



МИНИСТЕРСТВО ПРОМЫШЛЕННОСТИ И ЭНЕРГЕТИКИ
РОССИЙСКОЙ ФЕДЕРАЦИИ

ФЕДЕРАЛЬНОЕ АГЕНТСТВО ПО ЭНЕРГЕТИКЕ

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

СБОРНИК

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



МОСКВА
2006

УДК 371.84(06)
ББК 74.2.Я7
С23

ISBN 5-89552-246-7
(978-5-89552-246-2)

Сборник работ победителей XIV 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», 2006 г. — 190 стр.

Настоящий Сборник включает в себя выступления победителей XIV Конкурса молодежных разработок по проблемам топливно-энергетического комплекса на Итоговой конференции, состоявшейся 28 февраля – 01 марта 2006 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 14.10.2006. Подписано в печать 16.10.2006
Формат 60x90 $\frac{1}{16}$ Бумага офсетная. Тираж 150 экз.

ISBN 5-89552-246-7



9 785895 152246 2

© Министерство промышленности и энергетики РФ, 2006
© Федеральное агентство по энергетике, 2006
© НС «Интеграция», 2006



СОДЕРЖАНИЕ

Введение	10
Увеличение пропускной способности нефтепровода УПН «Покровка» – НЦП «Кротовка»	12
<i>А.О. Максимов</i> <i>ОАО «Оренбургнефть»</i>	
Оптимизация работ по очистке полости газопроводов Росташиского и Зайкинского месторождений от сконденсировавшейся жидкости	15
<i>А.А. Мазаев</i> <i>ОАО «Оренбургнефть» Зайкинское газоперерабатывающее предприятие</i>	
Совершенствование методологии оценки инвестиционных рисков проектов нефтегазодобычи	19
<i>Л.В. Мади</i> <i>ЗАО «Ямалгазинвест»</i>	
Повышение энергетической эффективности режимов работы	23
<i>С.В. Китаев, И.А. Шаммазов</i> <i>ООО «Баштрансгаз»</i>	
Разработка методики «Планирование и учет затрат на хранение нефти в резервуарных парках объектов магистральных нефтепроводов»	26
<i>А.Б. Вологин</i> <i>ОАО «Центрсибнефтепровод»</i>	
Дыхательные клапана резервуаров. Испытание и проверка состояния	29
<i>С.В. Антонов</i> <i>ОАО АК «Транснефть» ОАО «МН «Дружба»»</i>	
Применение оптимизатора топливана автотракторной технике для экономии дизельного и бензинового топлива	32
<i>Э.С. Богомолов</i> <i>ООО «Заволжское УТТ»</i>	



- Автоматизированная модель анализа сверхнормативных запасов материально-технических ресурсов на базе интегрированной системы управления SAP R/3** 35
О.Н. Кузина, О.В. Савкина, К.А. Стефанович
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»
- Оптимизация свойств углеродных молекулярных сит для получения азота из воздуха методом короткоциклового безнагревной адсорбции** 38
М.С. Карасёва, Ю.А. Носкова
ФГУП ИГИ
- Разработка технологического процесса утилизации угольных шламов Кузбасса в виде высококонцентрированных водоугольных суспензий** 42
А.В. Папин
КузГТУ
- Экономическая оценка технологий производства экологически чистого топлива из углей** 46
С.С. Крапчин
ФГУП ИГИ
- Автоматизированная система поддержки принятия решений и учёта транспорта газа для диспетчерской службы ООО «Волгоградтрансгаз»** 49
И.Б. Вахранев
ООО «Волгоградтрансгаз»
- Экспериментальные исследования на модельной установке биотехнологии очистки шахтных вод с использованием дамбы из фильтрующих материалов обломочных и горелых пород** 52
Е.И. Вакуленко
ФГУП МНИИЭКО ТЭК
- Оценка экономического эффекта от внедрения автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии и технологической информации на ПС 35/6 кВ Харьягинского н/мр** 55
В.В. Довгаль
ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»
- Телеметрическая система «Зонд» с приставкой гамма-каротажа на микроконтроллере** 59
В.А. Жерельев
ООО «Бургаз» филиал «Центр горизонтального бурения»



Возможности совершенствования микропроцессорных систем автоматики	62
<i>Т.Н. Губеев</i>	
<i>ОАО «Уралсибнефтепровод»</i>	
Организация системы контейнерных перевозок	66
<i>П.В. Ермаков, Е.И. Ивойлова</i>	
<i>Филиал «ТНК-ВР Менеджмент» «Региональный центр МТО»</i>	
Очистка масел. Состояние и перспективы. Самоэлектризующийся очиститель	69
<i>Д.Г. Рождествен</i>	
<i>ООО «Бузулукское управление технологического транспорта» ЗАО РЦСУ «ОНАКО»</i>	
Возврат в эксплуатацию НКТ с солеотложениями	72
<i>К.Ю. Черемьянин</i>	
<i>ЗАО «РЦСУ-Нижневартовск» ЗАО «Управление по ремонту труб»</i>	
О внедрении вторичных методов эксплуатации на нефтегазовых месторождениях Чеченской Республики	73
<i>И.М. Шахбиев</i>	
<i>НК «Роснефть» ОАО «Грознефтегаз»</i>	
Технология процесса охлаждения газа с циклическим растеплением теплообменных труб аппаратов воздушного охлаждения в зимний период эксплуатации	76
<i>С.А. Горбатов, Е.Н. Астафьев</i>	
<i>ООО «Надымгазпром»</i>	
Моделирование процессов перекачки нефти с целью оптимизации режимов работы ДНС и снижения непроизводительных затрат электроэнергии	79
<i>Н.Ф. Тепляков</i>	
<i>ОАО «Юганскнефтегаз»</i>	
Комплексный подход к решению задач ресурсосбережения на основе мембранных технологий	83
<i>С.А. Лысенко</i>	
<i>ОАО «Новочеркасская ГРЭС»</i>	
Снижение загрязнения окружающей среды при пропарке очистных устройств	87
<i>Е.А. Немов</i>	
<i>ОАО «Сибнефтепровод»</i>	



- Применение новых материалов и деталей в УЭЦН в скважинах с осложненными условиями эксплуатации** 91
А.Н. Гребенюк
ОАО «ТНК-ВР» ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»
- О перспективах самостоятельного бизнеса АГНКС в рамках процесса совершенствования внутрикорпоративной структуры ОАО «Газпром»** 92
М.С. Литвинов
ООО «Волгоградтрансгаз»
- Особенности выбора и расчета участков для бурения боковых стволов в условиях текущего состояния разработки пласта АВ₁₋₂ Ватьеганского месторождения с использованием ПК «ТРИАС»** 95
А.В. Стенькин
ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»
- Модернизация скребковых кристаллизаторов установок депарафинизации магнитными датчиками вращения скребковых валов** 100
П.В. Бакулев, А.С. Стариков
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»
- Методика определения уровня трудового потенциала работников предприятия** 102
Т.В. Якубов, А.М. Дудаева
ОАО «Грознефтегаз»
- Повышение эффективности работы насосного оборудования и запорно-регулирующей арматуры за счет применения уплотнительных материалов на основе терморасширенного графита** 107
А.А. Плесовских
ОАО «Юганскнефтегаз» НК «Роснефть»
- Автоматизированная система управления загрузкой, выгрузкой и регенерацией катализатора на установке РК и ГДА КГПН** 112
М.Ю. Лепихин, И.А. Шипилов, В.Н. Таболин
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»
- Получение основы авиационного масла** 113
И.Я. Голузинец, Р.Д. Балашов
ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»
- Решение проблем подготовки высоковязкой нефти** 118
В.В. Букин
ОАО «Оренбургнефть»



Применение геоинформационных систем (ГИС) для анализа данных о состоянии объектов транспорта газа	118
<i>А.Ю. Николаенко, А.В. Попов, А.Н. Распутин</i>	
<i>Инженерно-технический центр – филиал ООО "Уралтрансгаз"</i>	
Создание электронной базы данных по оценке деловых и личностных качеств работника	121
<i>И.В. Минаева, В.В. Гаврилов</i>	
<i>ООО «Лентрансгаз»</i>	
Автоматизация складского учета ОАО «Конаковская ГРЭС»	124
<i>Д.В. Иванов</i>	
<i>ОАО "Конаковская ГРЭС"</i>	
Причины возникновения отказов на магистральных газопроводах ООО «Пермтрансгаз» и пути их предотвращения	125
<i>О.Г. Подуков</i>	
<i>ООО «Пермтрансгаз»</i>	
Внедрение новых методов анализа, учета и статистики технического состояния сосудов и аппаратов	128
<i>М.В. Чучкалов</i>	
<i>Инженерно-технический центр ООО "Баштрансгаз"</i>	
Внедрение новых методов ремонта технологического котельного оборудования	131
<i>А.Р. Галикеев</i>	
<i>ООО «Баштрансгаз»</i>	
Внедрение новых технологий диагностики магистральных газопроводов	134
<i>А.В. Василевич</i>	
<i>ООО «Лентрансгаз»</i>	
Оптимальное проектирование трансформаторов малой мощности	138
<i>А.М. Кутарев</i>	
<i>Оренбургский государственный университет</i>	
<i>В.Е. Патлахов</i>	
<i>ОАО «Оренбургская теплогенерирующая компания»</i>	
Программный комплекс «Управление запасами»	143
<i>П.Ю. Бурнаев</i>	
<i>ОАО «Верхневолжские магистральные нефтепроводы»</i>	



Автоматизация процесса формирования Платежного календаря предприятия	144
<i>Д.В. Бульгин</i> <i>ОАО «Верхневолжские магистральные нефтепроводы»</i>	
Создание автоматизированной системы хранения и обработки данных о процессе бурения и освоения	146
<i>Е.А. Лебедева</i> <i>Филиал «Кубаньбургаз» ООО «Бургаз»</i>	
Программное обеспечение для анализа работы фонда скважин в нефтедобывающем Обществе	148
<i>С.А. Килин, В.К. Чижа</i> <i>ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»</i>	
Совершенствование методов организации молодежной политики на предприятиях нефтегазового комплекса	151
<i>Т.В. Куриленко, А.А. Губанчиков</i> <i>ООО «ВНИИГАЗ»</i>	
Освоение в эксплуатации и испытания различных типов энергетических газотурбинных установок отечественного и зарубежного производства	153
<i>А.В. Агеев, С.В. Малахов, Н.Е. Туз</i> <i>ОАО «Всероссийский теплотехнический институт»</i>	
Фрактальная модель разрушения трещиноватого породного массива в окрестности горизонтальной горной выработки	156
<i>Н.О. Солянов</i> <i>ОАО «ШахтНИУИ»</i>	
Создание, внедрение и эксплуатация программного комплекса для оценки и контроля напряженно-деформированного состояния (НДС) и удароопасности участков угольных пластов на шахтах России	165
<i>Д.В. Сидоров</i> <i>ОАО «ВНИМИ»</i>	
Результаты испытаний и модельных исследований системы автоматического управления мощностью газомазутного энергоблока ст. № 6 300 МВт Каширской ГРЭС	172
<i>Н.В. Зорченко</i> <i>ОАО «Всероссийский теплотехнический институт»</i>	



- Изменение алгоритмов работы регуляторов исходной воды в осветители водоподготовительной установки химического цеха ОАО «Конаковская ГРЭС»** 176
С.А. Дмитриев
ОАО «Конаковская ГРЭС»
- Получение экологически чистого дизельного топлива по EN-590 с остаточным содержанием серы 50 ppт** 177
А.А. Пермьякова, Д.И. Мальцев, Л.В. Абрамова
ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»
- Повышение экономической эффективности производственной деятельности управления социальными объектами в структуре ТПП «ЛУКОЙЛ–Ухтанефтегаз»** 179
Ю.В. Чибиков
ТПП «ЛУКОЙЛ-Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Коми»
- Техническое обслуживание и ремонт топливной аппаратуры буровых дизелей на топливном участке РММ УТТ и СТ** 181
А.И. Мятвич
Филиал «Оренбургбургаз» ООО «Бургаз»
- Повышение надежности работы замерных узлов типовых газораспределительных станций, оборудованных турбинными счетчиками газа** 185
А.Е. Фокин
ООО «Мострансгаз»



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: экология, механизация ручного труда, сбережение материальных и энергетических ресурсов, совершенствование технологических процессов, повышение качества продукции, модернизация и ремонт оборудования, охрана труда, совершенствование организации труда, прикладные научно-технические работы, экономика, разработка компьютерных программ. 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 акти-



визировало работу с молодежью внутри компаний. Аналогичные конкурсы уже проводятся среди предприятий и организаций ОАО «НК «ЛУКОЙЛ»», 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 объявлено о проведении следующего XV Конкурса молодежных разработок по проблемам топливно-энергетического комплекса, который пройдет под девизом «Меня оценят в XXI веке».



УВЕЛИЧЕНИЕ ПРОПУСКНОЙ СПОСОБНОСТИ НЕФТЕПРОВОДА УПН «ПОКРОВКА» — НЦП «КРОТОВКА»

А.О. Максимов

ОАО «Оренбургнефть»

Нефтепровод УПН «Покровка» — НЦП «Кротовка» является одним из наиболее стратегически важных объектов ПЕ Оренбург — Центр. По нефтепроводу ведется перекачка подготовленной нефти с месторождений:

- Воронцовское, Пасмуровское, Рябиновое, Покровское, Никифоровское, Воробьевское, Пронькинское, Токское, Горное, Родинское, Сорочинско — Никольское, Кодяковское, Малаховское, Восточно — Малаховское, Ольховское, Красное, Боголюбовское (17 месторождений ПЕ Центр и ПЕ Юг).

Нефтепровод характеризуется следующими параметрами

Трубопровод	УПН «Покровка» - НЦП «Кротовка»
Диаметр, толщина стенки	530 x 12 мм
Протяженность	173 км
Расход нефти	17 300 т/сут (базовый при 3 агрегатах)
Разность геодезических отметок	90 м
Максимально допустимое давление	38 кг/см ²
Начальное давление при увеличении пропускной способности трубопровода до 19200 т/сут	48,5 кг/см ²
Вязкость нефти	6,06 мм ² /с
Плотность нефти	857,0 кг/м ³
Содержание парафина	3,57 %

По нефтепроводу ведется перекачка нефти с 17 месторождений ПЕ Центр и ПЕ Юг БЕ Оренбург — Саратов. Так как других путей или способов транспортировки нефти с перечисленных месторождений нет, то крайне важно просчитать возможность пропуска нефти по трубопроводу в связи с увеличивающимися объемами добычи.

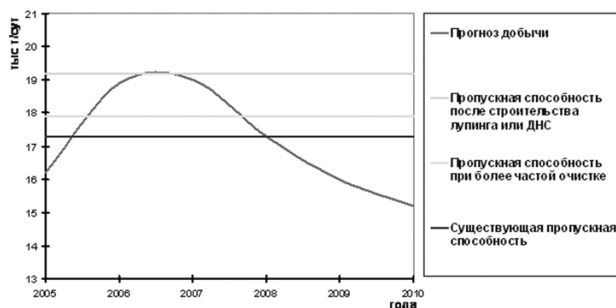


Рис. 1. Прогноз добычи



Как видно из прогноза, с середины 2005 г. по конец 2007 г. будет проявляться нехватка пропускной способности стратегически важного нефтепровода.

Наиболее оптимальными методами увеличения пропускной способности нефтепровода являются:

1. Более частая очистка внутренней полости трубопровода при помощи скребка.

На данный момент очистка внутренней полости нефтепровода УПН «Покровка» — НЦП «Кротовка» производится 3 раза в месяц. Уже на третий день после очистки пропускная способность нефтепровода сильно снижается. С другой стороны, даже сразу после очистки трубопровода увеличение пропускной способности не удовлетворяет нашим потребностям. Таким образом, более частый прогон скребка не является выходом из создавшейся проблемы. Наиболее оптимальным является совместное применение более частой очистки внутренней полости трубопровода с каким-либо другим методом увеличения пропускной способности.

2. Строительство лупинга.

Довольно распространенный путь решения проблемы увеличения пропускной способности, но требует больших единовременных вложений, так как необходимо строительство второй нитки трубопровода с последующим обустройством ее камерами пуска–приема внутритрубных снарядов, запорной арматурой и т. п. По гидравлическому расчету видно, что для увеличения пропускной способности нефтепровода УПН «Покровка» — НЦП «Кротовка» до 19,2 тыс. т/сут. необходимо строительство 30 км лупинга тем же внутренним диаметром, что и основной трубопровод. Построив лупинг, мы существенно снизим потери давления в нефтепроводе, чем обеспечим необходимое увеличение пропускной способности. Естественно, при необходимости увеличения пропускной способности в дальнейшем (например, до 30 тыс. т/сут) легче всего пристроить еще одну линию к существующей линии лупинга. Но в нашем случае такого увеличения добычи не планируется, даже расчетное увеличение пропускной способности до 19,2 тыс. т/сут будет необходимо год–два, не более. Поэтому строительство лупинга в наших условиях покажет себя нерентабельным.

3. Строительство ДНС.

Так же как и лупинг, строительство ДНС требует больших единовременных капитальных вложений.

Проблемы строительства ДНС как варианта увеличения пропускной способности нефтепровода УПН «Покровка» — НЦП «Кротовка» точно такие же, как и при варианте строительства лупинга. То есть, построив ДНС, мы, безусловно, решим проблему, но потратим большое количество денег в никуда, так как по истечении двух–трех лет необходимость в ДНС отпадет.

4. Применение антитурбулентных присадок.

Применение антитурбулентных присадок — относительно новый метод увеличения пропускной способности трубопровода. Антитурбулентная при-



садка представляет собой суспензию, как правило голубого цвета, свободно растворимую в углеводородах, с плотностью 0,87 г/см³. Рабочий диапазон применения присадки составляет от -40°C до 32°C. При закачке присадки в трубопровод происходит сокращение снижения скорости потока жидкости за счет уменьшения гидродинамического сопротивления. В результате применения такой присадки достигается либо увеличение объема перекачки при сохранении рабочего давления, либо сохранение объема перекачки при уменьшении рабочего давления. Физический смысл такого эффекта, как следует из названия продукта, заключается в снижении турбулентности потока жидкости при сохранении его скорости. То есть во многих случаях перекачка нефти по трубопроводу происходит в режиме, близком к зоне квадратичного трения, а применение присадки приближает режим перекачки к зоне гидравлически гладких труб.

Положительными качествами применения присадки являются, безусловно, повышение пропускной способности нефтепровода, а также снижение потерь энергии. Отрицательная сторона применения антитурбулентной присадки одна: ее высокая стоимость. Отсюда видно, что как вариант увеличения пропускной способности трубопровода применение присадки рентабельно в том случае, когда увеличение объема перекачиваемой жидкости планируется кратковременным, как в нашем случае.

Для наших условий оптимально использование установки дозированного ввода присадки контейнерного типа. Как правило, монтаж и дальнейшее техническое обслуживание установки производит фирма, поставляющая антитурбулентную присадку *за свой счет*. Для нашего расчетного увеличения пропускной способности нефтепровода УПН «Покровка» — НЦП «Кротовка» до 19 200 т в день необходимо закачивание присадки в объеме 100 л в день (фирмой Коноко Филипс произведен расчет увеличения пропускной способности нефтепровода Покровка – Кротовка в зависимости от дозировки присадки).

Комбинированный метод увеличения пропускной способности нефтепровода УПН «Покровка» — НЦП «Кротовка» заключается в попеременном использовании двух методов: более частая очистка и использование присадки. В первом квартале 2009 г. прогнозируемый объем перекачки сократится до такой степени, что от применения присадок можно будет отказаться, заменив их использование более частым прогоном скребка. К концу же второго квартала 2009 г. пропускной способности нефтепровода будет хватать и без применения каких – либо средств ее увеличения, то есть мы выйдем на нынешний уровень объема перекачки.



ОПТИМИЗАЦИЯ РАБОТ ПО ОЧИСТКЕ ПОЛОСТИ ГАЗОПРОВОДОВ РОСТАШИНСКОГО И ЗАЙКИНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЙ ОТ СКОНДЕНСИРОВАВШЕЙСЯ ЖИДКОСТИ

А.А. Мазаев

ОАО «Оренбургнефть» Зайкинское газоперерабатывающее предприятие

Транспорт попутного нефтяного газа с пунктов сбора на Зайкинское ГПП включает в себя предварительную подготовку и, собственно, сам транспорт продукта. Подготовка газа к транспорту предусматривает:

— на Зайкинском ПС — сепарацию и низкотемпературную сепарацию (НТС);

— на Росташинском ПС — сепарацию и гликолевую осушку.

В настоящее время кроме первичной сепарации газа никакой больше подготовки не осуществляется.

НТС на Зайкинском ПС осуществлялась по принципу дроссель-эффекта на теплообменных аппаратах и промежуточных сепараторах. В начальной стадии эксплуатации Зайкинского месторождения давление пласта (40 кгс/см^2) позволяло получать дроссель-эффект и осуществлять НТС газа. Увеличение добычи нефти в настоящее время за счёт снижения давления в системе сбора с 40 кгс/см^2 до 25 кгс/см^2 не позволяет осуществить дроссель-эффект (редуцирующий клапан открыт полностью) и, как следствие сконденсировать тяжёлые углеводороды.

На Росташинском ПС производилась осушка газа от влаги диэтиленгликолем (ДЭГом) на абсорбционных колоннах. Ввиду неотлаженности технологической схемы и оборудования установки осушки, данный технологический процесс не осуществлялся должным образом и колонные аппараты работали как буферные ёмкости. Следует учесть, что через установку осушки проходил только газ Росташинского месторождения, а в газопровод «Росташинский ПС – 16 км врезки» подаётся смесь газа Росташинского и Гаршинского месторождений. Хотя объём Гаршинского газа много меньше Росташинского, но даже в этом случае терялся бы должный эффект осушки газа.

