкости корки.

Проведенные в 2004-2005гг. промышленные испытания при бурении терригенно-карбонатных образований на скв. №№720, 2090, 4429, 718, 221, 6833, 829 Астраханского газоконденсатного месторождения с регулированием показателя липкости бурового раствора посредством введения в него отработанного минерального масла высветили целый ряд преимуществ перед обработками нефтью, основным из которых является отсутствие необходимости в дальнейшем заниматься обработкой раствора с целью восстановления его параметров.

Дело в том, что ввод нефти в буровой раствор производится значительными объемами, что приводит к целому ряду негативных факторов, как в реологии самого бурового раствора, так и по технологическим аспектам. Буровой раствор после введения нефти имеет повышенное значение вязкости, СНС, теряет плотность, как от самой нефтяной добавки, так и от жидких реагентов, вводимых для приведения значения вязкости и СНС к исходным проектным величинам, иногда возникает необходимость утяжеления раствора.

Дополнительные работы, связанные с вводом нефти и последующей обработкой бурового раствора требуют значительных затрат и времени. Ввод в раствор в качестве смазывающей добавки отработанного минерального масла эту проблему исключает. Во-первых, это масло ничего не стоит, во-вторых, добавка осуществляется в малых дозах и не приводит к изменению реологических показателей раствора, уменьшая при этом его липкость.

Экономия от использования отработанных масел для снижения липкости буровых растворов складывается из:

- 1). *возможных затрат на химреагенты, необходимых для восстановления проектных значений параметров бурового раствора после его обработки сырой нефтью с целью снижения липкости;*
- 2). *возможных затрат на доставку этих реагентов на буровые (эта сумма определяется путем введения коэффициента удорожания в цены химреагентов);*
- 3). *затрат на работу бригады и бурового оборудования по обработке раствора после введения нефти, облегчения бурового раствора и значительного ухудшения его параметров;*
- 4). *затрат связанных с необходимостью разогрева нефти ППУ в осенне-зимний период и ее доставки на буровые.*

Таким образом, предлагаемый способ контроля и регулирования липкости бурового раствора, опробованный на целом ряде скважин АГКМ за последние два года и давший положительные результаты, дает решение, приводящее к улучшению технологической составляющей буровых растворов при минимальных затратах как по времени, так и по материалам:

1. получены отличные показатели липкости буровых растворов;
2. улучшены технологические составляющие растворов;



3. уменьшены сроки обработки раствора;
4. исключена необходимость завоза, хранения и подогрева нефти перед ее вводом;
5. исключается опасность возгорания обильной пены, образующейся на поверхности раствора в емкостях циркуляционной системы;
6. и, главное, исключается необходимость проведения дополнительной обработки раствора, а значит, исключаются значительные затраты, связанные с последующим утяжелением раствора и стоимостью используемых при обработке химреагентов.

Данная технология регулирования величины липкости буровых растворов на скважинах Астраханского газоконденсатного месторождения продолжает успешно применяться и в настоящее время на всех скважинах при бурении терригенных отложений и ограничена фактически только необходимым для этого объемом «отработки».

На дизельных буровых и ПТТИСТ ф. АБГ скапливалось большое количество отработанного масла, вывоз и утилизация которого отнимали много времени и средств (см. таблицу 2)

Таблица 2.

Количество отработанного минерального масла по буровым ф. АБГ за год работы октябрь 2004г по октябрь 2005г.

№ пп	Наименование оборудования	4Э (4шт) Бурение	4Э (4шт) КРС	1шт	ЮНОК-500-2шт	АФ-500-1шт	АФ-400-1шт
1	Лебедка	1600 л	1600л	400л	320л	400л	400л
2	Ротор	140л	140л	35л	70л	35л	35л
3	Вертлюг	320л	320л	80л	180л	-	90л
4	Насосы	6000л	-	2250л	4500л	1500л	1500л
5	Аварийная э/станция	200	200л	50л	-	-	50л
6	Коробка скоростей	4320л	4320л	1080л	2160л	1080л	1080л
7	Дизель-генератор (привод)	-	-	820л	5040л	2520л	-
8	Ключ КБГ-2	-	-	-	280л	-	-
9	Итого по буровым	12580л	6580л	4715л	12550л	5535л	3155л

ИТОГО по филиалу 45 115л.

Получаемая экономия от замены всех видов смазывающих добавок «отработкой» приносит большой экономический эффект, улучшает и облегчает всю работу по контролю и регулированию параметров бурового раствора и поэтому должна быть изучена и испытана в большом диапазоне применения как по районам с различной литологией, так и по объемам использования.

Сбор, изучение и анализ обширного накопленного материала в свою очередь приведёт к совершенствованию технологии применения отработанных минеральных масел в буровом растворе в качестве реагента регулирования липкости, позволит с достаточной точностью прогнозировать результаты обработок раствора и повысить технологичность всего процесса регулирования липкости раствора (его смазывающей способности).



ПРИМЕНЕНИЕ МАТЕМАТИЧЕСКОГО АППАРАТА НЕЙРОННЫХ СЕТЕЙ ДЛЯ РАСЧЕТА ЭФФЕКТИВНОСТИ ГТМ

Е.А. Меркурьев

ПЕ «Север» ОАО «Оренбургнефть»

На сегодняшний день остро стоит проблема точного определения эффективности ГТМ. Для решения этой проблемы необходим метод, который был бы нечувствителен к погрешности определения входных данных и требовал минимального количества скважин, на которых проводился ГТМ. Данным требованиям удовлетворяет алгоритм расчета эффективности ГТМ, основанный на математическом аппарате нейронных сетей.

Нейронные сети (НС), или, точнее, искусственные нейронные сети (ИНС), представляют собой технологию, берущую свое начало во множестве дисциплин: нейрофизиологии, математике, статистике, физике, компьютерных науках и технике. Они находят свое применение в таких разнородных областях, как моделирование, анализ временных рядов, распознавание образов, обработка сигналов и аппроксимация практически любой функции. Точная аппроксимация функций определило нейронные сети как инструмент для расчета эффективности ГТМ, так как расчет эффективности ГТМ сводится к нахождению функции вида:

$$y = f(x_1, x_2, x_3 \dots x_n) \tag{1}$$

где y – эффект от проведения мероприятия,

$x_1, x_2, x_3 \dots x_n$ – параметры скважины до проведения мероприятия (проницаемость, мощность пласта, вязкость жидкости и т.д.).

Нейронная сеть представляет собой набор нейронов связанных между собой. Схема нейрона представлена на рисунке 1.

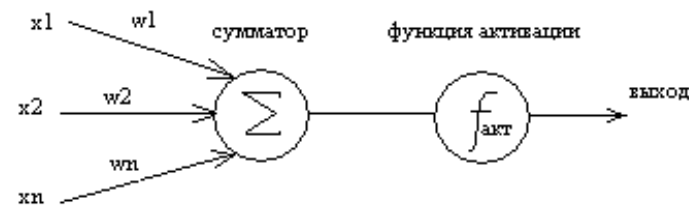


Рисунок 1. Схема ИНС, состоящая из одного нейрона.

На нейрон подается входной вектор $(x_1, x_2, x_3 \dots x_n)$, который умножается на транспонированный вектор весовых коэффициентов $(w_1, w_2, w_3 \dots w_n)$, на выходе получаем значение активационной функции в зависимости от значения умножения вектора весов и входного вектора.

Математически модель нейрона выглядит следующим образом:

$$y_{out} = f_{акт} \left(\sum_{i=1}^n w_i x_i \right) \quad (2)$$

Таким образом, уравнение (2) полностью удовлетворяет условию (1).

Для более точной аппроксимации функций используются ИНС с несколькими слоями и большим количеством нейронов (рисунок 2).

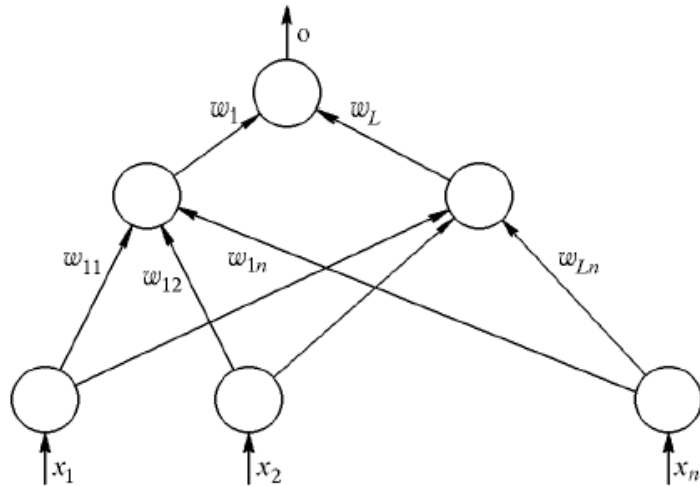


Рисунок 2. Двухслойная нейронная сеть.

Для двухслойной сети уравнение (2) будет выглядеть следующим образом:

$$y_{out} = F_{акт} \left(\sum_{i=1}^n W_i f_{акт} \left(\sum_{j=1}^m w_j x_j \right) \right) \quad (3)$$

где $F_{акт}$ – функция активации нейронов выходного слоя,
 W_i – веса нейронов выходного слоя,
 $f_{акт}$ – функция активации нейронов скрытого слоя,
 w_j – веса нейронов скрытого слоя,
 x_j – входной вектор.

Теперь для решения задачи нахождения эффективности ГТМ необходимо найти такие значения W_i и w_j , которые при любых входных векторах на выходе давали бы точное значение параметров скважины после ГТМ.

Существует множество методов нахождения весовых коэффициентов W_i и w_j , рассмотрим наиболее простой и распространенный – метод обратного

распространения ошибки (градиентный алгоритм, метод наискорейшего спуска). Этот метод относится к группе методов обучения сети с учителем, так как для процесса обучения необходимы исходные значения, обучение прекращается, при достижении заданной погрешности между расчетными и фактическими значениями.

Рассмотрим математический аппарат обучения на примере простой сети, содержащей один нейрон (рисунок 1).

Пусть функция активации будет сигмоидального типа и имеет следующий вид:

$$y_{out} = \frac{1}{1 + e^{-w^T x}} \quad (4)$$

где $x = (x_1, x_2, x_3, \dots, x_n)$ – входной вектор,

w^T – транспонированный вектор весовых коэффициентов.

Сигмоидальная функция выбрана из-за того, что она усиливает слабые сигналы и предотвращает насыщение сети.

Для обучения будем использовать следующую выборку

$$x^1 = (x_1^1, x_2^1, x_3^1, \dots, x_n^1), y^1;$$

$$x^2 = (x_1^2, x_2^2, x_3^2, \dots, x_n^2), y^2;$$

$$x^3 = (x_1^3, x_2^3, x_3^3, \dots, x_n^3), y^3;$$

$$x^N = (x_1^N, x_2^N, x_3^N, \dots, x_n^N), y^N;$$

где y^N – значение желаемого выхода.

В качестве функции ошибки для N – го образца примем величину, пропорциональную квадрату разности желаемого выхода и выхода сети.

$$E_n = \frac{1}{2} (y^n - y_{out})^2 = \frac{1}{2} (y^n - y(w^T x))^2 = \frac{1}{2} \left(y^n - \frac{1}{1 + e^{w^T x}} \right)^2 \quad (5)$$

Соответственно, суммарная функция ошибки по всем элементам выборки:

$$E = \sum_{n=1}^N E_n \quad (6)$$

Из (5) видно, что E как и E_n является функцией векторов сети w . И, следовательно, задача обучения сети сводится к нахождению такого w , при котором достигается минимум E . Данную задачу можно решить градиентным методом, используя соотношение

$$w = w - \eta E'_n(w) \quad (7)$$

где $E'_n(w)$ – вектор градиент,

η – некоторая константа (коэффициент обучения сети)

Представляя вектор ошибки в развернутом виде и, учитывая, выражение для функции сигмоидного типа, получим:



$$E'_n(w) = \frac{d}{dw} \left(\frac{1}{2} \left(y^n - \frac{1}{1 + e^{-w^T x}} \right)^2 \right) = -(y^n - y_{out}) y_{out} (1 - y_{out}) x \quad (8)$$

Это дает возможность записать алгоритм коррекции вектора весовых коэффициентов в форме:

$$w = w + \eta (y^n - y_{out}) y_{out} (1 - y_{out}) x \quad (9)$$

Полученные математические выражения полностью определяют алгоритм обучения нейронной сети, который может, представлен в следующем виде:

1. Задаются некоторые η ($0 < \eta < 1$), E_{max} и малые случайные веса w_i
2. Задаются $E=0$ и $n=1$.
3. вводится обучающая пара (x , y^n) и вычисляется величина выхода сети

$$y_{out} = \frac{1}{1 + e^{-w^T x}}$$

4. Обновляются веса $w = w + \eta (y^n - y_{out}) y_{out} (1 - y_{out}) x$
5. Корректируется значение ошибки
6. Если $n < N$, тогда $n = n + 1$ и переход к шагу 3, если $n = N$, то переход к пункту N^o7.
7. Завершение цикла обучения, если $E < E_{max}$, то окончание процесса обучения. Если $E \geq E_{max}$, то начинается новый цикл обучения и переход к шагу 2.

Для нейронной сети со скрытым слоем, функция ошибки зависит уже от весов скрытого и выходного слоя.

Выход двухслойной сети можно описать следующим выражением:

$$Y_{out} = \frac{1}{1 + e^{-W^T y_{out}}} \quad , \quad (10)$$

где W – вектор весов выходного слоя, y_{out} – вектор выходов нейронов скрытого слоя с функциями активации

$$y^n_{out_i} = \frac{1}{1 + e^{-w_i^T x}}$$

w_i обозначает вектор весов, связанных с i -м скрытым нейроном, $i=1, 2, \dots, L$.

Правило корректировки весов в рассматриваемой НС также основано на минимизации квадратичной функции ошибки градиентным методом на основе выражений:

$$\begin{aligned} W &= W - \eta \frac{\partial E_k(W, w)}{\partial W} \\ w_i &= w_i - \eta \frac{\partial E_k(W, w)}{\partial w_i} \end{aligned} \quad (11)$$



где $\eta = \text{const}$ – коэффициент скорости обучения ($0 < \eta < 1$), $i=1, 2, \dots, L$.

Используя правило дифференцирования для сложной функции и выражение для производной сигмоидной функции активации, получим:

$$\frac{\partial E_k(W, w)}{\partial W} = \frac{1}{2} \frac{\partial}{\partial W} \left(y^n - \frac{1}{1 + e^{-W^T y^n_{out}}} \right)^2 = -(y^n - Y^n_{out}) Y^n_{out} (1 - Y^n_{out}) y^n_{out},$$

откуда следует

$$W = W + \eta (y^n - Y^n_{out}) Y^n_{out} (1 - Y^n_{out}) y^n_{out} = W + \eta \delta_n y^n_{out} \quad , \quad (12)$$

где

$$\delta_n = (y^n - Y^n_{out}) Y^n_{out} (1 - Y^n_{out})$$

поступая аналогично, найдем

$$\frac{\partial E_k(W, w)}{\partial w_i} = -(y^n - Y^n_{out}) Y^n_{out} (1 - Y^n_{out}) W_i y^n_{out_i} (1 - y^n_{out_i}) x^n$$

откуда получаем

$$w_i = w_i + (y^n - Y^n_{out}) Y^n_{out} (1 - Y^n_{out}) W_i y^n_{out_i} (1 - y^n_{out_i}) x^n$$

или

$$w_i = w_i + \eta \delta_n W_i y^n_{out_i} (1 - y^n_{out_i}) x^n \quad . \quad (13)$$

Алгоритм обучения может быть теперь представлен в виде следующих шагов

1. Задаются некоторые η ($0 < \eta < 1$), E_{max} и некоторые малые случайные веса w_i и W_i сети.
2. Задаются $n=1$ и $E=0$.
3. Вводится очередная обучающая пара (x^k, y^k) и вычисляется величина выхода сети:

$$Y_{out} = \frac{1}{1 + e^{-W^T y_{out}}}$$

где W – вектор весов выходного нейрона, y^n_{out} – вектор выходов нейронов скрытого слоя с элементами

$$y^n_{out_i} = \frac{1}{1 + e^{-w_i^T x}}$$

w_i обозначает вектор весов, связанных с i -м скрытым нейроном, $i=1, 2, \dots, L$.

4. Производится корректировка весов нейронов выходного слоя:

$$W = W + \eta \delta y_{out}$$

5. Корректируются веса нейронов скрытого слоя:

$$w_i = w_i + \eta \delta W_i y_{out_i} (1 - y_{out_i}) x, \quad i=1, 2, \dots, L.$$

6. Корректируется (нарашивается) значение функции ошибки:

$$E = E + \frac{1}{2} (y - y_{out})^2$$

Если $n < N$, тогда $n = n + 1$ и переход к шагу 3, в противном случае переход на шаг 7

7. Завершение цикла обучения. Если $E < E_{\max}$, то окончание всей процедуры обучения. Если $E \geq E_{\max}$, тогда начинается новый цикл обучения переходом к шагу 2.

Рассмотренная процедура может быть легко обобщена на случай сети с произвольным количеством слоев и нейронов в каждом слое. В данной процедуре сначала происходит коррекция весов для выходного нейрона, а затем – для нейронов скрытого слоя, т.е. от конца сети к её началу. Отсюда и название – обратное распространение ошибки.

На основе алгоритма обратного распространения ошибки была создана программа «Нострадамус», которая рассчитывает эффективность ГТМ, исходя из параметров скважины до проведения мероприятия. Для обучения нейронной сети формируется выборка в виде таблицы из определяемого параметра – y (например, коэффициент продуктивности после ГТМ) и характеристик скважины до проведения ГТМ – x_1, x_2, \dots, x_k (мощность пласта, расчлененность, глинистость и т.д.). Затем происходит процесс обучения, в ходе которого настраиваются веса W и w .

После того как веса W и w рассчитаны с заданной точностью, можно перейти к прогнозу. Задаются характеристики скважины, на которой запланировано ГТМ, – x_1, x_2, \dots, x_k и программа, используя полученные ранее веса W и w , рассчитывает эффективность ГТМ.

Данная программа использовалась для расчета эффективности большеобъемной кислотной обработки призабойной зоны (БОПЗ) на месторождениях Оренбургской области.

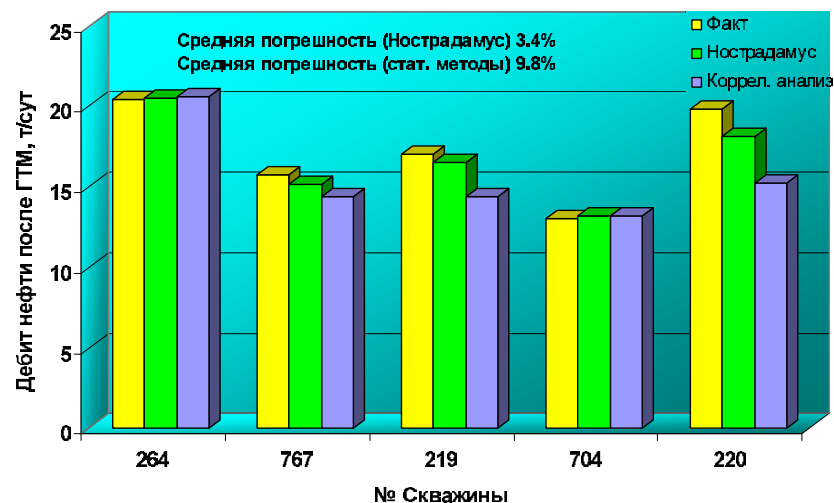


Рисунок 3. Сопоставление фактического дебита нефти после БОПЗ с расчетными значениями.

В качестве рассчитываемого параметра брался дебит нефти после БОПЗ, а исходными данными служили дебит жидкости и нефти до проведения обработки, мощность пласта в скважине и накопленная добыча нефти.

Для определения точности полученной модели сравнивались фактические данные, полученные после проведения БОПЗ с расчетными. Также для сравнения алгоритма обратного распространения ошибки с другими методами, эффективность БОПЗ рассчитывалась с помощью уравнения регрессии, коэффициенты которого определялись, исходя из корреляционного анализа. Полученные результаты представлены на рисунке 3. При сравнении расчетного дебита нефти с фактическим средняя погрешность составила 3,4 %, в то время для корреляционного анализа погрешность равна 9,8%.

Высокая точность расчетов доказывает принципиальную возможность использования нейросетевых алгоритмов для расчетов эффективности ГТМ. Также к достоинствам ИНС можно отнести простоту алгоритма, возможность расчета одновременно нескольких параметров, то есть сеть имеет не один, а несколько выходов (например, рассчитывается коэффициент продуктивности скважины и обводненность после ГТМ). Для обучения сети достаточно выборки состоящей из 6-7 элементов. Данные для расчета строго не определены и поэтому для исходной выборки можно использовать наиболее достоверные из них, например дебит нефти, жидкости, продуктивность и т.д.



МИНИМИЗАЦИЯ РАСХОДА ТЕХНИЧЕСКОЙ ВОДЫ НА ОХЛАЖДЕНИЕ КОНДЕНСАТОРОВ ТУРБИН К-150-130 БЛОКОВ СТ.6-11 И ПГУ-170 С УЧЕТОМ ТОПЛИВНОЙ И ВОДНОЙ СОСТАВЛЯЮЩЕЙ

А.В.Мироненко

Филиал «Невинномысская ГРЭС» ОАО «ОГК-5»

Основным экономическим показателем работы электростанции является себестоимость отпускаемой электроэнергии, в которой 65-70% составляет топливная составляющая и 5-8% составляющая водного налога. Налогоплательщиками водного налога признаются организации, осуществляющие забор воды из водных объектов. Забор воды из открытых водных объектов на тепловых электростанциях направлен на охлаждение конденсаторов турбин для создания разрежения в конденсаторе с целью увеличения термического коэффициента полезного действия (КПД) и снижения затрат на топливо. Топливная составляющая себестоимости отпускаемой электроэнергии напрямую зависит от величины термического КПД паротурбинных установок. Термический КПД для паротурбинных установок без учета отборов пара на регенерацию показывает, какая часть подведенной к турбине тепловой энергии пара теоретически может быть превращена в механическую энергию вращения ротора.

Для повышения термического КПД турбоустановки необходимо стремиться к уменьшению давления и температуры пара на выходе из турбины. Поэтому современные паровые турбины работают с глубоким разрежением (оптимальный вакуум для турбоагрегатов, по принципу минимизации затрат на топливо, составляет 96,5%) за последней ступенью, которое создается за счет конденсации отработавшего пара в специальном теплообменнике - конденсаторе. Охлаждающей средой в конденсаторе является вода, подаваемая из открытых водных объектов с кратностью охлаждения 50-70 м³ охлаждающей воды на тонну пара, направляемого в конденсатор. При данной кратности охлаждения расход охлаждающей воды на конденсаторы турбоагрегатов мощностью 150-300 МВт составляет от 15 тыс.м³ до 40 тыс.м³ в час в зависимости от температуры охлаждающей воды и расхода пара в конденсатор, который прямо пропорционален электрической нагрузке турбогенератора. При этом удельный расход охлаждающей воды на выработку

1 МВтч составляет 11—130 м³/МВтч, а удельная стоимость потребляемой охлаждающей воды на выработку 1 МВтч на примере филиала «Невинномысская ГРЭС» ОАО «ОГК-5» 53-62 руб/МВтч.

При существующих размерах ставки платы водного налога и стоимости топлива возникает ситуация, при которой при определенных расходах охлаждающей воды экономичнее затратить больше топлива, чем использовать дополнительную величину охлаждающей воды.

Предлагается для снижения себестоимости производства электроэнер-



гии разработать каждой электростанции программу по оптимизации расхода охлаждающей воды через конденсаторы турбин. Целью данной программы является достижение минимальной суммарной стоимости топлива и охлаждающей технической воды при изменении ее расхода при неизменной мощности энергоблока. Методика оптимизации заключается в расчете суммарных затрат на топливо и воду. С увеличением расхода охлаждающей воды расход топлива снижается и, наоборот, при снижении расхода охлаждающей воды расход топлива увеличивается. Характерной величиной, характеризующей расход топлива и технической воды, является давление (вакуум) в конденсаторе турбин. Смоделировать изменение расхода охлаждающей воды и вакуума в конденсаторе турбин возможно путем изменения температуры охлаждающей технической воды на выходе из конденсатора турбины и определения температурного напора конденсатора, эмпирическая зависимость которого получена на основе испытаний.

Нахождение минимальных затрат на топливо и воду при оптимальном расходе охлаждающей воды производится с помощью стандартной математической процедуры зависимости суммарной стоимости топлива и охлаждающей воды от расхода охлаждающей воды. Расход топлива и технической воды определяется по нормативным характеристикам энергоблоков, разработанным на основе испытаний.

При этом наблюдается увеличение давления в конденсаторе турбин (снижение вакуума) и, как следствие, увеличение расхода топлива по сравнению с режимом до оптимизации. Уменьшение расхода охлаждающей воды при учете ее стоимости приводит к снижению суммарной стоимости топлива и воды до 3 тыс.рублей в час. Следует отметить, что экономический эффект тем выше, чем выше температура исходной воды и ниже стоимость топлива, что наблюдается в летний период времени. Техническим ограничением оптимизации является минимально возможный вакуум (92%).

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ ПРИНЦИПОВ ЦЕНООБРАЗОВАНИЯ В ГАЗОСНАБЖЕНИИ

С.А.Мордвинова

Тюменское УМГ ООО «Сургутгазпром»

В конкурентной среде определение цены продукции (работ, услуг) происходит в результате свободного взаимодействия спроса и предложения. Функционирование рыночного механизма ценообразования нарушается при монопольном положении предприятия на товарном рынке, в том числе при естественном монополизме отдельных видов деятельности предприятия. В этом случае, согласно антимонопольному законодательству, производится государственное регулирование цен и тарифов. В России оно осуществляется по этапам приращения стоимости при перемещении газа от места добычи до конечного потребителя. Для конечного потребителя (юридического

или физического лица) на границе раздела газораспределительных сетей и сетей конечного потребителя цену формируют оптовая цена на газ, тариф на услуги по его транспортировке по газораспределительным сетям, плата за снабженческо-сбытовые услуги. Если конечный потребитель присоединен непосредственно к системе магистрального газопроводного транспорта, цена на газ складывается из оптовой цены и платы за снабженческо-сбытовые услуги.

Оптовая регулируемая цена, то есть цена на выходе из магистрального трубопровода, включает расходы и прибыль, обусловленные добычей, подготовкой, хранением, транспортировкой газа по магистральным сетям, и определяется в соответствии с «Временной методикой по расчету оптовой цены газа...». Методики расчета элементов себестоимости оптовой цены по отдельным производственным процессам действуют как внутренние нормативные документы субъекта регулирования.

Исходными данными для расчета всех регулируемых ценовых ставок на период, в соответствии с «Основными положениями формирования и государственного регулирования цен на газ и тарифов на услуги по его транспортировке на территории Российской Федерации ...», являются:

1) расчетный объем продукции (услуг), определяемый исходя из утверждаемого в установленном порядке баланса добычи и реализации газа в Российской Федерации;

2) расчетный суммарный объем выручки, необходимой для компенсации расходов и обеспечения самофинансирования.

Такой порядок расчета тарифов представляет собой схему «целевого ценообразования» или «ценообразование по методу полных издержек», и состоит в получении необходимой суммы прибыли, распределяемой на объем реализации как надбавка к себестоимости продукции, которая рассчитывается на базе сложившихся расходов и обоснования их изменений. Создана ситуация, в которой у регулируемых субъектов газоснабжения экономное расходование ресурсов в процессе хозяйствования не входит в состав основных задач управления производством по причине гарантированности возмещения всех расходов и поступления прибыли.

Доходы и включаемые в себестоимость продукции (работ, услуг) газоснабжения затраты в соответствии с требованиями Постановления Правительства РФ от 29 декабря 2000 г. № 1021 группируются по отдельным видам деятельности, называемым операционными сегментами, которые представлены «Добычей», «Переработкой», «Хранением», «Транспортировкой» и «Поставкой газа».

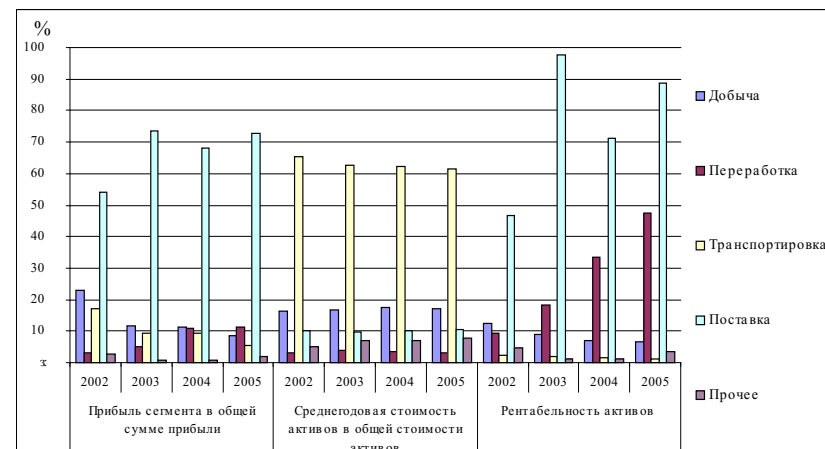


Рис. 1. Анализ прибыли и рентабельности сегментов газоснабжения ОАО «Газпром» за период 2002-2005 гг.

Анализ доходов и рентабельности активов операционных сегментов за период 2002-2005 гг. показывает, что основная прибыль формируется в операционном сегменте «Поставка газа» и составляет около 70% общей суммы, получаемой Газпромом прибыли, при этом стоимость активов в суммарной стоимости активов составляет только десятую часть активов предприятия. Рентабельность активов операционного сегмента «Поставка газа» превышает 70%, рентабельность активов транспорта газа составляет 1-2%, это минимальное значение показателя в цепи газоснабжения. Аккумуляция средств для финансирования значительной части расходов, связанных с добычей, подготовкой, переработкой, хранением и магистральной транспортировкой газа: на техническое перевооружение, реконструкцию, капитальный ремонт основных фондов и развитие компании, – происходит у головной компании ОАО «Газпром», основным видом деятельности которой является «Поставка газа».

Такая ситуация обусловлена действием Федерального закона «О газоснабжении в Российской Федерации», который допускает оказание услуг предприятиям, входящим в Газпром, по внутренним трансфертным ценам, устанавливаемым исходя из целей обеспечения потребностей финансирования отдельных операционных сегментов. Принятый порядок проведения межсегментных расчетов и централизованного определения направлений капиталовложений предоставляет возможность маневрирования доходностью сегментов газоснабжения.

Для независимых организаций стоимость услуг по транспортировке 1000 м³ газа на расстояние 100 км утверждается Постановлением ФЭК до расчета оптовой цены на газ. «Искусственно» заниженная рентабельность



деятельности по транспортировке собственного газа привела к тому, что себестоимость газа, принадлежащего независимым организациям, на выходе из магистрального трубопровода оказывается выше себестоимости газа собственника единой системы газоснабжения (ЕСГ).

В результате действия вышеприведенных факторов ценовая конкурентоспособность газа предприятий, не входящих в монопольное объединение, оказывается не достаточной для повышения эффективности работы предприятий монопольного объединения.

Кроме того, для независимых производителей газа существует риск отказа в доступе к ЕСГ, поскольку открытая информация о загруженности газопроводов отсутствует, она известна только собственнику ЕСГ в лице его технологического оператора – Центрального производственно-диспетчерского управления, действующего на основании внутренних документов ОАО «Газпром». Для обеспечения гарантии сбыта своей продукции независимые добывающие компании заключают с собственником ЕСГ договоры об оптовой продаже ему газа. Реализация газа производится также ближайшим потребителям, что в условиях высокой территориальной концентрации месторождений – 77,5% разведанных запасов газа сосредоточено в Западной Сибири, более 93% добычи производится на севере Западной Сибири в Надым-Пур-Тазовском районе, – создает избыток предложения газа в районах добычи, снижая его рыночную цену и экономическую эффективность производства.

Цена газа на зарубежных рынках в несколько раз выше внутрироссийских продаж. Экспорт газа независимых производителей зачастую оказывается экономически нецелесообразным: стоимость услуг по транспортировке делает их газ неконкурентоспособным и на внешнем рынке. К этому следует добавить ограниченную пропускную способность экспортных выходов.

Совокупность описанных факторов объясняет причину того, что независимые производители, имея лицензии на разработку 30% распределенных запасов газа, в настоящее время не вводят их промышленную эксплуатацию, добывая лишь около 10% общероссийского объема. Учитывая рост потребления газа на российском рынке – по прогнозам Министерства энергетики к 2020 г. на 20% выше нынешнего уровня, – это создает угрозу энергетической безопасности страны.

Таким образом, сложилась ситуация при которой для полного удовлетворения спроса на газ требуется увеличение добычи газа, пропускной способности газотранспортных магистралей, строительства объектов инфраструктуры, ориентированных на предоставление в полном объеме услуг не только собственнику ЕСГ, но и независимым производителям. Для финансирования проектов развития и обновления основных фондов газоснабжения, развития транспортных мощностей поступлений от продажи газа на внутреннем рынке по регулируемым ценам и доходов от оказания услуг сторонним организациям не достаточно. В настоящее время источниками инвестиций являются прибыль от экспортных операций и займы, полученные в финансово-кредитных учреждениях.



Причина сложившегося положения в газовой отрасли видится в порядке государственного регулирования цен и тарифов на услуги газоснабжения и организации взаимоотношений между собственником ЕСГ и независимыми производителями. В основе ликвидации проблем, обусловленных монополизацией отрасли в лице одного предприятия, лежит создание условий для построения конкуренции среди потенциально конкурентных видов деятельности, к которым относятся «Добыча», «Переработка», «Хранение», «Сбыт». Конкуренция возможна в экономической среде равноправных отношений всех предприятий отрасли. Основой формирования конкуренции должны стать общие для всех участников газоснабжения условия работы:

отмена трансфертного ценообразования, применение единых тарифов на услуги сферы естественного монополизма;

предоставление свободного доступа к информации о загрузке сетей транспортировки газа и предоставление услуг по транспортировке газа вне зависимости от принадлежности пользователей к собственнику ЕСГ;

введение экспортных пошлин, обеспечивающих выравнивание доходности поставок на внутреннем и внешнем рынках.

Следствием применения единого транспортного тарифа станет рост себестоимости газа собственника ЕСГ на этапе выхода из системы магистрального трубопровода и убыточность поставок лимитным получателям. Компенсационными мерами для потребителей газа, входящих в их число, должны стать государственные дотации. Источником финансирования фонда государственных дотаций - введенные экспортные пошлины.

Все виды деятельности цепи газоснабжения: добычу и подготовку газа, переработку газа, транспортировку по магистральным трубопроводам, хранение, диспетчеризацию потоков, газораспределение, сбыт, - выделяются в качестве отдельных операционных сегментов *не только учета затрат, но и формирования прибыли*. В результате у хозяйствующих субъектов конкурентных сфер газоснабжения будет поставлена задача оптимизации затрат на производство.

В целях повышения экономической эффективности работы предлагаем следующие принципы построения и функционирования системы управления затратами в транспорте газа:

– распространение функций управления затратами на все уровни организационной структуры предприятия;

– использование конструкторско-технологической структуры продукции в качестве основы управления затратами;

– совершенствование и применение обоснованных практикой норм расхода материальных ресурсов, выявление и устранение излишних затрат;

– ограничение круга издержек затратами, связанными с осуществлением производственно-хозяйственных функций предприятия, исключение непроизводительных расходов из состава себестоимости продукции;

– стимулирование участников производственного процесса к повышению эффективности производства на основе внедрения системы мотиваций по



оптимизации расходов ресурсов;

– проведение обязательной предварительной и последующей оценок эффективности мероприятий по мобилизации резервов снижения и оптимизации затрат.

Другая ситуация в сегменте естественного монополизма утверждение тарифов на услуги транспортировки газа должны производить государственные регулирующие органы. *В основу ценообразования следует положить учет и анализ затрат* с их группировкой по центрам затрат и по центрам ответственности, выделенных в соответствии с конструкторско-технологической структурой, эксплуатируемым оборудованием, последовательностью и соподчиненностью организационных и производственных единиц.

Анализ затрат по центрам затрат, т.е. местам их физического возникновения, служит определению резервов повышения экономической эффективности в результате выявления особенностей технологического процесса предприятия в сравнении с аналогичными производствами, ликвидации функциональных излишеств и совершенствования технологической структуры производства. Данные о затратах по центрам затрат следует использовать для принятия решений: о переходе на применение других материалов, о замене и модернизации оборудования, об изменении организации взаимодействия подразделений и др.

Информации о затратах по центрам ответственности необходима для контроля за расходом ресурсов, для распространения передового опыта в сфере управления затратами на предприятии, для организации механизма стимулирования экономного расходования ресурсов.

В результате проведения предлагаемых преобразований в газоснабжении увеличится число участников газового рынка. Конкуренция будет способствовать росту требований к качеству управления издержками на предприятиях в целях обеспечения и повышения экономической эффективности работы.

РЕКОНСТРУКЦИЯ СИСТЕМ МЕТАНОЛЬНЫХ УСТАНОВОК МГ, ОДРИЗАЦИОННЫХ СИСТЕМ И СИСТЕМ СБОРА КОНДЕНСАТА ГРС

А.В.Новосельцев

Филиал ООО «Волготрансгаз» Приокское ЛПУМГ

Реконструкция систем метанольных установок МГ

1.Метанольные установки, эксплуатирующиеся на магистральных газопроводах, являются сосудами, работающими под давлением. При их эксплуатации, в соответствии с «Правилами устройства и безопасной эксплуатации сосудов, работающих под давлением», необходимо проводить техническое освидетельствование (наружный, внутренний осмотр, гидроиспытания).

2.В конструкциях метанольных установок отсутствует автономная подача метанола в газопровод, что увеличивает трудозатраты при ее эксплуатации.



3.Конструкции метанольных установок не позволяют точно определить расход метанола при его подачи в газопровод.

4.Конструкции метанольных установок не позволяет определить уровень метанола в ней. При заполнении метанольной емкости существует вероятность перелива метанола из-за отсутствия средств определения уровня в системе.

С целью из под действий ПБО 3-57603 предлагается заменить существующие емкости на регистры, выполненные из труб диаметром Ду 150 мм. На сосудах, выполненные из труб не более Ду 150 мм, не распространяются выше указанные правила, что позволит не проводить их техническое освидетельствование.

Использование предлагаемой конструкции позволит сократить время технического обслуживания магистральных газопроводов, а также повысит безопасность эксплуатации метанольных установок.

С целью определения уровня метанола при заполнении емкости предлагается установить уровнемерную рамку или датчик уровня ВМ-26.Рамка или датчик позволят контролировать уровень заполнения и предотвратят перелив метанола, что обезопасит работу обслуживающего персонала.

С целью регулирования расхода метанола при его заливки в МГ предлагается установить одоризационную капельницу на линии подачи метанола из емкости. Капельница позволит контролировать количество метанола, подаваемого в МГ. Предлагаемая конструкция установки капельницы позволит рационально расходовать метанол в необходимых количествах.

Для автономной подачи метанола в МГ предлагается установить регуляторы давления РД 25-64, в местах переходов трубопроводов с большего диаметра на меньший и в местах подключения газоотводов. Использование предлагаемой схемы обвязки метанольной установки позволит, в случаях образования гидропроток , автономно производить подачу метанола в МГ и г/отводы (за счет перепада давления), что обеспечит бесперебойную работу газопроводов.

Датчик уровня ВМ-26

Работа уровнемера ВМ-26 основана на принципе сообщающихся сосудов. Измерительная часть прибора представляет собой выносную трубу, которая соединяется с емкостью таким образом, что в ней создаются условия, аналогичные условиям в емкости.

Поплавок, находящийся внутри измерительной трубы, следует за уровнем жидкости и с помощью встроенной в него магнитной системы передает данные уровня на местный индикатор. Шкала индикатора представляет собой вакууммированную стеклянную трубку с находящимся внутри магнитными подвижными флажками или одним подвижным поплавком.

Дополнительно уровнемер может быть снабжен шкалой в различных единицах измерения.



Расстояние между стационарными метанольными установками на МГ составляет десятки км, что существенно снижает эффективность устранения гидрообразований в газопроводе. Для ликвидации гидропробок предлагается использовать передвижную метанольную установку, выполненную из регистров Ду 150. Данная установка позволит обеспечить подачу метанола в МГ в непосредственной близости от образования гидропробки, что существенно сократит время на ликвидацию инцидента и экономит расход метанола.

Реконструкция одоризационных систем ГРС

Недостатки существующих одоризационных систем:

1. Для не распространения действия правил ПБ 03-576-03 на емкостях для хранения одоранта предусмотрены в обвязки предохранительная арматура ППК ($R_{ср}=0,63$ кг/см²) и редуктора давления на линии подачи газа. В соответствии с графиком ППР необходимо периодически проводить ревизию, ремонт предохранительных клапанов ППК, а также необходимо производить их подрыв давлением на срабатывание.

2. При эксплуатации ППК, в случае неисправности оборудования, происходит несанкционированное срабатывание клапанов, что приводит к выбросу паров одоранта в атмосферу.

3. Конструкция наружных емкостей, эксплуатирующихся на ГРС, при сливе одоранта не позволяет персоналу оперативно определить уровень в ней. При заполнении емкости и существует вероятность ее переполнения.

С целью устранения недостатков в существующих одоризационных установках предлагается следующее:

1. Заменить существующие емкости для хранения одоранта на регистры, выполненных из труб диаметром Ду 150мм, что исключит необходимость в установке предохранительной арматуры.

Использование предлагаемой конструкции позволит сократить время на техническое обслуживание ГРС, а также позволит предотвратить несанкционированный выброс паров одоранта в атмосферу.

2. Установить в систему уровнемер ВМ-26 на емкостях наружной установки. Конструкция уровнемера позволит персоналу, участвующему в сливе одоранта, непосредственно контролировать уровень заполнения емкости, что предотвратит ее переполнение.

Также ВМ-26 позволяет через систему телеметрии передавать информацию о количестве одоранта в системе.

Реконструкция систем сброса конденсата ГРС

Недостатки существующих систем сбора конденсата ГРС («Саратов», «Исток»):

1. Установки сбора конденсата, эксплуатирующиеся на ГРС, являются судами, работающими под давлением.

При их эксплуатации необходимо проводить техническое освидетельствование (наружный внутренний осмотр, гидротестирование).



2. При производстве газоопасных работ (замена датчика, запорной арматуры) необходимо стравливать остаточное давление газа из емкости в атмосферу.

Недостатки существующих систем сбора конденсата ГРС (типа БК, ИП):

При сбросе конденсата из узла очистки газа в подземную емкость происходит большой выброс природного газа в атмосферу, что ведет к потере количества газа при его транспортировке и отрицательно действует на экологию в санитарной зоне ГРС.

С целью устранения недостатка существующих емкостей для сбора конденсата предлагается:

1. Заменить существующие емкости для сбора конденсата на регистры, выполненные из труб диаметром Ду 150 мм.

2. Применить эжектор в обвязке системы очистки газа, что позволит предотвратить выброс в атмосферу природного газа путем перекачивания его в выходной трубопровод ГРС.

Преимущества предлагаемых конструкций метанольной установки МГ, одоризационной системы и системы сбора конденсата ГРС:

1. Внедрение предлагаемых систем позволит вывести емкости для хранения одоранта, конденсата, а также метанольные установки из-под действия требований ПУ и БЭСРД, что исключит проведение технического освидетельствования и значительно сократит время на техническое обслуживание МГ и ГРС.

2. Использование РД 25-64 предлагаемой схемы обвязки метанольной установки позволит обеспечить автономную подачу метанола в МГ и г/отводы на ГРС, что обеспечит бесперебойную работу газопровода.

3. Предлагаемая конструкция установки капельницы позволит рационально расходовать метанол в необходимых количествах.

4. Датчики контроля уровня ВМ-26, а также уровнемерная рамка позволит контролировать уровень заполнения метанола и одоранта в емкость и предотвратит его перелив, что обезопасит работу обслуживающего персонала.

5. Отсутствие предохранительного клапана и редуктора на линии подачи газа в ПЕО позволит предотвратить выброс одоранта в атмосферу, что положительно отразится на экологии в санитарной зоне ГРС.

6. Применение эжектора в обвязке системы очистки газа позволит предотвратить выброс в атмосферу природного газа.

7. Использование датчиков контроля уровня ВМ-26. УЗС-107 позволит через систему телеметрии передавать информацию о количестве одоранта, метанола и конденсата в подземных емкостях.

8. Изготовление метанольной установки, одоризационной системы и емкости конденсата не требует больших трудозатрат, при их изготовлении используются широко применяемые материалы, а также они просты в эксплуатации.



Заключение

Как известно, одорант, метанол и конденсат, а также их пары являются опасными для жизни человека. При техническом обслуживании и эксплуатации систем одоранта, метанола, конденсата обслуживающему персоналу непосредственно приходится контактировать с вредными воздействиями этих веществ, в частности, при проведении технического освидетельствования сосудов. Поэтому задачей разработки является повышение безопасности при эксплуатации опасных производственных объектов линейной части и ГРС, снижение производственного травматизма и повышение культуры производства.

Внедрение технических решений, отраженных в работе, также:

- сократит время на техническое обслуживание магистральных газопроводов, ГРС;
- сократит количество выбросов паров одоранта, конденсата и газа в атмосферу;
- уменьшит затраты на транспортировку газа.

УГЛЕРОДНЫЕ СОРБЕНТЫ ДЛЯ ИЗВЛЕЧЕНИЯ ИЗ ГАЗОВЫХ СРЕД УГЛЕВОДОРОДОВ БЕНЗИНОВЫХ ФРАКЦИЙ

Ю.А.Носкова

ФГУП «Институт горючих ископаемых»

Известно, что очень большие объемы углеводородов бензиновых фракций (УБФ) (сумма их по России составляет сотни тысяч тонн ежегодно) теряются при:

- добыче природного углеводородного сырья (природный газ, попутные газы нефтяных месторождений);
- отходящие газы нефтеперерабатывающих предприятий;
- загрузка/разгрузка углеводородного сырья в транспортные терминалы;
- заправка автомобилей;
- хранение углеводородного сырья;
- испарение УБФ из систем питания двигателей (карбюраторы, бензобаки).

Важность возврата в оборот ценного углеводородного сырья обусловлена не только экономическим эффектом (по оценкам специалистов, только за счет этого можно получить до 20% всей экономии топливно-энергетических ресурсов), но и экологическим эффектом от снижения загрязнения окружающей среды нефтепродуктами.

Способы очистки газовых выбросов от летучих углеводородов могут быть подразделены на деструктивные и рекуперационные. К первым относятся процессы каталитического и адсорбционно-каталитического окисления углеводородов, биохимические методы, а также процессы деструкции в барьерном и тлеющем электрическом разряде.

К рекуперационным методам очистки воздуха от паров летучих органи-



ческих соединений относятся конденсация, компримирование, абсорбция, адсорбция и комбинации этих процессов.

Общим недостатком всех деструктивных методов очистки газовых потоков, является то, что они не обеспечивают возврат в технологический цикл дорогостоящих материалов, в отличие от рекуперационных методов.