В силу указанных причин газ к транспорту по газопроводам «Росташинский ПС – 16 км врезки» и «Зайкинский ПС – ЗГПП» практически не был подготовлен, а ведь во всех газопроводах происходит охлаждение газа и, как следствие, разделение продукта на газообразную и жидкую фазы. Сепараторы, установленные в «голове» газопроводов, не могли выполнять функции недеятельных установок. Поэтому низкий уровень первичной подготовки газа приводит к нарушению режима транспорта газа в однофазном состоянии. Сконденсировавшаяся жидкость начинает скапливаться в нижних точках трассы газопроводов, что приводит к снижению пропускной способности (запиранию участков газопроводов) и повышению давления в «голове» газопроводов и далее в системе сбора, тем самым снижая уровень добычи. Головные участки газопроводов вообще имеют наиболее жёсткий режим эксплуатации. Поэтому обеспечение отсутствия жидкости на этих участках — исключитель-



но сложная и важная задача. Данный результат обуславливает необходимость частых очистных операций внутренней полости газопроводов от жидкости, что в свою очередь приводит дополнительно к потерям газа на факеле (дабы не остановить в эти периоды добычу нефти) и нестабильной работе газоперекачивающих агрегатов Зайкинского ГПП (работа одного агрегата на антипомпажном клапане либо полная его остановка).

Поскольку принципиальное решение вопроса о подготовке газа на промыслах повлечёт большие затраты, связанные с заменой процесса захолаживания газа (замена дроссель-эффекта на источник внешнего холода), то нами поставлена несколько иная цель — улавливание проскочившей и сконденсировавшейся жидкости в «голове» газопроводов и по возможности возврат её на установки комплексной подготовки нефти. Решение поставленной цели должно предусматривать минимальные материальные и финансовые вложения.

1. Предлагаемая схема улавливания конденсата на газопроводе «Зайкинский ПС – ЗГПП».

Газопровод от узла запуска поршня (УЗП) расположен на подъём (10 %), что способствует скоплению жидкости на небольшом «головном» участке протяжённостью около 1 км и препятствует свободному уносу её далее в трассу газопровода. В 2004 г. на УЗП была выполнена врезка по нижней образующей трубы с целью отвода скапливающегося конденсата в амбар и его сжигания без остановки транспорта газа. Эта схема предусматривает прямую потерю газоконденсата, ровно как и схема при очистке полости газопровода очистным поршнем. С момента начала продувок газопровода от конденсата была установлена средняя их периодичность и среднее время: летний период — 1 продувка в месяц длительностью 10–15 минут; зимний период — 1 продувка в неделю длительностью 20–35 минут. Нами был проведён лабораторный анализ и расчёт объёма истекаемой (сжигаемой) жидкости в амбар:

$$G=1,59\alpha_1 \times F \times \sqrt{(P_2 - P_1)} \times \rho, \text{ где} \quad (1)$$

G – расход газоконденсата, кг/час.;

α – коэффициент расхода, для газа $\alpha=1$; для жидкости $\alpha=0,5$;

F – площадь сечения трубы, мм²;

P_1 – давление на выходе трубы на амбар, $P_1=0$ МПа;

P_2 – рабочее давление в газопроводе, $P_2=1,6$ МПа;

ρ – плотность газоконденсата, (см. хим. анализ $\rho=0,728$ г/см³)

$$F=\pi \times d^2/4, \text{ где} \quad (2)$$

d – внутренний диаметр трубы, по которой выходит конденсат, $d=60$ мм.

$$F= 3,14 \times 60^2/4=2826 \text{ мм}^2.$$

$$G=1,59 \times 0,5 \times 2826 \times \sqrt{(1,6 - 0)} \times 728 =76677 \text{ кг/ч}=105,326 \text{ м}^3/\text{ч}$$



Учитывая в среднем, что время продувки составляет 20 минут (0,3 часа), получим (принимая для расчёта минимальное время продувки) фактический объём выхода конденсата:

$$76677 \times 0,3 = 23003,1 \text{ кг, или } 23 \text{ т}$$

Учитывая также, что в среднем за месяц проводится 1,33 продувки, и принимая во внимание сложившуюся в НГДУ «Южоренбургнефть» обстановку по добыче нефти с начала текущего года (невыполнение плановых показателей), считаем актуальным за год дополнительно вернуть на установку подготовки нефти газоконденсат в количестве 367,1 т/год. Возврат конденсата на установку, вместо сжигания его в амбаре, также имеет положительное влияние на экологическую обстановку в районе добычи.

Густая сеть шлейфов в районе Зайкинского ПС создаёт большие трудности в прокладке нового трубопровода от амбара до УПН и требует значительных материальных вложений, поэтому было предложено использовать один из шлейфов расположенных рядом с УЗП недействующих на данный момент (и в перспективе) скважин. Данное предложение было доведено до руководства НГДУ. В результате совместного обсуждения данного предложения была принята наиболее простая и практически применимая схема возврата газового конденсата.

Наиболее подходящим является шлейф скважины № 1006 (+ № 2601) Ø 114 мм, приходящий на блок входящих ниток №1 (БВН). Необходимо только осуществить врезку в шлейф и установить отсекающую арматуру. Обычная работа скважины возможна по трём линиям: на факел, на УПН и на замерной сепаратор. Чтобы учесть количество возвращаемого конденсата, предполагается работа по замерной линии. В момент начала продувок операторы производят переключение действующих скважин с замерной линии на линию подачи на УПН. В этот же момент производится стравливание давления из замерного сепаратора С-105 ($V=12,5 \text{ м}^3$) на факел для принятия конденсата, а также отсечение коллектора БВН № 2. Для быстрого передавливания газоконденсата из газопровода в сепаратор давление в нём создаём, как в факельном коллекторе. Передавливание конденсата из замерного сепаратора С-105 в систему подготовки нефти (сепаратор 3-ей ступени С-103/1-3) осуществляется газом из сепаратора второй ступени С-102/1-3. Учёт количества жидкости будет осуществляться на диафрагме, установленной на трубопроводе из С-105 в С-103/1-3. По окончании продувок схему возвращают в исходное состояние.

2. Предлагаемая схема улавливания конденсата на газопроводе «Росташинский ПС – 16 км врезки».

Схема, использованная на Зайкинском ПС, в данном случае не может быть применена по нескольким причинам:

- совершенно другая схема сбора нефти;
- отсутствие незадействованного шлейфа какой-либо скважины;
- высокие давления в действующих шлейфах.



Чтобы оценить целесообразность возврата на УПН, проведём аналогичные химический анализ и расчёт количества сжигаемого конденсата в амбаре на узле приёма поршня (УПП) при обычном «поршневании» газопровода. Практика показывает, что время сжигания конденсата в амбаре колеблется в зависимости от времени года от 5 до 20 минут, а периодичность от 8 до 13 раз в год.

По формуле (2) определим сначала площадь сечения трубы, выходящей в амбар, а по формуле (1) количество жидкости:

$$F = \pi \times d^2 / 4 = 3,14 \times 100^2 / 4 = 7850 \text{ мм}^2$$

здесь d – внутренний диаметр трубы, по которой выходит конденсат, $d = 100$ мм.

$$G = 1,59 \times \alpha_1 \times F \times \sqrt{(P_2 - P_1)} \times \rho = 1,59 \times 0,5 \times 7850 \times \sqrt{(P_2 - P_1)} \times \rho = 232\,102,2 \text{ кг/ч}$$

здесь P_1 – давление на выходе трубы на амбар, $P_1 = 0$ МПа;

P_2 – рабочее давление в газопроводе, $P_2 = 1,9$ МПа;

ρ – плотность газоконденсата, (см. хим. анализ $\rho = 0,73$ г/см³)

С учётом времени продувки (примем усреднённое время 10 минут = 0,17 часа) фактический объём выхода жидкости составит

$$232\,102,2 \times 0,17 = 39\,457,37 \text{ кг, или } 39,457 \text{ т.}$$

Здесь следует учесть, что в этом объёме фигурирует количество метанола, закачиваемого на УЗП в газопровод, в связи с чем непосредственно объём конденсата составит

$$39,457 - 8,0 = 31,457 \text{ т.}$$

Учитывая, что поршневание газопровода осуществляется в среднем 0,67 раза в месяц, то несложно определить годовой возврат конденсата на УПН – 252,9 т.

Строительство нового трубопровода переадавливания конденсата от врезки в газопровод до УПН нецелесообразно экономически (учитывая количество конденсата) по причинам достаточной удалённости (1 км), пересечения большого количества подземных коммуникаций и автодороги «Соболево – Тюльпан».

Поэтому была предложена следующая технологическая схема. После слияния двух потоков газа – Гаршинского и Росташинского (Приложение б) – смонтировать один газосепаратор большего объёма и с более эффективной насадкой. Сепараторы С-210 и С-211 при этом высокообжимаются. Причины этому две: небольшие объёмы существующих сепараторов С-210 и С-211 (4 и 8 м³ соответственно) и большие скорости потоков газа. Т. е. газ, проходя сепараторы с большой скоростью, не успевает отбиваться от жидкости из-за короткого времени нахождения на насадке аппаратов и её малой эффективности. В качестве необходимого сепаратора нами предложен сепаратор-пылеуловитель с площадки сепарации на узле учёта газа на Староалександровской ДКС, который находится в бездействии, поскольку с 2003 года сдача товарного газа происходит на вновь смонтированном Герасимовском коммерческом



узле учёта газа, а не на Староалександровском узле и данный участок газопровода используется только при проведении очистки внутренней полости от сконденсировавшейся жидкости. Данный сепаратор ($V=25 \text{ м}^3$) установлен в «хвосте» магистрального газопровода «ЗГПП – Староалександровская ДКС» и предназначен для улавливания пылевидной влаги, образовавшейся в трубопроводе в процессе транспорта газа, и имеющий соответствующую для этого насадку. Возможность образования жидкости в газопроводе обуславливалась низким уровнем подготовки газа к транспорту на Зайкинском ПС до ввода в эксплуатацию ЗГПП. Состояние газосепаратора, по результатам Экспертизы промышленной безопасности, после 23 лет эксплуатации оценивается как «хорошее».

Таким образом, установкой более эффективного сепаратора мы добьемся более полного улавливания жидкости из газожидкостной смеси.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОЛОГИИ ОЦЕНКИ ИНВЕСТИЦИОННЫХ РИСКОВ ПРОЕКТОВ НЕФТЕГАЗОДОБЫЧИ

А.В. Мали

ЗАО «Ямалгазинвест»

В результате анализа существующих методик оценки проектных рисков был сделан вывод о том, что наиболее привлекательным является комплексный подход к оценке проектных рисков, который позволяет дать наиболее полное представление о возможных позитивных и негативных результатах изменения параметров проекта при его реализации и делает возможным широкое применение вероятностно-статистических методов.

Предложена система критериев, которым должна соответствовать процедура оценки рисков инвестиционных проектов:

- точность расчетов и максимальная безошибочность результатов;
- прозрачность процесса оценки;
- наглядность получаемых результатов;
- возможность учета экспертных оценок;
- возможность получения вероятностно-статистических показателей;
- охват полного спектра возможных значений по проекту.

С учетом данной системы критериев разработан более совершенный алгоритм интегральной оценки инвестиционных рисков проектов нефтегазодобычи, предусматривающий синтез используемых в настоящее время рациональных методов и обеспечивающий нейтрализацию их недостатков.

Данный алгоритм предусматривает следующие основные отличительные особенности:

- синтез методов анализа сценариев и нечетких множеств с целью формирования *интервальных сценариев*;
- формирование *границ интервальных сценариев* для проведения имитационного моделирования и их *вероятностных характеристик* с помощью



экспертных оценок;

- представление результатов в *табличном* и *графическом* виде, наглядно отражающем числовой и вероятностный разброс результативных параметров инвестиционного проекта, его основные статистическо-вероятностные характеристики;

- введение показателя *средневзвешенного интегрального ожидаемого ЧДД*, который может служить критерием выбора между несколькими проектами.

Схема проведения оценки по предлагаемому алгоритму следующая.

1) Идентификация значимых входных и результативных параметров модели ИП: входные – на основе метода анализа чувствительности; результативные (ЧДД, ВНР, индекс доходности и т. д.) – субъективно, в зависимости от предпочтений аналитика.

2) Определение экспертным методом интервалов изменения входных параметров и вероятностей попадания величин в каждый из них — формирование матрицы интервальных сценариев.

3) Формирование совокупности интервальных сценариев, охватывающей все возможные варианты развития событий по ИП, с определением вероятностей каждого из них, выбор значимых сценариев для дальнейшего анализа.

4) Имитационное моделирование по значимым сценариям с целью определения значений соответствующих результативных величин и статистические показатели, характеризующие интервальные сценарии.

5) Представление результатов оценки в табличном и графическом виде, удобном для восприятия (табл. 2, рис. 1), демонстрируется на символическом примере инвестиционного проекта разработки нефтяного месторождения, основные результаты анализа эффективности инвестиций которого приведены в табл. 1.

Результаты анализа эффективности проекта

Таблица 1

Показатель	Единицы измерения	Значение
Объем добычи	тыс. т	3 709
Проектный уровень	тыс. т	310
Выручка	тыс. дол.	305 986
Текущие затраты	тыс. дол.	63 847
Капвложения	тыс. дол.	52 617
Налоги	тыс. дол.	95 716
ЧДД	тыс. дол.	18 353
ВНР	-	0,18
Индекс доходности	-	1,09
Выгоды/Затраты	-	1,32



Результаты количественного анализа рисков проекта

Характеристики проекта	Итоговые значения	Пессимистические сценарии					Наиболее вероятный сценарий				Оптимистические сценарии			
		крайний	C	A	E	P	B	D	крайний					
										крайний	A	E	P	B
Объем добычи, тыс.т.	-	3 458 - 3 478	3 458 - 3 478	3 628 - 3 762	3 628 - 3 762	3 628 - 3 762	3 628 - 3 762	3 628 - 3 762	3 944 - 3 949	3 944 - 3 949	3 944 - 3 949	3 944 - 3 949	3 944 - 3 949	3 944 - 3 949
Текущие затраты, тыс.долл.	-	92 138 - 91 075	72 949 - 80 759	72 949 - 80 759	92 138 - 91 075	72 949 - 80 759	72 949 - 80 759	72 949 - 80 759	61 767 - 72 949	61 767 - 72 949	61 767 - 72 949	61 767 - 72 949	61 767 - 72 949	
Капволожения, тыс.долл.	-	60 662 - 61 903	54 370 - 58 381	60 662 - 61 903	54 370 - 58 381	54 370 - 58 381	54 370 - 58 381	48 466 - 50 577	54 370 - 58 381	48 466 - 50 577	54 370 - 58 381	48 466 - 50 577	48 466 - 50 577	
Чистый дисконтированный доход (ЧДД), тыс.долл.	-	-944 - 6 356	6 356 - 10 175	7 282 - 10 529	7 179 - 11 410	9 412 - 15 248	14 992 - 19 089	16 774 - 20 248	20 248 - 28 233	20 248 - 28 233	20 248 - 28 233	20 248 - 28 233	20 248 - 28 233	
Внутренняя норма рентабельности (ВНР)	-	0,095 - 0,15	0,13 - 0,15	0,13 - 0,14	0,13 - 0,15	0,14 - 0,17	0,16 - 0,19	0,17 - 0,2	0,2 - 0,24	0,2 - 0,24	0,2 - 0,24	0,2 - 0,24	0,2 - 0,24	
Индекс доходности	-	0,98 - 1,07	1,07 - 1,1	1,07 - 1,1	1,07 - 1,1	1,1 - 1,17	1,16 - 1,2	1,16 - 1,2	1,19 - 1,27	1,19 - 1,27	1,19 - 1,27	1,19 - 1,27	1,19 - 1,27	
Выгоды/Затраты	-	0,97 - 1,15	1,15 - 1,22	1,15 - 1,2	1,16 - 1,26	1,2 - 1,35	1,37 - 1,46	1,36 - 1,48	1,48 - 1,69	1,48 - 1,69	1,48 - 1,69	1,48 - 1,69	1,48 - 1,69	
Вероятность	1	0,0734	0,07225	0,0544	0,0816	0,578	0,0476	0,07225	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	0,0205	
Матожидание, тыс.долл.	-	2 706	8 190	8 468	8 676	12 288	16 754	17 898	24 241	24 241	24 241	24 241	24 241	
Среднее квадратическое отклонение, тыс.долл.	-	-	842	742	932	1 028	894	1 363	-	-	-	-	-	
Коэффициент вариации	-	-	0,1	0,09	0,11	0,08	0,05	0,08	-	-	-	-	-	
Суммарная вероятность	1	0,2816												
Средневзвешенный интегральный ожидаемый ЧДД, тыс.долл.	11 650	1 959												
ВНР для интегрального ЧДД	0,15	-												
		7 102												
		2 589												

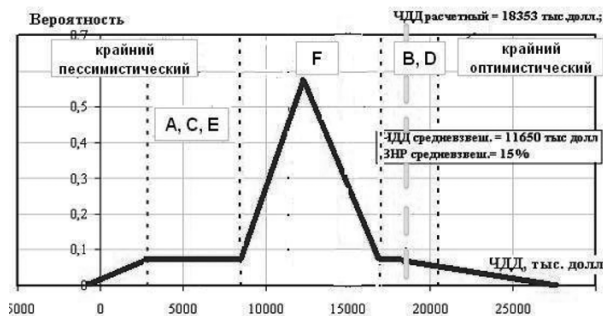


Рис. 1. Разброс значений ЧДД

Данный алгоритм позволяет нейтрализовать влияние следующих недостатков современных методик оценки проектных рисков:

- статистическая неточность результатов оценки рисков с применением классической и «точечной» вероятностей;
- недоучет полного спектра возможных значений входных параметров и результативных показателей при применении анализа чувствительности, анализа сценариев, дерева решений, минимаксных методов;
- ошибочность результатов вероятностного разброса, получаемых при оценке с применением метода имитационного моделирования Монте-Карло.

Графический сравнительный анализ результатов оценки с применением предлагаемого алгоритма, метода имитационного моделирования и метода анализа сценариев приведен на рис. 2.



Рис. 2. Сравнение результатов оценки различными методами



Предлагаемый алгоритм интегральной оценки рисков позволяет обеспечить интересы потенциального инвестора, так как:

- предоставляет исчерпывающую информацию по проекту, интерпретация которой не требует дополнительных специальных познаний в области математического аппарата и инструментов теории вероятностей и математической статистики (несмотря на применение математического инструментария при проведении процедуры оценки);

- обеспечивает участников проекта четкой систематизированной информацией для оптимального управления рисками и отклонениями при реализации проекта;

- не требует отвлечения больших финансовых средств для реализации проекта;

- может быть использован широким кругом экономистов и аналитиков благодаря четкой логичной схеме расчетов, не требующих специальной подготовки и специализированных программных продуктов.

ПОВЫШЕНИЕ ЭНЕРГЕТИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ

С.В. Китаев, И.А. Шаммазов

ООО «Баштрансгаз»

В соответствии с постановлением Правительства РФ «О неотложных мерах по энергосбережению» проблема снижения затрат на эксплуатацию газотранспортного оборудования входит в число наиболее актуальных. Снижение затрат приводит к заметному снижению себестоимости и повышению конкурентоспособности газа на внутреннем и мировом рынках. Экономия углеводородного сырья может быть достигнута благодаря повышению надежности и эффективности функционирования газопроводов и газопроводной системы в целом.

Из представленной в табл. 1 информации следует, что наибольший потенциал экономии углеводородного сырья имеется в магистральном транспорте газа и на порядок превышает другие направления.

Таблица 1.

**Потенциал энергосбережения в ОАО «Газпром»
на уровне 2005 г. (тыс. т. у./ год)**

Транспорт газа	6000
Распределение газа	650
Добыча газа, конденсата и нефти	600
Переработка газа, конденсата и нефти	400
Подземное хранение газа	300
Бурение	15
Итого	7965



Приоритетным направлением повышения экономичности транспорта газа является разработка энергосберегающих технологий. Цель данной работы — разработка энергоэффективных режимов транспорта газа на КС Шаран ООО «Баштрансгаз».

КС «Шаран» расположена на западной границе трехниточного коридора магистральных газопроводов (МГ) Уренгой - Челябинск — Петровск — Новопсков. КС «Шаран» состоит из трех цехов КС-6 с агрегатами ГПА-12, 16 «Урал», КС-19 и КС-19а с агрегатами ГПА-10 «Волна», обеспечивающими компримирование газа. КС-6 и КС-19а оснащены полнонапорными центробежными нагнетателями (ЦН), на КС-19 установлены неполнонапорные нагнетатели природного газа, спроектированные для работы в конкретных условиях по одной и той же технологической схеме в две ступени. Технологическая обвязка КС позволяет объединять цеха путем открытия входных и выходных перемычек, перераспределяя тем самым газ между МГ.

В условиях работы МГ с расходом ниже проектных значений был введен режим эксплуатации КС-19 на технологически подобный режим — работу в одну ступень.

При апробации предлагаемого метода рассматривались фактические зависимости расхода топливного газа от общей подачи газа через КС «Шаран», при работе КС-19 в две ступени и после перехода на технологически подобный режим, при этом КС-19 работала в одну ступень (на основании данных учета расхода топливного газа по станциям). Из анализа результатов следует, что проведенная процедура оптимизации позволила существенно сократить потребление топливного газа на нужды КС. Изменение подачи газа за исследуемый период обусловлено технологическим режимом работы МГ. На соседних станциях загрузка дополнительных ГПА не производилась.

В качестве количественной характеристики оценки эффективности работы КС использовалась величина отношения расхода топливного газа к количеству транспортируемого газа $q_{\text{тг}}$. Из результатов следует, что при работе по стандартной технологической схеме КС средний $q_{\text{тг}}$ составил $0,0033 \text{ м}^3/\text{м}^3$, после перехода по КС-19 на работу в одну ступень получили $q_{\text{тг}}=0,0027 \text{ м}^3/\text{м}^3$, таким образом, отношение расхода топливного газа к количеству транспортируемого газа в целом по КС «Шаран» сократилось на 18 %. Высокие величины рабочих давлений позволили перейти на работу по схеме КС-6 (2*1), КС-19 (3*1) при этом станции были объединены межцеховыми перемычками, цех КС-19а был остановлен, а МГ «Уренгой — Новопсков» выделен и пущен на «проход». При анализе эффективности данного режима работы учитывался только компримруемый объем газа. При таком режиме получили отношение расхода топливного газа к количеству транспортируемого газа $q_{\text{тг}}=0,0018 \text{ м}^3/\text{м}^3$, т. е. экономия по сравнению с стандартным режимом составила 45 %. Из анализа зависимостей эффективной мощности и эффективного КПД по КС в целом следует, что при переходе на новый режим работы КС снижается эффективная мощность КС, необходимая для обеспечения требуемого объема транспорта газа, при этом КПД КС остается относительно стабильным на уровне 20 %.