Рассматривая преимущества и недостатки всех рекуперационных методов, нужно отметить, что в настоящее время адсорбционные процессы очистки промышленных газовых выбросов с применением твердых поглотителей рассматриваются в мировой практике как наиболее эффективный и перспективный метод предотвращения загрязнения атмосферного воздуха и экологической защиты населения. Важнейшими из достоинств адсорбционной технологии являются:

- высокая поглотительная способность адсорбентов по целевым компонентам даже при низких концентрациях последних в парогазовых смесях и повышенных температурах;
- высокая степень извлечения паров углеводородов из потоков; возможность извлечения практически всей гаммы паров нефтепродуктов и растворителей;
- легкость регенерации насыщенных адсорбентов;
- сравнительно невысокие затраты на сооружение и эксплуатацию адсорбционных установок;
- получение высококонцентрированных рекуператов (адсорбированных веществ);
- возможность выполнения адсорберов в виде небольших патронов и кассет, в том числе передвижных.

В качестве твердых поглотителей для извлечения органических соединений могут использоваться как углеродные, так и минеральные адсорбенты. Однако, учитывая, что углеродные адсорбенты относятся к классу гидрофобных адсорбентов, они наиболее предпочтительны для использования в этих целях, так как при относительной влажности очищаемых парогазовых сред до 50 % влага практически не влияет на адсорбционную емкость поглотителей по парам целевых компонентов.

Широкое внедрение метода рекуперации паров углеводородов бензиновых фракций сдерживается отсутствием дешевых, эффективных углеродных сорбентов (УС), производимых из доступного сырья по энерго-, ресурсосберегающим технологиям.

В Институте горючих ископаемых проводятся исследования по созданию на основе различных углеродсодержащих материалов УС, эффективных в поглощении углеводородов бензиновых фракций C_3-C_7 из различного сырья: бурых, битуминозных каменных углей, антрацита, древесного материала, скорлупы орехов и др. Нарботаны и исследованы образцы УС (более 20-ти), отличающиеся пористой структурой и формой: дробленые (частицы неправильной формы) и гранулированные (сферические и цилиндрические гранулы). В табл. 1 приведены параметры пористой структуры дробленого



буроугольного сорбента (обр. ДБА) и сферического сорбента из газового угля (обр. СГА).

Таблица 1. Параметры пористой структуры образцов

Образец	Объемы пор по бензолу, см ³ /г			Удельная поверхность, м ² /г		Ws по С7, см ³ /г	E _o , кДж/моль	x _o , нм
	V _Σ	Ws	V _{ма}	по БЭТ	мезо-пор			
ДБА	1.00	0.84	0.16	830	390	0.84	21.1	0.56
СГА	1.39	0.69	0.70	1000	360	0.72	18.5	0.76

Обозначения: V_Σ - суммарный объем пор; Ws - предельный объем сорбционного пространства; V_{ма} - объем макропор; E_o - характеристическая энергия адсорбции; x_o - эффективный радиус (полуширина) микропор.

Образцы УС испытаны в поглощении n-гептана из модельной смеси с метаном. Установлено, что оба сорбента обладают одинаково высокой адсорбционной емкостью по гептану, но по технологическим параметрам (скорость адсорбции и степень десорбции) некоторые преимущества имеет гранулированный сорбент.

Сравнительные испытания полученных углеродных сорбентов показали их преимущества в селективном извлечении углеводородов бензиновых фракций по сравнению с отечественными активными углями (АУ) марок АГ-3, СКТ и лучшим импортным минеральным сорбентом - силикагелем КС-Трокенперлен-Н, наиболее часто используемым в этом процессе.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ КАЧЕСТВА ОЧИСТКИ ПРОМЫШЛЕННЫХ СТОЧНЫХ ВОД

О.Г.Обидина

ООО «Астраханьгазпром»

Любая техногенная деятельность связана с потреблением больших количеств пресной воды и ее последующей очисткой. Астраханский газохимический комплекс (АГК) не является исключением. Для его функционирования в проектном режиме необходимо 57 тыс. куб.м/сут пресной воды, при этом , объем возвратных вод составляет более 24 тыс.куб.м/сут. Система водоотведения исключает непосредственное попадание очищенных стоков в поверхностные водоемы. Утилизация их осуществляется накоплением в емкостях сезонного регулирования с последующим сбросом на сельскохозяйственные поля орошения.

Канализационно-очистные сооружения «Астраханьгазпром» предназначены для приема сточных вод с последующей механической, химической биологической очисткой. Несовершенство и несоответствие проекта сооружений качеству очищаемых вод привело к необходимости реконструкции очистных сооружений с целью внедрения новых технологических процессов,



что связано со значительными материальными затратами и , как правило, остановкой действующих сооружений, что в условиях работы газоперерабатывающего завода невозможно.

На первом этапе реконструкции были проведены исследования по увеличению эффективности работы установки предварительной очистки. Одним из основных и наиболее целесообразных направлений в этом вопросе является внедрение новых эффективных реагентов для коагуляционной обработки. Многолетняя практика реагентной обработки сточных вод показала, что, применяя традиционные реагенты (сернокислый алюминий и полиакриламид) перед флотаторами на стадии предочистки, достичь качества воды в соответствии с регламентом предприятия не всегда возможно.

Стабилизация качества стоков по содержанию взвешенных веществ и нефтепродуктов даст, несомненно, положительный результат при дальнейшей их очистке на биологической стадии.

На начальном этапе работ исследовали стоки ГПЗ на стадии предочистки (радиальные отстойники Δ 24 м на входе и выходе) за период 2005-2006 г.г.

Следующим этапом работы было проведение пробного коагулирования в лабораторных условиях с целью подбора эффективного коагулянта. Для испытания был выбран полиоксихлорид алюминия (ПОХА).

В результате пробного коагулирования установлена оптимальная доза ПОХА , равная 30 мг/куб.дм, при добавлении которой сразу образовывались крупные , рыхлые хлопья, быстро оседающие на дно. В промышленных условиях обычно ограничиваются приемлемой дозой, так как на очистных сооружениях процессы коагулирования протекают успешнее, чем в лабораторных. Для проведения испытаний в производственных условиях было выбрано ПОХА в дозе 25 мг/куб.дм и дополнительное место подачи реагента - камера смешения перед радиальными отстойниками. Первичные радиальные отстойники предназначены для уменьшения концентрации нерастворимых загрязняющих веществ в сточных водах, способных в зависимости от удельного веса оседать или всплывать под действием силы тяжести . За 1,5 часа пребывания стоков в радиальных отстойниках оседает 490% загрязнителей. Зимой эффективность задержания взвешенных веществ снижается на 290 % при обычном времени отстаивания, а при сокращении времени до 1 часа (в случае гидравлических перегрузок или отключения части отстойников) – до 37%. Внесение коагулянта перед радиальными отстойниками позволит увеличить скорость процесса осаждения взвешенных веществ почти в 2 раза в сравнении с естественным. Условия протекания процесса хлопьеобразования и последующее их осаждения идеальны так как смешение стоков и коагулянта происходит в камере смешения, а в самих радиальных отстойниках стоки спокойны и самотеком медленно вытекают, не затрагивая осадок.

В пробах сточной воды, отобранных на выходе на стадии предочистки (после флотаторов) , обработанных коагулянтом, определяли водородный показатель (рН), взвешенные вещества, нефтяные углеводороды (НУ), химическое потребление кислорода (ХПК), хлориды(СГ), алюминий (Al).Анализируя



полученные данные промышленных испытаний ПОХА, можно заключить, что:

- процесс образования и осаждения хлопьев носит устойчивый во времени характер;
- очистка от нефтяных углеводородов и взвешенных веществ находилась в пределах от 30,6 до 83,0% и 23,5 до 88,3% соответственно;
- снижение значений рН произошло в среднем на 0,5 единиц;
- концентрация хлорид-ионов незначительно возрастает;
- концентрация ионов алюминия даже при увеличении в два раза относительно исходных данных остается ни же норм для питьевой воды (ГОСТ 2877-82).

Заключительной стадией исследования было испытание сточной воды на определение токсичности с использованием биологического метода параллельно на двух тест-объектах с различным диапазоном реагирования, допущенных для целей государственного экологического контроля.

По итогам проведенных испытаний можно сделать вывод, что полиоксихлорид алюминия (ПОХА) более технологичен и экологичен, чем ранее применяемые реагенты. Введение дополнительной точки подачи коагулянта перед радиальными отстойниками (новая схема) в сочетании с подачей этого же реагента перед флотаторами (старая схема) на стадии предочистки позволит повысить эффективность очистки стоков от нефтепродуктов и взвешенных веществ до 93%.

Источниками эффективности внедрения нового химического реагента и введение дополнительной точки подачи являются:

- 1) сокращение затрат на закупку химических реагентов;
- 2) доход дополнительного количества выделенных нефтепродуктов и возврат их на переработку.

ВЗАИМОДЕЙСТВИЕ СИСТЕМ УПРАВЛЕНИЯ ГАЗОТУРБИННОЙ ЭЛЕКТРОСТАНЦИИ И УСТАНОВКИ ПОДГОТОВКИ ТОПЛИВНОГО ГАЗА ЭНЕРГОЦЕНТРА ХАСЫРЕЙСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

И.А.Павлов

ООО «РН-Северная нефть»

В настоящее время энергоцентр Хасырейского месторождения стал важнейшим стратегическим объектом месторождений Вала Гамбурцева. От надежности работы данного объекта зависит добыча на самых высокопроизводительных месторождениях, разрабатываемых ООО «РН-Северная нефть». Кроме того, энергоцентр позволяет резко сократить затраты на добычу нефти за счет использования дешевого топлива - попутного газа, что становится особенно актуальным с уменьшением фонтанирующих скважин и с увеличением количества скважин с механизированной добычей.



Ключевыми составляющими энергоцентра являются: установка подготовки топливного газа (УПТГ) и газотурбинная электростанция (ГТЭС).

Установка подготовки топливного газа, состоит из двух газовых компрессоров (один – в работе, один – в резерве) и системы гликолевой осушки газа. Данное оборудование поставляется фирмой Petresco.

Газотурбинная электростанция включает в себя две газотурбинные установки Турбооп номинальной мощностью 4,7 МВт каждая производства фирмы Siemens и вспомогательное оборудование. При необходимости турбины могут работать на дизельном топливе.

Один газовый компрессор способен обеспечить четыре турбины Турбооп. При этом отсутствие регулируемого привода на двигателе компрессора газа на данный момент вынуждает тратить 50% ресурса гликолевой осушки впусную, т.е. половина очищенного и осушенного газа сжигается на факеле.

Энергоцентр снабжен распределительными устройствами на 6 и 35кВ для обеспечения электропотребителей Хасырейского месторождения, а также соседних нефтяных промыслов Надею и Черпаю.

Взаимодействие систем управления УПТГ и ГТЭС энергоцентра Хасырейского месторождения

В настоящее время на Хасырейском месторождении продолжается вывод на рабочий режим первой очереди фабрики подготовки газа и газотурбинной электростанции. В ходе проведения работ был выявлен ряд проблем, связанный с необходимостью взаимодействия автоматизированных систем управления каждого объекта.

ГТЭС и УПТГ являются сложными высокотехнологичными дорогостоящими автоматизированными промышленными объектами с индивидуальными системами управления. Первые несколько месяцев эксплуатации выявили необходимость состыковки систем управления УПТГ и ГТЭС.

Бесперебойное электроснабжение потребителей является ключевой задачей энергетики. Поэтому технические специалисты многих направлений прикладывают большие усилия по повышению надежности работы энергетических установок.

Работа турбин фирмы Siemens на двух видах топлива значительно улучшает возможность бесперебойного электроснабжения промыслов Вала Гамбурцева. Но, при всем при этом, за первое время эксплуатации газотурбинных установок имели место случаи, когда турбины после внезапной остановки или неправильной работы газовых компрессоров УПТГ не успевали перейти на жидкое топливо и заглохали. Основная причина: быстрое падение давления газа в топливной системе турбин, т.е. турбинам не хватало остаточного давления газа для перехода на дизельное топливо.

Ключевой момент перехода турбины с газового топлива на жидкое - когда потребность турбины в газе и дизельном топливе совпадает и равна 6000 – 6500 кВт.



Основными критериями перехода турбины на жидкое топливо являются:

1. Уставка по низкому входному давлению газа
2. Скорость падения давления газа, которая должна составлять не менее 0.2 бар в секунду

Фактически сложилась ситуация, когда система автоматического управления турбины не смогла выполнить свою функцию.

Аналогичная ситуация сложилась с ГТУ №2. В данном случае останов выглядит еще более «обидным». Не хватает уже каких-то долей секунды.

Данные неудачные переходы происходили одновременно на обеих турбинах, при этом имела место проблема усиления вибрации при одновременном переходе турбин на жидкое топливо.

Потребность турбины в жидком и газовом топливе одинакова. Переход проходит в штатном режиме, лишь с незначительным снижением частоты вращения рабочего органа.

На данный момент для поддержания необходимого давления жидкого и газового топлива на входе турбин используется блок управления электроприводом БУЭП-1 производства компании «Альбатрос». При резком падении давления в системе (остановке газового компрессора), данный блок автоматически закрывает байпасную задвижку с электроприводом. Текущая регулировка в рабочем режиме осуществляется вручную. Как показал опыт эксплуатации, данные блоки не оправдывают своего применения, т.к ручное управление электроприводом задвижки с необходимой быстротой и точностью является трудноосуществимым. Причина: слишком большая степень открывания-закрывания задвижки даже при кратковременном нажатии на клавишу. Отрегулировать данный привод под существующую задачу не удалось.

Уставки для перехода ГТУ-1 и ГТУ-2 на жидкое топливо по низкому давлению установлены с разницей 0.8 атм., чтобы исключить резонанс вибраций турбин и уменьшить вероятность появления проблем в жидкотопливной системе при одновременном переходе газотурбинных установок на жидкое топливо. С другой стороны, данная мера не исключает вышеупомянутых проблем при быстром падении давления.

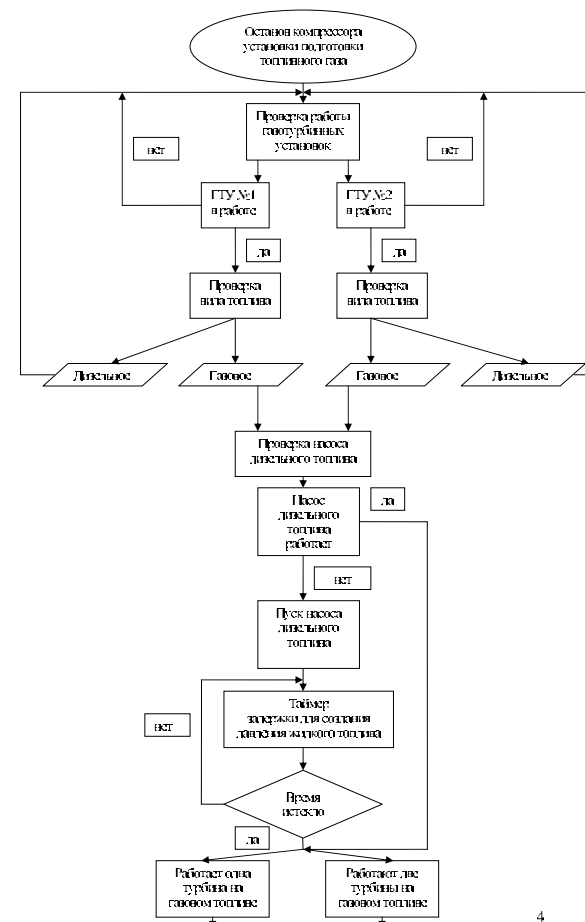
Развивая идею повышения надежности перехода турбин с газового на жидкое топливо, предлагается:

1. Заменить в системе подачи газового топлива задвижку с регулируемым

электроприводом на регулятор давления с пилотным управлением .

2. Выработать алгоритм взаимодействия систем управления УПТГ и ГТЭС. Данное решение заключается в передаче команды перехода на жидкое топливо с программируемых контроллеров компрессоров фабрики подготовки газа на программируемые контроллеры ГТУ в случае внезапной остановки компрессора. Это позволит сэкономить необходимые секунды для перехода, т.к. он начнется раньше, чем система автоматического управления ГТУ среагирует на величину давления в системе газового топлива или скорость

его падения. Реализация данной идеи представляется весьма несложно, т.к на объектах Siemens и Petresco используются идентичные модели программируемых контроллеров фирмы Allen Bradley. Имеется необходимое количество входных и выходных дискретных модулей для введения и вывода соответствующих сигналов. Логика управления и визуализация для АРМ оператора разработаны также в идентичных программных пакетах RS Logic и InTouch соответственно, и, в случае необходимости, в программные проекты можно внести изменения и дополнения. На рис.№1 представлена блок схема реализации алгоритма перехода газотурбинных установок на жидкое топливо при аварийном останове компрессора, путем взаимодействия систем управления двух ключевых объектов.



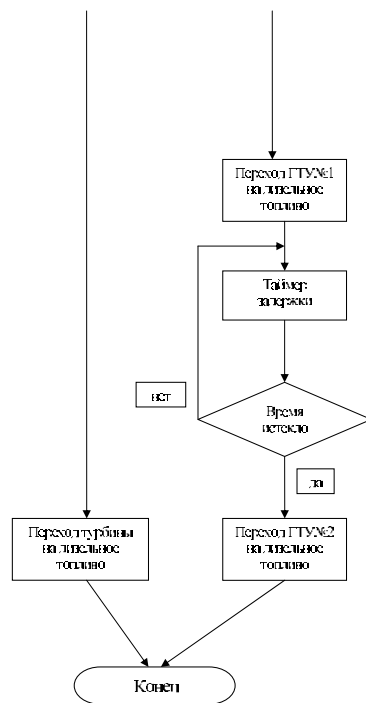


Рис.№2. Блок-схема реализации алгоритма перехода ГТУ на жидкое топливо взаимодействием систем управления объектами

Другая проблема перехода турбин на жидкое топливо заключается в необходимости иметь давление 2 атм. на входе системы непосредственно перед началом перехода. На данный момент это осуществляется путем постоянной работы насоса перекачивающего жидкое топливо из РВС к турбине. Учитывая, что мощность привода составляет 5,5кВт, имеет место неоправданный расход электроэнергии и ресурсов двигателя и насоса. Переход на резервный насос в случае неисправности рабочего осуществляется вручную, что при внештатных ситуациях является совершенно недопустимым. Для более рациональной работы, необходимо включить насос в систему автоматического управления. В этом случае трудность заключается в том, что необходимо сделать систему управления этого насоса зависимой от работы и УППГ, и ГТЭС. Идея заключается в следующем: каждые 6 часов с момента запуска система жидкого топлива турбины производит самотестирование. Поэтому, необходимо, чтобы перед началом каждого тестирования передавалась команда на включение насоса жидкого топлива для создания давления в системе. Кроме

того, в случае аварийного останова компрессора, и подачи сигнала турбине на переход на жидкое топливо, необходимо после пуска дать поработать насосу несколько секунд, чтобы исключить провалы давления в системе жидкого топлива. Решение о прекращении постоянной работы насоса является несколько неоднозначным, поскольку многократные ежедневные пуски могут вывести электродвигатель насоса из строя быстрее, чем его продолжительная работа.

В сложившейся ситуации необходимо осуществлять модернизацию систем управления с минимальными затратами, т.к. уже вложены значительные средства в строительство и ввод в эксплуатацию энергоцентра Хасырейского месторождения. Представленное в данной работе решение, не требующее никаких экономических вложений для компании, базирующееся на использовании уже имеющегося оборудования и программного обеспечения, позволяет со значительной большей надежностью осуществлять бесперебойное электроснабжение нефтяных промыслов Вала Гамбургцева.

Экономическая эффективность данного предложения очевидна, поскольку каждый останов газотурбинных установок приносит компании колоссальные убытки.

К сожалению, реализацию данного инженерного подхода возможно произвести только после окончания срока действия фирменных гарантий на вышеупомянутые объекты и согласования с сервис-службами Siemens и Petreco.

ОЧИСТКА РЕЗЕРВУАРОВ МЕХАНИЗИРОВАННЫМ СПОСОБОМ

В.В.Панин

ОАО «Самотлорнефтегаз»

Самотлорское нефтегазодобывающее управление №2

В настоящее время в современной нефтедобывающей промышленности проблема качества добытой нефти и производимых нефтепродуктов напрямую связана с чистотой поверхности резервуарного парка, используемого в производстве.

Традиционная очистка РВС от донных отложений весьма трудоемкая, дорогостоящая и опасная для здоровья обслуживающего персонала (работа в противогазах) процедура, связанная с использованием большого количества ручного труда, эмиссией углеводородов в атмосферу, вероятностью возникновения пожаров и взрывов.

Для решения задач по снижению себестоимости очистки резервуаров, а главное сведение к минимуму экологической и промышленной опасности и влияния вредных факторов на человека предлагается экологически чистая, механизированная технология, основанная на использовании специально сконфигурированного оборудования для работ по очистке резервуарных парков и использование замкнутого цикла водопотребления.



Устранение проблемы длительного вывода нефтяных и нефтепродуктовых резервуаров из производственного оборота, удешевление процесса очистки, сохранение целостности резервуаров, отсутствие загрязнения во круг площадки для очистки — немаловажные положительные аспекты данной технологии. Очень важно отметить исключение работы людей внутри резервуара, так как некоторые нефти обладают повышенной радиоактивностью, т.е. максимальное соблюдение техники безопасности и охраны труда.

Предлагаемая технология позволяет получать дополнительную прибыль за счет возврата извлеченных углеводородов, концентрация которых в донных отложениях составляет более 70—80 %, пригодных для переработки или потребления.

Создание безотходного или малоотходного производства - сокращение до минимума количество вредных выбросов и уменьшение воздействия отходов на окружающую среду до приемлемого уровня, поиски принципиально новых способов очистки - это основные задачи данного проекта. Замкнутость схемы, возврат нефтепродуктов и воды в производство, а также безотходная технология стали бы при этом основным результатом всего проекта.

Основные достоинства применения данного способа зачистки резервуаров являются:

- Снижение доли испарения нефтепродуктов в процессе зачистки резервуара – за счет использования замкнутого цикла водопотребления;
- Снижение взрывоопасности – исключение причин искрообразования и статического напряжения внутри резервуара;
- Снижение риска получения проф. заболеваний и производственного травматизма – сведение к минимуму присутствие человека внутри резервуара;
- Увеличение площади зачистки внутри резервуара – за счет использования жестких водоводов с гидромониторными головками;
- Значительное снижение времени обработки поверхности – замкнутая и полностью закрытая система зачистки резервуара позволяет сэкономить время на процесс дегазации резервуара, а использование сразу несколько гидромониторных головок – на процесс очистки поверхности от разного рода отложений;
- Сокращение водопотребления – вследствие чего сокращаются объемы утилизации размытого нефтепродукта вместе с водой и отложениями;
- Снижение класса опасности шламов и нефтеотходов;
- Улучшение экологической обстановки, связанное со снижением степени загрязнения окружающей среды;
- Снижение себестоимости процесса очистки резервуара – снижение затрат на использование человеческой силы во всех технологических процессах.

Предлагаемая технология основана на размыве донных отложений при помощи устройства для размыва донных отложений (пропеллерных мешалок),



а настенных отложений при помощи силы реактивной струи, направленной от гидромониторных головок, с использованием энергии воды высокого давления, с дальнейшим удалением нефтешлама в промежуточную емкость, сепаратор и возврата очищенной жидкости в рабочий цикл.

1.1. Описание способа зачистки резервуара

Перед началом процесса очистки резервуара необходимо произвести **подготовительные работы:**

- откачать нефть из резервуара ниже уровня нижней образующей люка-лаза;
- открыть верхние люка и установить газоотводные трубы на смотровые люка;
- отключить резервуар от действующей схемы с установкой заглушек;
- вскрыть люк-лаз;

После завершения процесса дегазации в резервуар через смотровые люка вводятся вертикальные жесткие водоводы длиной 1-1,5м с зафиксированными на них гидромониторами в расчетном положении. Водоводы закрепляются на крышке смотрового люка, на которой приварен отвод для подсоединения водопровода идущего с линии откачки подтоварной воды. На каждый водовод устанавливается 2-3 гидромонитора, в зависимости от объема резервуара (V-2000м³, V-5000м³ по две гидромониторные головки, V-10000м³ – три). После фиксации каждого водовода, крышки смотровых люков плотно закрывают. Для подачи воды на гидромониторные головки прокладывается линия из резинотканевых шлангов, идущая от задвижки, расположенной на водоводе откачки подтоварной воды, до жесткого водовода на крыше резервуара. Боковой люк-лаз закрывается. Для размыва отложений используется вращающаяся головка с насадками, приводимая в медленное вращение силой реактивности струй из эксцентрично расположенных гидромониторов. Радиус действия струи жидкого продукта - до 30м. Струи жидкости, попадая на отложения, разбивают их, растворяют и перемешивают. Кроме механического импульса гидромонитор генерирует мощные звуковые колебания, которые ускоряют размягчение осадков. Смесь нефти, жидкости и отложений откачивается из резервуара через дренажную задвижку насосом в промежуточную емкость для удаления механических примесей далее в сепаратор. Для предотвращения снижения производительности механического фильтра при его засорении устанавливается второй дополнительный механический фильтр. Через него можно будит работать в случае засорения первого фильтра. Очищенная вода вновь направляется в резервуар на мониторные головки. Процесс очистки продолжается около 6-7 часов при давлении 9-12 атмосфер. После завершения процесса очистки резервуара жидкость с сепаратора утилизируется в очистной резервуар.

Для зачистки (замывки) внутренней поверхности резервуаров, при необходимости можно использовать моющее средство, ПАВ.

1.2. Описание способа очистки с помощью устройства для размыва донных отложений "Диоген"

Для размыва донных отложений в резервуарах с большим содержанием шламовых отложений целесообразно применять устройство для размыва донных отложений Диоген-500. Принцип работы Диоген-500 заключается в образовании направленной затопленной струи нефти, создаваемой пропеллером и ее углового возвратного движения над днищем резервуара. Это обеспечивает процесс перемешивания, при котором тяжелые парафиновые осадки и механические примеси разрыхляются и взвешиваются в общей массе нефти и воды.

После выполнения всех необходимых подготовительных мероприятий резервуар заполняют водой до минимально допустимого уровня (не ниже 2-х метров), обеспечивающего нормальную и безопасную работу насосного оборудования и устройства "Диоген". Перемешивают смесь жидкости и донных отложений в резервуаре устройством "Диоген" с целью разрыхления донных отложений. Далее происходит размыв донных отложений в резервуаре подвижной горизонтальной струей воды, формирующейся устройством "Диоген". Автоматический привод поворота обеспечивает качание устройства "Диоген" в горизонтальной плоскости в пределах угла равного 60 угл. градусам. Время прохождения устройства "Диоген-700" от одного крайнего положения до другого составляет около 5 часов. Данный режим работы создает наиболее эффективный процесс размыва скопившихся донных отложений в нефтяных резервуарах. Работа автоматического привода поворота устройства "Диоген" обеспечивается одним и тем же электроприводом, что и вращение пропеллера. По мере накопления воды и размыва донных осадков в резервуаре производится откачка (удаление) размывших и диспергированных донных отложений в смеси с жидкостью в промежуточную емкость (механический фильтр) с помощью насоса. Далее смесь направляется в сепаратор, и после очистки часть возвращается на гидромониторные головки, расположенные в резервуаре. После завершения процесса очистки резервуара жидкость с сепаратора утилизируется в очистной резервуар. Необходимо постоянно осуществлять контроль над уровнем жидкости в резервуаре, так как это предупредит накопление статического электричества в нутрии резервуара.

Для удаления мелких взвешенных частиц можно использовать различные гидроциклоны, устанавливая его перед сепаратором.

Рисунок 1.1,-Технологическая схема очистки резервуара V=5000 м³

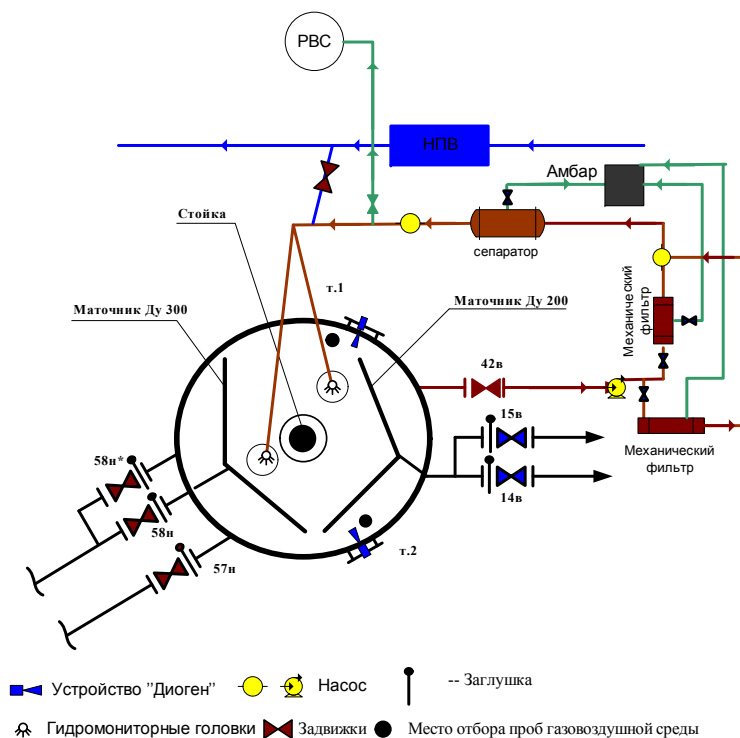


Рисунок 1.2,- Принципиальная схема зачистки резервуара РВС-5000м³

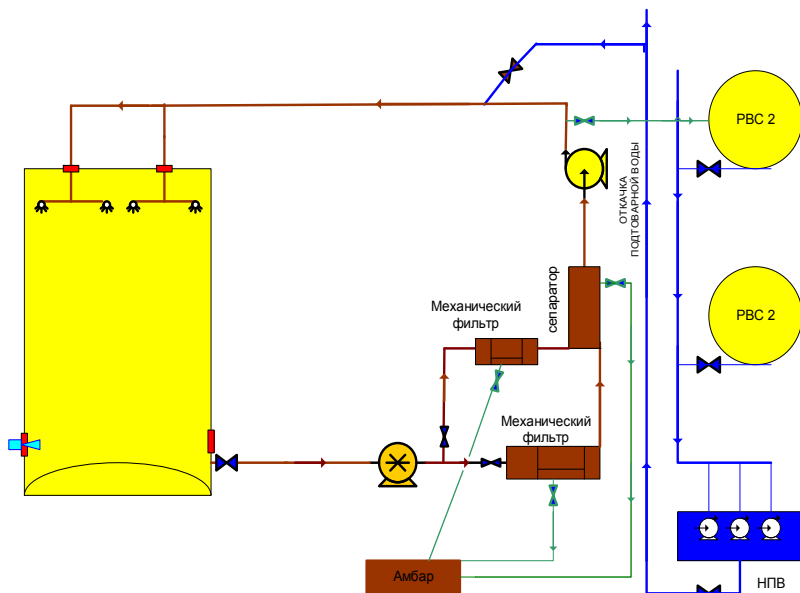
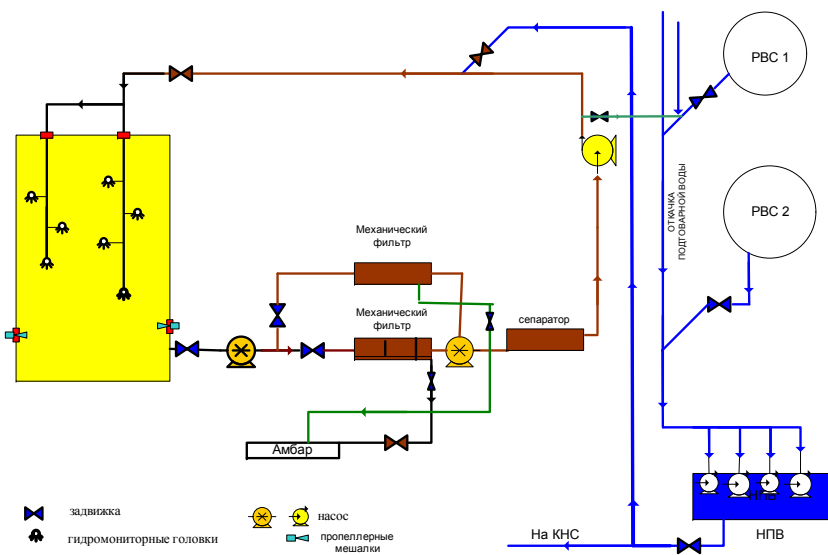


Схема № 1.3,- Принципиальная схема зачистки резервуара РВС-5000м³



Экономический эффект от внедрения данного проекта в одном цеху на КСП-23 в год составит примерно **15546249,2** рублей. Для утилизации нефтешлама с амбара в количестве 468 м³ потребуется затратить **514800** рублей из расчета 1100 рублей за метр кубический нефтешлама.

Предлагаемая технология очистки резервуаров от нефтяных отложений позволит:

- ликвидировать потери нефти, которые ранее терялись безвозвратно;
- сохранить свойства нефти;
- значительно сократить вредные выбросы в атмосферу;
- процесс зачистки резервуара полностью механизирован, присутствие обслуживающего персонала необходимо только при наладке технологического оборудования;
- повысить срок службы резервуаров за счет снижения скорости коррозии их стенок;
- увеличить прибыль предприятия от реализации возвращенной нефти из так называемого "мертвого остатка" и сокращения использования ручного труда при зачистке резервуаров.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПАРАМЕТРОВ ТРЕЩИНОВАТОСТИ ПОРОД-КОЛЛЕКТОРОВ И МОДЕЛИРОВАНИЕ ИНДИКАТОРНЫХ ДИАГРАММ СКВАЖИН, ЭКСПЛУАТИРУЮЩИХ ТУРНЕЙСКО-ФАМЕНСКИЕ ПРОДУКТИВНЫЕ ОТЛОЖЕНИЯ СИБИРСКОГО, ШЕРШНЕВСКОГО И АРХАНГЕЛЬСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ ПЕРМСКОГО КРАЯ

С.Н.Попов

Пермский Государственный Технический Университет

По мнению ряда исследователей турнейско-фаменские продуктивные отложения месторождений Пермской области сложены породами-коллекторами трещинного и трещинно-порового типа. На данный факт указывает как гидродинамические исследования скважин, так и исследования образцов керна. Для скважин, работающих на турнейско-фаменские продуктивные отложения, характерно уменьшение коэффициента продуктивности скважин при уменьшении пластового давления, а так же резкое падение дебита скважины в течение первых нескольких месяцев ее работы. По результатам гидродинамических исследований некоторых скважин были получены индикаторные диаграммы выпуклые к оси дебитов. Все вышеприведенные факторы свидетельствуют о зависимости проницаемости породы от пластового и забойного давления, что характерно для трещинной составляющей проницаемости, когда она преобладает над проницаемостью поровой матрицы пород-коллекторов.

Исследования зарубежных ученых N.Barton, S.N.Bandis и ряда других исследователей, специализирующихся на проблемах механики скальных масси-



вов, показывают, что берега трещины смыкаются по определенному закону по мере роста нормальных напряжений и при этом обеспечивается дополнительная (естественно затухающая) фильтрация жидкости. В общем виде закон сжимаемости трещины имеет следующее выражение:

$$\Delta V = \frac{\sigma_n \cdot V_m}{K_n \cdot V_m + \sigma_n}$$

где ΔV – величина сжатия трещины (в мкм) под действием нормальных напряжений; K_n – жесткость трещины, МПа/мкм; σ_n – нормальные напряжения, действующие на трещину, в МПа; V_m – максимальное сжатие трещины, мкм.

Смысл данной зависимости заключается в том, что при росте эффективных напряжений σ_n величина сжатия трещины ΔV стремится к величине максимального сжатия V_m . Параметр жесткости трещины K_n отвечает за то – с какой скоростью параметр ΔV стремится к параметру V_m . Чем меньше жесткость трещины, тем эта скорость больше и наоборот.

В работе N.Barton, S.N.Bandis были проведены многочисленные исследования по определению величины максимального сжатия трещины и величины жесткости трещины. Эти параметры определялись для различного типа пород для нескольких циклов нагружения. В результате было показано, что уже во втором цикле жесткость трещины значительно увеличивается, а раскрытость трещины наоборот – значительно уменьшается, по сравнению с первым циклом. Это говорит о том, что в процессе циклической нагрузки трещины становятся менее деформируемыми, следовательно, и проницаемость трещин становится гораздо меньше исходного значения.

В исследованиях N.Barton, S.N.Bandis не учитывалось давление флюида внутри трещины, однако эту формулу можно использовать для моделирования деформаций трещиноватых нефтенасыщенных пород-коллекторов. В таком случае вместо нормальных напряжений σ_n используются эффективные напряжения, которые вычисляются по аналогии с эффективными напряжениями в консолидированной среде.

Общая проницаемость пород коллекторов трещинно-порового типа складывается из проницаемости систем трещин и проницаемости поровой матрицы:

Подставив вышеприведенные зависимости в формулу Дюпюи, можно получить дебит скважины при различной величине депрессии.

Распределение пластового давления в зависимости от радиуса определяется по логарифмической зависимости. Распределение нормальных напряжений в данном случае, можно заменить на тангенциальные напряжения:

На рисунке в общем виде представлены графики изменения нормальных напряжений, пластового давления и эффективных напряжений вблизи скважины.

Вывод единой аналитической зависимости для дебита, включающей зависимость эффективных напряжений от радиуса довольно громоздок, поэтому можно воспользоваться численным методом расчета.

Один из таких методов – представить цилиндрическую область коллекто-



ра вблизи скважины в виде множества вложенных друг в друга цилиндров. В каждом таком цилиндре проницаемость постоянна. Задаются внешний и внутренний радиус каждого цилиндра. Поток нефти через внутреннюю и внешнюю стенки каждого цилиндра одинаковый – это следует из принципа несжимаемости жидкости. Таким образом, можно определить поток нефти в каждом цилиндре, при этом радиусы цилиндров задаются как исходные данные. В конечном итоге получили формулу, которая будет использована для моделирования индикаторных диаграмм трещинно-порового типа коллектора.

С падением пластового давления и увеличением напряжений происходит закрытие трещин и уменьшение трещинной проницаемости, т.е. общая проницаемость стремится к проницаемости поровой матрицы, следовательно, индикаторная диаграмма стремится к линейному виду, кроме этого происходит уменьшение коэффициента продуктивности.

В процессе моделирования подбирались параметры, характеризующие трещины – коэффициент жесткости трещин и максимальное сжатие трещины. Поровая проницаемость так же подбиралась в процессе моделирования, так как этот параметр так же существенно влияет на вид индикаторной диаграммы.

При моделировании двух индикаторных диаграмм скв.42 Сибирского месторождения был получен интересный результат. Первая индикаторная диаграмма была снята при начальном периоде эксплуатации, т.е. при первоначальном пластовом давлении. Она имеет выпуклый вид и по ней параметры трещиноватости были получены в первую очередь. Вторая индикаторная диаграмма была снята, когда пластовое давление упало на 7МПа. В результате моделирования второй диаграммы использовались параметры, полученные при моделировании первой диаграммы и, кроме этого учитывалось падение давления на 7МПа. В результате была получена, практически, идентичная индикаторная диаграмма. Это говорит о правильности выбранного подхода при моделировании.

Все вышеприведенные параметры, характеризующие фильтрацию в трещиноватой породе, подбирались таким образом, чтобы модельная индикаторная диаграмма наиболее близко проходила от реальной индикаторной диаграммы.

Анализируя результаты варьирования данных параметров, можно сделать следующие выводы:

1. Коэффициент жесткости трещины оказывает существенное влияние на вид индикаторной диаграммы. При его небольших значениях трещины более активно реагируют на изменение депрессии. Так, при отсутствии поровой проницаемости и небольших значениях жесткости трещины можно получить серповидный вид индикаторной диаграммы. Если коэффициент жесткости принимает большие значения, то индикаторная диаграмма стремится к линейному виду.

2. Максимальное сжатие – основной параметр трещин. Даже небольшое изменение данной величины приводит к значительному изменению про-



дуктивности скважины. Его увеличение всего на 2мкм (с 25 до 27мкм) приводит к увеличению дебита (при максимальной депрессии) почти на 20м³/сут.

Выводы.

1. По мнению широкого круга исследователей турнейско-фаменские продуктивные отложения месторождений Пермской области сложены породами-коллекторами трещинного и трещинно-порового типа, поэтому обработка гидродинамических исследований и проектирование разработки данных продуктивных объектов должно учитывать данный фактор.
2. Были проанализированы результаты исследований зарубежных специалистов N.Barton, S.N.Bandis, в которых показано существенное изменение ширины трещины от напряженного состояния породы.
3. Разработана методика определения параметров трещиноватости пород-коллекторов на основе обработки индикаторных диаграмм.
4. Было проведено моделирование индикаторных диаграмм турнейско-фаменских продуктивных отложений месторождений севера Пермской области.
5. Показано существенное влияние параметров трещиноватости на изменение продуктивности скважин в зависимости от депрессии.

ГЕОЛОГИЧЕСКОЕ СТРОЕНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ РАЗРАБОТКИ ЗАПАДНО-ОЛЬХОВСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ

А.А. Попов

МФГ БЕ «Оренбург»

Западно-Ольховское месторождение является относительно новым и достаточно перспективным месторождением, разработка которого, несомненно, повлечет увеличение базовой добычи, повышение дебитов (в прогнозе высокодебитные скважины) и, как правило, выполнение бизнес-плана. В настоящее время геологическая модель данного месторождения необратимо устарела и не может использоваться для дальнейшей эксплуатации. Сопровождения предыдущей геологической модели с учетом вновь пробуренных скважин, данных сейсморазведки и интерпретации ГИС, а также применением новых технологий в геологическом и гидродинамическом моделировании не происходило. Поэтому для реального представления геологического строения и качественного использования как краткосрочных, так и долгосрочных перспектив эксплуатации месторождений, требуется новая геологическая модель, новые знания о геологическом строении и новый подход к выполнению стандартов по подготовке и применению геологических моделей в БЕ «Оренбург».

Цель проекта преследует планирование изначально грамотной разработки месторождения, «качественного» определения точек бурения, а также предупреждения рисков, связанных с бурением новых эксплуатационных



скважин и их использованием в последующем.

Краткое описание проекта.

В данной работе представлена трехмерная цифровая геологическая модель продуктивных пластов Д4, Д5, Д7 и нового пласта Т1 турнейского яруса, на основе которой составлено представление о геологическом строении Западно-Ольховского месторождения, представление о вероятном распределении пористости, проницаемости и нефтенасыщенности по коллекторам и перспективы их разработки. Впервые получены результаты использования методики интерпретации 2D сейсморазведки с учетом азимутальной анизотропии сейсмических скоростей, позволяющей выполнять структурные построения с точностью до 6-8 м. по латерали, при стандартной точности сейсморазведки в 10 м., что позволило, при совместном анализе с геологической моделью, составить прогноз запасов по двум новым перспективным участкам расположенных в пределах Западно-Ольховского месторождения.

Полученные результаты.

На основе созданной модели намечены участки первоочередного бурения совместно с ПЕ ЮГ запланированы эксплуатационные скважины, входящие в план бурения 2007 г и в план бурения 5-ти лет. Подготовлен прогноз перспективных структур в пределах Западно-Ольховского месторождения с дополнительными извлекаемыми запасами к категории С2 в 1 миллион тонн по девонским отложениям и 2 миллион тонн по пласту Т1.

Практическое применение.

Модель может применяться в процессе эксплуатации месторождения, использоваться подрядными организациями при подготовке проектных документов, также необходима для использования при гидродинамическом моделировании для расчета схем разработки и прогноза добычи.

НОВЫЕ НАПРАВЛЕНИЯ В РАБОТЕ С МОЛОДЫМИ СПЕЦИАЛИСТАМИ В ООО «УРАЛТРАНСГАЗ»

Е.Г. Родыгина

ООО «УРАЛТРАНСГАЗ»

ООО «Уралтрансгаз» - одно из старейших газотранспортных предприятий ОАО «Газпром», которому в январе 2007 года исполнилось 43 года. С самых первых дней существования предприятия работе с молодыми специалистами уделялось большое внимание. Традиции передачи опыта молодым, взаимовыручки и поддержки в коллективе были заложены еще тогда. И сегодня, спустя четыре с лишним десятка лет, традиции получили дальнейшее развитие. Молодой специалист, устраиваясь сегодня на работу в ООО «Уралтрансгаз», знает — его не оставят наедине с проблемами и новыми задачами, а помогут и научат, поддержат и в труде, и в организации отдыха.

Работа с молодежью в ООО «Уралтрансгаз» проводится в три этапа:

1. Профорентация школьников с целью привлечения к обучению по



профильным для Общества специальностям;

2. Подготовка молодых специалистов за счет средств Общества и их трудоустройство на предприятии;

3. Работа с молодыми специалистами.

Основным источником пополнения Общества молодыми специалистами и рабочими являются подшефные общеобразовательные школы.

Профессиональная ориентация и мероприятия по выявлению наиболее одаренных детей осуществляются совместно с учителями школ, преподавателями учебных заведений и специалистами Общества. Учителя и преподаватели хорошо знают психологические особенности учащихся, их склонности, интересы, уровень развития, владеют методикой организации учебно-воспитательного процесса. Специалисты Общества могут наиболее полно раскрыть специфику профессионального труда, требования к будущему работнику.

Для повышения интереса школьников к деятельности ООО «Уралтрансгаз» в филиалах Общества проводятся «Дни открытых дверей», где будущие абитуриенты могут познакомиться со спецификой деятельности Общества, производственным оборудованием, с рабочими местами работников разных служб, отделов, цехов.

Для выявления одаренных детей, склонных к познавательной деятельности, в старших классах подшефных школ Общества проводятся **Олимпиады по основным предметам школьного курса**: математике, физике, химии и русскому языку. Победители олимпиад награждаются Благодарственными письмами.

Наиболее проявившие себя участники олимпиад приглашаются к участию в **интеллектуальной игре «Эрудит»**, которая включает вопросы на общие знания и темы, связанные с производственной деятельностью Общества. Участники игры, занявшие I-ое, II-ое и III-е места, награждаются медалями, Благодарственными письмами и получают право на обучение за счет средств Общества без возмещения стоимости обучения.

Для подготовки школьников к поступлению в высшие учебные заведения по профильным специальностям предприятия формируются группы подготовительных курсов.

Каждый абитуриент, претендующий на обучение за счет средств Общества, проходит психологическое тестирование, целью которого является выявление индивидуальных способностей личности и соответствия выбранной специальности индивидуальной направленности конкурсанта.

Решение о направлении на обучение за счет средств Общества, принимается комиссией, которая оценивает претендентов по следующим критериям:

1. Востребованность избранной абитуриентом специальности в системе ООО «Уралтрансгаз»;

2. Достаточно высокий уровень успеваемости в образовательном учреждении;

3. Результаты участия в мероприятиях, проводимых для выявления ода-



ренных детей;

4. Наличие гарантии трудоустройства одного из филиалов Общества.

По результатам нашей комиссии и вступительных экзаменов в ВУЗы с абитуриентами заключаются трехсторонние договоры на их обучение.

Задача подготовки нового персонала - это своевременное обеспечение Общества необходимыми кадрами, подготовка достойной смены ветеранам производства и обеспечение преемственности поколений работников ООО «Уралтрансгаз».