Проведенный выше анализ охватывает небольшой промежуток времени в 109 суток, а расход газа по МГ изменяется в течение года, поэтому представляет интерес возможность работы КС-19 в одну ступень в течение года.



Анализ режимов работы МГ может быть произведен на основе обработки данных за большой период эксплуатации. Ретроспективный анализ данных за 1996 – 2005 гг. показал, что максимальный расход обеспечивался в январе 1997 г. и составил 8 620 млн м³/мес., наиболее низкой загрузка газопроводов была в 2000 г., максимальная подача в январе 2000 г. составила 7 610 млн м³/мес.

В целом, за временной период с 1996 г. по 2005 г., максимальная загрузка МГ снизилась на 780 млн м³/мес. (на 9 %). Снижение подачи газа сопровождается снижением сезонной неравномерности работы газопроводов. Однако наблюдается увеличение суточной и месячной неравномерности работы МГ. Тем не менее сезонные колебания остались существенными и значительно превышают суточные и месячные колебания подачи газа. Выделение сезонной волны можно выполнить на основе построения аналитической модели проявления сезонных колебаний.

При исследовании процесса подачи газа по МГ в течение года в качестве аналитической формулы динамики процесса использовался ряд Фурье. В результате было доказано, что уравнение Фурье позволяет получить достоверный прогноз на четыре года 1997–2000 гг. (дисперсия адекватности составила 360,1...459,5 млн м³/мес.) В последующие годы уровень дисперсии адекватности существенно увеличивается до 638,9...1 181,1 млн м³/мес., что является показателем снижения временной периодичности работы газопровода в 2001–2005 гг. Поэтому уравнение Фурье уже не может использоваться для описания режима подачи газа по газопроводу.

Такая низкая достоверность прогноза на 2001–2003 гг. обусловлена увеличением случайной составляющей подачи газа по газопроводу в течение года. Если принять, что подача газа по газопроводу является случайной функцией, тогда можно использовать характеристику стационарной случайной функции — спектральную плотность.

Экспериментально установлено, что максимальная подача газа через КС «Шаран» при работе КС-19 в одну ступень возможна в объеме 8 122 млн м³/мес. Таким образом, практически всегда имеется возможность работы КС-19 «Шаран» в одну ступень.

Анализ загрузки по мощности КС для трех рассматриваемых случаев:

для первого случая, при стандартной схеме работы - $N/N_0=0,52$, для второго случая при работе КС-19 в одну ступень загрузка КС - $N/N_0=0,59$, для случая при работе КС-6 (2*1), КС-19 по схеме (3*1) и КС-19а на «проход» получается увеличение загрузки КС до $N/N_0=0,65$, что подтверждает эффективность проданных процедур по обеспечению рационального режима работы КС «Шаран».

Неотъемлемой частью КС на магистральных газопроводах являются аппараты воздушного охлаждения (АВО) газа. Расчет показывает, что при работе по стандартной схеме в целом по КС годовое потребление АВО электроэнергии составит 4 163 МВт·ч, а при работе по энергоэффективной схеме 1 457 МВт·ч. Таким образом, годовая экономия электроэнергии составит 2 706 МВт·ч за счет работы КС на экономичном режиме.

При эксплуатации МГ наблюдается негативное воздействие на окружающую среду со стороны технологического оборудования КС, обусловленное



выбросами продуктов сгорания углеводородного сырья, которые принято называть парниковыми газами. Существует несколько путей снижения выбросов парниковых газов. Наиболее эффективным направлением является широкое внедрение в газовой промышленности энергосберегающих технологий. При работе на энергоэффективном режиме расход топливного газа снижается на 250 тыс. м³/сут., или 91 250 тыс. м³/год. От сгорания такого объема метана углекислого газа образуется $91\,250 \cdot 1,96 = 178,85$ тыс. т. При цене порядка 5 дол. за тонну CO₂ денежный потенциал составит 894,25 тыс. дол. в год.

РАЗРАБОТКА МЕТОДИКИ «ПЛАНИРОВАНИЕ И УЧЕТ ЗАТРАТ НА ХРАНЕНИЕ НЕФТИ В РЕЗЕРВУАРНЫХ ПАРКАХ ОБЪЕКТОВ МАГИСТРАЛЬНЫХ НЕФТЕПРОВОДОВ»

А.Б. Вологин

ОАО «Центрсибнефтепровод»

Открытое акционерное общество «Магистральные нефтепроводы Центральной Сибири» (ОАО «Центрсибнефтепровод») создано в 1972 г. В экономике Томской области оно занимает одно из ведущих мест, являясь одним из стабильно работающих предприятий, осуществляющих своевременное поступление денежных средств в бюджеты различного уровня.

Основными видами деятельности ОАО «Центрсибнефтепровод» являются перекачка нефти по магистральным трубопроводам и налив нефти в автомобильные цистерны. Кроме этого оказывает услуги по хранению нефти сторонних организаций в резервуарных парках ОАО «Центрсибнефтепровод».

Целью данной работы является разработка методики «Планирование и учет затрат на хранение нефти в резервуарных парках объектов магистральных нефтепроводов» на примере ОАО «Магистральные нефтепроводы Центральной Сибири».

Методика разрабатывается для выполнения задачи объективного планирования и отражения в учете эксплуатационных затрат, а также получения достоверного финансового результата от оказания услуг по хранению нефти как самостоятельного вида деятельности.

Нефть, принимаемая в систему нефтепроводного транспорта без временно оформленных в установленном порядке товаросопроводительных документов, либо направленная в соответствии с товаросопроводительными документами в конечный пункт, но не принятая грузополучателем в том пункте, либо остановленная грузоотправителем в пути на основании изменения или отмены товаросопроводительных документов, подлежит хранению.

В ОАО «Центрсибнефтепровод» (далее — Общество) хранение нефти осуществляется обезличенно в резервуарных парках, доступных для размещения нефти. Сложность определения и объективного отражения в учете эксплуатационных затрат на хранение нефти заключается в том, что резервуарные парки Общества предназначены для технологического процесса перекачки нефти и для обеспечения приема нефти в случае остановки нефтепровода, а хранение осуществляется в тех же технологических резервуарных емкостях. Тарифы на хранение нефти устанавливаются ОАО «АК



“Транснефть”». Услуги по хранению нефти оказываются на основании договоров на хранение, которые заключаются грузоотправителями с ОАО «АК “Транснефть”». Распределение средств в виде выручки от оказанных услуг производится в соответствии с соглашением между ОАО «АК “Транснефть”» и ОАО «Центрсибнефтепровод» и ежемесячно доводятся до Общества без разделения по резервуарным паркам. Так как удельные затраты на содержание каждого резервуарного парка Общества в расчете на единицу его объема составляют приблизительно одинаковую величину, то условно принято, что хранение нефти в ОАО «Центрсибнефтепровод» осуществляется только в резервуарном парке нефтеперекачивающей станции «Александровская» линейной производственно-диспетчерской станции «Стрежевой», являющейся головной, а так же имеющей самый большой резервуарный парк в Обществе (более 50 % от общего объема).

Так как в Обществе нет отдельно выделенных резервуаров для хранения нефти, то нет возможности вести прямой учет всех затрат по хранению нефти. Поэтому затраты на содержание резервуарного парка НПС «Александровская» распределяются между двумя видами деятельности — перекачка и хранение нефти. В составе суммарных эксплуатационных затрат на хранение нефти выделяются прямые и косвенные. К прямым относятся затраты агента (ОАО «АК “Транснефть”»), который осуществляет от имени Общества заключение и ведение договоров на хранение нефти; и затраты на получение лицензии на осуществление деятельности «Хранение нефти и продуктов ее переработки», а также экспертных заключений, необходимых для получения указанной лицензии. К косвенным относятся все остальные статьи затрат. Прямые затраты относятся прямым счетом на вид деятельности «хранение нефти», а косвенные затраты определяются в процентах от сложившихся затрат на содержание резервуарного парка.

По действующей методике процент отнесения затрат на хранение нефти от общих затрат на содержание резервуарного парка определяется пропорционально доле среднесуточного количества нефти клиентов, находящейся на хранении, от среднесуточных остатков товарной нефти в резервуарных парках за отчетный период (в данном случае — месяц).

Проведенный анализ действующей методики учета затрат и полученных экономических показателей по хранению нефти сторонних организаций за 2004 г. показал, что имеются некоторые недостатки:

- при увеличении количества нефти, находящейся на хранении, и, соответственно, получении большей выручки от услуг по хранению нефти, затраты, относимые на хранение нефти, практически не изменяются или даже уменьшаются;

- при одних и тех же количествах нефти, находящейся на хранении, и, соответственно, получении одинаковой выручки от услуг по хранению нефти, затраты, относимые на хранение нефти, изменяются;

- при уменьшении количества нефти, находящейся на хранении, и, соответственно, получении меньшей выручки от услуг по хранению нефти, затраты, относимые на хранение нефти, увеличиваются и т. д.

В результате мы наблюдаем хаотичный разброс уровня рентабельности текущих затрат – от 4,9 % до 142,2 %.



При приведении экономических показателей по хранению нефти за 2004 г. к условиям 2005 г. видно, что все недостатки, выявленные в результате анализа экономических показателей за 2004 г., остались. Кроме этого, увеличение затрат на содержание резервуарного парка и их распределение, согласно действующей методике, приводит к убыткам и отрицательному уровню рентабельности по хранению нефти в некоторых месяцах.

Таким образом, необходимо разобраться в причинах и, в случае необходимости, разработать новые параметры для формирования и отнесения затрат на хранение нефти в резервуарных парках ОАО «Центрсибнефтепровод». В ходе анализа выяснилось, что данное явление вызвано тем, что затраты, относимые на вид деятельности «хранение нефти», находятся в зависимости не столько от количества нефти, находящейся на хранении, сколько от среднесуточных остатков товарной нефти в резервуарных парках за отчетный период (в данном случае — месяц). А среднесуточные остатки товарной нефти в резервуарных парках являются величиной переменной.

Для устранения выявленных недостатков существующей методики предложено зафиксировать фактические среднесуточные остатки товарной нефти в резервуарных парках Общества за прошедший период (в данном случае — 2004 г.), принять их за плановые и применять для расчета процента отнесения затрат на хранение нефти в течение всего следующего отчетного периода (в данном случае — 2005 г.).

Анализ предполагаемых экономических показателей хранения нефти, рассчитанных по разработанной (предлагаемой) методике показывает, что недостатки, имеющие место при расчете затрат по действующей методике и отмеченные выше, устранены. При одних и тех же количествах нефти, находящейся на хранении, затратах на содержание резервуарного парка и тарифах на услуги по хранению нефти, выручка, затраты и финансовый результат от услуг по хранению нефти клиентов останутся неизменными. Увеличение количества нефти, находящейся на хранении, приведет к увеличению выручки от услуг по хранению нефти, увеличению затрат, относимых на вид деятельности «хранение нефти», и увеличению прибыли от услуг по хранению нефти и, наоборот, уменьшение количества нефти, находящейся на хранении, приведет к уменьшению выручки от услуг по хранению нефти, уменьшению затрат, относимых на вид деятельности «хранение нефти», и уменьшению прибыли от услуг по хранению нефти. При этом средний уровень рентабельности текущих затрат останется постоянным.

Таким образом, можно сделать заключение, что принятие новых принципов отнесения затрат на хранение нефти, предложенных в данной работе, позволяет более объективно планировать и отражать в учете эксплуатационные затраты, а также получать более достоверный финансовый результат от оказания услуг по хранению нефти как самостоятельного вида деятельности.

На основании сделанных выводов подготовлен и представлен проект методики «Планирование и учет затрат на хранение нефти в резервуарных парках объектов магистральных нефтепроводов».



ДЫХАТЕЛЬНЫЕ КЛАПАНА РЕЗЕРВУАРОВ. ИСПЫТАНИЕ И ПРОВЕРКА СОСТОЯНИЯ

С.В. Антонов

ОАО АК «Транснефть» ОАО «МН «Дружба»

В последнее время большое внимание уделяется промышленной и экологической безопасности объектов магистральных нефтепроводов. В 2001г. введены новые Правила Технической Эксплуатации Резервуаров Магистральных Нефтепроводов и Нефтебаз, в которых определены новые требования к дыхательной арматуре резервуаров. В соответствии с ними необходимо произвести замену части дыхательных клапанов, стоящих на резервуаре, на предохранительные. Предохранительные клапаны имеют конструкцию, аналогичную дыхательным, за исключением параметров давления и вакуума срабатывания. В соответствии с новыми правилами предохранительные клапаны настраиваются на повышенное давление и пониженный вакуум на 5-10 % по сравнению с дыхательными.

До настоящего времени проблема перенастройки части имеющихся дыхательных клапанов, установленных на резервуарах, на давление и вакуум срабатывания, соответствующий предохранительным клапанам, не решена, поскольку ранее разработанные стенды для проверки и настройки клапанов не позволяют в полном объеме выполнить требования новых правил и имеют ряд недостатков, ограничивающих их применение, а именно:

- измерительные приборы не имеют достаточной точности для настройки клапанов,
- стационарная конструкция подразумевает проведение испытаний демонтированного с резервуара клапана в специально отведенных местах, поскольку стенды имеют электрооборудование невзрывозащищенного исполнения, а это связано с материальными затратами.

Перечисленные выше недостатки исключены в стенде, представленном в данной работе.

Устройство и работа клапана

Клапан состоит из сварного корпуса (1), выполненного в виде усеченной пирамиды, к меньшему основанию которой, обращенному вниз, приварен фланец. На боковых гранях корпуса смонтированы четыре затвора вакуумных (3), состоящие из седел, закрытых тарелками вакуумными (4). Эти затворы предназначены для пропуска атмосферного воздуха в резервуар. Для защиты тарелок вакуумных от атмосферных воздействий используются кожухи (11). На крыше корпуса находятся два затвора давления (5), состоящие из седла и тарелки давления (6). Затвор давления предназначен для выпуска паровоздушной смеси из резервуара в атмосферу. Для защиты тарелок давления от прямого воздействия атмосферных осадков и ветра предусмотрена крыша (7).

Смещение тарелки по плоскости седла ограничивается подвеской тарелок на гибких фторопластовых лентах. Контактующие поверхности тарелок и



седла всех затворов покрыты фторопластовой пленкой толщиной 0,2–0,3 мм. С целью снижения потерь нефти и нефтепродуктов от испарения из резервуара на клапане предусмотрена установка диска-отражателя (10). Огнезащита осуществляется предохранителем огневым (9), расположенным между фланцем корпуса (1) и переходником нижним (2), что позволяет эксплуатировать клапан без применения огнепреграждающих элементов к затворам вакуумным.

Основные внутренние поверхности клапана выполнены потолочными, вертикальными или близкими к ним, что обеспечивает беспрепятственный сток конденсата из полости клапана в резервуар. При выкачке нефти или нефтепродуктов из резервуара в полости корпуса клапана создаётся вакуум, равный вакууму в газовом пространстве резервуара. При достижении значения вакуума, равного вакууму срабатывания, тарелки затворов вакуумных открываются, сообщая газовое пространство резервуара с атмосферой и обеспечивая пропуск воздуха в резервуар.

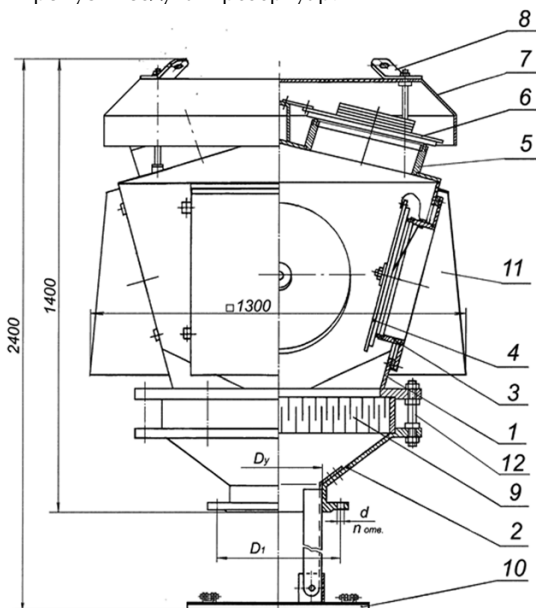


Рисунок 1 – Клапаны дыхательные
КДС_А-3000/250, КДС_А-3000/350, КДС_А-3000/500.

При заполнении резервуара в полости корпуса клапана создаётся избыточное давление, равное давлению в газовом пространстве резервуара. Это давление прижимает тарелки затворов вакуумных к седлам и действует на тарелку затвора давления, стремясь приподнять её. При достижении избыточ-



ного давления величины срабатывания, тарелки затвора давления открываются и происходит выпуск паровоздушной смеси из резервуара в атмосферу.

При значениях давления в резервуаре ниже давления срабатывания, но выше вакуума срабатывания тарелки вакуума и давления прижаты к седлам, что обеспечивает герметичность резервуара.

Назначение и конструкция стенда

Для проверки и настройки дыхательных и предохранительных клапанов типа КДС, устанавливаемых на действующих резервуарах для хранения нефти, силами специальной мобильной группы предлагается использовать стенд, работающий в автономном режиме и позволяющий осуществлять проверку и настройку клапанов, не демонтируя испытываемый клапан с резервуара.

Стенд представляет собой облегченную, переносную сборно-разборную конструкцию и состоит из следующих основных составных частей: 1 – столик складной; 2 – воздушный баллон, помещенный в футляры из неискрообразующих материалов); 3 – хомут крепления баллонов (с подкладками); 4 – редуктор давления; 5 – расходомер; 6 – кейс с приборной панелью; 7 – цифровой манометр; 8 – комплект быстроразъемных соединений; 9 – технологическая вставка; 10 – комплект омедненных тарированных пригрузов (допускается применять пригрузы, изготовленные из алюминиевых или пластиковых контейнеров с закрывающимися крышками, наполненными свинцовой дробью); 11 – комплект кронштейнов для фиксации тарелок вакуума; 12 – комплект специализированного омедненного инструмента; 13 – набор материалов, используемых при испытании; 14 – ремонтный комплект тарелок давления и вакуума; 15 – мобильный компрессор высокого давления; 16 – запасные воздушные баллоны.

Принцип работы стенда заключается в следующем: заменив огнепреградитель на технологическую вставку поз. 9 и закрепив ее, создаем в клапане замкнутую полость. В полость клапана через штуцер технологической вставки поз. 9 подаем из баллона поз. 2 воздух. Устанавливаем давление нагнетания в системе редуктором поз. 4. Контроль давления в полости клапана производим цифровым манометром поз. 7. При проверке тарелок вакуума создаем в полости клапана вакуум при помощи эжектора на приборной панели кейса поз. 6, контролируя давление вакуума цифровым манометром поз. 7.

Применение стенда для проверки и настройки дыхательных и предохранительных клапанов позволяет проверять и настраивать клапаны силами выездной бригады, состоящей из двух–трех человек, не демонтируя их с резервуара, что значительно экономит материальные ресурсы и ускоряет процесс проверки клапанов.

Предлагается при РНУ создать бригаду по проверке и настройке дыхательных и предохранительных клапанов. Функция данной бригады будет заключаться не только в проверке и настройке клапанов, а также при необходимости и в ремонте на производственной базе РНУ.

Оснащение данной бригады должно содержать:

- стенд для проверки и настройки клапанов;
- автомобиль;
- резервный фонд клапанов.



ПРИМЕНЕНИЕ ОПТИМИЗАТОРА ТОПЛИВА НА АВТОТРАКТОРНОЙ ТЕХНИКЕ ДЛЯ ЭКОНОМИИ ДИЗЕЛЬНОГО И БЕНЗИНОВОГО ТОПЛИВА

Э.С. Богомолов

ООО «Заволжское УТТ»

Американский физик и изобретатель Роберт Кейн сконструировал устройство «оптимизатор топлива», используя в нём источники магнитного резонанса, созданные на основе химического элемента «неодим» (лат. Neodymium, Nd, атомный порядковый номер в таблице Менделеева 60, атомная масса 144,24, редкоземельный металл).

Основным элементом «оптимизатора топлива» являются магниты, выполненные на основе неодима. При прохождении топлива через сильное магнитное поле происходит расщепление углеводородной цепи на более мелкие составляющие с их последующей ионизацией, что ведет к более полному сгоранию бензина или дизельного топлива. На сегодняшний день получить такой эффект позволяют только магниты неодимовой группы, изготовленные по специальной технологии. Данный тип магнитов не теряет своих свойств с течением времени, что позволяет говорить о неограниченном сроке эксплуатации «оптимизатора топлива».

Характеристики «оптимизатора топлива»

— мощность магнитного поля — 7 500 Гаусс. Устанавливается на двигатели любых типов с объёмом камеры сгорания до 1 300 см³, топливную линию толщиной не более 16 мм.

— мощность магнитного поля — 11 000 Гаусс. Устанавливается на двигатели любых типов с объёмом камеры сгорания до 2 000 см³, топливную линию толщиной не более 25 мм.

— мощность магнитного поля — 16 000 Гаусс. Устанавливается на топливную линию толщиной не более 25 мм.

«Оптимизатор топлива» устанавливается на подающий топливный шланг (без врезки), 3–5 см, перед карбюратором или инжектором. Двигатели с карбюраторной системой зажигания не оснащены компьютерным контролем. Поэтому после установки необходимо вручную отрегулировать качество топливно-воздушной смеси для нормальной работы двигателя, так как требуется меньше топлива в составе смеси.

Таблица 1

Количество устанавливаемых оптимизаторов в зависимости от объёма двигателя автомобиля

Бензиновые двигатели	
Объём, см ³	«Оптимизатор топлива»
до 2 500 (Уаз, Газель, Волга, Ваз)	1
от 2 500 до 7 000 (Газ, Зил-130, 131, Кавз, Газ-53, 66)	2
свыше 7 000	3



Установка «оптимизатора топлива» на инжекторные двигатели

Двигатели с инжекторной системой впрыска имеют две топливные линии между топливным баком и двигателем, линию подачи топлива и обратную линию. При работающем двигателе шланг подачи топлива холодный, а обратный шланг теплый. Часто линия, подающая топливо, маркируется белыми или желтыми полосками, а обратная линия имеет голубую полосу.

1. Перед установкой «оптимизатора топлива» необходимо обнулить установки EFI (ECU). Для обнуления оперативной памяти контроллера либо замыкаются соответствующие диагностические провода под торпедой, либо используется специальный диагностический сканер (если таких проводов нет), либо попросту на некоторое время (достаточное для разрядки всех конденсаторов) отсоединяется аккумулятор. Не забудьте при этом и про аккумулятор сигнализации, если он есть. После подключения аккумулятора EFI возвращает заводские установки и, не имея в памяти предыдущих записей, начинает повторный опрос и инициализацию.
2. После обнуления установок EFI установите «оптимизатор топлива».
3. После установки «Оптимизатора топлива» подключите аккумулятор, запустите двигатель. Установите скорость вращения коленчатого вала по тахометру порядка 2 500 об/мин., добавьте нагрузку (включите фары, кондиционер) на 0,5–1 минуту. Чем больше нагрузка, приложенная в течение 30 секунд после подключения, тем лучше будут новые параметры.
4. Для большего эффекта рекомендуется проехать по такой дороге, где можно выдержать езду с полностью открытой дроссельной заслонкой хотя бы в течение 30 сек. и более. Тогда EFI начинает оценку параметров в оптимальных условиях, выставит очень точные установки времени зажигания и впрыска, и новые параметры будут теперь также и максимальными параметрами. Эти настройки будут управлять двигателем до тех пор, пока не будет заправлен низкооктановый бензин либо не будет обнаружена какая-либо ошибка, на которую должен среагировать EFI.

Таблица 2

Количество устанавливаемых оптимизаторов в зависимости от объёма двигателя автомобиля

Дизельные двигатели	
Объем, см ³	«Оптимизатор топлива»
до 2 500	1
до 3 000	2
до 4 600	3
до 6 200	4
до 8 000	5
мощностью до 500 л. с. (Камаз, Татра, Урал, Краз, Маз, Т-170, 130)	6
мощностью свыше 500 л. с.	7



Установка данного «оптимизатора топлива» может производиться на шланги любых типов (резина, пластик, металл), но более качественная работа «оптимизатора топлива» происходит при установке на металлические трубки подающих шлангов. «Оптимизатор топлива» не рекомендуется устанавливать вблизи автомобильного генератора, электрических датчиков и выхлопных коллекторов. Рекомендуется следить за тем, чтобы шины автомобиля имели соответствующее давление. Соблюдение этого условия может уменьшить расход топлива на 1%. Чтобы сравнить эффективность экономии топлива и снижения вредных выбросов желательно после установки устройства проехать 1000–2500 км, а затем сравнить показания до и после установки.

Расчёт затрат на приобретение оптимизаторов топлива

Сопоставляя количество автотранспорта в ООО «Заволжское УТТ», данные табл. 1, 2 и стоимость одного оптимизатора топлива, получаем, что для оборудования парка автомобилей ООО «Заволжское УТТ» необходимо приобрести 1 083 оптимизатора топлива по цене 1 800 рублей за штуку (расчёт производился согласно количеству транспорта в ООО «Заволжском УТТ» определённых марок и рекомендациям производителя, приведённых в табл. 1 и 2); получаем затраты на приобретение оптимизаторов топлива **1 949 400 рублей**.

Таблица 3

№ п/п	Марка топлива	Количество топлива запланированного на 2005 г., тн.	Сумма, руб.
1	Бензин А-92	159	2 086 000
2	Бензин А-80	1 163	11 859 000
3	Диз.топливо «зимнее»	1 274	14 682 000
4	Диз.топливо “летнее”	1 289	14 768 000
ИТОГ		3 885	43 395 000

Для расчётов будем использовать:

0,8 — коэффициент перевода топлива из тонн в литры.

12 624 435 км — запланированный по бизнес-плану пробег всего автотранспорта ООО «Заволжское УТТ» на 2005 г.

12,5% — средняя экономия топлива, полученная расчётным путём .

Запланированное количество топлива на 2005 г. Делим на коэффициент перевода топлива из тонн в литры, получаем количество топлива на 2005 г. в литрах.

$$3\ 885/0,8= 4\ 856\ 025\ л$$

Далее полученное количество топлива на 2005 г. в литрах разделим на запланированный по бизнес-плану пробег всего автотранспорта ООО «Заволжское УТТ» на 2005 г., получим среднюю норму расхода топлива на



100 км. пробега.

$$4\ 856\ 025/12\ 624\ 435= 38,5 \text{ л/км}$$

Затем полученную среднюю норму расхода топлива на 100 км пробега умножим на среднюю экономию топлива, полученную расчётным путём, получим экономию топлива на 100 км в литрах.

$$38,5 \times 0,125 = 4,8125 \text{ л}$$

Далее запланированный по бизнес-плану пробег всего автотранспорта ООО «Заволжское УТТ» на 2005 г. умножим на полученную экономию топлива на 100 км в литрах и разделим на 100 %, получим среднюю экономию топлива на 2005 г. в тыс. л.

$$12\ 624\ 435 \times 4,8/100\% = \mathbf{605\ 972 \text{ тыс. л}}$$

Для того чтобы посчитать экономию топлива на 2005 г. (при использовании оптимизатора топлива) в рублях, найдём среднюю стоимость одного литра топлива; для этого общую сумму, запланированную на топливо 2005 г., разделим на общее количество топлива на 2005 г. в литрах.

$$43\ 395\ 000/4\ 856\ 025 = 8,94 \text{ руб.}$$

Затем полученную ранее среднюю экономию топлива на 2005 г. в тыс. л. умножим на среднюю стоимость одного литра топлива, получим экономию топлива в рублях без учёта затрат на приобретение оптимизаторов топлива.

$$605\ 972 \times 8,94 = 5\ 417\ 397 \text{ руб.}$$

Теперь нам нужно найти экономию топлива на 2005 г. с учётом затрат на приобретение оптимизаторов топлива; для этого из полученной выше экономии топлива без учёта затрат вычтем затраты, полученные нами ранее.

$$5\ 417\ 397 - 1\ 949\ 400 = \mathbf{3\ 467\ 997 \text{ руб.}}$$

Вывод

Внедрение оптимизатора топлива на автотранспорте ООО «Заволжское УТТ» представляет большой финансовый интерес. Причём нужно отметить, что при правильной установке оптимизатора топлива на двигатель мы обеспечим не только значительную экономию топлива, но и снижение токсичности отработанных газов автомобиля, тем самым внесём свой вклад в улучшение экологической обстановки в Саратовской области. Полученную экономию средств можно пустить на приобретение запасных частей.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ МОДЕЛЬ АНАЛИЗА СВЕРХНОРМАТИВНЫХ ЗАПАСОВ МАТЕРИАЛЬНО- ТЕХНИЧЕСКИХ РЕСУРСОВ НА БАЗЕ ИНТЕГРИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ УПРАВЛЕНИЯ SAP R/3

О.Н. Кузина, О.В. Савкина, К.А. Стефанович

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

Реализация модели позволяет

1. Повысить эффективность управления запасами предприятия.



2. Обеспечить экономию средств за счет повышения коэффициента оборачиваемости производственных запасов.
3. Усовершенствовать процесс обработки данных по запасам МТР в программной среде SAP R/3 с максимальным использованием ее функциональных возможностей.
4. Расширить возможности управленческого учета за счет консолидации данных по анализу запасов материально-технических ресурсов внутри предприятия.
5. Оптимизировать процесс анализа.

Модель анализа сверхнормативных запасов МТР

1.1. Методология анализа сверхнормативных запасов МТР

Для определения причин отклонений фактически используемых материалов от планируемых с целью внесения соответствующих корректировок в последующем планировании и для системности анализа сверхнормативных запасов предлагается использовать следующую методологию.

Расчетным путем в анализе движения запасов определяются остатки на конец анализируемого периода, по формуле:

$$\text{ОК} = \text{ОН} + \text{П} - \text{Р}, \text{ где} \quad (1)$$

ОК – остаток на конец периода,

ОН – остаток на начало периода,

П – приход МТР,

Р – расход МТР.

Сверхнормативный остаток рассчитывается по следующей формуле:

$$\text{СЗ} = \text{З} - \text{Тек.З} - \text{Стр.З}, \text{ где} \quad (2)$$

З – запас на начало (конец) периода;

Тек.З – текущий запас МТР;

Стр.З – страховой запас.

$$\text{Тек.З} = \text{Р} + \text{З парт.} = \text{Р} + (\text{П согл.} - \text{П ппм}), \text{ где} \quad (3)$$

З парт. – запас образовавшийся за счет партии поставки;

П согл. – закупка, согласованная с поставщиком, с учетом партии;

П ппм – закупка МТР, сформированная в результате планирования потребности материалов.

В расчетах используется методика факторного анализа, наиболее полно отражающего влияние того или иного фактора на сформировавшееся отклонение.

Выделены следующие основные факторы влияющие на образование сверхнормативных запасов:

- 1) изменение объема и ассортимента выпуска продукции (F_1);
- 2) изменение норм расхода материалов/рецептур (F_2);
- 3) ценовой фактор (F_3);
- 4) размер партии закупки МТР (F_4);
- 5) несвоевременность поставки МТР (F_5);
- 6) изменение норм страховых запасов (F_6).



Из основных факторов складываются основные критерии образования сверхнормативных запасов:

- 1) непотребление МТР;
- 2) излишек закупки МТР;
- 3) прочие.

Сверхнормативный запас за счет непотребления (**СЗ непотр.**) может быть рассчитан по следующей формуле:

$$\mathbf{СЗ\ непотр. = Р\ (ф) - Р\ (пл) = F_1 + F_2, \text{ где}} \quad (4)$$

Р (ф) – фактический расход МТР;

Р (пл) – плановый расход МТР.

Сверхнормативный запас за счет излишка закупки (**СЗ зак.**) может быть рассчитан по следующей формуле:

$$\mathbf{СЗ\ зак. = П\ (ф) - П\ (пл) - З\ парт. (ф) - З\ парт. (пл) = F_4 + F_5, \text{ где}} \quad (5)$$

П (ф) – фактический приход МТР;

П (п) – плановый приход МТР;

З парт. (ф) – запас за счет партии по факту;

З парт. (пл) – запас за счет партии по плану.

Прочий критерий образования сверхнормативных запасов (**СЗ проч.**) образуется за счет накопленных сверхнормативных запасов за предыдущие периоды:

$$\mathbf{СЗ\ проч. = СЗ\ н = F_3 + F_6,} \quad (6)$$

где **СЗ н** – сверхнормативный запас на начало периода.

На основании вышеописанных критериев формируется общий сверхнормативный запас (сверхнормативного запаса за счет непотребления, сверхнормативного запаса за счет излишка закупки и проч.).

$$\mathbf{СЗ = СЗ\ непотр. + СЗ\ зак. + СЗ\ проч.} \quad (7)$$

Данные расчеты используются в количественном и стоимостном выражениях.

Из фактических остатков на начало (на конец) месяца выделяется сумма сверхнормативного запаса с целью определения резервов для корректного планирования закупок и списания затрат.

Это позволяет эффективно использовать и формировать запасы, снизить сверхнормативный остаток, тем самым увеличив оборачиваемость и повысив доходность запасов.

Разработанная модель анализа сверхнормативных запасов актуальна для ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез», так как затраты на материалы в себестоимости услуг “процессинга” составляют более 40 %.

Представленная разработка является актуальным направлением в анализе сверхнормативных запасов материально-технических ресурсов. Она направлена на оптимизацию сложной работы по обработке запасов и выявлению причин их образования.

Отраженные в разработке теоретические и практические аспекты системного подхода к анализу сверхнормативных запасов отражают современные направления в области использования материалов на базе интегрированной



системы управления предприятием SAP R/3 .

Следует отметить, что анализ сверхнормативных запасов МТР в системе SAP R/3 было необходимо усовершенствовать для:

- оценки эффективности использования запасов;
- сокращения сверхнормативных запасов и остатков без движения;
- улучшения показателя оборачиваемости запасов.

Представленная модель анализа сверхнормативных запасов также позволяет принимать управленческие решения, нацеленные на экономию времени и средств, для эффективного использования финансовых ресурсов и обеспечения производственного процесса и процесса снабжения.

Положительным фактором данной разработки является консолидация данных по запасам материально-технических ресурсов предприятия, а также интегрированность сотрудников экономического, бюджетного отделов, отдела материально-технического обеспечения, учетного управления ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» и ОАО «ЛУКОЙЛ».

ОПТИМИЗАЦИЯ СВОЙСТВ УГЛЕРОДНЫХ МОЛЕКУЛЯРНЫХ СИТ ДЛЯ ПОЛУЧЕНИЯ АЗОТА ИЗ ВОЗДУХА МЕТОДОМ КОРОТКОЦИКЛОВОЙ БЕЗНАГРЕВНОЙ АДСОРБЦИИ

М.С. Карасёва , Ю.А. Носкова

ФГУП ИГИ

В настоящее время наблюдается значительный рост потребления и производства газообразного азота, что определяется, главным образом, расширением сфер его применения. Среди различных направлений использования особое значение имеет создание инертной среды для обеспечения взрыво-, пожаро-безопасных условий проведения некоторых технологических процессов при перевозке и хранении горючих и легковоспламеняющихся жидкостей и, что становится все более важным, для обеспечения безопасных условий работы в угольных шахтах. В связи с этим остро стоит проблема создания мобильных установок получения газообразного азота адсорбционным способом. Наблюдается устойчивый интерес к способам получения азота его концентрированием из воздуха методом короткоциклового безнагревной адсорбции (КБА), основанном на способности адсорбентов, обладающих молекулярно-ситовыми свойствами, лучше сорбировать один из компонентов воздуха. Получение азота методом КБА имеет ряд преимуществ перед криогенным методом, а именно: малые габариты установки, небольшая энергоемкость, непрерывный способ получения азота, полная автоматизация процесса, неограниченное время работы, при этом на стадии регенерации не применяют нагрев сорбента.

В нашей стране метод короткоциклового адсорбции не получил должного развития. Основным препятствием здесь является отсутствие эффективно и длительно работающих адсорбентов, среди которых особое место занимают углеродные молекулярные сита (УМС). УМС — пористые углеродные матери-



алы с молекулярно-ситовыми свойствами, определяемыми характером их пористой структуры. Эффективность процесса разделения на УМС определяют два основных фактора: предпочтительная адсорбция одного из компонентов газовой смеси и соотношение скоростей адсорбции разделяемых компонентов. Последнее зависит от размера молекул и размера входов в сорбирующие поры, при этом большое значение имеет объем этих пор. Такой пористой структурой обладают, как правило, продукты термической деструкции углеродсодержащих материалов (карбонизаты), при этом с целью развития больших объемов пор размером $<0,30$ нм используется ряд дополнительных технологических приемов, например, каталитическая или парогазовая активация до незначительной степени обгара.

Основной задачей при создании УМС является изыскание способов регулирования входов в микропоры таким образом, чтобы молекулы кислорода ($d_{эф}=0,28$ нм) свободно в них проникали, а доступ молекул азота ($d_{эф}=0,30$ нм) был затруднен. Одним из способов регулирования молекулярно-ситовых свойств является дополнительная обработка (модификация) жидкими или газообразными высокомолекулярными органическими соединениями с целью сужения входных отверстий в микропоры и придания молекулярно-ситового действия по отношению к компонентам воздуха.

Узкопористые углеродные адсорбенты разработаны и выпускаются в Германии. В Институте горючих ископаемых в 1994–98 гг. были проведены работы по получению на основе газовых углей узкопористых адсорбентов для разделения воздуха, в настоящее время проводятся работы по получению УМС на основе бурых углей. Получены образцы УМС, несколько уступающие по разделительной способности воздуха немецким аналогам, но более низкой цены.

Наличие в России богатой сырьевой базы, представленной углями широкого ряда метаморфизма, является предпосылкой создания УМС, превышающих по качеству зарубежные аналоги. Цель работы заключается в создании эффективных узкопористых углеродных молекулярных сит для оснащения ими мобильных установок разделения воздуха с получением технического азота, предназначенного для создания контролируемых газобезопасных условий работы в шахтах. Решение задачи получения эффективных УМС осуществляется путем расширения сырьевой базы получения основы, применения новых технологических методов развития её пористой структуры, подбора химических модификаторов, обеспечивающих высокую селективность УМС по компонентам воздуха без снижения сорбционного объёма пор.

Наработаны и исследованы 15 образцов карбонизатов — основы для получения УМС, отличающихся используемым сырьем (угли различных стадий метаморфизма, древесные и сельскохозяйственные отходы и др.), формой (крошка, сферические и цилиндрические гранулы) и пористой структурой. Подготовку проб исходного материала для карбонизации осуществляли путем дробления и фракционирования с выделением целевой фракции. В случае получения гранулированных образцов сырьё подвергали тонкому помолу и гранулированию со связующими веществами, полученные гранулы сушили



до воздушно-сухого состояния и карбонизировали. С целью получения продукта, наиболее отвечающего требованиям процесса получения УМС, подбирали оптимальные условия карбонизации — скорость подъёма температуры и конечную температуру карбонизации для каждого из образцов.

Анализ исходного сырья и конечных продуктов осуществляли стандартными методами. Контроль качества карбонизатов и УМС на их основе проводили по общей пористости, объемам сорбирующих пор, механической прочности на истирание, насыпной плотности, сорбции азота и кислорода. Для наиболее перспективных образцов основы для УМС были сняты изотермы адсорбции азота при температуре 77 К на автоматической вакуумной гравиметрической установке «Gravimat-4303» и определены параметры пористой структуры карбонизатов, такие как удельная поверхность по БЭТ, объём микропор, характеристическая энергия адсорбции, средний размер микропор. Исследована сорбционная активность по азоту и кислороду и разделительная способность, определяемая по коэффициенту разделения К. Коэффициент разделения представляет собой величину, получаемую делением показателей сорбции (удельного объёма адсорбируемого газа) кислорода и азота исследуемого образца: $K = a_{O_2}/a_{N_2}$.

Характеристика свойств образцов основы для получения УМС представлена в табл. 1. В качестве основы для получения УМС использовали карбонизаты (образцы № 2, 4, 11, 12, 15) и доактивированные образцы на основе дробленых бурогоугольного (№ 9) и антрацитового (№ 10) карбонизатов. Придание материалам молекулярно-ситовых свойств осуществляли путем их модифицирования высокомолекулярными органическими соединениями класса гликолей. Такой модификатор, благодаря большому размеру молекул, не проникает в поры, а «выстилается» на их поверхности, частично перекрывая входные отверстия. В табл. 2 приведены показатели качества УМС, полученных модификацией основы 1 %-ным водным раствором органического соединения класса гликолей.

Таблица 1

Показатели качества карбонизатов

№ п/п	Исходное сырье, форма, стадии обработки	V_{Σ} , см ³ /г	W_s , см ³ /г	V_{Ma} , см ³ /г	Сорбция O ₂ , см ³ /г, за сек.			Сорбция N ₂ , см ³ /г, за сек.			К 30/	К 60/	К 90/
					30	60	90	30	60	90			
1	Бурый уголь гранулы	0,256	0,150	0,106	0,69	1,01	1,17	0,21	0,53	0,53	3,31	1,91	2,21
2	Бурый уголь дробленый	0,216	0,166	0,050	3,58	3,84	3,93	2,45	2,89	3,15	1,46	1,33	1,25
3	Длиннопламенный уголь дробленый	0,105	0,080	0,25	0,70	0,91	0,98	0,35	0,49	0,56	2,00	1,86	1,75
4	Газовый уголь гранулы	0,267	0,127	0,140	5,28	5,50	5,72	3,63	4,40	4,73	1,45	1,25	1,21



5	Газовый уголь дробленый	0,154	0,094	0,060	2,63	2,76	2,76	2,50	2,63	2,63	1,05	1,05	1,05
6	Слабоспекающийся уголь дробленый	0,152	0,121	0,031	0,78	1,05	1,23	0,33	0,42	0,42	2,38	2,51	2,94
7	Антрацит дробленый	0,051	0,012	0,039	0,28	0,34	0,34	0,22	0,25	0,28	1,27	1,38	1,21
8	Антрацит+жирный угли гранулы	0,156	0,127	0,029	0,19	0,26	0,33	0,05	0,05	0,05	3,89	5,29	6,69
9	Бурый уголь дроблен. активированный	0,420	0,384	0,036	5,20	5,26	5,32	5,38	5,50	5,56	0,97	0,96	0,96
10	Антрацит дробленый активированный	0,160	0,120	0,040	6,31	6,78	6,78	5,24	6,51	6,53	1,20	1,04	1,03
11	Древесный уголь дробленый	0,900	0,144	0,756	4,94	5,15	5,15	3,68	3,89	3,99	1,34	1,32	1,29
12	Древесный уголь гранулы	0,489	0,160	0,329	4,56	4,72	4,72	4,28	4,61	4,72	1,06	1,02	1,00
13	Кора древесины гранулы	0,651	0,185	0,466	3,47	3,47	3,61	3,19	3,33	3,47	1,09	1,04	1,04
14	Косточки маслин дробленые	0,561	0,154	0,407	3,15	3,59	3,70	1,28	1,61	1,83	2,46	2,23	2,02
15	Скорлупа грецкого ореха дробленая	0,740	0,186	0,554	4,12	4,12	4,23	2,97	3,28	3,49	1,39	1,26	1,21

Обозначения: V_{Σ} - суммарный объем пор; W_s - объем сорбирующих пор; $V_{ма}$ - объем макропор; K - коэффициент разделения воздуха

Таблица 2

Показатели качества углеродных молекулярных сит

№ УМС	Образец основы	W_s , см ³ /г	Сорбция O ₂ , см ³ /г, за сек.			Сорбция N ₂ , см ³ /г, за сек.			K 30/	K 60/	K 90/
			30	60	90	30	60	90			
4	Газовый уголь гранулы	0,128	2,10	3,18	3,78	0,24	0,42	0,60	8,75	7,57	6,30
10	Антрацит дробленый активированный	0,152	3,09	3,53	3,58	1,09	1,14	1,15	3,00	3,10	3,10
15	Скорлупа грецкого ореха дробленая	0,137	3,24	3,97	4,22	1,03	1,77	2,26	3,15	2,24	1,87
2	Бурый уголь дробленый активированный	0,132	4,48	5,09	5,34	1,65	2,63	3,37	2,71	1,94	1,57
11	Древесный уголь дробленый	0,136	4,17	4,50	4,83	2,19	2,85	3,51	1,91	1,58	1,38
12	Древесный уголь гранулы	0,193	5,04	5,19	5,19	4,41	4,73	5,04	1,14	1,10	1,03
9	Бурый уголь дробленый активированный	0,407	4,53	4,62	4,73	4,79	4,96	4,96	0,95	0,93	0,95



Как видно из данных таблицы, при выбранном общем режиме модификации на трех образцах основы – газовом гранулированном карбонизате (№ 4), активированном дробленом антраците (№ 10) и дробленом карбонизате скорлупы грецкого ореха (№ 15) были получены качественные молекулярные сита, при этом образец № 4 имеет высокую разделительную способность, что является гарантией высокой чистоты получаемого азота. Результаты позволяют предполагать, что на любом из приведенных в таблице образцов основы путем подбора типа модификатора и его концентрации можно достигнуть получения высококачественных УМС.