В целях стимулирования хорошей успеваемости по результатам сдачи очередной сессии студентам-договорникам выплачиваются стипендии. За отличные оценки и успехи в учебной, научной и общественной деятельности учебного заведения студентам назначается **Персональная стипендия имени ООО «Уралтрансгаз»**, которая составляет 2 500 рублей в месяц.

Студентам предоставляются рабочие места для прохождения производственной и преддипломной практик. Будущие молодые специалисты получают возможность составить представление о практической составляющей своей специальности, познакомиться со спецификой производства, с трудовым коллективом. У каждого практиканта есть свой наставник-руководитель, который курирует и помогает в работе. Преддипломную практику студенты проходят в том филиале и на том рабочем месте, куда будут трудоустроены по окончании обучения.

В целях сокращения сроков адаптации будущих молодых специалистов к условиям производственно-хозяйственной деятельности Общества проводятся **Адаптационные семинары для студентов 3 – 4х курсов ВУЗов**. Студенты знакомятся с историей и перспективами развития газотранспортной системы ООО «Уралтрансгаз», с корпоративной культурой Общества. Организуются экскурсии на компрессорную станцию Челябинского ЛПУ МГ, на Копейский завод изоляции труб, Аварийно-восстановительный поезд, где студенты знакомятся с производственным оборудованием, с новейшими технологиями ремонта газопровода.

На старших курсах осуществляется оценка управленческих качеств студентов, что позволяет еще со «студенческой скамьи» выявлять будущих молодых специалистов, обладающих лидерскими качествами.

Наиболее перспективные студенты 4-х, 5-х курсов привлекаются к участию в ежегодной конференции молодых специалистов, где им предоставляется возможность продемонстрировать свои знания.

Заключительный этап подготовки молодых специалистов – их трудоустройство согласно полученной специальности. Как правило, выпускники трудоустраиваются в филиалы, направившие их на обучение.

Численность молодых специалистов в ООО «Уралтрансгаз» ежегодно растёт. По статистике, в течение года к нам приходят в среднем 25 - 30 молодых специалистов.

При принятии на работу каждому молодому специалисту приказом присваивается статус «молодого специалиста» и за ним закрепляется руководи-



тель стажировки. Вместе с ним начинающие газовики составляют «Индивидуальный план стажировки», в котором указываются все ступени, которые они должны пройти за два года перед итоговой проверкой практических знаний по результатам стажировки. В самом начале трудового пути молодого специалиста ему на помощь приходит Совет молодых специалистов. За вновь принятым работником закрепляется ответственный представитель СМС, помогающий новичку адаптироваться к условиям производства.

Через два – три месяца после начала работы наступает важный день в жизни каждого молодого специалиста — день «**Посвящения в газовики**». Посвящение организует отдел кадров Общества совместно с Советом молодых специалистов и проходит оно раз в год.

Посвящение проходит в торжественной обстановке. В присутствии ветеранов ООО «Уралтрансгаз», руководства Общества, представителей филиалов и приглашенных гостей молодые специалисты принимают присягу верности «Газпрому». Клятва произносится с горящим факелом в руке. Каждому «посвящаемому» руководители ООО «Уралтрансгаз» повязывают голубую ленту с надписью «Газовик», вручают дипломы о присвоении высокого звания «Газовик» и дают напутствие с пожеланиями успехов в работе. Свои советы и наставления молодым высказывают и ветераны предприятия, которые в торжественной обстановке передают трудовую эстафету новому поколению. В ответ молодые специалисты вручают ветеранам памятные подарки и дают клятвенное обещание достойно продолжать традиции предприятия.

Свои надежды и пожелания на будущее они смогут прочитать и через много лет, благодаря «**Летописи работников газовой отрасли**», в которую на церемонии посвящения вписали пожелания себе и Обществу в целом: что бы хотелось изменить, какие задачи решить и каким они хотят видеть ООО «Уралтрансгаз» через годы. Добились ли они того, что хотели, оправдались ли надежды — все это покажет время.

Посвящение в «газовики» проводится ежегодно, начиная с 2004 года, и стало корпоративной традицией для нашего Общества.

В целях эффективной и скорейшей адаптации молодых специалистов Общества внедрена программа «**Профессиональная адаптация молодых специалистов газовой отрасли**». Программа знакомит молодых специалистов с характеристикой ОАО «Газпром» и ООО «Уралтрансгаз», с основами работы с персоналом, оплаты труда, основами трудового законодательства, основами менеджмента и психологическими аспектами делового общения. С целью определения индивидуальных особенностей, выявления личностного потенциала каждого обучающегося проводятся деловые игры и психологическое тестирование, что способствует эффективности процесса адаптации.

Из вновь принятых молодых специалистов, обучающихся по данной программе адаптации, по результатам тестирования отбираются кандидаты для направления в УЦ ОАО «Газпром» для обучения по теме: «Профессиональная адаптация молодых специалистов газовой отрасли».

Каждый год в ООО «Уралтрансгаз» проводятся **конференции молодых**



руководителей и специалистов предприятия. В конференции принимают участие молодые руководители и специалисты не только нашего Общества, но и представители других дочерних Обществ ОАО «Газпром». К участию в конференции привлекаются и наиболее перспективные студенты 4-х, 5-х курсов ВУЗов РФ, обучающиеся за счет средств Общества.

В докладах участников конференции рассматриваются актуальные вопросы и проблемы газотранспортных предприятий

В ходе конференции проводится традиционный конкурс на лучший доклад - авторы этих докладов отмечаются призами и дипломами.

Подобные конференции молодых специалистов в течение года проходят и в филиалах предприятия. Лучшие докладчики, ставшие победителями, направляются с докладами на конференцию молодых руководителей и специалистов Общества.

Победители конференции молодых специалистов ООО «Уралтрансгаз» направляются на стажировку за границу.

Молодые специалисты нашего Общества активно участвуют в семинарах и конференциях, проводимых другими дочерними предприятиями ОАО «Газпром», и не раз занимали там призовые места.

Стало традицией ежегодное проведение расширенного заседания **Совета молодых специалистов**. На заседаниях рассматриваются новые методы работы с молодежью, дальнейшие пути развития молодежной организации, а также освещаются результаты деятельности СМС. Одним из предложений СМС в области электронного документооборота и обмена информацией стал **сайт СМС**, который позволил молодым специалистам общаться, узнавать новое в жизни Общества, получать консультации, обмениваться опытом работы, обсуждать возникающие вопросы и проблемы «не выходя из кабинета».

Благодаря деятельности СМС у молодых специалистов появляется возможность проявить себя, добиться производственных результатов, на деле показать, кто чего стоит и кто что может, а это уже рождение и становление кадрового резерва Общества. В настоящее время силы СМС направлены на широкое привлечение к творческой и новаторской деятельности молодежи Общества. Проводится работа по вопросам организации досуга и развития творчества молодых специалистов.

По истечении срока стажировки молодой специалист представляет отчет, в котором отражает выполнение индивидуального плана, участие в научно-исследовательской и рационализаторской работе. Итоги по результатам стажировки молодых специалистов подводятся аттестационной комиссией, которая дает рекомендации о дальнейшем использовании молодого специалиста.

Большое внимание уделяется решению социальных проблем молодежи, работающей в Обществе, обеспечению их жильем и предоставлению молодым семьям ссуд на улучшение жилищных условий и обзаведение домашним хозяйством, организации досуга молодежи.

Однако работа с молодыми специалистами не заканчивается тем днем, когда они становятся специалистами в своём деле. В дальнейшем, разумеет-



ся, при желании самих специалистов, у них появляется множество возможностей для самореализации. В этом им помогает «Школа резерва кадров». Благодаря ей только что окончивший учебное заведение молодой специалист имеет все шансы со временем перейти в разряд управленцев. «Школа» относится к непрерывному фирменному образованию и представляет собой систему предоставления теоретических знаний, направленную на повышение профессионализма, получение новых умений и навыков.

Выпускник «Школы резерва кадров» является специалистом, способным выполнять задачи различного уровня сложности, руководить людьми, решать как технические проблемы, так и проблемы управления персоналом на производстве. Он сумеет передать знания и обучить подчиненный ему персонал. За такими работниками – будущее ООО «Уралтрансгаз» и ОАО «Газпром».

В заключении хочется отметить, что целенаправленная работа с молодыми специалистами в Обществе позволяет нам:

- Создать молодежный коллектив, участвующий в производственной и общественной жизни Общества;
- Создать сплоченную команду, способную решать производственные задачи, опираясь на практический опыт;
- Сформировать кадровый резерв из числа молодых работников, обладающих практическим опытом, имеющих достаточные профессиональные, технические знания и способных решать поставленные перед Обществом задачи.

В целом работа, которая проводится с молодыми специалистами в Обществе, приобретает все более плановый характер и способствует сокращению сроков вхождения в трудовой коллектив, более эффективной и своевременной адаптации на производстве молодых специалистов и обеспечивает их профессиональный рост.

ТЕХНИКО-ЭКОНОМИЧЕСКИЙ РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ ИНВЕСТИЦИОННОГО ПРОЕКТА «СТРОИТЕЛЬСТВО ЭНЕРГОЦЕНТРА НА ДНС «ХАСЫРЕЙСКАЯ»»

С.П. Рэйяну

ОАО «РН-Северная нефть»

В имеющихся условиях, хорошей альтернативой дизельному топливу для выработки электроэнергии является попутный газ. При этом использование в качестве топлива для выработки электроэнергии попутного газа требует создания определенной инфраструктуры и использования соответствующих технологий. Для решения данных задач в ОАО «Северная нефть» ведется разработка и реализация инвестиционного проекта по строительству энергоцентра на ДНС «Хасырейская».

Строительство энергоцентра было начато в 2004 году, в середине 2005 года ОАО «РН-Лизинг» предоставило в лизинг газотурбинные генера-



торные установки «Тайфун» и установку подготовки топливного газа «Петреко». К концу 2005 года было закончено обустройство первой очереди энергоцентра и произведен пуск. На сегодняшний день энергоцентр работает на 28 % от своей проектной мощности, к 2006 году было выработано 6 207 тыс. кВт\ч. В настоящее время ведутся дальнейшие строительные-монтажные работы.

Целью данной работы является расчет эффективности строительства энергоцентра на базе газотурбинных электростанций. Детальный анализ полученных результатов с выявлением основных источников снижения затрат на выработку электроэнергии.

Оценка экономической эффективности капитальных вложений проводилась на основании моделирования эксплуатационных затрат за период 2004 – 2020 годы по двум альтернативным вариантам и сравнение их с базовым вариантом.

За базовый вариант была принята существующая схема энергообеспечения на базе дизельных электростанций.

Альтернативный вариант № 1: строительство на ДНС «Хасырейская» энергоцентра на базе газотурбинных электростанций.

Альтернативный вариант № 2: строительство высоковольтной линии электропередач г. Воркута - ДНС «Хасырейская», что позволит обеспечить местоорождения Вала Гамбурцева электроэнергией от сетей АЭК «Комиэнерго».

Исходные данные для расчета

Капитальные затраты:

Базовый вариант. Капитальные затраты сложились из расходов на закупку и монтаж дополнительных дизельных электростанций «Сампінс», необходимых для удовлетворения планируемой потребности в электроэнергии в расчетный период. Они составят 131 млн. руб.

Вариант №1. Общий объем капитальных вложений по энергоцентру на ДНС «Хасырейская» был получен исходя из фактических затрат за 2004-2005 г.г. и данных по инвестиционной программе на 2006-2007. К концу строительства общая сметная стоимость составит 1 546 млн. руб. Данная сумма направлена на приобретение основного технологического оборудования, комплектующих изделий и материалов, на выполнение проектно-изыскательских, строительного-монтажных и пуско-наладочных работ.

Эксплуатационные затраты по данному цеху были рассчитаны путем индексации фактических эксплуатационных затрат за 2005 год. Вариант №2. В расчете альтернативного инвестиционного проекта были использованы затраты на строительство высоковольтной ЛЭП, которые составят 1 248 млн. руб.

Эксплуатационные затраты на выработку электроэнергии.

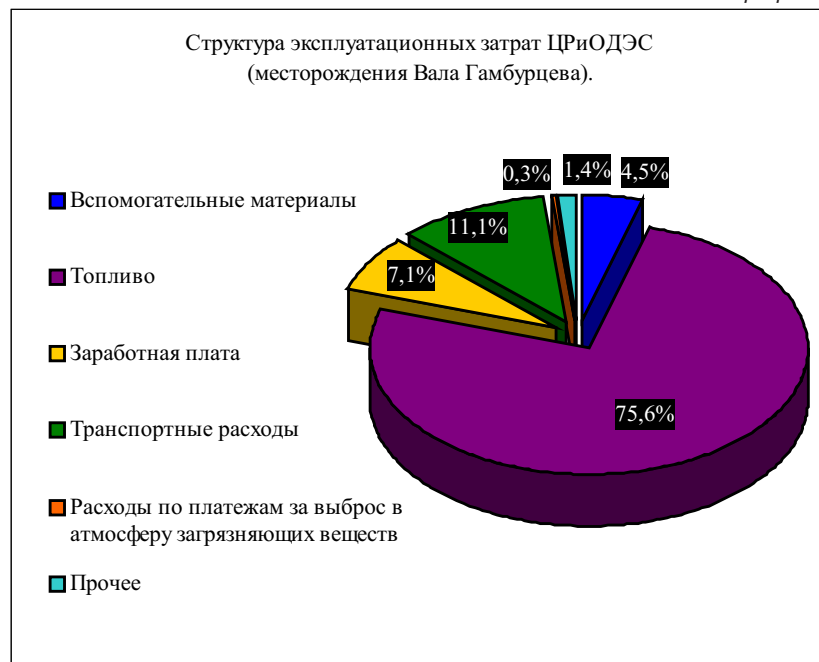
Для нужд расчета была принята следующая структура эксплуатационных затрат: вспомогательные материалы, топливо, заработная плата, транспорт-



ные расходы, расходы по платежам за выброс в атмосферу загрязняющих веществ и прочие расходы. В данной структуре отражены основные показатели, необходимые для расчета затрат на производство электроэнергии.

1. Цех по ремонту и обслуживанию дизельных электростанций (месторождения Вала Гамбурцева). Базовый вариант.
на соответствующий определенному году инфляционный коэффициент.

Граф. №1



Расходы по платежам за выброс в атмосферу загрязняющих веществ были рассчитаны исходя из проектного расхода топлива на выработку электроэнергии дизельными электростанциями и объема попутного газа, необходимого для выработки того же объема электроэнергии газотурбинными электростанциями, но утилизируемого путем сжигания на факелах.

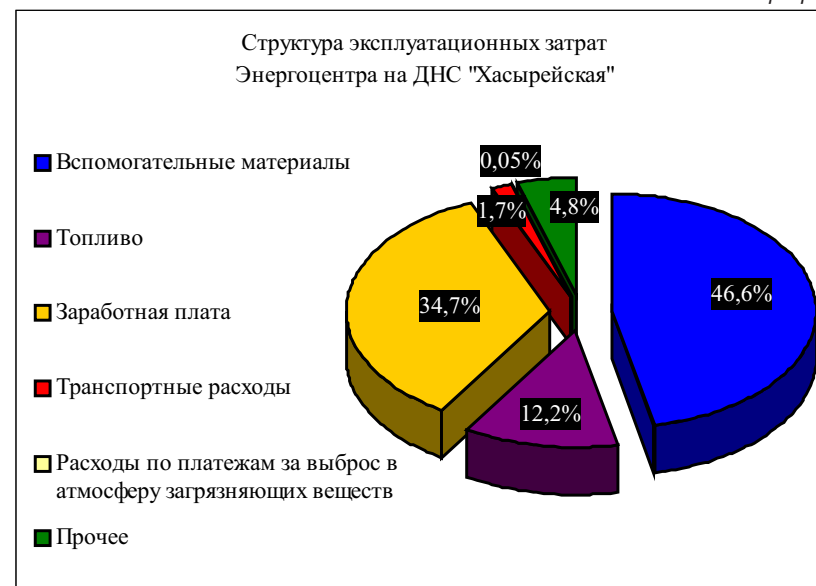
2. Энергоцентр на ДНС «Хасырейская». Вариант №1.

Расчет эксплуатационных затрат производился следующим образом: затраты на вспомогательные материалы и топливо приняты по нормам технологической схемы и ценам заводов изготовителей по состоянию на конец 2005 года, расходы на содержание персонала и связанные с ними расходы на транспортировку персонала рассчитывались исходя из штатного расписания



и установленной заработной платы для соответствующих типов рабочих и ИТР. Дополнительно в состав эксплуатационных затрат включены прочие (непредвиденные расходы) в размере 5 % от суммы сложившихся затрат.

Граф. 2



Полученные расходы по годам были индексированы на соответствующий коэффициент инфляции. Расходы по платежам за выброс в атмосферу загрязняющих веществ были рассчитаны исходя из проектного расхода топлива на выработку электроэнергии газотурбинными электростанциями.

3. Высоковольтная линия электропередач. Вариант №2.

Расчет эксплуатационных затрат производился следующим образом: затраты на вспомогательные материалы были приняты согласно установленным нормативам, расходы на содержание персонала и связанные с ними расходы на транспортировку персонала рассчитывались исходя из штатного расписания и установленной заработной платы для соответствующих типов рабочих и ИТР, в составе транспортных расходов были учтены затраты на спец. технику. Дополнительно в состав эксплуатационных затрат включены прочие (непредвиденные расходы) в размере 5 % от суммы сложившихся затрат. Расходы по платежам за выброс в атмосферу загрязняющих веществ в данном проекте равны нулю и для нужд расчета были заменены на расходы по оплате электроэнергии. Полученные расходы по годам были индексированы на соответствующий коэффициент инфляции.

Полученная структура эксплуатационных затрат на 95 % состоит из рас-



ходов на оплату электроэнергии, 3% - заработная плата, остальные расходы не превышают 2% от суммы затрат.

Основные расчетные коэффициенты.

Коэффициент инфляции был принят согласно сценарным условиям бизнес-плана на 2006-2010 годы и прогноза на 2011 – 2020 годы.

Ставка дисконтирования была принята на уровне 12% согласно сценарным условиям, доведенным для расчета эффективности инвестиционных проектов в ОАО «НК «Роснефть».

Расчетный период.

Период расчета равен 17 годам (2004-2020 г.г.) так как к этому году заканчивается нормативный срок эксплуатации оборудования и значительно снижается уровень добычи нефти на месторождениях Вала Гамбурцева.

Результаты расчета.

После проведения расчета экономической эффективности двух альтернативных вариантов были получены следующие результаты (Табл. №1):

Табл. №1

Показатели (за весь период)	Ед. изм.	Базовый вариант	Вариант №1	Вариант №2
Капитальные вложения	тыс. руб.	131 014	1 545 646	1 248 300
Эксплуатационные затраты	тыс. руб.	7 741 664	691 214	2 546 364
Эксплуатационные затраты на 1 кВт.ч.	руб./кВт.ч.	7,29	0,76	2,33

Анализ полученных данных

1 этап.

Экономическая оценка по основным показателям проведена на основании следующих критериев (Табл. №2):

1. Сумма снижения эксплуатационных затрат по сравнению с базовым вариантом.
2. Отношение капитальных вложений к сумме снижения эксплуатационных затрат по сравнению с базовым вариантом.
3. Эксплуатационные затраты на выработку 1 кВт.ч. электроэнергии.



Табл. №2

Показатели	Ед. изм.	Вариант №1	Вариант №2
Сумма снижения эксплуатационных затрат	тыс. руб.	- 7 050 450	- 5 195 300
Отношение кап. вложений к сумме снижения эксл. затрат	%	22	24
Эксплуатационные затраты на 1 кВт.ч.	руб./кВт.ч.	0,76	2,33

Сравнение двух вариантов по выше указанным критериям показывает, что вариант №1 – строительство энергоцентра на ДНС «Хасырейская» - экономически более целесообразно, так как по всем трем критериям он лучше, чем вариант №2. Вариант №2 был отклонен.

2 этап.

Дополнительно для отражения более полной картины была проведена оценка экономической эффективности первого варианта на основании моделирования денежных потоков и определения основных показателей эффективности. Были получены следующие результаты (Табл. №3):

Табл. №3

Показатели	Ед. изм.	Результат	Условие эффективности	Соответствие условию эффективности
Приведенный денежный поток (NPV)	млн. руб.	1 023	NPV > 0	+
Внутренняя норма доходности (IRR)	%	25,4%	IRR > 12%	+
Дисконтированный срок окупаемости (DPP)	лет	7,2	DPP < 17	+

3 этап.

Риски проекта. Основными факторами, влияющими на эффективность реализации данного проекта, являются:

- Сумма эксплуатационных затрат
- Объем капитальных вложений

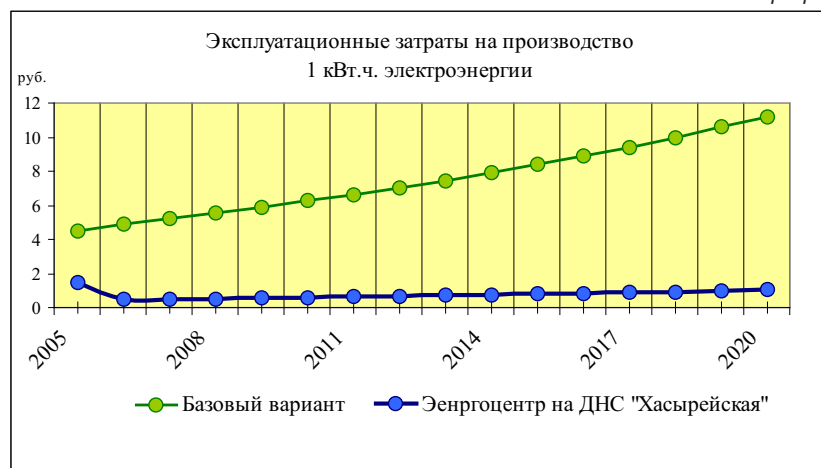


Заключение

Проанализировав результаты расчета эффективности реализации проекта, мы пришли к заключению, что строительство и эксплуатация энергоцентра на ДНС «Хасырейская» экономически оправдана и соответствует тем целям, которые были поставлены - снижению эксплуатационных затрат и эффективному использованию природных ресурсов.

Переход на новый вид топлива (попутный газ) существенно изменяет структуру затрат на производство электроэнергии. Основная часть расходов будет приходиться на содержание и обслуживание оборудования - более 80% от эксплуатационных затрат. При этом значительно снизятся расходы на топливо - с 76% до 12% от эксплуатационных затрат. Такое изменение структуры прямых затрат уменьшает зависимость предприятия от колебания цен на энергоносители, а также снижает стоимость производства 1 кВт.ч. электроэнергии, что видно из графика №3.

Граф.3



Снижение себестоимости добычи нефти, положительные результаты эффективного использования ресурсов, улучшение экологической обстановки в местах добычи нефти повысят внутрикорпоративный рейтинг ОАО «Северная нефть» среди других дочерних обществ ОАО «НК «Роснефть». Вышеизложенные тенденции положительно скажутся на имидже компании и дадут дополнительное преимущество при распределении тендеров на новые месторождения.



ОПТИМИЗАЦИЯ ЗАТРАТ НА ОБУСТРОЙСТВО УСТЬ-ВАХСКОЙ ПЛОЩАДИ ЗА СЧЕТ ИСПОЛЬЗОВАНИЯ СУЩЕСТВУЮЩЕЙ ИНФРАСТРУКТУРЫ (КСП-9).

Э.М.Салиев

ОАО «Самотлорнефтегаз» ТНК-ВР

Самотлорское месторождение одно из самых крупных нефтегазоконденсатных месторождений в мире.

Возрастающий объем геолого – промысловой информации о месторождении способствует выработке дополнительных предложений и решений, направленных на ускорение темпов разработки неохваченных на предыдущих этапах площадей.