Наиболее актуальным и перспективным применением УМС является их использование в мобильных и стационарных установках для создания пожаро-, взрывобезопасных условий работы. Предложена схема реципиентной станции генерации азота из воздуха для обеспечения безопасных условий работы в угольных шахтах. Установка в качестве основного оборудования включает генератор азота с двумя адсорберами, заполненными УМС. Генератор вырабатывает технический азот, который компрессором высокого давления закачивается в хранящиеся на реципиентной станции сосуды высокого давления, где и содержится для залпового сброса в случае необходимости. Клапан реципиентной системы должен быть связан с датчиками метана и кислорода. В случае взрывоопасной концентрации метана датчик включает клапан реципиентной системы и происходит сброс азота в район загазованности, что разбавляет взрывоопасную концентрацию метана; в этом случае приточная вентиляция отключается и при достижении безопасной концентрации кислорода кислородный датчик подает на клапан реципиентной системы сигнал на выключение. Системы заполнения баллонов высокого давления могут быть стационарными или мобильными. В случае стационарной системы на отдельной шахте будет находиться генератор азота, который будет обслуживать реципиентную систему. В случае мобильной системы — несколько шахт обслуживаются одной мобильной установкой на шасси автомобиля производительностью 300–500 м³/час технического азота, которая в течение месяца проверяет шахтные реципиентные системы и в случае необходимости подкачивает в них азот или меняет его полностью.

В процессе данного исследования выполняется разработка научно-технологических основ и создание процесса переработки углей в конкурентоспособную, востребованную, адаптируемую к рынку продукцию — новый класс эффективных узкопористых адсорбентов для разделения воздуха с получением азота, пользующихся повышенным спросом на мировом и отечественном рынках, стоимость которых на два порядка превышает стоимость исходного сырья.

РАЗРАБОТКА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО ПРОЦЕССА УТИЛИЗАЦИИ УГОЛЬНЫХ ШЛАМОВ КУЗБАССА В ВИДЕ ВЫСОКОКОНЦЕНТРИРОВАННЫХ ВОДОУГОЛЬНЫХ СУСПЕНЗИЙ

А.В. Папин

КузГТУ

Цель данной работы — разработка и обоснование научных и технологических основ процесса утилизации угольных шламов Кузнецкого бассейна в



виде высококонцентрированных водоугольных суспензий.

Исходя из актуальности состояния вопроса и поставленной цели решались следующие основные задачи:

- выявить основные физико-химические закономерности процессов подготовки угольных шламов для оптимизации технологии их промышленного использования;
- оптимизировать технологию утилизации угольных шламов и получить водоугольное топливо с высокими показателями стабильности и реологических свойств;
- исследовать и обосновать физико-химические основы механизма формирования структуры, стабилизационных и реологических характеристик полученных водоугольных суспензий за счет применения поверхностно-активных веществ.

Первоначальным этапом в технологии утилизации являются процессы их сгущения и обогащения по методу масляной агломерации, т. к. другие методы обогащения неприемлемы ввиду их низкой селективности при обогащении тонкодисперсных частиц.

Сгущение угольных шламов производилось на установке гравитационно-сгущения каскадного типа.

В результате на выходе из установки получался сгущенный угольный шлам с концентрацией твердой фазы около 60 %. Отделенная вода из каскадной установки направлялась в шаровую мельницу для приготовления водоугольного топлива.

Сгущенный угольный шлам поступал на установку обогащения, работа которой основывалась на методе масляной агломерации, представленной на рис. 1.

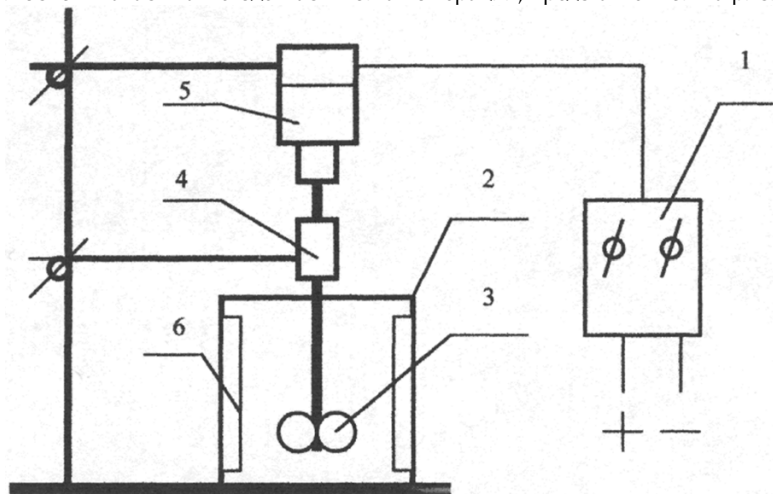


Рис. 1. Принципиальная схема установки обогащения методом масляной агломерации: 1- пульт управления; 2- емкость; 3- мешалка; 4- опорный фиксатор; 5- двигатель; 6- преградитель.



В результате выполненных исследований по обогащению было установлено, что оптимальным связующим реагентом из использованных в данной работе (топочный мазут, поглотительное мало, отработанное машинное масло) является машинное масло.

Обогащенные с помощью этого реагента угольные шламы имели наименьшую зольность ($A^d = 5,0-6,0 \%$), выход концентрата (более 80 %), более высокий выход летучих веществ (V^{daf}) и теплоты сгорания (Q_6^t) по сравнению с данными применения других реагентов.

Снижение зольности концентрата объясняется различным смачиванием органической и минеральной частей угля мазутом.

Снижение общей серы объясняется тем, что сера, содержащаяся в угле, находится в виде сернистых соединений в минеральной части угольного шлама, которая в процессе обогащения отделяется от органической массы угля. Таким образом, в процессе масляной агломерации угля происходит более полное отделение общей серы, уходящей в отходы.

Полученные водоугольные суспензии исследовались по технологическим показателям.

С целью подбора наиболее эффективных реагентов-пластификаторов для водоугольных суспензий, приготовленных из угольных шламов, в данной работе было изучено влияние следующих реагентов: желатина, карбоксиметилцеллюлозы (КМЦ), лигносульфоната (ЛСТ), гумата натрия, полученного из бурого угля и торфа. Данные реагенты удовлетворяют требованиям, предъявляемым к реагентам-пластификаторам и легкодоступны.

Применение в качестве стабилизатора гуминового препарата (гумата натрия) позволило получить стабильную водоугольную суспензию с практически не изменяющимися во времени реологическими характеристиками. Стабильность водоугольных суспензий была максимальной при использовании от 1 % гумата натрия к массе угля.

Было установлено, что наилучшей вязкостью обладали суспензии с добавками гумата натрия (вязкость при скорости сдвига 100 с^{-1} не более 0,8 Пас).

После весьма длительного хранения (более 30 суток) водоугольные суспензии постепенно сжимались с образованием рыхлых осадков, выделяя жидкую фазу, содержащуюся в их структуре. Предположительно, это результат коагуляционной перегруппировки частиц, число контактов которых очевидно увеличивается, что и приводит к сжатию водоугольных суспензий и "выжиманию" из них дисперсионной среды. При применении механического воздействия (т. е. перемешивания) происходило восстановление первоначальной структуры суспензий. Повторные эксперименты анализа стабильности этих суспензий показали, что стабильность в суспензиях с добавками ЛСТ и КМЦ снизилась. Тогда как в водоугольных суспензиях с добавкой гумата натрия ее значения остались неизменными.

Водоугольные суспензии, приготовленные с добавкой гумата натрия, сохраняют существовавшую при их образовании внутреннюю структуру. Таким



образом, механизм структурообразования данных водоугольных суспензий отличен от суспензий, приготовленных с другими добавками.

При обогащении угольного шлама применялось отработанное машинное масло, которое в процессе использования адсорбировалось на поверхности угольных частиц, при мокром измельчении происходил разлом углемасляных гранул с образованием поверхностей без масла, в связи с этим гумат натрия мог взаимодействовать лишь с свободными центрами поверхности угольных частиц и водой. В этом случае взаимодействие молекул гумата натрия с угольной поверхностью в определенной степени затруднено предвартельной адсорбцией масла. Вследствие этого связывание гуматов натрия с поверхностью угольных частиц в присутствии отработанного машинного масла уменьшается. Из этого следует, что при получении водоугольной суспензии происходит неполная стабилизация дисперсной системы гуматом натрия.

При неполной стабилизации дисперсной системы двойной электрический слой и сольватная оболочка более крупных частиц нарушается лишь частично, происходит слипание частиц в определенных местах, на участках поверхности, не имеющих фактора устойчивости после стабилизации, т. е. в местах, где адсорбировалось машинное масло. Образуется пространственная сетка, в петлях которой сохраняется дисперсионная среда. Образующаяся жидкостная прослойка между частицами, хотя и уменьшает прочность структуры, но придает ей некоторую пластичность и эластичность.

Как уже отмечалось, при продолжительном хранении (более 30 суток) водоугольные суспензии постепенно сжимались с образованием рыхлых осадков, выделяя жидкую фазу, содержащуюся в их структуре.

При применении механического воздействия (перемешивания) происходило восстановление первоначальной структуры суспензий.

Следовательно, можно предположить, что водоугольные суспензии, приготовленные с добавками мазута и гумата натрия, обладают структурированной пространственной сеткой из угольных частиц.

Графическая зависимость вязкости от скорости сдвига показывает, что водоугольные суспензии с добавкой гумата натрия обладают свойствами тиксотропных жидкостей.

Эти свойства, обусловленные особенностями строения структуры, и обеспечивают получение водоугольных суспензий со стабильными свойствами.

Существенное влияние на вязкость водоугольных суспензий оказывает влияние массовой доли твердой фазы. При увеличении массовой доли твердой фазы вязкость увеличивается.

Основные научные результаты, выводы и рекомендации сводятся к следующим:

1. Изучен процесс обогащения угольных шламов Кузнецкого бассейна методом масляной агломерации, показано, что наилучшие результаты получены при использовании отработанного машинного масла в количестве



- 10 % от массы угля для всех изученных шламов. При этом уменьшается зольность получаемого угольного концентрата до ($A^d = 5$ % мас.) и сернистость до $S_{\text{общ.}} = 0,25$ % мас.
2. Исследован процесс формирования пространственной структуры водоугольных суспензий, изучены их реологические свойства, установлено, что стабильность водоугольных суспензий, полученных на основе углемасляных концентратов, определяется физико-химическими свойствами реагентов-пластификаторов. Применение гумата натрия как реагента-пластификатора (в количестве 1% к массе углемасляного концентрата) позволяет создать водоугольные суспензии с пространственной сетчатой структурой, не расслаивающиеся в течение 30 суток.

ЭКОНОМИЧЕСКАЯ ОЦЕНКА ТЕХНОЛОГИЙ ПРОИЗВОДСТВА ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОГО ТОПЛИВА ИЗ УГЛЕЙ

С.С. Крапчин
ФГУП ИГИ

Добываемый на предприятиях отрасли уголь во многих случаях не отвечает требованиям потребителей по таким качественным параметрам, как зольность, содержание серы и крупность. Это в промышленных условиях приводит к дополнительному расходу энергетических ресурсов на удовлетворение одной и той же потребности в них, снижению конкурентоспособности угольного топлива, ухудшению результатов хозяйственной деятельности производителей и потребителей топлива и загрязнению окружающей среды отходами и вредными выбросами.

Устранение перечисленных негативных последствий может быть достигнуто на основе реализации технического потенциала в виде различных технологий. По своей технической и технологической сущности, назначению получаемой продукции и решению поставленных задач их можно объединить в следующие группы.

Первая группа технологий — технологии, обеспечивающие улучшение качества угольной продукции, сжигание которой сопровождается повышением КПД энергетических установок и экономией топлива по сравнению с использованием для этой цели менее качественных рядовых углей. В перечень таких технологий необходимо включить окучкование углей методом горячего брикетирования и термическое обогащение углей по влаге в системе вихревых камер.

Вторая группа технологий — технологии, обеспечивающие производство продукции с новыми потребительскими свойствами. К таким технологиям следует отнести ожижение и газификацию углей с целью получения из них жидкого моторного топлива для различных видов транспорта и газообразного экологически чистого топлива для электростанций. В нашей стране разработан и в опытных условиях проверен метод газификации углей в генера-



торах кипящего слоя с горячей очисткой газа от серы (степень улавливания 95 %).

Третья группа технологий — технологии, обеспечивающие переработку углей в продукцию нетопливного назначения. В эту группу необходимо включить технологии по производству горного воска, гуминовых удобрений, адсорбентов и углещелочных реагентов. Качественные параметры продукции нетопливного назначения, получаемой на опытных установках, отвечают требованиям потребителей.

Четвертая группа технологий — технологии, обеспечивающие утилизацию отходов угольного производства. Вещественный состав твердых угольных отходов, масштабность выхода и наличие технических решений по переработке позволяют рассматривать их как надежную сырьевую базу некоторых отраслей промышленности, а иногда и как дополнительный источник энергетического топлива.

Исходя из поставленной задачи, ниже рассматриваются и экономически оцениваются технологии, позволяющие производить высококачественное и экологически чистое топливо из угля для основных его потребителей-тепловых электростанций и энергетических установок коммунально-бытового хозяйства и населения.

Экологически чистое топливо для электростанций. Они являются основным потребителем каменных и бурых углей, характеризующихся во многих случаях высокой зольностью и сернистостью. Это приводит к снижению теплотехнических показателей работы оборудования, ухудшению результатов хозяйственной деятельности и загрязнению окружающей среды дымовыми газами, содержащими угольную пыль, сернистые соединения и окислы азота.

Одним из перспективных направлений устранения названных отрицательных явлений следует признать газификацию углей. Это направление переработки углей в странах с развитой угольной промышленности рассматривается сейчас в двух аспектах: во-первых, как метод производства технологических и высококалорийных газов, соответственно предназначенных для использования в качестве сырья и бытового топлива, и, во-вторых, как метод подготовки (облагораживания) высокосернистых и высокозольных углей путем превращения их в газ, очищенный от пыли и сернистых соединений.

Необходимость реализации второго направления в условиях России обуславливается использованием больших количеств многобалластных углей в энергетике. В нашей стране разработан и в опытных условиях проверен метод газификации углей в генераторах кипящего слоя с горячей очисткой газа от серы (степень улавливания 95 %). Экономический аспект производства и использования газа из углей характеризуется данными табл.1 и 2.



Таблица 1

Экономические показатели производства газа из подмосковных углей

Показатели	Размерность	Величина показателя	Показатели	Размерность	Величина показателя
Капиталовложения	руб./1000м ³	71	Срок окупаемости	лет	4,1
Себестоимость	руб./1000м ³	115,5			
Прибыль	руб./1000м ³	22,5	Уровень рентабельности	%	15,0

Таблица 2

Эффективность производства электроэнергии на газе из углей

Показатели	Размерность	Величина показателя при сжигании		Сжигание затрат
		Угля	газа из него	
Себестоимость	руб./1000 кВтч	313,0	280,0	83,0
Соотношение	%	100,0	89,0	11,0

Экологически чистое топливо для энергетических установок коммунально-бытового хозяйства и отопительных печей населения. Они являются вторыми по объему потребления углей. Эти потребители предъявляют особые требования к угольному топливу, которые могут быть удовлетворены на основе внедрения технологии термобрикетирувания. Получаемые термобрикеты имеют более высокие качественные параметры:

Вид топлива	Величина показателя			
	Влажность, %	Зольность, %	Сера общая, %	Теплота сгорания, ккал/кг
Рядовой уголь	32,0	7,5	0,5	3750
Термобрикеты	2,0	9,4	0,6	6200

Теплотехнические и экологические преимущества термобрикетов сочетаются с эффективностью производства и сжигания, что иллюстрируется данными табл. 3 и 4.

Таблица 3

Экономические показатели производства термобрикетов из канско-ачинских углей

Показатели	Размерность	Величина показателя	Показатели	Размерность	Величина показателя
Капиталовложения	руб./т	1171	Срок окупаемости капиталовложений	лет	3,5
Себестоимость	руб./т	295			
Прибыль	руб./т	134	Уровень рентабельности	%	29,0



Таблица 4

Затраты потребителя на получение 1т у т полезного тепла, руб.

Вид топлива	Величина затрат при перевозке на расстояние, км		
	0	500	1000
Рядовой бурый уголь	400	967	1689
Термобрикеты из него	456	667	800
Каменный уголь	-	806	1000

На основе изложенного материала можно сформулировать однозначный вывод об экономической эффективности производства и использования чистого топлива в энергетике.

АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА ПОДДЕРЖКИ ПРИНЯТИЯ РЕШЕНИЙ И УЧЁТА ТРАНСПОРТА ГАЗА ДЛЯ ДИСПЕТЧЕРСКОЙ СЛУЖБЫ ООО «ВОЛГОГРАДТРАНСГАЗ»

И.Б. Вахранев

ООО «Волгоградтрансгаз»

Эффективное решение задач учёта транспорта газа представляет собой довольно сложную проблему, обусловленную многообразием используемых программных средств и быстротой развития программного обеспечения.

Доминирующим принципом построения комплексной диспетчерской информационной системы должен стать принцип расширения возможности автоматизации для получения открытой системы, способной гибко и оперативно перестраивать алгоритмы функционирования.

Информационная система не должна быть запрограммирована жёстко, раз и навсегда, она должна динамично развиваться, адаптироваться к новым тенденциям управления и учёта.

Очевидно, что в состав диспетчерского комплекса должны войти средства для документационного обеспечения управления, информационной поддержки предметных областей, средства организации коллективной работы сотрудников и другие вспомогательные (технологические) продукты. Из этого следует, что обязательным требованием к диспетчерскому комплексу является возможность интеграции в него различных программных продуктов.

Подобная широкопрофильная система должна в равной, максимально допустимой степени удовлетворять все подразделения организации, использующие в своей работе эту информацию, сохраняя существующие деловые процессы, а также методы и структуру управления.

В дополнении к требованиям функциональности, структуру диспетчерского комплекса определяют и обеспечивающие данную функциональность технологии. С этой точки зрения диспетчерский комплекс отвечает целому набору обязательных требований:



- использование клиент-серверной архитектуры доступа к данным;
- обеспечение безопасности с помощью различных методов контроля и разграничения доступа к информационным ресурсам;
- документированный OLE-интерфейс (программный интерфейс для наиболее тесного взаимодействия различных приложений друг с другом);
- модульный принцип построения из независимых функциональных блоков с расширением за счет открытых стандартов (API, COM и другие);
- использование встраиваемого языка программирования.

Кроме этого, немаловажную роль играют эксплуатационные характеристики: легкость администрирования, эргономичность.

Задачи, решаемые диспетчерскими службами газотранспортных предприятий, а также современные требования, предъявляемые к диспетчерским комплексам, определили цели и задачи разрабатываемого проекта:

- улучшение организации учёта газа и управления транспортом газа на газотранспортном предприятии;
- сокращение времени на формирование отчётной документации и повышение эффективности труда;
- повышение эффективности поиска отчётной документации;
- усиление контроля исполнительской дисциплины путем обеспечения авторизованного доступа и мониторинга действий пользователя;
- повышение надежности хранения данных;
- организация единого пространства хранения документов — архива электронных документов.

Физически диспетчерский комплекс представляет из себя приложение с пользовательским MDI-интерфейсом (MDI-многооконный интерфейс) и соответствующим набором динамических библиотек (DLL). Конфигурирование приложения на текущую работу осуществляется динамически, в соответствии с тем профилем пользователя, который был загружен на этапе авторизации при входе в систему. Такой подход существенно упрощает установку комплекса на рабочие места пользователей, поскольку для всех существует один и тот же набор файлов (который достаточно просто скопировать на рабочее место пользователя). Информация о профилях пользователей хранится на сервере, в рабочей базе данных, обеспечивая тем самым возможность работы любого пользователя на любом компьютере с установленным диспетчерским комплексом в локальной сети предприятия.

Масштабируемость системы обеспечивается тем комплексом программных технологий, которые были положены в её основу при разработке. Масштабируемость предполагает адаптирование системы к расширению предъявляемых требований и возрастанию объемов решаемых задач. Количество рабочих мест в локальной сети предприятия при этом ограничивается только её пропускной способностью.

Использование ADO (ActiveX Data Object — технология доступа к данным на основе com-интерфейсов, является стандартной для среды Windows) для доступа к хранимым данным позволяет в кратчайшие сроки и с наименьшими



затратами модифицировать комплекс при необходимости использования любого другого хранилища данных вместо MS SQL Server. Этому также способствует и то обстоятельство, что вся бизнес-логика реализуется в приложении, причём может быть модифицирована через механизм метапрограммирования системы, без перекомпиляции самого приложения.

Механизм библиотек расширения (Plug-In DLL) позволяет практически неограниченно наращивать функциональность комплекса, в т. ч. и сторонними разработчиками.

В качестве основного механизма взаимодействия с программным окружением используются OLE-интерфейсы, т. е. приложение может использоваться в качестве OLE-сервера, что позволяет организовать тесное взаимодействие системы с другими программами.

Метапрограммирование системы, ключевой компонентой которого является подсистема метаданных, позволяет исключительно гибко создавать множество прикладных решений в рамках системы при решении различного рода задач. Подсистема метаданных включает средства, позволяющие максимально сократить сроки адаптирования системы и создавать множество новых прикладных решений. Ключевую роль в этом играет использование технологии MS ActiveScript и использование языка BasicScript в качестве языковой среды разработки прикладных решений. В совокупности со встроенным визуальным конструктором форм такой подход обеспечивает исключительную гибкость системы.

Необходимый уровень безопасности обеспечивается применением дискреционной модели доступа к объектам и функциям системы. Устойчивость к взлому достигается использованием профилей безопасности, ассоциированными с пользователями (это означает, что обход механизма авторизации приведёт к тому, что в системе не будет авторизованного пользователя и соответственно будет закрыт доступ ко всем функциям системы).

Большое внимание уделено инструментам администрирования и мониторинга системы, как основе эффективного использования данной системы внутри организации. Администратор имеет возможность контролировать не только общесистемные настройки, но и локальные настройки рабочих мест, имеющих в локальной сети предприятия. Дополнительные возможности по наблюдению за состоянием системы и действиями пользователей доступны администратору через «журнал работы системы».

В результате внедрения проекта улучшилась организация учёта газа, повысилась эффективность труда диспетчера.

Отчётная и режимная документация создаётся в предельно сжатые сроки, что позволяет более оперативно принимать решения, влияющие в конечном итоге на коммерческие результаты деятельности предприятия в целом. Сократилось время поиска отчётной документации.

Надёжность системы хранения данных обеспечивается клиент-серверной архитектурой доступа к данным и применением промышленной СУБД MS SQL Server 2000.



ЭКСПЕРИМЕНТАЛЬНЫЕ ИССЛЕДОВАНИЯ НА МОДЕЛЬНОЙ УСТАНОВКЕ БИОТЕХНОЛОГИИ ОЧИСТКИ ШАХТНЫХ ВОД С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ДАМБЫ ИЗ ФИЛЬТРУЮЩИХ МАТЕРИАЛОВ ОБЛОМОЧНЫХ И ГОРЕЛЫХ ПОРОД

Е.И. Вакуленко

ФГУП МНИИЭКО ТЭК

Закрытие шахт в настоящее время и откачка шахтных вод на поверхность ставит задачу очистки вод от загрязнений соответственно нормам, принятым для спуска шахтных вод. Для предохранения водоемов от загрязнения шахтными водами необходима их очистка. Шахтные воды, содержащие взвешенные и токсичные вещества (фенол, нефтепродукты и др.), попадая в водоемы, нарушают в них биологическое и гидрохимическое равновесие, пагубно влияют на ихтиофауну и кормовую базу водоемов.

Существующие в настоящее время реагентные методы очистки шахтных вод имеют ряд недостатков, связанных как с большим расходом реагентов, так и проблемой удаления большого количества осадка и повышением общей минерализации воды.

Шахтная вода, выходя на поверхность, часто загрязнена токсичными веществами, содержит нефтепродукты, фенолы и др. Для нейтрализации токсичных свойств сточных вод был применен биологический способ очистки, так как он намного дешевле существующих химических способов.

Целью данной работы являлось проведение экспериментальных исследований, обеспечивающих эффективную очистку шахтных вод за счет внесения в фильтрующие материалы дамбы активных штаммов микроорганизмов.

Новизна разрабатываемой технологии заключается в обработке шахтной воды микроорганизмами, способными очищать шахтную воду от вредных примесей до нормативных требований.

Экспериментальные исследования по очистке шахтной воды с помощью микроорганизмов проводились в лабораторных условиях с водой разреза «Коркинский» и шахты «Коркинская» ОАО по добыче угля «Челябинская компания».

При выборе штаммов микроорганизмов для очистки шахтных вод от взвешенных веществ, нефтепродуктов и фенолов проводился анализ шахтной воды на содержание микроорганизмов. Выбранные доминирующие микроорганизмы после изучения их морфологических, культуральных, физиолого-биохимических свойств были идентифицированы как микроорганизмы рода *Pseudomonas*. Опыты по биологической очистке шахтных вод проводились на лабораторной установке (рис. 1).

Сосуд с очищаемой шахтной водой (1) во избежание оседания взвешенных веществ установлен на магнитную мешалку (2). После заполнения установки фильтрующим материалом (5) в установку вводили культуру микроорганизмов рода *Pseudomonas*, которые адсорбировались на частицах фильтрующего материала, образуя биопленку. Для полного контакта очищаемой воды с



фильтрующим материалом установка разделена перегородкой (4) на две секции. Очищаемая вода через дозатор (3) по трубке (6) поступает в нижнюю часть установки первой секции и, проходя через фильтрующий материал, поступает через верхнюю часть перегородки (4) во вторую секцию. Выход очищенной воды из установки осуществляется через проточную камеру (8) для измерения рН очищенной воды.

Заполненная установка выдерживается в статических условиях в течение суток, затем переводится в динамические условия. Время очистки составляет 24 часа.

В качестве фильтрующего материала, используемого для очистки воды, были исследованы: горелые породы, песчаник мелкозернистый, песчано-гравийная смесь, песок мелкозернистый и аргиллит с фракционным составом от 1,0 до 10,0 мм. Физико-механические свойства данных пород представлены в таблице 1.

Рис. 1

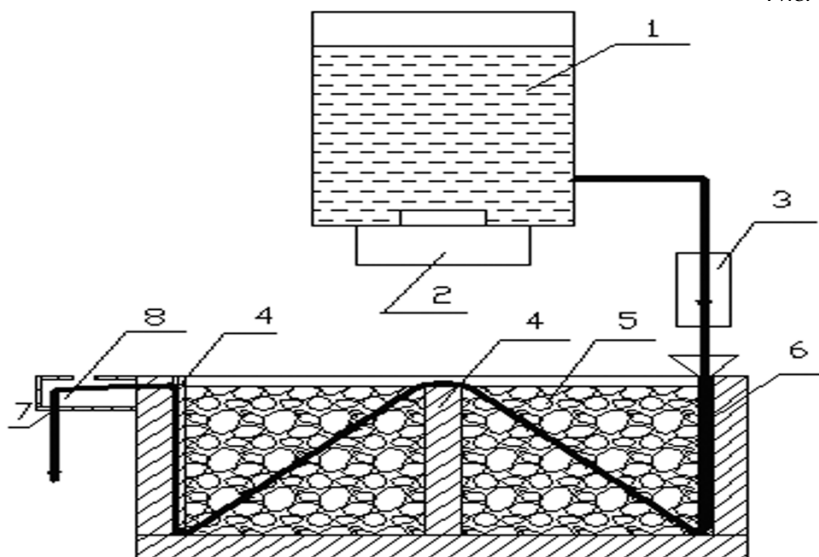


Схема лабораторной установки для биологической очистки шахтных вод

1-Сосуд с очищаемой водой; 2-Магнитная мешалка ММЗМ; 3-Дозатор; 4-Перегородки; 5-Фильтрующий материал; 6-Трубка с воронкой для подачи очищаемой воды в нижнюю часть установки; 7-Выход очищенной воды; 8-Проточная камера для измерения рН очищенной воды



Таблица 1

**Физико-механические свойства пород при их использовании для
фильтрации сточных вод разреза «Коркинский» и шахты «Коркинская»
(средние данные)**

Порода	Влажность, %	Пористость, %	Объемная масса, г/см ³	Коэффициент фильтрации
Горелые породы	8,0	49,2	0,99	0,077
Песчаник мелкозернистый	1,80	46,6	1,15	0,075
Песчано-гравийная смесь	1,35	40,7	1,78	0,088
Песок мелкозернистый	7,10	44,6	1,74	0,049
Аргиллит	5,60	35,6	0,81	0,0007

Из табл. 1 видно, что наибольшая влажность (8 %) и пористость (49,2 %) в горелой породе, объемная масса в песчано-гравийной смеси — 1,78 г/см³ и в песке мелкозернистом — 1,74 г/см³.

Коэффициент фильтрации наибольший в песчано-гравийной смеси — 0,088, в горелых породах — 0,077 и в песчанике мелкозернистом — 0,075. Аргиллит характеризуется очень низким коэффициентом фильтрации — 0,0007, что подтвердилось в опытных испытаниях. Кроме того, аргиллит обладает большей степенью разбухания породы, что мешало фильтрации воды. Поэтому при исследованиях в лабораторных условиях пришлось отказаться от его применения.

В процессе лабораторных исследований по биотехнологии очистки шахтной воды с использованием дамбы из фильтрующих материалов, вода анализировалась до и после очистки на содержание взвешенных веществ, нефтепродуктов и фенолов. В начале лабораторные исследования проводились по очистке от взвешенных веществ. Результаты исследований представлены в табл. 2.

Таблица 2

**Результаты химического анализа шахтных вод разреза «Коркинский»
и шахты «Коркинская» до и после фильтрации на лабораторной установке**

Очищаемые ингредиенты	Исходное содержание, мг/дм ³	Содержание взвешенных веществ после фильтрования, мг/дм ³							
		Горелые породы		Песчаник мелкозернистый		Песчано-гравийная смесь		Песок мелкозернистый	
		1	2	1	2	1	2	1	2
<i>Разрез «Коркинский»</i> Взвешенные вещества	51,6	14,9	13,7	19,2	17,8	5,8	0,25	12,9	12,6
<i>Шахта «Коркинская»</i> Взвешенные вещества	84,6	17,8	13,6	18,8	13,2	9,7	1,8	12,5	11,4



Примечание: 1- вариант опыта без биопленки

2- вариант опыта с биопленкой

Из табл. 2 видно, что лучший эффект был достигнут в варианте опыта с песчано-гравийной смесью, где очистка с биопленкой дала наилучший результат, то есть в очищенной воде количество взвешенных веществ составило $0,25 \text{ мг/дм}^3$ (разрез «Коркинский») и $1,8 \text{ мг/дм}^3$ (шахты «Коркинская») при ПДС — $10,55 \text{ мг/дм}^3$.

Поэтому следующая серия опытов по очистке шахтной воды от нефтепродуктов и фенолов была также проведена с использованием в качестве фильтрующего материала песчано-гравийной смеси с биопленкой. Результаты исследований представлены в табл. 3.

Таблица 3

Результаты химического анализа шахтных вод разреза «Коркинский» и шахты «Коркинская» до и после очистки

№ п/п	Наименование проб	Результаты анализа, мг/дм ³		
		Взвешенные вещества	Нефтепродукты	Фенолы
1	Разрез «Коркинский» Вода до очистки	51,6	3,7	0,788
2	Вода после очистки	0,25	<0,03	<0,002
3	Шахта «Коркинская» Вода до очистки	84,6	11,1	0,102
4	Вода после очистки	1,8	0,05	<0,002

Проведенные исследования показали, что взвешенные вещества, нефтепродукты и фенолы, поступая со сточной водой через фильтрующую загрузку из песчано-гравийной смеси с биопленкой, задерживаются в ней. Микроорганизмы биопленки повышают эффективность очистки, как это видно из табл. 3.

Таким образом, наилучшие результаты очистки получены при использовании песчано-гравийной смеси с биопленкой. Содержание взвешенных веществ, нефтепродуктов и фенолов снизилось до уровня, ниже установленного ПДС.

**ОЦЕНКА ЭКОНОМИЧЕСКОГО ЭФФЕКТА
ОТ ВНЕДРЕНИЯ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ ИНФОРМАЦИОННО-
ИЗМЕРИТЕЛЬНОЙ СИСТЕМЫ КОММЕРЧЕСКОГО УЧЕТА
ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ И ТЕХНОЛОГИЧЕСКОЙ ИНФОРМАЦИИ
НА ПС 35/6 КВ ХАРЬЯГИНСКОГО Н/МР**

В.В. Довгаль

ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз»

Основной целью создания автоматизированной информационно-измерительной системы коммерческого учета электроэнергии и технологической



информации (АСКУЭ и ТИ) является получение достоверной информации о количестве переданной, распределенной и потребленной электрической энергии и мощности.

АСКУЭ и ТИ позволяет:

- контролировать фактически потребленную мощность и снизить заявленную (договорную) мощность;
- снизить затраты на электроэнергию за счет перехода на зонные тарифы;
- рассчитываться за электроэнергию на оптовом рынке;
- повысить точность учета (за счет уменьшения ошибок при ручном съеме данных и снятия всех показаний одновременно, замены старых типов счетчиков на более современные и точные);
- контролировать энергопотребление отдельных структурных подразделений;

• сократить затраты на обработку информации за счет получения оперативной и достоверной информации об энергопотреблении;

• определять и прогнозировать все составляющие баланса электроэнергии.

Переход на зонные тарифы позволяет в существующих условиях сократить платежи за электрическую энергию на 8–15 %.

Оценку экономического эффекта в случае перехода на зонный тариф выполним по условиям февраля 2005 г.

Потребление электрической энергии ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» за расчетный месяц составило 60 408 000 кВт•ч на сумму 81 410 000 руб. Таким образом, средняя стоимость 1 кВт•ч составляет

$$\underline{U}_{W_{\text{сум}}} = Z/W = 81\,410\,000/60\,408\,000 = 1,3477 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч}$$

При расчетах по зонному тарифу средняя стоимость 1 кВт•ч составит

$$\underline{U}_{W_{\text{зст}}} = (T_{\text{пик}} \underline{U}_{W_{\text{пик}}} + T_{\text{п.пик}} \underline{U}_{W_{\text{п.пик}}} + T_{\text{ночь}} \underline{U}_{W_{\text{ночь}}})/24 =$$

$$(3 \cdot 1,61 + 13 \cdot 1,34 + 8 \cdot 0,73)/24 = 1,170417 \text{ руб./кВт}\cdot\text{ч},$$

где $T_{\text{пик}}$, $T_{\text{п.пик}}$, $T_{\text{ночь}}$ – длительность пиковой (интервал с 9 до 12 часов), полупиковой (интервалы с 7 до 9 часов и с 12 до 23 часов) и ночной (интервал с 23 до 7 часов) тарифных зон (интервал с 23 до 7 часов), соответственно, час.;

$\underline{U}_{W_{\text{пик}}}$, $\underline{U}_{W_{\text{п.пик}}}$, $\underline{U}_{W_{\text{ночь}}}$ – пиковый (1,61 руб./кВт•ч), полупиковый (1,34 руб./кВт•ч) и ночной (0,73 руб./кВт•ч) тарифы за электрическую энергию, соответственно.

Тогда затраты предприятия на оплату потребленной электрической энергии за февраль 2005 г. составили бы

$$Z_{W_{\text{зст}}} = W \cdot \underline{U}_{W_{\text{зст}}} = 60\,408\,000 \cdot 1,17041 = 70\,702\,530$$

Таким образом, экономия средств при переходе на зонный тариф составляет 81 410 000 – 70 702 530 = 10 707 470 руб. в месяц, или 13,15 %.

При такой экономии средств срок окупаемости затрат на создание АСКУЭ и ТИ составит менее 8–10 месяцев.

Следует отметить, что ООО «ЛУКОЙЛ» ведутся работы по созданию глобальной АСКУЭ и ТИ предприятия, что позволит покупать электроэнергию на оптовом рынке за 50–60 % от розничной стоимости.

По результатам торгов на НП «АТС» 27.03.2005, стоимость 1 МВт•ч составила 538,37 руб., или 53,837 коп./кВт•ч без учета затрат на передачу элек-



троэнергии к точке потребления.

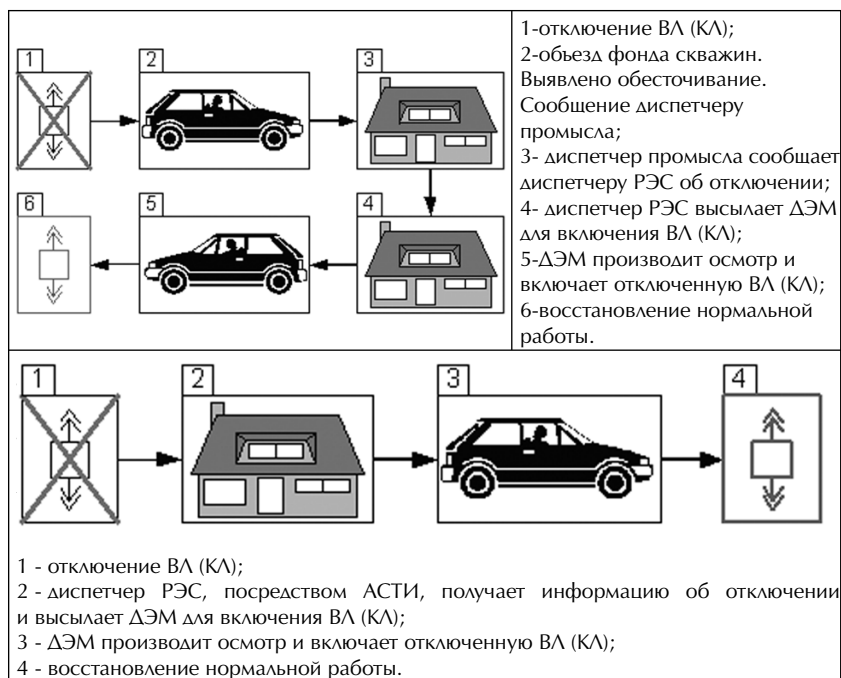
Возможность снижения заявленной мощности позволяет также получить существенную экономию.

Совокупность перечисленных выше факторов обуславливает прямой экономический эффект от внедрения системы АСКУЭ и ИТ на предприятии.

Необходимо отметить, что кроме прямого экономического эффекта от внедрения АСКУЭ и ИТ предприятие получает еще и косвенный.

Так, например, в систему АСКУЭ ТПП «ЛУКОЙЛ-Усинскнефтегаз» входит в качестве неделимой составляющей Автоматизированная система технологической информации (АСТИ), позволяющая в режиме реального времени оценивать телесостояние объектов автоматизации — положение коммутационных аппаратов, величины токов и напряжений. Это позволяет оперативно получать информацию об отклонениях от нормального режима работы объектов и принимать меры по устранению и локализации аварийных ситуаций, что, в свою очередь, влечет снижение времени простоя технологического оборудования и, как следствие, уменьшение потерь нефти.

Рассмотрим схемы устранения аварийного отключения при отсутствии и наличии АСТИ:



Как видно из рисунков, при наличии АСТИ механизм устранения аварийных отключений значительно упрощается, а время сокращается за счет выявления отключения в режиме реального времени.



Доказательством этого утверждения может служить анализ аварийных отключений на ПС 35/6 кВ Харьягинского н/мр в период 2002–2003 гг., так как в конце февраля 2003 г. на Харьягинском энергоучастке была запущена в локальном режиме работы система АСКУЭ и ИТ.

Выборка из списка отключений производилась по следующим критериям:

1. Отключения, произошедшие на объектах, контролируемых системой АСТИ – ПС 35/6 кВ «1-Х», «2-Х», «3-Х», «6-Х».

2. Отключения, не устраненные посредством работы устройств РЗА (АПВ, АВР).

3. Отключения, повлекшие потери нефти.

Данные анализа приведены в таблице.

Год	Месяц	Количество отключений	Общая длительность отключений	Средняя длительность одного отключения	Потери нефти, т
2002	январь	3	1:11	0:23	17,1
	февраль	3	1:20	0:26	46,6
	март	4	7:57	1:59	56,6
	апрель	3	9:07	3:02	36,5
	май	2	5:58	2:59	44,02
	июнь	2	12:36	6:18	17,8
	июль	6	13:08	2:11	219,4
	август	1	3:18	3:18	112,8
	сентябрь				
	октябрь	1	1:44	1:44	14,2
	ноябрь	4	2:10	0:32	28,94
	декабрь	8	10:59	1:22	152,76
ГОД		37	69:28	1:52	746,72
2003	январь	3	1:46	0:35	44,36
	февраль	6	4:27	0:44	552,21
	март *	2	0:46	0:23	2,17
	апрель	1	1:00	1:00	18,6
	май	2	1:13	0:36	44,7
	июнь				
	июль	2	2:25	1:12	174,98
	август	3	3:24	1:08	58,54
	сентябрь	2	0:30	0:15	27,59
	октябрь	1	0:45	0:45	15,28
	ноябрь	1	0:16	0:16	2,37
	декабрь				
ГОД		23	16:32	0:43	940,8

* - начало эксплуатации системы.

Таким образом, запуск системы позволил сократить время выявления и



устранения аварийных ситуаций в среднем на 1 час для одной аварии, а следовательно, снизить упущенную выгоду за счет уменьшения потерь нефти.

Потери нефти при отключениях в 2003 г. при среднем времени устранения отключения 1:52 (уровень 2002 г.) составили бы $940 \cdot (1:52/0:43) = 940 \cdot 2,62 = 2\,457,2$ т. Следовательно, с введением системы АСТИ удалось избежать потерь $2\,457,2 - 940,8 = 1\,516,39$ т нефти.

ТЕЛЕМЕТРИЧЕСКАЯ СИСТЕМА «ЗОНД» С ПРИСТАВКОЙ ГАММА-КАРОТАЖА НА МИКРОКОНТРОЛЛЕРЕ

В.А. Жерельев

ООО «Бургаз» филиал «Центр горизонтального бурения»

На сегодняшний день, как показывает практика строительства горизонтальных скважин, соблюдение проектной геометрии горизонтального участка ствола не гарантирует проложение его в оптимальных, с точки зрения добычи, коридорах продуктивного пласта.