При разработке новых инфраструктурных проектов основополагающими факторами являются:

- соблюдением требований лицензионных соглашений, санитарных, экологических и природоохранных норм;
- создание оптимальных и экологически безопасных систем транспорта за счет внедрения новых технологий, защищающих трубы от наружной и внутренней коррозии;
- максимальное использование существующей инфраструктуры для обеспечения качественных процессов подготовки продукции скважин;
- получение синергетических эффектов, позволяющих максимально оптимизировать капитальные вложения.

Сегодняшний этап развития Самотлорского месторождения характеризуется реализацией новых масштабных проектов, одним которых является разработка Усть –Вахской площади.

II. Организация инфраструктуры Усть – Вахской площади.

В связи со значительными изменениями по добычи жидкости, нефти и закачке воды в пласты Усть-Вахской площади по сравнению с первоначальными значениями. Первоначально планировалось бурение с 14 кустов 217 скважин. В виду определенных факторов произошло сокращение количества кустов и скважин до 9 кустов 175 скважин. Существует необходимость пересмотра системы подготовки воды и закачки. На данный момент имеются два варианта.

Первый – строительство КНС, УПСВ, АБК и бурение куста водозаборных скважин. Начало строительства установки предварительного сброса воды и кустовой насосной станции - 2006 год.

При оценке данного проектов имеются как плюсы, так и минусы, одна из главных проблем первого варианта, работоспособность депульсаторов при различных изменениях количество жидкости и нефти.

Система УПСВ с наличием трубных депульсаторов будет работать в режиме, только в том случае если расчетные параметры по жидкости будут соответствовать фактическим. В случае изменений или колебаний в добычи жид-



кости, система будет выбиваться с режима.

Второй вариант – строительство КНС, АБК (усеченный вариант до бригадного участка), НПВ на КСП-9 и водовода низкого давления с КСП-9 на КНС-41.

Во втором варианте предлагается доставка подтоварной воды, по водоводу низкого давления с КСП-9 на КНС-41.

Второй вариант:

- дает гарантию качественной подготовки воды на КСП-9 (низкое содержание нефтепродуктов)

- решает вопрос по утилизации воды на КСП-9 (дополнительно будет сниматься порядка 10-15 тыс.м3 воды)

- дает экономию по капитальным вложениям

- а) не требуется бурение и эксплуатация водозаборного куста

- б) не требуется строительство системы пожаротушения

- в) не требуется строительство газосепараторов и отстойников

- уменьшаются дополнительные экологические, эксплуатационные риски и расходы по обслуживанию и содержанию УПСВ.

- уменьшение экологических рисков

Основной недостаток при реализации второго варианта, по отношению к первому:

- отсутствие проекта на трубопровод от КСП-9 до КНС-41 и НПВ

- риск по не прохождению экологической экспертизы на строительство трубопровода под р. Вах (минимален)

- увеличение сроков запуска КНС-41, с апреля на июль 2007г.

- требуется переутверждение проекта.

Переход, через р. Вах, проведем методом наклонно – направленного бурения, в исполнении «труба в трубе», с резервной ниткой.

После тщательной проработки предлагаемых проектных решений, было выработано решение, позволяющее не только максимально использовать существующую инфраструктуру, но и получить синергетический эффект.

Предложено не строить на левом берегу установку предварительного сброса воды УПСВ-41, а всю жидкость вместе с газом направить на КСП-9. На левом берегу выполнить строительство только системы поддержания пластового давления.

III. Технологические расчеты.

Проведенные расчеты подтвердили обеспечение необходимой пропускной способности напорного нефтепровода с левого берега реки Вах до КСП-9. Проектная пропускная способность объекта КСП-9 составляет 120 000 м³/сутки, а максимальный уровень добычи жидкости, предполагаемый в 2011 году, составит 105 000 м³/сутки по КСП-9+Усть-Вах



Рассчитаем трубопровод для подачи воды от КСП-9 до КНС-41

Трубопровод рассчитываем так, чтоб движение в нем было турбулентным, т.е. $Re > 10000$ и невысокие потери на трение.

$$Re = \frac{W * D_{вн} * \rho_{ж}}{\mu};$$

Где W - скорость движения потока;

$D_{вн}$ – внутренний диаметр трубопровода ;

$\rho_{ж} = 1024 \text{ кг/м}^3$ - плотность жидкости;

$\mu = 1,5 \text{ мПа}\cdot\text{с}$ - вязкость

$$W = \frac{Q_{ж} * 4}{\pi * D_{вн}^2};$$

Где $Q_{ж} = 30000 \text{ м}^3/\text{сут}$ – расход жидкости через трубопровод;

$\pi = 3,14$

Чем меньше диаметр трубопровода, тем он дешевле, т.е. стараемся подобрать трубопровод, при котором Re будет ближе к 10000.

Методом подбора самым подходящим стал трубопровод $\phi 426 \text{ мм}$. Приведем его расчет:

$$W = \frac{30000 * 4}{3,14 * 0,408^2 * 24 * 3600} = 2,65 \text{ м/с.}$$

$$Re = \frac{2,65 * 408 * 1024}{1,5} = 738000.$$

Перепад давления на трубопроводе

$$\Delta P = \frac{\lambda * \rho * W^2 * L * 10}{2 * D_{вн}^5};$$

Где $\lambda = 0,0124$ – коэффициент сопротивления;

$L = 10,7 \text{ км}$ – протяженность трубопровода.

Перепад на трубопроводе составит:

$$\Delta P = \frac{0,0124 * 1024 * 2,65^2 * 10 * 6}{2 * 408} = 6,5 \text{ кгс/см}^2.$$

Подбор насосов

На приеме КНС-41 давление должно быть от 3 – 9 кгс/см². Принимаем 7 кгс/см². Тогда на выходе с КСП-9 давление должно составлять 14 кгс/см².

То есть нам необходим насос, который будет прокачивать 30000 м³/сутки подтоварной воды и при этом создавать в трубопроводе давление не меньше 14 кгс/см².

В каталогах нашли подходящий насос – это ЦН400Х210а. Этот насос обладает напором 192м и производительностью 380 м³/ч.

Определим количество насосов:

$$\text{Количество насосов} = \frac{Q_{ж}}{Q_{насоса}} = \frac{30000}{380 * 24} = 3,3.$$

С учетом ремонта и резерва берем 6 насосов.

Из расчетов видно, что для реализации данного проекта необходимо дополнительно построить на КСП-9 насосную подтоварной воды (ЦН400х210а – 6 шт) и трубопровод для транспорта подтоварной воды ф426*10 L-6 км от КСП-9 до КНС-41.

Кроме того, предлагаемое проектное решение позволяет оптимизировать капвложения за счет перераспределения потоков жидкости между правым и левым берегом, исключить необходимость бурения и обустройства 7 скважин (пласт А₆₋₇), предназначенных для добычи подтоварной воды.

Выводы

Данный проект позволит ОАО «Самотлорнефтегаз»:

1. уменьшить экологические риски на левом берегу Усть – Ваха.
2. гарантирует качественную подготовку воды на КСП-9, тем самым обеспечить безопасность для закачки в пласт «Рябчик» (низкое содержание нефтепродуктов)
3. решить вопрос по утилизации воды на КСП-9 (дополнительно будет сниматься порядка 10-15 тыс.м3воды).
4. уменьшить дополнительные эксплуатационные риски и расходы по обслуживанию и содержанию УПСВ.
5. с экономить на строительстве - 303 569 т.рублей;
6. с экономить на эксплуатации – 1 820,237 т.рублей/год

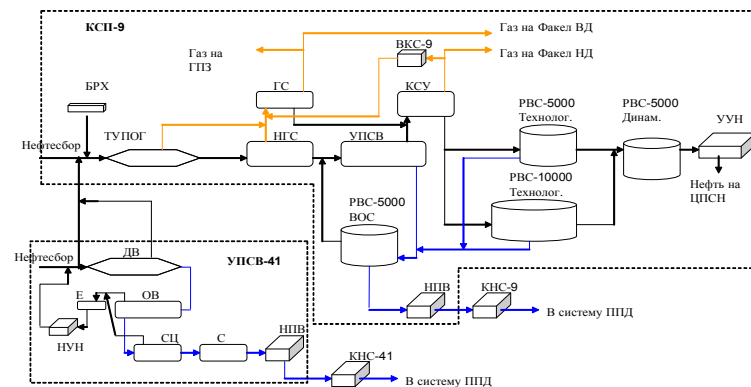


Рис.1 Принципиальная технологическая схема подготовки нефти на КСП-9, УПСВ-41

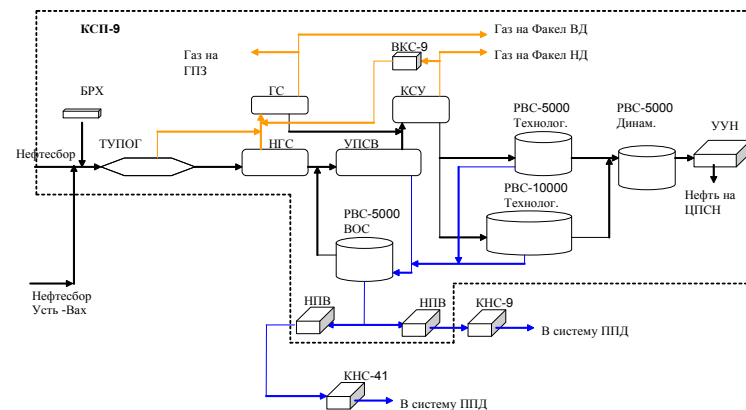
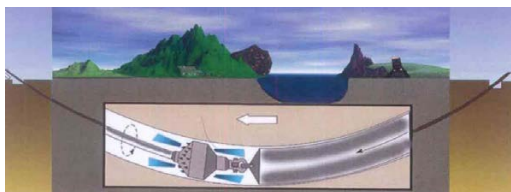
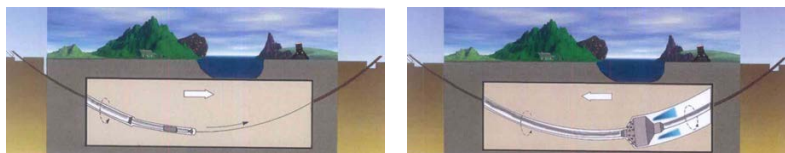


Рис.2 Принципиальная технологическая схема подготовки нефти на КСП-9 с подачей подтоварной воды на КНС-41

Альтернативным вариантом сооружения подводного перехода является метод наклонно-направленного бурения в исполнении «труба в трубе» с резервной ниткой. Необходимо построить водовод методом наклонно-направленного бурения протяженностью 1290 метров. Опыт строительства в ОАО «СНГ» есть.



Рис№3 – Подводный переход через р. Вах

Таблица№1- Сравнительные затраты

Наименование глав, объектов, работ и затрат	На УПСВ-41	Дополнительные затраты на КСП-9	±
Затраты на строительство по площадкам, т.рублей	233 569	180 000	-53 569
Затраты на бурение и ввод в эксплуатацию скважин пласта А _{6,7} , т. рублей	250 000	0	-250 000
Итого затраты на строительство, т.рублей	483 569	180 000	- 303 569
Зачистка, диагностирование, ремонт аппаратов т.рублей/год	1320,8	0	-1320,8
Оператор ООУ, чел	10	0	
Машинист т/н, чел	6	5	
Слесарь по ремонту ТУ, чел	2	0	
Электрогазосварщик, чел	1	0	
Начальник установки, чел	1	0	
Заработная плата, т. рублей/год	8389,977	1994,15	-6794,657
Текущее обслуживание и ремонт насосов, т.рублей/год	240,3	908,8	+668,5
Обслуживание и ремонт трубопроводов, т.руб./год	300	2500	+2200
Потребление электроэнергии, т. рублей/год	3827,87	7886,32	+4058,45
Косвенные затраты, т. рублей/год	1030,56	0	-1030,56
Итого затраты на обслуживание, т.рублей/год	15109,507	13289,27	-1820,237

ПРОБЛЕМЫ РАЗВИТИЯ ТВОРЧЕСКОГО ПОТЕНЦИАЛА МОЛОДЕЖИ

Ф.А. Селимова

ООО «Каспийгазпром»

В развитии и определении динамики и направления движения общества, бизнеса и государства первостепенную роль играет современное состояние молодого поколения. Будущее предопределяется отношением государства и общества к материнству, детям и молодежи. Социальная мотивация молодежи, гражданско-патриотическое воспитание и создание условий для социально-экономической стабильности - вот условия стабильного и социально-безопасного будущего для государства и общества. Современная молодежная политика разбита на сферы реализации интересов государства, общества, политических сил и соответственно различных корпораций. В высоко технологичном обществе, к достижению которого стремятся цивилизованные страны, очень озабочены и заинтересованы в повышении конкурентоспособности молодых специалистов, развитием человеческого ресурса. Потенциал страны во многом зависит от формирования молодежного резерва с ярко выраженной гражданской позицией и широкими возможностями личного и профессионального роста. Необходимость молодежной политики определяется трудностями жизненного старта, с которыми сталкивается молодая человек, вступая в жизнь и приобретая права в обществе и обязанности перед ним. Формируя молодежную политику, необходимо учитывать, что молодежь является одним из общественно активных слоев населения, имеющим важный потенциальный вес в перспективе. Последнее условие обуславливает недопустимость недооценки роли и места молодежи в общественно-государственном обустройстве. Государственная молодежная политика, в отличие от традиционной социальной, не сводится только к разработке компенсационных механизмов. Она должна содержать активный инновационный и производительный аспекты, отражающие трудовой и творческий потенциал молодежи. Это позволяет рассматривать молодежную политику как одно из важных направлений развития стратегических ресурсов общества. Между тем все в большей степени наблюдается разрыв между официально провозглашенной молодежной политикой государства и реальными процессами. Очень мала роль молодежи в решении государственных проблем, практически отсутствует законодательная база в области молодежной политики, молодежь из мощного потенциала, авангарда проводимых в стране реформ превращается в балласт, проблему. Это приводит к недовольству в молодежной среде, расшатывает веру в традиционные и гуманные ценности, основанные на здравом смысле и провозглашенные в Конституции РФ. К сожалению, сегодня в формировании жизненной позиции молодого поколения россиян все большую роль начинают играть девиантные ориентиры: криминальная среда, религиозные секты, худшие образцы западной массовой культуры. В нашу жизнь насаждаются чуждые нам принципы и системы. Идет жесткая борь-



ба за будущий интеллектуальный потенциал нашей страны - умы талантливой молодежи. Вступление молодого человека в производственную среду происходит достаточно тяжело, в России в последнее десятилетие в значительной степени была разрушена целостная система работы с молодежью этой категории. Учитывая это, организация работы с молодежью стала одним из главных условий для привлечения молодых кадров в различные секторы экономики, развития творческого и научного потенциала, профессионального становления и дальнейшего продвижения молодого специалиста. Промышленность, и в частности, топливно-энергетический комплекс - фундамент экономики сегодняшней и будущей России, залог независимости и благополучия ее народа. И такая общенациональная цель, как возрождение российского промышленного производства, его модернизация и технологический прорыв в XXI веке может стать лучшей основой для идейного объединения всех граждан России, и, прежде всего - ее молодого поколения. Для того, чтобы молодежь могла более уверенно занять свое место в жизни страны и включиться в решение этих важнейших проблем, необходимо создать систему привлечения молодого поколения к выработке важнейших государственных экономических решений, законодательно закрепить приоритет и гарантии молодежи на самореализацию на производстве и в научном творчестве. ОАО «Газпром» цели корпоративной молодежной политики сформулированы в основных направлениях развития. Это находит выражение в содействии социальному, культурному, духовному и физическому развитию молодежи, недопущении возрастной дискриминации молодых граждан, создании условий для более полного включения молодежи в социально-экономическую, политическую и культурную жизнь общества, расширении возможностей молодого человека в выборе своего жизненного пути, достижении личного успеха, реализации инновационного потенциала молодежи в интересах развития Общества и развития самой молодежи. Молодежная политика реализуется в трудовых коллективах исходя из принципа установления собственных критериев социальной защиты молодежи. Так, предприятия вправе устанавливать дополнительно к общегосударственным, республиканским и местным гарантиям льготы и преимущества для молодежи, прежде всего, в таких важных социальных вопросах, как обеспечение жильем, предоставление возможностей учиться в платных учебных заведениях, организация отдыха, укрепление здоровья. Нередко предприятия сталкиваются с определенной дилеммой, с двумя прямо противоположными подходами к вопросу молодежной политики. С одной стороны, предприятия проявляют заинтересованность в развитии молодых людей в общекультурном и профессиональном плане, с другой - они часто с нежеланием пополняют коллектив малоопытными и менее квалифицированными работниками. Такое отношение предприятий имеет определенные объяснения. Высокий научно-технический уровень производства и сложнейшие производственные процессы в отрасли обусловлены конкуренцией между предприятиями отрасли и определяют достаточно жесткие требования к профессиональной компетенции работников, а также возрастные требования к молодым специалистам.



Неэффективное и неполное использование трудового потенциала молодых специалистов в хозяйственной деятельности приводит к значительным экономическим потерям и ставит под вопрос саму возможность дальнейшего экономического роста. С другой стороны, реализация потенциала молодежи в очень большой мере зависит от внутрикорпоративных и общественных отношений, целей молодежной политики компании и средств их достижения. В нынешних условиях молодежь как важнейшая перспективная часть компании оказалась в трудной ситуации, и часто ее трудовой потенциал остается не до конца востребованным. В связи с этим становится очевидной необходимость создания молодежных организаций, действующие в дочерних обществах ОАО «Газпром», роль которых в формировании и реализации корпоративной молодежной политики общества выражается в следующем. Во-первых, молодежные организации объединяют молодых людей в жизнедеятельные коллективы. В них происходит процесс их самоорганизации, социализации, сплочения в самодетельные коллективы. В этом плане они несут в себе большой воспитательный потенциал. Тем самым молодежные организации в силу своего положения и направленности деятельности являются соучастниками (субъектами) молодежной политики предприятия. Во-вторых, организованное движение молодежи в определенной мере является связующим звеном между государством, обществом и молодежью. В-третьих, в молодежных организациях заинтересовано предприятие в целях эффективного проведения своей политики в молодежной сфере.

Российский, так же как и мировой, опыт свидетельствует о целесообразности существования и деятельности молодежных организаций (объединений) и движений. Этот опыт свидетельствует также о прямой заинтересованности руководства предприятий в их наличии и активной деятельности.

Молодежные движения выполняют определенные воспитательные функции. Этот аспект особенно важен для современного российского общества, когда резко снизился воспитательный потенциал практически всех государственных и общественных структур. Работа с молодежью является одним из основных направлений кадровой политики «Газпрома». В подразделениях общества проводится широкомасштабная работа с молодыми специалистами, приходящими на предприятия отрасли после окончания средне специальных и высших учебных заведений. Однако по сей день актуальными остаются низкие стартовые возможности молодежи, ее слабая социальная защищенность и отсутствие профессионального опыта и навыков. В дальнейшем могут также вызвать множество проблем, внутригрупповые и межпоколенческие противоречия и конфликты, связанные с менталитетом старшего поколения, воспитанного на других принципах. Весь многоаспектный комплекс проблем не может быть разрешен без проведения четко определенной молодежной политики, направленной на социальную поддержку и адаптацию молодежи, являющейся объектом стратегических интересов компании. Молодежь как социальная группа и молодой специалист как работник сегодня стали более активно проявлять себя, рождать новые идеи и активно участвовать в



реализации собственных и корпоративных интересов. Становление в данное время молодежной политики на предприятиях ОАО «Газпром» происходит в условиях отсутствия четкой, разумно структурированной модели политики в отношении молодежи, противоречивости и фрагментарности нормативно-законодательной базы наряду с декларативным отношением к молодежи. Эти факторы стали катализатором формирования корпоративной молодежной политики с вектором развития в направлении «снизу-вверх» с доминантой локальной модели. При этом, важное значение приобретают процессы саморегулирования, возникающие в молодежной среде. Однако, процесс плодотворного развития корпоративной молодежной политики не возможен без единого объединяющего стержня, выступающего основой и главным гарантом реализации молодежной политики как составной части социальной и кадровой политики. В корпоративной молодежной политике вычлняются стратегические (формирование нормативно-законодательной базы, создание системы научно-информационного обеспечения, создание условий для профессионального продвижения и самореализации молодежи, формирование и развитие оказания социальных услуг, обеспечение социальной поддержки молодежи) и тактические (научно-методическое обеспечение молодежных организаций, поддержка деятельности молодежных организаций, обеспечение правовой защиты и социальных гарантий молодежи) меры. Для оптимизации развития корпоративной молодежной политики требуется разработка и принятие скоординированной единой для всех дочерних обществ и внутри с учетом местных особенностей - нормативно-законодательной базы, регулирующей отношения всех уровней в области молодежной политики. Таким образом, в корпоративной молодежной политике следует активно разрабатывать следующие принципы:

1.Скоординированность в формировании нормативно-законодательной базы. Речь идет о взаимодействии и взаимодополняемости нормативно-законодательной базы молодежной политики на корпоративном уровне, на уровне дочерних обществ и структурных подразделений этих обществ.

2.Развитие инфраструктуры молодежных организаций. Этот аспект предполагает создание новых и активизацию уже существующих молодежных организаций путем внедрения инновационных социально-педагогических идей и технологий. **3.Продвижение молодых кадров.** Создание реально действующих систем продвижения молодых специалистов.

4.Проектирование системы методов молодежной политики. В этом направлении акцент следует делать на научно-техническую, рационализаторскую и изобретательскую деятельность молодежи на предприятиях газовой отрасли.

5.Финансовое инвестирование. Современный подход к организации социальной молодежной политики выражается в финансировании проведения молодежных мероприятий различной направленности. Идея инвестиций в молодежь представляет собой предпосылку для активизации инновационной деятельности молодежи, ее творческого вклада в развитие предприятия.



Вместе с тем, вложение средств в социальное развитие молодого поколения принесет реальную выгоду и конкретную прибыль с возрастающим положительным коэффициентом не только молодежи, но и всему обществу в целом. Инвестиции в образование и повышение жизненного уровня молодого поколения работников являются единственным и наиболее эффективным средством не только в плане приостановления процессов снижения воспроизводства кадров, но и в направлении подготовки нового интеллектуального потенциала и рабочей силы.

6.Обеспечение социальных гарантий и создание благоприятных условий для самореализации личности.

7.Стимулирование инициативы и инновации. Этот аспект тесно связан с принципом финансового инвестирования и подразумевает оказание поддержки, помощи и содействия молодежи в ее разумных начинаниях, во внедрении новых рациональных идей в виде программ, проектов, различных мероприятий и в других формах, порождающих значимые изменения на практике в реальной жизни. Это, в свою очередь, предполагает сотрудничество и взаимодействие с другими молодежными организациями из родственных компаний, а также создание единого координационного центра молодежных организаций «Газпрома». Таким образом, разработка базовых принципов обеспечит поэтапное решение многих проблем молодежи, работающей в ОАО «Газпром». Молодежная политика «Газпрома» должна быть переориентирована на решение проблем отдельно взятого молодого работника. Необходимо расставить приоритеты в организации деятельности с молодежью с учетом поставленных проблем и направить все возможные ресурсы для их разрешения. Особое внимание следует уделить координации деятельности всех заинтересованных структур в решении молодежных вопросов - кадровых служб и профсоюзных организаций предприятий газовой отрасли.

Объединить молодежь и организовать тесное взаимодействие с государством, привлечь негосударственные организации к решению проблем в области молодежной политики на современном этапе можно, только создав новую общественно-государственную организацию. Это мог бы быть независимый орган федеральной молодежной политики, сочетающий в себе деятельность государственных органов управления и инициативу и практику общественных организаций, в котором каждая молодежная организация на правах свободного исполнителя взялась бы за выполнение работы в своем секторе проблем. Для достижения целей и создания условий для повышения роли молодежи в эффективном развитии экономики, необходимо объединить усилия органов государственной власти, администраций предприятий, профсоюзных организаций, средств массовой информации, общественных объединений и т.д. Итак, для успешной реализации творческого потенциала молодежи важен ряд факторов, среди которых одно из главных мест принадлежит мотивационным особенностям личности, а именно: для творчества необходимо ощущение безопасности и удовлетворенность социальными контактами, а также высокий уровень потребностей в признании и самовыражении для постоянного



творческого поиска и внутреннего роста. Реально представляя трудности, с которыми приходится сталкиваться на современном этапе, а также учитывая активизацию антиобщественных и антидемократических сил, возникает необходимость в усилении координации действий молодежных общественных сил и государственных органов в осуществлении кардинальных мер по повышению роли молодежи в укреплении Российского государства. Будущий Союз молодежных организаций должен объединить все организации, действующие в области молодежной политики, чтобы, используя накопленный ими огромный опыт, создать структуру, способную выполнить функции объединяющего центра.

ЕДИНАЯ МОДЕЛЬ ПРОИЗВОДСТВА КАК ФАКТОР ПОВЫШЕНИЯ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРЕДПРИЯТИЯ ТОПЛИВНО- ЭНЕРГЕТИЧЕСКОГО КОМПЛЕКСА

В.С. Легенкин

ООО «РН - Комсомольский НПЗ»

Современное промышленное предприятие топливно-энергетического комплекса испытывает возрастающую потребность в упорядочивании, сохранении и дальнейшей обработке производственной информации. Различные формы моделирования производственных объектов и связанных с ними процессов находят свое применение на всех уровнях управления.

На уровне топливно-энергетической компании, с целью получения оптимизационного плана выпуска продукции каждого конкретного предприятия, требуются производственные модели, учитывающие уравнения массового баланса, ограничения по сырью и технологическим параметрам установок, реализуемые алгоритмами последовательного линейного программирования.

На уровне управления организационными и производственными процессами предприятия необходимы функциональные модели, позволяющие выполнять анализ и реинжиниринг существующих бизнес-процессов.

На уровне управления производством продукции существует потребность в моделировании движения потоков сырья, готовой продукции и энергоресурсов для сведения материальных балансов, внутреннего и коммерческого учета. На этом уровне также необходимы модели информационной поддержки жизненного цикла производственного оборудования, обеспечивающие его паспортизацию и предоставляющие работникам предприятия необходимую проектную и эксплуатационную документацию.

Для обучения технологического персонала, на предприятиях топливно-энергетического комплекса отраслевые стандарты предусматривают создание компьютерных тренажеров, представляющих собой максимально приближенные к реальным условиям динамические модели технологических процессов.



На уровне управления технологическими процессами требуются современные автоматизированные системы управления, которые также включают в себя информационные модели, содержащие перечень входных и выходных технологических параметров, агрегацию данных в форме информационных объектов, символизирующих технологические объекты и выполняемые над ними операции, формализованные алгоритмы управления и многое другое.

В настоящее время на разных уровнях управления находят применение различные подходы к сохранению исходной информации для моделирования в различных узкоспециализированных, в большей части несовместимых между собой форматах.

Разрозненность информационных сред, несовместимость форматов хранения и протоколов обмена данными существенно увеличивает издержки, затрачиваемые на построение необходимых моделей, вызывая избыточное дублирование информации, затрудняя поддержание актуальности хранимых данных, в итоге снижая эффективность применения результатов моделирования для нужд предприятия. Учитывая размерность моделей, необходимую для адекватного описания производственных процессов, сбор исходных данных даже в рамках одной технологической установки, состоящей из множества конструктивных узлов, связанных между собой множеством материальных, энергетических и информационных потоков, является весьма кропотливым и нелегким занятием.

Решение этой проблемы требует выработки единых принципов хранения, обмена, обработки и представления производственной информации, находящих свое выражение в идее создания **единой модели производства** в рамках **общей** для всех уровней управления **информационной среды**.

Данные в рамках общей информационной среды должны сохраняться в унифицированном формате, обеспечивающем полноту, отсутствие избыточности, эффективность обработки, отображения и изменения сохраняемой информации [1].

На основании результатов мирового опыта в области создания международных стандартов использования производственных данных в режиме удаленного доступа (таких как стандарты ISO 15926 OIL & GAS – проект «POSC/Caesar», на базе стандартов ISO 10303) [2], а также опыта в области сохранения и управления производственными знаниями с целью создания эффективных моделей управления и поддержки принятия решений (продукт G2 фирмы Gensym, США) [4] предлагается использовать объектно-ориентированный формат хранения и представления данных и знаний (рис.1).

Пунктирными линиями на рисунке 1 показаны отношения между объектами, позволяющие выстраивать иерархические зависимости одних объектов от других, например - выполнять классификацию объектов и определять территориальную (организационную и т.п.) принадлежность одних объектов другим [1]. Сплошными линиями показаны межобъектные связи, позволяющие моделировать передачу массы, энергии или информации от одного объекта

другому посредством третьего. Если рассматривать свойство объекта не как единственное значение, а как множество различных значений, то связь будет представлять собой вектор, способный описывать производственные потоки сырья, продукции, энергоресурсов, информации и т.п.

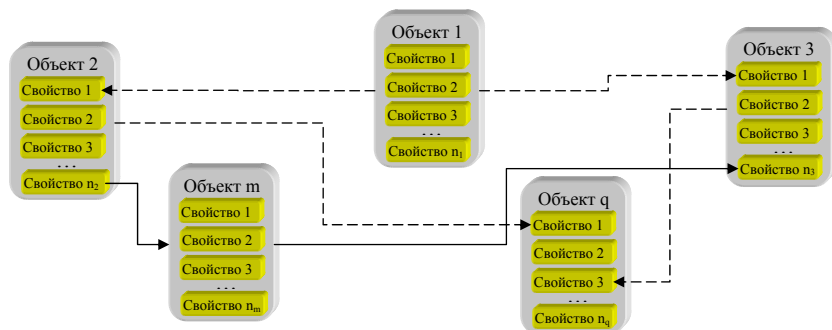


Рисунок 1. Принцип объектно-ориентированного представления данных и знаний.

Дополнив формат описания отношений и связей геометрическими размерами и координатами, сопоставив каждому классу объектов его способ отображения, получим возможность визуализации накапливаемых знаний в виде функциональных блоков и взаимосвязей между ними, как на плоскости, так и в трехмерном пространстве. Используя современные программные решения в области редактирования графической информации, получим необходимый инструмент для внесения добавлений и изменений в объектно-ориентированном формате, в графической форме.

Такой формат обладает необходимой универсальностью и функционалом для построения лингвистических конструкций языков описания технологических- и бизнес-процессов, а также обеспечивает возможность определения аналитических зависимостей между объектами и их свойствами для построения статических и динамических математических моделей [3]. Кроме того, данный подход позволяет оперировать логическими конструкциями для формирования баз знаний систем поддержки принятия решений, способных применяться на разных уровнях управления предприятием. Задание связей и отношений между объектами обеспечивает представление знаний как в графической форме, например - в виде семантических сетей, так и в форме производственных правил вида [4]:

ЕСЛИ <Свойство n объекта m> <операция сравнения> <значение, вектор или свойство p объекта q> ТО <Свойство n1 объекта m1> <операция присваивания> <значение, вектор или свойство p1 объекта q1>. Такая форма записи производственных правил обеспечит возможность выполнения как прямого, так и обратного логического вывода над сохраняемыми в виде производственных правил знаниями, например – с целью непрерывного автоматического контроля соблюдения норм и параметров технологических режимов для вы-

явления отклонений от норм ведения технологического режима и выработки рекомендаций по их устранению.

Программная архитектура общей информационной среды предприятия, основанная на информационных технологиях Microsoft, отражена на рис.2.

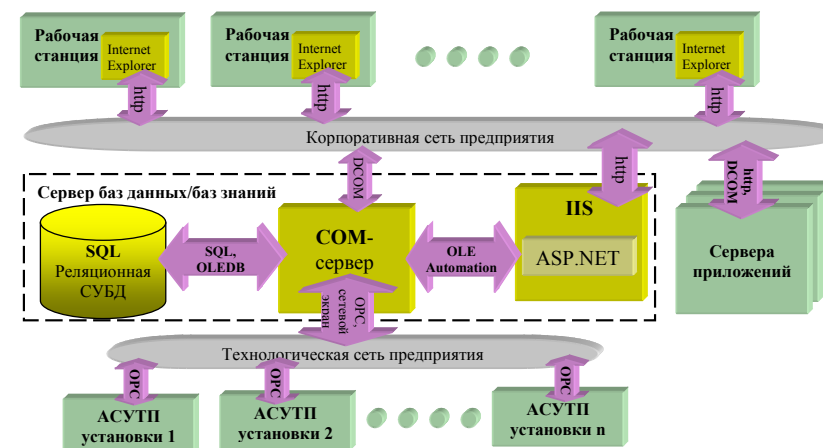


Рисунок 2. Архитектура общей информационной среды.

Данные сохраняются в реляционной БД, COM-сервер выступает посредником между реляционной БД и потребителями информации, преобразует реляционные данные в объектно-ориентированную форму и обеспечивает необходимые COM-интерфейсы доступа к объектам из внешних приложений. Потребители информации получают доступ к необходимым данным как посредством web-интерфейса, так и с помощью интерфейсов серверов приложений. Защищенный канал связи с технологической сетью предприятия обеспечивает доступ к данным АСУТП установок в реальном времени.

Зарубежный опыт, показывает, что внедрение подобных информационных технологий на производстве и использование результатов их работы позволяет снизить затраты энергоресурсов на производство единицы продукции более чем на 4% и уменьшение количества простоев оборудования более чем на 10% [5]. Кроме того, информационные структуры, создаваемые в рамках объектно-ориентированной базы знаний единой производственной модели, могут быть использованы для создания интеллектуальных систем автоматизированного управления нового поколения.



РАЗРАБОТКА СИСТЕМЫ ВХОДНОГО КОНТРОЛЯ КАЧЕСТВА ИНГИБИТОРОВ КОРРОЗИИ

Е.Ю. Сухнат

ОАО «ТНК-Нижневартовск»

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.

Важнейшим аспектом, определяющим эффективность ингибиторной защиты, является качество применяемых химических продуктов. Даже в случае, если технология закачки организована и функционирует на должном уровне, применение ингибиторов коррозии, не соответствующих требуемым показателям качества, может привести к снижению эффективности защиты.

Цель работы:

Разработка системы входного контроля качества ингибиторов коррозии для подразделений группы компании «ТНК-ВР».

В соответствие с этой целью определяется круг поставленных задач:

Задачи работы:

- оценка эффективности применяемых в компании ингибиторов коррозии;
- анализ существующей системы входного контроля качества ингибиторов коррозии;
- аргументация включения в систему входного контроля проверки противокоррозионных свойств реагентов;
- разработка схемы входного контроля качества ингибиторов коррозии.

На решение этих задач и направлен данный проект.

Краткое описание проекта:

В 2005 г. лабораторией Базы эксплуатации и ремонта трубопроводов ОАО «ТНК-Нижневартовск» совместно с английской компанией Carcis была проведена работа по оценке эффективности ингибиторов коррозии применяемых в подразделениях группы компании «ТНК-ВР». Результаты показали, что из 35 наименований ингибиторов (закупленных на сумму около \$ 15 000 000), только 11 подтвердили высокую эффективность. Т.е. ~ 85% средств были потрачены на неэффективные реагенты.

Анализ физико-химических характеристик, отраженных в ТУ, показал,



что оценить концентрацию активных компонентов в растворах ингибиторов невозможно, а, следовательно, существует вероятность получения реагентов с заниженными защитными свойствами, но отвечающих всем требованиям ТУ.

С целью исключения этой ситуации предлагается в рамках системы входного контроля проводить тестирование противокоррозионных свойств реагентов с использованием методологии «Бабл-Теста» (тесты на эффективность и распределение).

«Бабл-Тест» техника испытаний:

- Коррозионная ячейка представляет собой стеклянный сосуд объемом 1000 мл, который герметично закрывают стеклянной крышкой с притертыми шлифами.
- Через шлифы в крышке в ячейку вводят датчик линейной поляризации для измерения скорости коррозии, термопару и стеклянную трубку с распылителем для подачи углекислого газа.
- Датчики подключают к внешнему измерительному прибору (коррози-метру).
- Ячейку устанавливают на магнитную мешалку с регулируемым числом оборотов и подогревом.
- Нагревательное устройство магнитной мешалки связано с термопарой, что позволяет автоматически поддерживать заданную температуру жидкости в ячейке в ходе опыта.

В процессе лабораторных исследований фиксируются противокоррозионные (эталонные) свойства отобранных для дальнейших испытаний реагентов. Партии, поставленные для промысловых испытаний и промышленного применения, должны показывать свойства не ниже эталонных.

Выводы:

- проведенные исследования показали, что отсутствие должного контроля качества покупаемых компанией ингибиторов коррозии, приводит к неоправданным затратам, снижает эффективность противокоррозионных мероприятий, повышает экологические риски.
- разработанная схема входного контроля качества ингибиторов коррозии позволит обеспечить стабильность их технологических и защитных свойств и значительно повысит эффективность противокоррозионных мероприятий.

Предложенный подход позволит улучшить технологическую культуру применения ингибиторной защиты в компании, снизить неоправданные финансовые затраты и внесет весомый вклад в достижении корпоративной установки по снижению значения удельной аварийности промысловых трубопроводов до 0,1 шт/км/год.



КОМПЛЕКСНАЯ ТЕХНОЛОГИЯ ИЗУЧЕНИЯ ГИДРОДИНАМИЧЕСКИХ ПАРАМЕТРОВ ПЛАСТОВ И ИЗВЛЕЧЕНИЯ ОСТАТОЧНОЙ НЕФТИ С ПОМОЩЬЮ ФИЛЬТРАЦИОННОЙ ВЗРЫВНОЙ ВОЛНЫ

А.К. Федин

РГУ нефти и газа им. И.М. Губкина

В настоящее время большинство крупных нефтяных месторождений страны вступило в стадию разработки с сильно падающей добычей и прогрессирующей обводненностью добываемой продукции. В этих условиях особое значение приобретает прирост запасов нефти за счет более эффективных технологий нефтеизвлечения и повышения нефтеотдачи пластов (ПНП), особенно с трудноизвлекаемыми запасами.

В НК «ЛУКОЙЛ» научный подход к планированию мероприятий по повышению нефтеотдачи пластов осуществляется с помощью постоянно действующих геологических и гидродинамических моделей нефтяных месторождений. Однако эти модели нуждаются в адаптации к реальным геологическим условиям и текущему состоянию разработки месторождения. Качественная адаптация моделей к условиям разрабатываемой залежи является основой для принятия правильных инженеринговых решений. Эффективность нефтедобычи зависит, в основном, от достоверности и качества информации о распределении остаточных запасов по объекту разработки, гидродинамических параметрах и фильтрационных характеристиках пласта, распределении фильтрационных потоков по залежи. С этой целью необходимо проводить широкомасштабные исследования в промысловых условиях.

Данная комплексная технология состоит из двух взаимосвязанных элементов:

- изучение гидродинамических характеристик пласта в реальных условиях его эксплуатации без остановки эксплуатационных скважин с помощью фильтрационной взрывной волны,
- и затем на основании полученных данных:
- извлечение остаточных запасов нефти с помощью воздействий на застойные зоны энергией взрывчатых веществ.

Гидропрослушивание с помощью фильтрационной взрывной волны

Методы гидропрослушивания - это единственные методы гидродинамических исследований, которые позволяют определять в явном виде проницаемость пластов в межскважинном пространстве. Существует много модификаций гидропрослушивания, отличающихся только разными способами возбуждения возмущающих скважин и обработкой результатов измерений. Это - одноразовые или циклические изменения дебита возмущающей скважины, создание фильтрационных гармонических волн давления и другие. Общими недостатками этих способов возбуждения возмущающих скважин является то, что с их помощью можно создать в пластах импульсы давления,



практически сопоставимые с уровнем естественных помех. Для надежной регистрации импульса давления необходимо останавливать скважины в районе работ на длительное время, что ведет к значительным потерям добычи нефти.

Впервые советские ученые И.А. Чарный и Э.Б. Чекалюк теоретически обосновали идею использования энергии взрыва для возбуждения возмущающих скважин в конце 60-х годов прошлого века. В настоящее время разработка «Технологии применения фильтрационной волны» ведется под научным руководством Председателя нефтегазовой секции Российской Академии Естественных Наук (РАЕН), Заслуженного деятеля науки РФ, профессора Каплана Сафербиевича Басниева.

Для того чтобы избежать потерь добычи нефти при гидропрослушивании необходимо создать импульс пластового давления, который существенно превышает бы уровень возможных помех, тогда отпадает необходимость остановки добывающих скважин. Такой импульс давления можно создать, используя энергию взрывчатых веществ (ВВ), которая на несколько порядков превышает энергию, создаваемую пуском или остановкой скважины.

Однако из-за боязни повреждения скважины при использовании бризантных ВВ в качестве источника возбуждения возмущающих скважин, этот метод не получил в то время широкого применения.

Энергия взрыва в нефтедобывающей отрасли до сих пор используется исключительно как средство разрушения. Но при умелом применении она может быть использована и как средство созидания. Идею гидропрослушивания без остановки реагирующих скважин можно реализовать, используя энергию горения баллистических порохов. С помощью стандартных пороховых генераторов давления (ПГДБК) имеется возможность создавать значительные импульсы пластового давления, не рискуя нарушить целостность обсадных колонн и цементного камня, т.к. при горении пороховых зарядов отсутствует бризантное действие ВВ на ствол скважины.

Взрывчатые вещества по сравнению с другими видами энергии обладают существенными преимуществами. Они удобны в длительном хранении, в транспортировке к месту применения и обладают огромной удельной мощностью. Взрыв в скважине имеет специфические особенности.

Ствол скважины и проницаемый пласт, в первом приближении, можно рассматривать как три волновода, исходящие из одной точки:

- ствол скважины, заполненный промысловой жидкостью,
- скелет горной породы и
- пластовый флюид, заполняющий поровое пространство пласта.

Плотность потока энергии взрыва по таким волноводам распределяется в обратной зависимости от величины их волнового сопротивления.

Создав благоприятные условия, можно большую часть энергии взрыва направить на создание в пластовом флюиде нестационарной волны давления большой амплитуды. Такая волна получила название «фильтрационной взрывной волны». Корректный выбор местоположения возмущающей сква-



жины на участке работ, интервала воздействия, расчет параметров воздействия и подбор необходимого взрывчатого вещества позволяют направлять энергию пороховых газов в пласт без повреждения эксплуатационной колонны и скважинного оборудования. Это осуществляется путем аналитического и математического моделирования, на основании данных о геологическом строении участка работ, петрофизических исследований керна, материалов ГИС, технологических данных о состоянии разработки и текущего технического состояния скважин.

Впервые работы по гидропрослушиванию с помощью фильтрационной взрывной волны были проведены в карбонатных отложениях Пермь-карбонной залежи Усинского месторождения высоковязкой нефти на участке А-17 ООО «ЛУКОЙЛ-Коми», где основным методом ПНП являются циклические закачки пара. В работах принимали участие одна возмущающая и три реагирующих скважины. Задача исследований состояла в том, чтобы определить направления продвижения теплоносителя при переводе возмущающей скважины под паронагнетание.

Методика проведения работ состояла в том, что под уровень жидкости реагирующих скважин в затрубье были спущены глубинные манометры МИКОН-107, а в возмущающую скважину на уровень перфорации были спущены ПГДБК, с помощью которых создавали в пласте волны высокого давления.

В дальнейшем методика исследований была усовершенствована, и для измерений в реагирующих скважинах стали использовать приборы СУДОС-автомат. Этот прибор монтируется на устье реагирующей работающей добывающей скважины и в автоматическом режиме регистрирует значения затрубного давления и динамического уровня жидкости в затрубье. Для работы с этим прибором не требуется остановки нефтедобычи.

Данная методика с применением приборов СУДОС-автомат была применена на Ново-Елховском и Архангельском месторождениях НК «Татнефть». В процессе исследований принимали участие от 5 до 10 скважин. Таким образом, по результатам гидропрослушивания были рассчитаны гидродинамические характеристики пластов и даны рекомендации геологической службе НК «Татнефть», направленные на повышение эффективности заводнения и бурения вторых стволов в зоны локализации остаточных запасов нефти.

Извлечение остаточной нефти с помощью фильтрационной взрывной волны

В последнее десятилетие большие надежды на повышение нефтеотдачи связывают с применением волновых технологий воздействия на прискважинное и межскважинное пространство нефтяных пластов. Наиболее освоенными методами волнового воздействия на межскважинное пространство пластов являются: метод циклического воздействия на неоднородные нефтяные пласты и вибросейсмический метод.

Анализ причин, препятствующих более полному извлечению нефти из



недр, приводит к пониманию того, что решение этой проблемы лежит в области поиска дешевых и технологически простых способов воздействия на межскважинное пространство пластов волнами давления большой энергии, способными преодолеть негативное влияние факторов, снижающих нефтеотдачу пластов. Такими волнами давления могут быть волны, создаваемые с помощью энергии взрывчатых веществ.

Повышение нефтеотдачи является одной из актуальнейших проблем современности. Достаточно напомнить, что доля нефти, которая не извлекается из недр современными промышленно освоенными методами добычи, оценивается в 70% от мировых разведанных запасов. Причем эта нефть сосредоточена в районах с развитой инфраструктурой добычи, переработки нефти и потребления нефтепродуктов.

Сегодня почти 90% объемов нефти добывается путем вытеснения ее водой.

Основными причинами малой доли извлечения нефти из недр при вытеснении ее водой являются:

- струйный (ламинарный) характер фильтрации жидкости в пластах;
- макро- и микронеоднородность пластов по пористости и проницаемости;
- существенная разница вязкости нефти и вытесняющей ее воды;
- наличие менисков на границе раздела нефти, воды и породы;
- влияние капиллярных сил;
- прогрессирующее обводнение добывающих скважин.

При взрыве взрывчатого вещества в скважине происходит мгновенная эмиссия жидкости из скважины в проницаемый пласт. Из продуктов взрыва в скважине образуется газовый пузырь, который по мере всплывания пульсирует. Пульсация газового пузыря приводит к пульсирующей эмиссии жидкости из ствола скважины в пласт и притоку жидкости из пласта в скважину. В результате в коллекторе возникает нестационарная волна давления, в которой чередуются фазы сжатия и разряжения. И этот процесс происходит до тех пор, пока пульсация газового пузыря не прекратится. Скачок давления во фронте ударной волны достигает 13 ГПа, а плотность жидкости возрастает в 1,7 раза. Но уже на расстоянии около 10-и радиусов заряда давление во фронте волны снижается до 100 – 150 МПа. Ударная волна переходит в сильную акустическую волну способную нести большой запас энергии на большие расстояния.

Акустическая нестационарная волна давления, распространяясь в жидкости, заполняющей поровое пространство пласта, вызывает знакопеременное фильтрационное перемещение жидкости. В фазе сжатия жидкость в поровом пространстве движется в направлении распространения волны давления, а в фазе разряжения – в направлении, противоположном направлению распространения волны давления.

Распространение нестационарной волны давления в пластах стимулирует протекание таких процессов как:



- турбулизация режима фильтрации жидкости в поровом пространстве,
- преодоление капиллярных сил,
- акустическая и гидродинамическая кавитация,
- обмен флюидами между пропластками с разной пористостью и проницаемостью,
- пульсирующее изменение объема порового пространства
- повышение температуры окружающей среды.

Впервые работы по повышению нефтеотдачи с помощью фильтрационной взрывной волны были проведены на Пермо-карбоновой залежи высоковязкой нефти Усинского месторождения ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Скважины эксплуатируются механическим способом. Коллектор – известняк. Вязкость нефти в пластовых условиях составляет 800 сантипуаз. После начала работ по ПНП удалось восстановить дебиты по нефти и снизить обводненность продукции в 2002-2003 годах. После прекращения работ по ПНП дебиты по нефти снизились до первоначального уровня.