Для оперативной коррекции траектории необходимо применение телеметрических систем, включающих модули геофизических исследований скважин, при бурении каждой скважины независимо от способа передачи сигнала.

К возможностям гамма-каротажа в процессе бурения можно отнести:

- использование оперативных данных гамма-каротажа для идентификации «реперов» глубины установки обсадной колонны или входа в известную зону с аномальной величиной давления;
- получение каротажной диаграммы для оценки мощности продуктивного пласта и корреляции с каротажными диаграммами соседних скважин, полученными традиционным методом на кабеле;
- получение каротажных диаграмм со значительно более высоким разрешением по граничной области пласта и его толщине за счёт более низкой скорости каротажа.

Филиалом «Центр горизонтального бурения» была разработана и успешно прошла испытания на скважинах ОГКМ телесистема «Зонд-γ-МК» на новой элементной базе — микроконтроллерах, которые при стоимости в несколько сотен тысяч рублей за комплект существенно превосходит по своим параметрам приведенные выше системы.

Описание телеметрической системы

Блок-схема инклинометрического узла

Внешний сигнал с датчиков первичной информации, которые включают в себя 3 акселерометра, а также 3 феррозонда, входящих в состав магнитометра, поступает на микроконтроллер магнитометра. После преобразования сигнал поступает на основной микроконтроллер инклинометрического блока, где происходит его кодирование для защиты от помех и передачи по



геофизическому кабелю.

В этом блоке происходят измерения и преобразования зенитного угла, азимута и угла установки отклонителя. Также в блоке инклинометрии ведется контроль такого необходимого параметра, как уровень вибрации в скважине.

Узел, в состав которого входят акселерометры, магнитометр и основной микроконтроллер, является универсальным, то есть существует возможность его применения в других телесистемах, в частности с другими каналами связи, так как принцип измерения углов остается одним и тем же.

Блок-схема гамма-узла телесистемы

Также разработан гамма-модуль. Основное его назначение — измерение и регистрация естественного гамма-излучения пород.

Схема регистрации выполнена на детекторе гамма-излучения и фотоэлектронном умножителе, с помощью которых и происходит регистрация гамма-импульсов. Зарегистрированные импульсы попадают на счетную схему, которая также выполнена на основе микроконтроллера, где происходит их обработка. Далее обработанный сигнал поступает на схему основного микроконтроллера инклинометрического узла для передачи его на персональном компьютере.

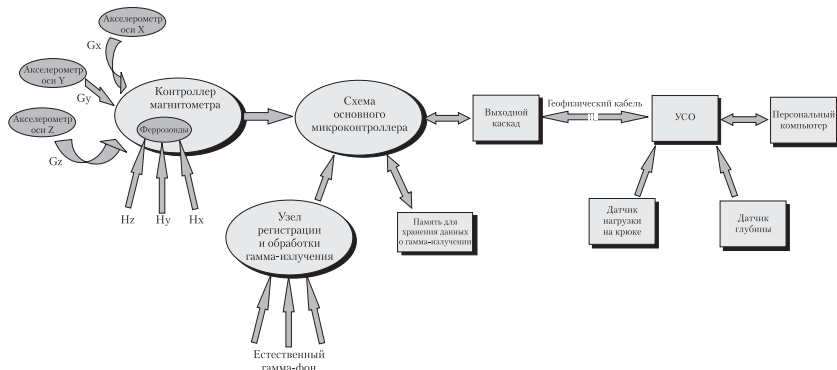
Устройство наземного сопряжения телесистемы

Для принятия сигнала на поверхности используется устройство сопряжения (УСО) с телесистемой, выполненное на основе микроконтроллера. Благодаря этому значительно упрощается схемное решение и появляется гораздо больше дополнительных возможностей. В частности, есть возможность подключения датчиков глубины и нагрузки на крюке, которые необходимы для более полной геофизической информации. Данные с датчиков обрабатываются и оцифровываются в микроконтроллере, после чего происходит их выдача на экран монитора.

Подключение устройства сопряжения к персональному компьютеру происходит через COM-порт. Для разработанной телесистемы создана программа, которая работает в ОС Windows, что значительно упрощает ее использование.

Общая блок-схема телесистемы

Таким образом можно представить общую блок-схему телесистемы, показанную на рисунке. На рисунке показана память, которая необходима для сохранения данных о гамма-излучении при роторном бурении. Данный тип бурения стал возможен с телесистемой такого канала связи после разработки «мокрого соединения». Впоследствии эти данные считываются и привязываются к глубине.



Блок-схема телесистемы

Достоинства и недостатки телесистемы

Достоинства:

- так как все основные узлы телесистемы разработаны на основе микроконтроллеров, то значительно упрощается их схемная реализация, что снижает стоимость, расширяет обрабатываемые геофизические характеристики;

- для телесистемы «Зонд» создано «мокрое соединение», что дает возможность производить бурение роторным способом, не удаляя телесистему из компоновки;

- использование микроконтроллера в устройстве сопряжения с телесистемой значительно расширяет ряд исполняемых характеристик без усложнения схемной части, в частности, производится подключение датчиков глубины и нагрузки на крюке;

- применение гамма-каротажа дает возможность производить отбивку пластов;

- так как размер индикатора гамма-излучения не велик, то данная телесистема обладает высокой разрешающей способностью по отношению к тонким пластам.

Недостатки:

- канал связи является кабельным, что уменьшает возможность использования телесистемы в местах бурения скважин с высокой скоростью проходки.

Создание данной телесистемы решает следующие задачи:

1. Упрощена схема глубинного блока благодаря использованию микроконтроллеров, значительно расширены эксплуатационные возможности – кроме данных инклинометрии контролируются такие параметры, как: естественное γ -излучение пород, забой, нагрузка на долото, уровень вибраций телесистемы (позволяет следить за состоянием долота и двигателя). Все это повысило надежность всей телесистемы.



2. Создан малогабаритный глубинный блок, где в одном корпусе размещены блоки инклинометрии и гамма-приемник, причем себестоимость данного прибора не выше ранее используемого инклинометрического блока.

3. Уменьшение затрат на скважину, так как стоимость самой телесистемы уменьшается, а проведение гамма-каротажа в процессе бурения позволяет своевременно принимать решения о корректировке траектории скважины, что дает значительный экономический эффект.

ВОЗМОЖНОСТИ СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ МИКРОПРОЦЕССОРНЫХ СИСТЕМ АВТОМАТИКИ

Т.Н. Губеев

ОАО «Уралсибнефтепровод»

В настоящее время на многих нефтеперекачивающих станциях АК «Транснефть» применяются микропроцессорные системы автоматики, получившие в последние годы широкое распространение в различных областях науки и техники. Современные автоматизированные системы управления на базе микроконтроллеров, в отличие от других систем (например, релейных), концептуально имеют в своем составе аппаратную и программную части, чем обуславливается широкий подход к выбору технических решений в ходе создания таких систем. В большей степени гибкость и функциональность АСУ ТП на базе микроконтроллеров обусловлена наличием программной составляющей (программного обеспечения).

Действительно, гибкость и функциональность у микропроцессорных систем несравнимо выше, чем у релейных. Например, для изменения алгоритма работы НПС теперь не нужно вносить изменения в аппаратную часть, производить согласование уровней сигнала, устанавливать дополнительные устройства, вносить изменения в большие объемы конструкторской документации. Обычно достаточно скорректировать программное обеспечение, на что, как правило, не требуется значительных временных и материальных ресурсов. В плане функциональности микропроцессорные системы также по возможностям превосходят релейные: возможна запись трендов большого числа аналоговых сигналов, ведение журнала событий, имеются широкие возможности дистанционного управления, ввода уставок для технологических параметров и т. п.

В то же время анализ имеющихся средств микропроцессорной автоматики в АК «Транснефть» показывает, что в некоторых случаях возможности микропроцессорных систем не реализуются в полной мере. Старые стереотипы, берущие свое начало от релейных и более ранних систем, часто ограничивают широту возможностей, предоставляемых современными средствами автоматики. Например, в релейных системах, имеющих **M** условных входов и **N** выходов, взаимодействие входных и выходных сигналов происходит электрически, по специально построенным «железным» связям. Программное



обеспечение современных МПСА НПС, к сожалению, во многом наследует такой подход, организуя подобные связи путем выполнения двух основных операций: 1) проверка условия (IF...THEN...); 2) присваивание значения. Повторяясь многократно применительно к различным входным сигналам и внутренним переменным (флагам), такой алгоритм во многом копирует логику работы релейных систем, сведя их непрерывный контроль параметров к периодическому (квантованному) с высокой частотой опроса (5–10 Гц).

На практике такой подход приводит к следующему. При внесении изменений в алгоритм работы необходимо переработать программное обеспечение таким образом, чтобы изменения учитывались во всех частях программы, где происходит обработка указанного алгоритма. Изменения вносятся в текст программы, перерабатываются все возможные логические части, в которых алгоритм задействован. Недостатки такого подхода очевидны: 1) объем работы программиста при этом может оказаться значительным; 2) требуется длительное время на проведение работ (простой оборудования); 3) требуется высокая квалификация персонала (программиста); 4) необходима проверка корректности работы системы после внесения изменений в ПО.

В данной работе предлагается применить несколько иной подход к построению программного обеспечения МПСА. Имеющиеся программные средства и средства разработки ПО, на базе которых построены такие системы, не позволяют в полной мере отказаться от концепции **«ПРОВЕРКА УСЛОВИЯ – ПРИСВАИВАНИЕ ЗНАЧЕНИЯ»**, однако позволяют в ряде случаев свести количество таких операций к минимуму. Это оказалось возможным благодаря применению формализованного подхода к обработке сигналов (событий).

В технической литературе структура, которая предлагается к применению, носит название «автомат Карно». Строится дешифратор, у которого для **N** входных сигналов жестко описываются **M** выходов. Такой дешифратор имеет множество ограничений, таких как: 1) большие объемы сигналов делают матрицу, описывающую его работу, громоздкой; 2) невозможно контролировать ход процесса в реальном времени, координировать управляющие воздействия и отклики, обрабатывать таймеры (системы «с памятью»). Следовательно, необходимо сузить область применения автомата Карно так, чтобы исключить указанные выше недостатки.

Применительно к процессу перекачки нефти области применения автомата Карно сводятся к следующим:

1) **проверка корректности подаваемых команд** (от оператора, программных модулей, телемеханики). В данном случае число состояний оборудования невелико (описывается 10 битами), количество команд ограничено (около 10). В самом худшем случае, учитывая проверку необходимости и достаточности наличия флагов состояний, объем памяти, необходимой для работы дешифратора составит 20 машинных слов.

2) **обработка агрегатных и станционных защит**. Количество агрегатных защит — конечное число (в среднем 12–15), количество выполняемых дей-



ствий — 5–10. Объем необходимой памяти — 5–10 машинных слов.

3) **определение аварийного состояния технологического оборудования.**

Количество выходных сигналов от каждого элемента оборудования (высоковольтный выключатель, задвижка и т.д.) невелико. При определенных комбинациях входных сигналов от элементов оборудования можно определить наличие неисправности (например, наличие одновременно двух сигналов с концевых выключателей задвижки говорит и ее неисправности).

Использование дешифратора позволяет преобразовать качественные требования к программному обеспечению в количественные (числовые). Каждая такая структура является массивом чисел, которые могут быть занесены в память контроллера в виде констант. Преимущества такого подхода:

1) Алгоритмы (фактически текст Руководящих документов) преобразуются в числовые последовательности (матрицы). Программа в ходе работы «читает» РД и выполняет необходимые действия исходя из состояния входов дешифратора.

2) Малый объем занимаемой оперативной памяти для хранения числовых констант, описывающих поведение системы.

3) Сводится к минимуму количество операций **«ПРОВЕРКА УСЛОВИЯ – ПРИСВАИВАНИЕ ЗНАЧЕНИЮ»**. Действия выполняются комплексно, т. е. на набор входных значений накладывается маска-дешифратор и с помощью простейших логических операций AND или OR генерируется результат (разрешение на выполнение операции, перечень необходимых действий при защитах (побитно), состояние оборудования и т. д.). При этом освобождаются вычислительные мощности контроллера за счет упрощения программного кода и сокращения числа операций.

4) Результат работы дешифратора может содержать сведения по диагностике оборудования и состоянию системы (в частности, номер ошибки; причину невыполнения команды; код неисправности оборудования) в числовом виде.

Одним из главных преимуществ данного метода является возможность ввода числовых матриц дешифратора в память контроллера в виде уставок. При изменении требований руководящих документов оператор может самостоятельно по указанию инженера-технолога внести изменения в алгоритм работы МПСА, вводя новые уставки «поведения системы». Вмешательство программиста при этом не требуется.

В таблице, приведенной ниже, закодировано поведение насосного агрегата при наличии у него признака агрегатной защиты. Данные этой таблицы закодированы в четыре слова управления в графе «Результат» (8 байт) и 16 байт отведено для выдержек времени. Указанные числа характеризуют поведение системы и представляют собой сумму весов событий по столбцам. Итого, несколько страниц РД, регламентирующих действия МПСА при возникновении агрегатных защит могут быть помещены в 24 байта памяти контроллера. При этом количество насосных агрегатов может быть любым: таблица определяет поведение любого из них.



АГРЕГАТНАЯ ЗАЩИТА (А)	Вес	Остановить МНА	Закрыть агр. Задв.	АВР	Сирена	Задержка
Вибрация макс. авар.	1	1	1	1	1	10
Давление масла к подш. Агр. Мин.	2	1	0	1	1	5
Температура ППН макс. авар.	4	1	0	1	1	5
Температура ЗПН макс. авар.	8	1	0	1	1	5
Температура ППА макс. авар.	16	1	0	1	1	5
Температура ЗПА макс. авар.	32	1	0	1	1	5
Температура корпуса насоса макс. авар.	64	1	0	1	1	5
Большая утечка через торц. уплотнения	128	1	1	1	1	0
Стоп по месту из насосной	256	1	1	0	1	0
Стоп по месту из электрозала	512	1	1	0	1	0
Стоп с БРУ	1 024	1	1	0	1	0
Несанкционированное изм. сост. агр. задв.	2 048	1	1	1	1	5
Невыполнение программы пуска	4 096	1	0	1	1	0
Невыполнение программы останова	8 192	1	0	1	0	0
Электрозащита	16 384	1	0	1	1	0
Резерв	32 768	0	0	0	0	0
РЕЗУЛЬТАТ (С)		32 767	3 969	30 975	24 575	

Например, при наличии агрегатной защиты «Стоп с БРУ» состояние входов дешифратора $A=1\ 024$. Для проверки необходимости отключения агрегата нужно наложить маску $C=32\ 767$ (из таблицы). Таким образом, выполняется операция логического умножения ($A\ AND\ C$). Если результат операции больше нуля, отключение агрегата требуется, в другом случае — нет. Путем замены константы C можем определить новый набор действий при наличии этой или иной агрегатной защиты.

Обсуждение данной схемы работы алгоритмов МПСА выявило ряд возможных недостатков данного подхода. Особенно критичным в такой ситу-



ации может быть порядок работы дешифратора при наличии сразу нескольких защит. Для проверки данного утверждения была создана программная модель МПСА, реализующая предложенный подход. Результаты испытаний показали, что в случае агрегатных защит, количество сигналов на входах дешифратора не влияет отрицательно на работу НПС в плане технологии. В случае использования дешифратора для проверки корректности команд следует исходить из принципа, что на один элемент оборудования в течение цикла (скана) программы — это около 200 миллисекунд — не может быть подано две различные команды. Программное обеспечение имеющихся МПСА также опирается на этот принцип.

Данная работа призвана обозначить новые требования к программному обеспечению МПСА, реализуемые описанным выше способом или каким-либо другим, в целях повышения гибкости, функциональности и надежности работы систем автоматики в отрасли перекачки нефти по магистральным трубопроводам.

ОРГАНИЗАЦИЯ СИСТЕМЫ КОНТЕЙНЕРНЫХ ПЕРЕВОЗОК

П.В. Ермаков, Е.И. Ивойлова

Филиал «ТНК-ВР Менеджмент» «Региональный центр МТО»

В современных рыночных условиях конкурентоспособным становится тот, кто вооружен современными технологиями. Наше предприятие часто сталкивается с проблемами, которые невозможно решить без управленческих решений, от которых зависит рентабельность и планирование предприятия в целом.

Это становится возможным с организацией контейнерных перевозок.

На сегодняшний день в ТНК-ВР активно внедряются технологии, обеспечивающие максимальную эффективность в процессах, связанных с комплектацией, адресным накоплением МТР, маршрутизацией перевозок, оформлением перевозочных документов на контейнера в системе SAP/ R3.

Задачи данной работы:

- своевременное обеспечение производственных подразделений материальными ресурсами с установленными планами снабжения;
- обеспечение количественной и качественной сохранности МТР;
- надежность, комплектность поставки;
- сокращение расходов на привлекаемый автотранспорт.

Традиционная схема погрузки и транспортировки тарно-штучных ТМЦ, применяемая в настоящее время, предполагает привлечение труда стропальщиков, осуществляющих комплектацию ТМЦ на складе, а затем погрузку в бортовой автомобиль. Такая организация работы требует больших затрат времени, которые распределяются следующим образом: сначала производится комплектация просто на складе, в так называемую зону комплектации, затем при погрузке ТМЦ в автомобиль осуществляется повторный пересчет



погружаемых ТМЦ с целью исключения неправильной погрузки. Сложным является и перевозка таким способом различных наименований ТМЦ на несколько объектов доставки на одном автомобиле. При этом возникает необходимость разделения транспортного средства на ячейки, что требует дополнительное время. В результате погрузка занимает от 1 до 4-х часов. Поэтому если необходима быстрая доставка ТМЦ, то нецелесообразно используется выделенное транспортное средство — на огромном автомобиле вывозится порой не более 200 кг, чтобы сократить время доставки за счет сокращения времени погрузки.

Таким образом, недостатки существующего метода доставки МТР следующие:

- простой транспорта в ожидании погрузки;
- неэффективное использование транспортных средств по объему и грузоподъемности;
- простои транспорта в ожидании приема МТР грузополучателем (проблема пересчета МТР при сдаче грузополучателю);
- наличие свободного доступа к грузу;
- максимальный оборот транспортных средств по времени, и как следствие высокая себестоимость перевозки 1 тонны груза;
- проблема загрузки транспорта на разных складах.

Существующие проблемы решаются следующим образом.

Для организации работы используется универсальный контейнер, в который помещаются МТР при комплектации. Для выполнения ПРР с контейнерами и доставки их на объекты используется автотранспорт с крановой установкой. Выбор именно такого вида транспорта обусловлен тем, что при перевозке в контейнере не придется привлекать кран для погрузки на автомобиль. Краны-манипуляторы позволяют интенсивнее и эффективнее использовать машины для перевозки грузов, до минимума сократить ручной труд при погрузке-разгрузке, значительно уменьшить количество занятых на этих процессах людей и единиц техники. Водитель грузовика одновременно может выполнять функции как крановщика, так и стропальщика.

Целесообразность доставки МТР именно таким способом обусловлена следующим:

- возможность организации предварительной комплектации МТР (при отсутствии зоны комплектации на складах), перевозка которых при совместности допускается в малотоннажных контейнерах при минимальных складских площадях, объемах;
- накопление МТР в контейнерах, накопление комплектов контейнеров на определенный или совместимый маршрут следования автотранспортного средства;
- обеспечение сохранности МТР, паспортов, сертификатов с момента окончания загрузки контейнера до момента доставки конкретному грузополучателю и сдача контейнера МОЛ за пломбой;
- сокращение времени простоя транспортных средств под грузовыми опе-



рациями как при погрузке, так и при выгрузке;

- сокращение количества транспортных средств за счет применения контейнерных челночных перевозок, т. е. возможность развоза груженых и одновременного сбора порожних контейнеров и, как следствие, возможность организации четкого планирования контейнерных перевозок;

- четко определены лица, ответственные за несоответствие содержимого контейнера данным, указанным в документации;

- возможность осуществления погрузки, разгрузки, приемо-сдаточных операций водителем, экспедирующим груз, следовательно, уменьшение используемых человеческих ресурсов;

- простота в учете оборотного контейнерного парка.

Организация работы следующая.

Производится комплектация МТР по объектам доставки в контейнер (отдельный контейнер на каждый объект доставки), составляется упаковочный лист, контейнер пломбируется. По прибытии транспорта водитель-экспедитор принимает контейнер по номеру и за пломбой без вскрытия и осуществляет погрузку контейнера на транспортное средство с использованием крановой установки. Кладовщик выписывает ТТН на основании упаковочного листа. ЧОП проверяет транспортное средство на выезде по номеру контейнера и пломбе. При прибытии на объект водитель снимает контейнер с автомашины крановой установкой. Грузополучатель принимает контейнер по номеру и за пломбой. Водитель следует к месту следующей разгрузки, при этом он может забрать пустой контейнер от предыдущей поставки или забирает контейнеры по заранее оговоренному маршруту после окончательной разгрузки.

Такая схема доставки ТМЦ позволяет избежать следующих потерь времени:

- простой автотранспорта под погрузкой;
- простой автотранспорта при выгрузке;
- простой автотранспорта при проверке.

Высвободившееся время можно использовать для следующей доставки с того же пункта погрузки или загрузиться дополнительно на другом пункте, где есть те же пункты доставки. Таким образом, не приходится привлекать дополнительную единицу техники и один автомобиль заменяет как минимум два.

Кроме того, снижается себестоимость доставки одной тонны груза в зависимости от количества вывозимого груза. Стоимость сокращается за счет того, что от работы высвобождаются стропальщики, работу которых выполняет водитель-экспедитор, и за счет сокращения времени погрузки. Таким образом, с учетом дополнительного времени и затрат при традиционной схеме погрузки стоимость одной тонны снижается незначительно по сравнению со стоимостью перевозки той же тонны при контейнерных перевозках.