Контроль за обводненностью скважин производили путем периодического отбора проб добываемой продукции и их лабораторного анализа. Параметры разработки определялись в соответствии с существующими утвержденными инструкциями и были обработаны с помощью программы обработки промысловых данных «OilInfoSystem» для составления эксплуатационных карточек нефтяных скважин.

За время проведения промысловых испытаний технологии можно отметить положительную динамику основных показателей разработки:

- среднемесячная добыча нефти возросла на 25%;
- среднемесячная добыча жидкости сократилась на 20%;
- среднее значение обводненности добываемой продукции снизилось на 5%;
- среднесуточный дебит нефти увеличился на 30%.

После прекращения промысловых испытаний через некоторое время показатели разработки стабилизировались на прежнем уровне.

Следующим этапом были работы ПНП с детальным и систематическим контролем за дебитом скважин и обводненностью их продукции. Для этого на участке ПТВ-3 оборудовали 32 скважины, расположенные приблизительно равномерно по площади участка, нефтемерами для измерения в реальном времени дебита жидкости и обводненности продукции.

В четырех скважинах последовательно были произведены серии взрывов. Общий объем энергии локализованной в продуктивную часть пласта составил более 1 ГДж. Радиус воздействия более 1 км, длительность эффекта более 5 месяцев.

В результате воздействия наблюдалось увеличение дебита нефти, что произошло не за счет интенсификации добычи, а исключительно за счет дополнительного вовлечения в фильтрационный поток к добывающим скважинам ранее неподвижной нефти. Об этом свидетельствует тот факт, что добыча жидкости после воздействия на залежь не возросла.



Контроль за целостностью эксплуатационных колонн проводился службой КРС. Герметичность после проведения работ по воздействию была установлена после опрессовки ее под давлением 160 атм.

Так же аналогичные работы были проведены в девонских песчаниках пласта Б-1 на Багряжском участке Ново-Елховского нефтяного месторождения и терригенных отложениях Архангельского месторождения НК «Татнефть».

Все авторские права на «Комплексную технологию изучения гидродинамических параметров пластов и извлечения остаточной нефти с помощью фильтрационной взрывной волны» защищены авторскими свидетельствами СССР, патентами Российской Федерации и Украины.

О РАСЧЕТЕ ВЕЛИЧИНЫ ПРЕДЕЛЬНОГО ОТСЛОЕНИЯ СЛОИСТОЙ НЕОДНОРОДНОЙ КРОВЛИ ВЫРАБОТКИ КАК КРИТЕРИЯ ЕЕ УСТОЙЧИВОГО СОСТОЯНИЯ

А. Е. Хлусов

Научно-исследовательский институт горной геомеханики и маркшейдерского дела – Межотраслевой научный центр (ВНИМИ)

Для успешной эксплуатации выработок, закрепленных анкерами, необходим контроль состояния непосредственной кровли, который может быть осуществлен при помощи расчетной величины предельного отслоения заанкеренной пачки от некоторой «условно неподвижной толщи».

В работе рассматривается устойчивость нижней пачки слоистой неоднородной кровли, слои которых скреплены сталеполимерными анкерами, имеющими сцепление с породами по всей длине. Такие анкеры обладают высокой несущей способностью (до 20 т/анкер), что позволяет допустить невозможность отслоений внутри скрепленной пачки. При этом расслоения по контактам возможны. Если задачу об изгибе заанкеренной кровли как многослойной плиты решать на основе теории изгиба балок, то степень ее устойчивости Y в момент времени t можно оценить по величине текущего отслоения f_t заанкеренной пачки от некоторой «условно неподвижной толщи» по формуле:

$$Y = 1 - \frac{f_t}{f_t^{np}}, \quad (1)$$

где f_t^{np} – величина предельного отслоения пачки, которая может быть найдена исходя из предельной относительной деформации растяжения пород пачки при изгибе ε_i^{np} и предельной относительной деформации их контактов при сдвиге γ_j^{np} .

Сущность предлагаемого метода расчета предельного отслоения заанкеренной пачки кровли заключается в определении и сравнении ее прогибов, при которых происходит последовательное разрушение каждого ее слоя и контакта. При этом считая анкерами пачка рассматривается как кон-

струкция, состоящая из параллельно соединенных силовых элементов – породных слоев и их контактов. Разрушение такой системы в момент времени t происходит в результате их последовательного выхода из строя при достижении деформациями (соответственно растяжения и сдвига) своих предельных значений. Расчеты, поэтому, носят циклический характер.

Сначала, приняв скрепленную пачку монолитной, для каждого ее слоя рассчитывается фиктивный прогиб, при котором происходил бы его излом, если остальные слои в этот момент условно считать целыми:

$$f_{ii}^{np} = \frac{(\varepsilon_i^{np})_t}{z_{pi}^{max}} \cdot A, \quad (2)$$

где z_{pi}^{max} – расстояние от нейтральной оси пачки до максимально растягиваемого волокна i -того слоя; A – коэффициент, зависящий от вида нагрузки и соотношения жесткостей кровли и боков выработки.

Затем определяются ее фиктивные прогибы, при которых происходило бы расслоение по каждому контакту при условной целостности в этот момент остальных контактов:

$$f_{pj}^{np} = \left[(\gamma_j^{np})_t \right]^{d_j} \cdot \frac{(G_j)_t}{(\lambda_j)_t} \cdot \frac{\ell \cdot (\sum h_i)_m}{4 \cdot (2,7 - \omega)} \cdot \frac{A}{(\sum E_i \cdot I_i^*)_t}, \quad (3)$$

где l – пролет выработки; $(\sum h_i)_m$ – мощность монолитной отдельности, содержащей данный контакт, жесткость которой равняется $(\sum E_i \cdot I_i^*)_t$; $(G_j)_t$ и d_j – характеристики j -того контакта, коэффициент сдвига на котором равен $(\lambda_j)_t$; ω – коэффициент, отражающий влияние податливости стенок выработки. Расчеты ведутся для каждой монолитной отдельности, на которые раслаивается пачка

Из ряда определенных таким образом прогибов (2) и (3) находится минимальный, который покажет, какой элемент системы – слой или контакт – выходит из строя первым. Этот элемент исключается из системы, она переходит в новое состояние, а, значит, требуется перерасчет. Снова по числу оставшихся целыми слоев и контактов по формулам (2) и (3) определяются прогибы, из которых выбирается минимальный, говорящий о следующем выбывающем элементе из системы и так далее. Расчеты прогибов ведутся до тех пор, пока разрушением не охватятся все элементы системы «заанкерованная пачка». Ее предельным прогибом f_i^{np} считается максимальная величина из найденных минимальных прогибов.

Проведенные эксперименты на образцах горных пород показали, что предельные относительные деформации растяжения пород при изгибе ε_i^{np} и их контактов при сдвиге γ_j^{np} уменьшаются во времени (рис. 1), что следует учитывать в расчетах по формулам (2) и (3). При этом установлено, что величина γ_j^{np} , в отличие от прочности контакта на сдвиг τ_j^{np} , слабо зависит от значения действующих на нем нормальных напряжений σ (рис. 2). Это обстоятельство при расчетах устойчивости кровли по деформациям позволяет в первом приближении не учитывать влияние анкеров на ее напряженно-

деформированное состояние.

Рисунок 1

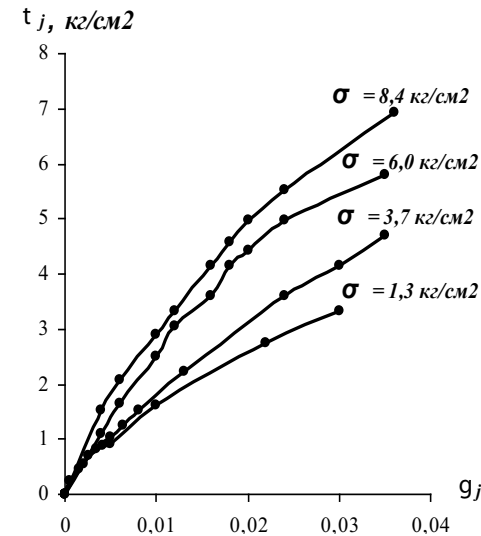
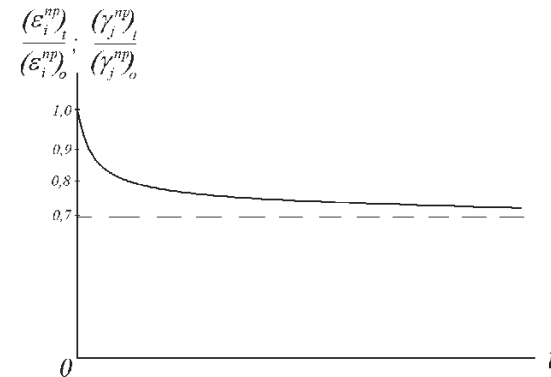


Рисунок 2



Разработанный метод позволяет оценивать устойчивость слоистой неоднородной кровли, закрепленной сталеполимерными анкерами.



РЕКУЛЬТИВАЦИЯ КАРЬЕРОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ОТХОДОВ НЕФТЕДОБЫЧИ

С.Г. Хмуренко

ФГУП МНИИЭКО ТЭК

1.

Строительство нефтяных и газовых скважин сопровождается неизбежным техногенным воздействием на объекты окружающей среды. Это связано с тем, что в процессе строительства используется большой объем буровых растворов, формируются значительные объемы буровых сточных вод, бурового шлама, продуктов освоения и испытания скважин. В случае попадания этих отходов в поверхностные водоёмы, подземные грунтовые воды, почвогрунты происходит их загрязнение.

В институте МНИИЭКО ТЭК накоплен определенный опыт по использованию отходов нефтедобычи. Основным техническим решением, позволяющим использовать эти отходы, является их использование в качестве заполнителя при вертикальной планировке в проектах рекультивации земель.

Интересным примером могут служить работы, выполненные институтом в 2004 году при рекультивации карьеров месторождений строительного сырья. В качестве породы – заполнителя выработанного пространства карьеров были приняты отходы бурения – буровые шламы V класса опасности.

Месторождение строительного камня расположено в Красновишерском районе Пермской области. На расстоянии 900 м и в 100 м южнее карьера расположены площадки, отведенные под шламохранилище.

Целью разработки – является разработка технических решений по устройству вертикальной планировки с использованием бурового шлама, исключаяющего какое-либо влияние на окружающую среду.

Для доставки шлама, влажностью 30% к месту проведения рекультивационных работ, возможности применения его как материала основания вертикальной планировки, а также для предотвращения влияния компонентов шлама на окружающую среду, предусмотрено использование двухслойных (внутренний из полиэтилена) мягких контейнерах, объемом 0,9 м³ марки МКР-1,0С-1,5ППР.

Мягкие контейнеры сертифицированы Госстандартом Минтрансом РФ на соответствие требованиям ТУ, Европейских стандартов EFIBCA и Рекомендациям ООН по перевозке опасных грузов.

Для перегрузки шлама из накопительного бункера в мягкие контейнеры разработано специальное передвижное оборудование, которое монтируется непосредственно рядом с буровой установкой.

Одновременно в работе находятся два куста скважин и, соответственно, предусмотрено две таких установки ППШ (пункт погрузки шлама), которые располагаются на временных площадках складирования для накопления контейнеров с буровыми шламами из расчета 150 м³ на одной площадке.

На площадках предусмотрен противодиффузионный экран из полимер-



ных листов (ТУ 2246-003-39930985-2000), толщиной 2 мм, и зумпф для сбора и последующего удаления атмосферных осадков в систему вторичного использования на буровой установке. Накопление мягких контейнеров со шламом, ведется в течение 1,5 месяцев, которые затем перемешаются в карьер.

Для решения основной задачи – устройство вертикальной планировки с использованием буровых шламов V класса опасности – предусмотрено:

- укладка на подготовленное основание из песка, толщиной 5 см, двух рядов мягких контейнеров со шламом;
- устройство песчаной подготовки под противодиффузионный экран, толщиной 15 см;
- укладка противодиффузионного экрана из полимерных листов, толщиной 1 мм (ТУ 2246-003-39930985-2000) для предотвращения попадания атмосферных осадков внутрь основания;
- устройство защитного песчаного слоя поверх экрана, толщиной 30 см;
- отсыпка щебенистого слоя, толщиной 10 см, для повышения несущей способности устраиваемого основания, и работающего как пластовый дренаж;
- устройство плодородного слоя, толщиной 20 см, из растительного грунта вскрыши с добавлением торфа для дальнейшего самозарастания.

Предлагаемое техническое решение было согласовано Управлением по охране окружающей среды Пермской области.

Применение новой технологии рекультивации карьеров с использованием буровых шламов V класса опасности приведет:

1. К преобразованию ландшафта, обеспечивающему выполнение новых социально-экономических функций;
2. К исключению воздействия бурового шлама на окружающую среду за счет применения мягких, герметичных контейнеров.

РЕКОНСТРУКЦИЯ АППАРАТА «ХИТЕР-ТРИТЕР» С ЦЕЛЬЮ УЛУЧШЕНИЯ КАЧЕСТВА ПОДГОТОВКИ ПОДТОВАРНОЙ ВОДЫ

З.Г. Шаламберидзе

НК Роснефть ООО «РН-Юганскнефтегаз»

Использование нефтепромысловых сточных вод в системе поддержания пластового давления при водонапорном режиме разработки месторождений – это важное техническое и природоохранное мероприятие в процессе добычи нефти, позволяющее осуществлять замкнутый цикл обратного водоснабжения по схеме: скважина – пласт – добывающая скважина – система сбора и подготовки нефти и газа с блоком водоподготовки – система ППД. В общем объёме сточных вод на долю пластовых приходится 85-88%, на долю пресных – 10-12% и на долю ливневых – 2-3%.

Нефтепромысловые сточные воды представляют собой разбавленные



дисперсные системы плотностью 1040-1180 кг/м³, дисперсионные среды которых – высокоминерализованные рассолы хлор-кальциевого типа (хлорид натрия, хлорид кальция). Дисперсные фазы сточных вод – капельки нефти и твёрдые взвеси. При извлечении из недр продукции скважин пластовая вода, находящаяся в эмульгированном состоянии, практически не содержит каких-либо загрязнений: примеси не превышают 10-20 мг/л, но после расслоения эмульсии на нефть и воду содержание диспергированных частиц в отделяемой воде сильно растёт: нефть – до 4-5 г/л, механических примесей – до 0,2 г/л. Объясняется это тем, что в результате снижения межфазного натяжения на границе нефть-вода вследствие введения в систему реагента-деэмульгатора и турбулизации расслоенного потока интенсифицируется диспергирование нефти в воде, а также отмыв и пептизация различных шламовых отложений (продуктов коррозии, глинистых частиц) с внутренней поверхности трубопроводов. Кроме того, в аппаратах-водоотделителях накапливается промежуточный слой, состоящий из капелек воды с неразрушенными бронирующими оболочками, агломератов твёрдых частиц, механических примесей, асфальтосмолистых веществ и парафинов, микрокристаллов солей и других загрязнителей. По мере накопления часть промежуточного слоя сбрасывается с водой, и значительное количество загрязняющих примесей переходит в водную среду. В результате смешения вод различного химического состава происходит нарушение сульфатного равновесия, что тоже приводит к увеличению твёрдого осадка.

Наличие в сточной воде капелек нефти и механических примесей приводит к резкому снижению приёмистости продуктивных и поглощающих пластов. Поэтому перед закачкой сточных вод в продуктивные и поглощающие пласты требуется их доочистка.

Наиболее приемлемым решением является реконструкция аппарата УТПН «Хитер-Тритер» под нефтеловушку. Реконструкция заключается в изменении схемы подачи трудноразрушаемой эмульсии. Основным источником высокообводненных стойких эмульсий в общезаводском балансе сточных вод служат электрообессоливающие установки. В системах промышленной канализации эти эмульсии обогащаются механическими примесями, которые стабилизируют и без того стойкую эмульсию, эмульгируют сточные воды других объектов, «стареют» при накоплении в резервуарах, становясь при этом еще более стойкими. Опыт эксплуатации ЭЛОУ показал, что в процессе работы в дегидрататорах непрерывно образуется промежуточный слой эмульсии в количестве около 1 % от перерабатываемого сырья, накопление которого периодически приводит, как и на промыслах к полному нарушению режима работы дегидрататоров.

Эмульсия подаётся в отдельный аппарат, выделенный из имеющегося оборудования существующей схемы. За счёт этого скорость потока жидкости, направленного в аппарат-нефтеловушку уменьшается, увеличивается время действия на эмульсию температуры и деэмульгатора.

Предлагаемый вывод аппарата из существующей технологической схемы



цеха не наносит ущерба для мощностной нагрузки установки по подготовки нефти.

Преимущества, полученные в результате реконструкции.

1. Наиболее полное отделение нефти от подтоварной воды.
2. Уменьшение потерь нефти увлекаемых с потоком подтоварной воды.
3. Лёгкость поддержания технологического режима.
4. Увеличение приёмистости продуктивных и поглощающих пластов.
5. Отключение электродных решёток аппаратов УТПН.
6. Использовать аппарат под нефтеловушку и для подготовки товарной нефти.

КОМПЛЕКСНЫЙ АНАЛИЗ ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО РАЗВИТИЯ ДОЖИМНЫХ КОМПРЕССОРНЫХ СТАНЦИЙ ООО «ЯМБУРГГАЗДОВЫЧА»

Р.В. Шинтяпин

ООО «ВНИИГАЗ»

Действующая газотранспортная система с разветвленной сетью газопроводов и мощными компрессорными станциями требует эффективных методов управления. В связи с этим возникает актуальная задача оптимального (в смысле минимальных эксплуатационных затрат) распределения режимов по отдельным звеньям взаимосвязанной системы и своевременная реконструкция при заданных плановых и технологических ограничениях.

Работа дожимных компрессорных станций осуществляется в едином технологическом режиме с промыслом, обеспечивающим кондиции газа, подаваемого в газопровод, по показателям давления, температуры, степени осушки и очистки. Основное назначение дожимных компрессорных станций – поддержание необходимого давления газа в технологической цепочке комплекса промысел – газотранспортная система со снижением пластового давления газа по мере разработки месторождения.

Дожимной комплекс Ямбургского газоконденсатного месторождения состоит из семи дожимных компрессорных станций суммарной установленной мощностью 1240 МВт. Компримирование на всех дожимных компрессорных станциях осуществляется двумя последовательно работающими компрессорными цехами (КЦ) первой (КЦ-1) и второй (КЦ-2) очереди ввода с промежуточным охлаждением газа в аппаратах воздушного охлаждения. В каждом компрессорном цехе первой очереди установлено 5 газоперекачивающих агрегатов, во второй – 6.

Оптимизация технологического развития дожимных компрессорных станций потребовала значительного объема расчетных исследований для обоснования последовательности и сроков проводимых технических мероприятий по реконструкции. По имеющимся данным фактических и перспективных ре-



жимам работы дожимных компрессорных станций, создана и апробирована модель, позволяющая проводить расчет режимов работы газоперекачивающих агрегатов и определять оптимальные сроки проведения реконструкции дожимных компрессорных станций.

Учитывая многовариантность решаемой задачи в совокупности с многокомпонентностью всей системы, с целью снижения затрат времени на расчет и повышения точности получаемых результатов, создан комплекс программного обеспечения DKS MSTG.

Для повышения точности расчета прогнозных режимов работы газоперекачивающих агрегатов на дожимных компрессорных станциях потребовалось решить ряд задач связанных с оценкой фактического технического состояния, идентификацией и прогнозированием режимов работы агрегатов. С этой целью разработана программа-методика инструментального обследования газотурбинных газоперекачивающих агрегатов. На базе методики проведены испытания агрегатов на дожимных компрессорных станциях 2, 4 и 5. Для оперативной обработки результатов испытаний создана компьютерная программа COMPTST. По данным, полученным в результате испытаний, определено фактическое техническое состояние газоперекачивающих агрегатов (таб.1).

Таблица 1 – Техническое состояние газоперекачивающих агрегатов ООО «Ямбурггаздобыча»

Дожимная компрессорная станция	Цех	Тип		Коеф. тех. сост.
		Газоперекачивающе-го агрегата (привода)	Центробежного нагнетателя (сменной проточной части)	
2	1	ГПУ-16 (ПС90ГП2)	НЦ-16/76-1,7	0,80
	2	ГПА-16ДКС-03 «Урал» (ДЖ59Л2)	16ГЦ2-460/18-41 (СПЧ-16/41-2,2)	1,00
4	1	ГПА-Ц-16 (НК-16СТ)	16ГЦ2-230/76-2,2М5	0,94
	2	ГПА-Ц5-16С (ДГ90Л2)	16ГЦ2-450/26,5-45 (СПЧ-16/41-2,2)	1,00
5	1	ГПУ-16 (ДЖ59Л2)	НЦ-16/76-1,7 (СПЧ-16/60-2,0)	0,95
	2	ГПА-16ДКС-02 «Урал» (ПС90ГП2)	498-31-1Л (СПЧ 498 16/40-2,2)	1,00

На основе анализа перспективных показателей разработки Ямбургского месторождения разработан план мероприятий по поддержанию проектного отбора газа и эффективному использованию установленных мощностей. К числу основных мероприятий можно отнести следующее:

- Оптимальное перераспределение потоков газа по установкам комплексной подготовки газа;
- Замена сменных проточных частей компрессоров;



- Замена компрессоров;
- Ввод дополнительных мощностей;
- Замена запорно-регулирующей арматуры.

Для анализа технологического развития дожимных компрессорных станций рассмотрены различные варианты распределения потоков газа по установкам комплексной подготовки газа. По каждому из вариантов проводился расчет режимов работы на период до 2025 г. и определялись оптимальные сроки реконструкции дожимных компрессорных станций и требуемый типоразмер сменных проточных частей. Оптимальная схема развития добычного комплекса выбиралась из сравнения технико-экономических показателей каждого из вариантов.

Таким образом, к основным этапам технологического развития дожимных компрессорных станций можно отнести следующее:

- Замена запорной арматуры на линии нагнетания компрессоров первых цехов на дожимных компрессорных станциях 1, 2 и 3 в 2007 г.
- Замена компрессоров первых цехов в 2008-2010 г.г.
- Разработка новых модификаций сменных проточных частей на пониженное входное давление в установленные корпуса вторых цехов.
- Обеспечение проектных отборов газа за счет использования резервных агрегатов.

Результаты работы:

1. Разработана модель, позволяющая проводить расчет режимов работы газоперекачивающих агрегатов и определять оптимальные сроки проведения реконструкции;
2. Разработана программа-методика инструментального обследования газотурбинных газоперекачивающих агрегатов;
3. Проведены испытания газоперекачивающих агрегатов на дожимных компрессорных станциях;
4. Разработан комплекс программного обеспечения, позволяющего оперативно проводить обработку результатов испытаний (COMPTST) и определять оптимальные сроки проведения реконструкции дожимных компрессорных станций (DKS MSTG);
5. Проведен анализ фактических и перспективных режимов работы дожимных компрессорных станций;
6. Даны рекомендации технологического развития дожимных компрессорных станций на период до 2025 г.;
7. Разработаны технические требования на компрессор для реконструкции первых компрессорных цехов.

Выводы:

На базе методики, разработан комплекс мероприятий по реконструкции дожимных компрессорных станций, которые позволяют:

1. поддержать проектные значения отбора газа и давления на входе в головную компрессорную станцию, отказ от реконструкции приведет к снижению отбора газа на 2-4 млрд.м³ в зависимости от периода разработки ме-



сторожения;

2. повысить эффективность работы газоперекачивающих агрегатов дожимных компрессорных станций со снижением суммарных затрат топливного газа на 100-250 млн.м³/год в зависимости от периода разработки.