Таким образом, экономический эффект от применения такого способа доставки ТМЦ следующий: экономия на сокращении времени доставки и экономия за счет замены как минимум двух машин одной.



ОЧИСТКА МАСЕЛ. СОСТОЯНИЕ И ПЕРСПЕКТИВЫ. САМОЭЛЕКТРИЗУЮЩИЙСЯ ОЧИСТИТЕЛЬ

Д.Г. Рождествен

*ООО «Бузулукское управление технологического транспорта»
ЗАО РЦСУ «ОНАКО»*

В настоящее время средний возраст парка ООО «БУТТ» составляет 10,8 лет. Основной статьей эксплуатационных затрат является ремонт транспортных средств, большая часть затрат приходится на текущий и капитальный ремонт ДВС. Большинство отказов ДВС связано с тяжелыми условиями эксплуатации техники, при этом двигатель работает под нагрузкой, моторное масло теряет свои свойства значительно раньше положенного срока замены, что приводит к преждевременному износу деталей и, как следствие, к дорогостоящему капитальному ремонту. Необходима преждевременная замена масла или применение дополнительных систем очистки. Применяемое на сегодняшний день в ООО «БУТТ» моторное масло М-8Г2к—минеральное, при работе двигателя в системе смазки образуются продукты сгорания, появляются механические примеси в виде металлических микрочастиц в результате изнашивания пар трения. Современные технологии производства ДВС требуют применение масел более высокого качества, как синтетических, так и полусинтетических, добавление различных присадок, но они дорогостоящие.

Износ деталей ДВС происходит по причине ухудшения свойств моторного масла в процессе эксплуатации и образования в нем различных механических примесей. Так, в 2004 году на капитальный ремонт двигателей было затрачено 6 808,95 тыс. руб. Предлагается увеличить межремонтный период ДВС и затраты на ремонт за счет поддержания эксплуатационных свойств масла путем более качественной его очистки.

По данным исследований, большая часть загрязнений имеет неорганический характер (механические примеси), а органическая составляет 15–20 % от их общего количества. В современных дизелях общая концентрация загрязнений обычно составляет 1–3 % (по массе) после 12000 км пробега (или 480 часов работы).

На сегодняшний день очистителями моторного масла являются масляные фильтры и центрифуга. Но данная центрифуга малоэффективна.

В 2004 г. в ГОУ «Ковровская государственная технологическая академия» был разработан и прошел успешные испытания самоэлектризующийся очиститель масла (СЭО).

Предлагается использовать для улучшения качества очистки масел, являющихся неполярными диэлектриками, электростатическое поле, получаемое трибоэлектризацией. Трибоэлектризация жидких диэлектриков связана с существованием двойного электрического слоя, образующегося на границе раздела фаз в соответствии с теорией двойного электрического слоя Квинке-Геймгольца–Ги.

Существенным отличием СЭО от серийной центрифуги является наличие



трибоэлектризационной вставки, предназначенной для:

- повышения тонкости и полноты очистки масел, в том числе от частиц с малой плотностью;
- удержания осевших на стенке ротора загрязняющих примесей, в том числе волокнистых.

Вставка-электризатор содержит каркас, состоящий из верхнего и нижнего диэлектрических основания с металлическими кольцами, на которых крепятся шесть стоек, трибоэлектризующий элемент, прижимные резиновые манжеты. В роторе вследствие трибоэлектризации возникает электростатическое поле, способствующее активному осаждению и удержанию частиц на стенках ротора.

С целью определения эффективности СЭО в условиях эксплуатации были проведены испытания на двигателях автомобилей КамАЗ–4310. Были исследованы по шесть центробежных масляных очистителей дизелей КамАЗ–740: три центрифуги были оснащены трибоэлектризационными вставками (СЭО), а три — серийные (штатные).

Перед началом испытаний системы смазки исследуемых двигателей были обслужены в объеме ТО-2. Длительность самих испытаний (пробег) составила около 8000 км для каждого автомобиля. Отбор проб производился через 10 мин после остановки двигателя в середине и в конце испытаний. Пробы отбирались через отверстие маслоизмерительного стержня насосным устройством. Пробы анализировались по вязкости (на приборе типа рН-метр по ГОСТ 11362-76); содержанию механических примесей в процентах по массе; количеству и размеру частиц загрязнений (на приборе ПКЖ-902А), а также по наличию элементов (индикаторов) износа (на приборе типа МФС-5).

Системы очистки двигателей КамАЗ–740, оснащенные СЭО, позволяют снизить, по сравнению с серийными системами, концентрацию суммарных механических примесей.

Так, количество отложений в серийных центрифугах составило **280–375 г**, а в опытных — **435–690 г**, т. е. в **1,5–1,8** раза больше, что свидетельствует о лучшей избирательной способности СЭО.

Характерной особенностью опытных центрифуг является более равномерное отложение загрязнений на стенках ротора (определялось визуально). Это вызвано тем, что, во-первых, опытные центрифуги активнее задерживают загрязнения, тем самым облегчая работу фильтров; во-вторых, предполагается меньшая срабатываемость присадок в масле, а отсюда — меньшая возможность коагуляции частиц и их выделение на фильтрующих элементах полнопоточных фильтров, установленных в системах очистки двигателей совместно с центрифугами. Это дает основание говорить об **увеличении ресурса фильтроэлементов в 1,3 раза**.

Использование СЭО является положительным и по отношению к другим показателям качества масла. Так, вязкость масла в опытных двигателях оказалась стабильнее, на уровне $10,5 \text{ мм}^2/\text{с}$. Анализ щелочности характеризует влияние трибоэлектрической обработки масла на срабатываемость нейтрализующей присадки. В данном случае процесс срабатывания присадки происходит в зависимости от уменьшения количества продуктов загрязнений в масле.



Доказано, что присадки, в основном, расходуются на нейтрализацию продуктов окисления, т. е. неорганических загрязняющих примесей. Тогда эффективная очистка способствует более длительному сохранению физико-химических свойств смазочных масел.

СЭО очищает масло в среднем на **19% эффективнее**.

Испытания показали, что в условиях обычной эксплуатации СЭО эффективнее серийных (штатных) очистителей.

Таблица 1

Эффективность систем очистки

Тип очистителя	Коэффициент очистки масла K_{ϕ} , %		
	фильтра	центрифуги	системы в целом
СЭО	8.8	32.6	36.7
Серийные	9.7	29.8	35.1

Применение СЭО в автомобильном дизеле КамАЗ–740 позволяет увеличить:

- полноту отсева **в 1,5-1,8 раза**; тонкость отсева **на 19%**;
- срок службы фильтроэлементов полнопоточного фильтра в 1,3-1,4 раза;
- межсменный срок службы масла в среднем **в 1,53** раза при условии обслуживании центрифуги через 8000 км пробега, т. е. при проведении ТО-1;
- **ресурс основных деталей** двигателя в среднем в **1,4-1,5** раза.

Экономическая эффективность

Так как ресурс деталей повышается, соответственно увеличиваются интервалы капитального ремонта ДВС в 1,5 раза, таким образом будут снижены затраты на ремонт. Средняя стоимость капитального ремонта ДВС КамАЗ–740, без учета стоимости блока и коленвала равна 73 870,16 руб. по ценам 2004 г.

Затраты на изготовление одного самоэлектризирующего фильтра составляют – 485,1 руб.

Предполагается установка СЭО на 20 автомобилей КАМАЗ–740 в парке ООО «БУТТ», ниже приведен расчет.

Затраты на изготовление двадцати СЭО составят 9.7 тыс. руб.

Таблица 2

	Кол-во ТС, ед	Средняя стоимость кап. ремонта ДВС /в ценах 2004 г./, тыс. руб	По факту 2004 г.		После установки СЭО		Разница затрат на ремонт ДВС в год, тыс. руб
			кол-во капитальных ремонтов ДВС	Стоимость ремонтов ДВС, тыс. руб	кол-во капитальных ремонтов ДВС	Стоимость ремонтов ДВС, тыс. руб	
КамАЗ	20	73,87	9	640,45	6	457,47	– 182,99

Экономия в год при оснащении двадцати автомобилей КАМАЗ–740 составит 182,99 тыс. руб. За вычетом затрат на изготовление 9.7 тыс. руб., то



общая экономия составит 172,52 тыс. руб.

Затраты на капитальный ремонт при использовании СЭО в целом снижены в среднем на 30 %.

При оснащении всего парка ООО «БУТТ» затраты на изготовление СЭО составят 153,29 тыс. руб., экономия при этом составит 1 945,41 тыс. руб. в год.

Таблица 3

	Кол-во ТС /2004 г./	Средняя стоимость кап.ремонта ДВС /в ценах 2004 г./, тыс. руб.	По факту 2004 года		После установки СЭО		Разница затрат на ремонт ДВС в год, тыс. руб.
			кол-во капитальных ремонтов ДВС	Стоимость ремонтов ДВС, тыс. руб.	кол-во капитальных ремонтов ДВС	Стоимость ремонтов ДВС, тыс. руб.	
КамАЗ	120	73,87	52	3 841,25	37	2 743,75	- 1 097,50
КрАЗ	96	47,36	37	1 767,99	27	1 262,85	- 505,14
Урал	100		25	1 199,71	18	856,94	- 342,77
ИТОГО	316	40,41	115	6 808,95	82	4 863,54	- 1 945,41

За счет применения СЭО снижается количество отказов ДВС, это напрямую будет влиять на активную безопасность транспортного средства.

На экологию применение СЭО влияет положительным образом, так как двигатель большее время поддерживается в исправном состоянии, происходит лучшая очистка масла, соответственно, существенно снизится количество вредных примесей отработанных газов в атмосферу.

Как видно из приведенных выше аргументов, использование СЭО значительным образом увеличивает ресурс двигателей, уменьшает затраты на капитальный ремонт. Устройство характеризуется низкой себестоимостью изготовления и установки. Пробег до замены масла в двигателе может быть увеличен на 19 %, что существенно необходимо при невозможности своевременной постановки автомобиля на ТО-2. Увеличение КТГ, КИП за счет сокращения простоя в ремонте.

ВОЗВРАТ В ЭКСПЛУАТАЦИЮ НКТ С СОЛЕОТЛОЖЕНИЯМИ

К.Ю. Черемянин

ЗАО «РЛСЦУ-Нижневартовск» ЗАО «Управление по ремонту труб»

Процессы добычи нефти часто сопровождаются отложениями твердых осадков неорганических веществ, накапливающихся на стенках скважин, подземном оборудовании (непосредственно в насосно-компрессорных трубах (НКТ), наземных коммуникациях системы сбора и подготовки нефти. В составе осадков преобладают как водорастворимые соли, так и водонерастворимые. Накопление солей приводит к порче дорогостоящего оборудования, осложняет добычу нефти, увеличивает трудоемкость ремонтных работ, а



в итоге приводит к значительным материальным затратам, которые прямо или косвенно влияют на себестоимость добытой жидкости из нефтяных пластов.

Анализ показал, что значительную долю забракованной насосно-компрессорной трубы составляет брак с соевыми отложениями на внутренней поверхности НКТ. Целью данного проекта является выбор и внедрение оборудования для удаления твердых отложений на внутренней поверхности труб и возврат их в дальнейшую эксплуатацию.

Краткое описание сути проекта (предлагаемое решение)

В данном проекте предлагается внедрить электрогидроимпульсную установку ЗЕВС®, предназначенную для очистки внутренней стенки НКТ.

Преимущества установки ЗЕВС:

- ◆ удаляет практически любые виды накипи и твердых отложений;
- ◆ не повреждает очищаемую трубу и не уменьшают ресурс ее службы;
- ◆ не нарушает внутреннее антикоррозийное покрытие;
- ◆ проста в эксплуатации и обслуживании;
- ◆ экологическая чистота;
- ◆ низкая стоимость расходных материалов.

Данный метод не требует применения сложного технологического оборудования. Принцип действия установок основан на использовании энергии электрического разряда в воде. Ударная волна и гидродинамические потоки, образующиеся при разряде в воде разрушают твердые отложения, не повреждая трубу. Напор воды, подаваемой в НКТ, вымывает разрушенные твердые отложения, тем самым исключая необходимость последующей механической очистки трубы.

Применение данного метода на сервисных предприятиях ТНК-ВР позволит предотвратить попадание потенциально годной трубы в брак по причине отсутствия технологических средств очистки твердых отложений на внутренней поверхности труб, а следовательно, снизить затраты на закупку новых НКТ.

Как показал предварительный расчет экономической эффективности (при расчете на 5 лет), окупаемость проекта составляет 0,4 года.

О ВНЕДРЕНИИ ВТОРИЧНЫХ МЕТОДОВ ЭКСПЛУАТАЦИИ НА НЕФТЕГАЗОВЫХ МЕСТОРОЖДЕНИЯХ ЧЕЧЕНСКОЙ РЕСПУБЛИКИ

И.М. Шахбиев

НК «Роснефть» ОАО «Грознефтегаз»

В наши дни ОАО «Грознефтегаз» ведет разработку на 17 нефтегазовых месторождениях, в эксплуатации находятся 23 залежи, а плановую добычу нефти и газа обеспечивают 75 фонтанных скважин. Добыча углеводородного сырья ведется из верхне- и нижнемеловых залежей фонтанным способом. Начата и успешно продолжается работа по вводу в эксплуатацию скважин глубинно-насосного фонда месторождений «Гойт-Корт» и «Старогрозненское», находившихся в накоплении последние 11-13 лет.



Стабилизировать и увеличить уровень добычи полезной продукции в наших нелегких условиях можно скорейшим масштабным внедрением вторичных методов эксплуатации и поддержания пластовых давлений (ППД), уже имевших место некоторое время назад на нефтегазовых месторождениях ЧР. Как известно, посредством закачки в пласты воды, газа, воздуха и других различных агентов можно добиться интенсификации притока нефти и газа к забоям эксплуатационных скважин, выявить скрытые неиспользованные резервы и возможности продуктивных пластов.

Объединение «Грознефть» в свое время достаточно успешно внедряло и применяло вторичные методы эксплуатации. Мероприятия по масштабному внутри-, при- и законтурному заводнению проводились для залежей верхнемеловых и карагано-чокракских отложений. Помимо закачки воды в истощенные пласты производилось нагнетание пара и воздуха под высоким давлением в глубинно-насосные скважины карагано-чокракских отложений. Горячий пар и воздух способствовали лучшему вымыванию вязкой карагано-чокракской нефти из трещинно-порового пространства пород, тем самым значительно повышая нефтеотдачу пластов.

К началу 1965 г. в ЧИАСССР находились в разработке 120 залежей, залегающих в карагано-чокракских отложениях и включающих в себя 376 блоков. Искусственному воздействию было подвергнуто 90 блоков. Основным методом воздействия являлось законтурное заводнение и применялось на 43 объектах из 63, в том числе воздушная репрессия на 13 и комбинированное воздействие на 7 объектах.

Группа наиболее эффективных объектов была сосредоточена в нефтепромысловых управлениях «Старогрознефть», «Горскнефть» и «Малкобекнефть», входящих в объединение «Грознефть».

Здесь прирост добычи нефти опережал прирост основных производственных фондов, трудовых и других затрат, что, в свою очередь, определило увеличение объема реализации, рост массы прибыли, рентабельность дополнительных производственных фондов увеличилась на 21 %, прирост добычи нефти на 19,1 %, рост производительности труда на 20,8 %, увеличение фондоотдачи на 16 %, снижение себестоимости на 10,2 %. Также увеличилась экономия капитальных вложений по сравнению с бурением новых скважин для равного прироста добычи нефти.

К большому сожалению, работы по искусственному воздействию на истощенные продуктивные пласты на месторождениях ЧР не производились в период с 1994 по 2003 год в связи с тем, что практически все системы по ППД «Грознефть» были разрушены и разграблены в результате боевых действий, происходивших на всей территории ЧР.

Сегодня ОАО «Грознефтегаз» заново восстанавливает системы ППД с целью нагнетания воды в приконтурные части нефтегазовых залежей. В мае 2003 г. начато нагнетание в верхнемеловые залежи Горячеисточненского и Октябрьского месторождений. На Горячеисточненском месторождении под нагнетанием находятся пока 3 скважины. С мая 2003 г. по июнь 2005 г. закачано 1 276 611 м³ воды. До конца 2005 г. планируется закачать еще не менее 550 000 м³, а также увеличить количество нагнетательных скважин на этом



месторождении.

На Октябрьском месторождении под нагнетанием также находится пока 3 скважины, и за тот же период времени в пласт закачали 1 580 000 м³ воды. До конца 2005 г. планируется закачка еще не менее 540 000 м³ воды и увеличение фонда нагнетательных скважин на этом месторождении.

Благодаря закачке воды удалось стабилизировать интенсивно падающие пластовые давления на этих месторождениях.

В конце декабря 2004 г. закончено строительство БКНС (блочно-кустовой насосной станции) на месторождении «Северные Брагуны», и в середине января 2005 г. начата закачка воды в 1, 2 и 3 пачки верхнемеловой залежи в целях ППД. Пока под нагнетанием находится только одна скважина этого месторождения. В течение полугода в пласт закачено 95 283 м³, планируется ввод в нагнетание еще трёх скважин с последующим увеличением фонда нагнетательных скважин. Также закончен капитальный ремонт скважины № 3 «Северные Брагуны», определенной под нагнетание воды на этом месторождении. В 2006 г. запланировано начать заводнение на Старогрозненском месторождении в нижнемеловую залежь с целью ППД этой залежи. Первоначально заводнение будет производиться по пяти скважинам, и здесь также намечено увеличение количества нагнетательных скважин, в том числе и за счет капитального ремонта. На данное время произведен капитальный ремонт двух скважин данного месторождения, обозначенных под мероприятия по ППД. В целом, от проведения всех мероприятий по ППД, по приблизительным подсчетам уже к концу 2006 г. можно получить прирост добычи нефти на 10–12 %.

Для вторичных методов повышения нефтеотдачи пластов необходимо:

- ◆ разработать и провести комплекс гидродинамических исследований в эксплуатационных и нагнетательных скважинах, благодаря которому можно будет построить реальную картину гидродинамической обстановки в залежах на сегодня;

- ◆ наметить первоочередные залежи, на которых будет целесообразным начать обширное заводнение, а также закачку других агентов;

- ◆ определить фонд нагнетательных скважин по всем месторождениям с одновременным его увеличением за счет перевода обводненных скважин в нагнетательные, а также производства капитального ремонта скважин;

- ◆ увеличить объем геолого-технических мероприятий по улучшению проницаемости нагнетательных скважин.

Проблема разработки нефтегазовых месторождений ЧР с применением вторичных методов эксплуатации и ППД на сегодняшний день очень актуальна. И не только потому, что эти методы обеспечивают полноту отбора такого ценного сырья, как нефть и газ, но и в связи с тем, что недра Терско-Сунженской нефтегазоносной области остаются перспективными и при рациональном их использовании могут стать гарантом в процессе восстановления, экономического развития и процветания Чеченской Республики.



ТЕХНОЛОГИЯ ПРОЦЕССА ОХЛАЖДЕНИЯ ГАЗА С ЦИКЛИЧЕСКИМ РАСТЕПЛЕНИЕМ ТЕПЛООБМЕННЫХ ТРУБ АППАРАТОВ ВОЗДУШНОГО ОХЛАЖДЕНИЯ В ЗИМНИЙ ПЕРИОД ЭКСПЛУАТАЦИИ

С.А. Горбатов, Е.Н. Астафьев

ООО «Надымгазпром»

Целью работы является разработка и внедрение технологии управления работой аппаратов воздушного охлаждения газа (АВО) в зимний период эксплуатации для обеспечения оптимальных температур контакта „газ–сорбент” процесса осушки газа.

Температура процесса осушки газа — один из основных факторов, определяющих технико-экономические показатели работы установок комплексной подготовки газа газовых промыслов. Чем ниже температура газа при прочих равных условиях, тем меньше его равновесное влагосодержание, следовательно, для извлечения влаги требуется меньший удельный расход циркулирующего в системе осушки газа абсорбента.

Опыт эксплуатации АВО показал, что при отрицательных температурах наружного воздуха возникают проблемы, связанные с образованием гидратов на стенках теплообменных труб теплообменных секций. Следствием загнивания является ухудшение охлаждения газа, рост потерь давления в секциях, разрушение теплообменных труб. Разрушения связаны с образованием внутри теплообменных труб льдогидратов газа в период низких температур окружающего воздуха. С целью предотвращения разрушений теплообмен-

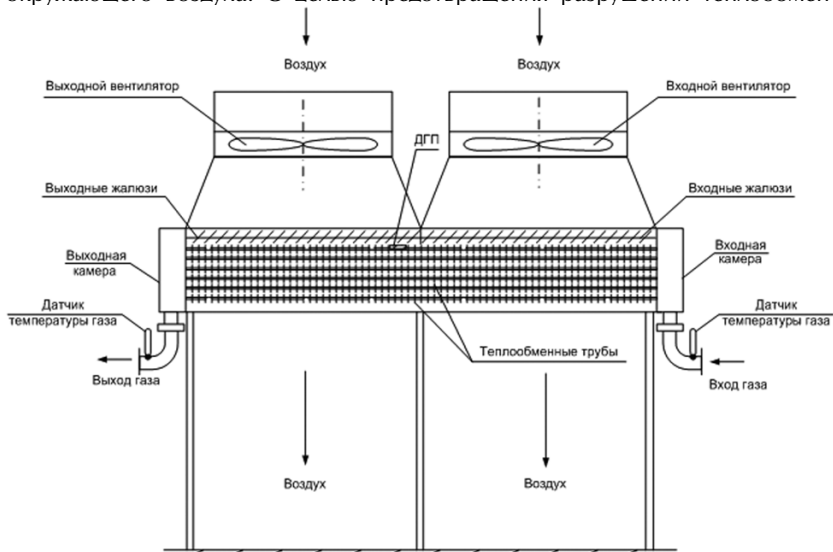


Рис. 1. Принципиальная технологическая схема АВО газа



ных труб в зимнее время вынуждены ограничивать предельную температуру охлаждения газа, хотя такое понижение желательно для технологии осушки газа перед транспортом. Задача понижения температуры газа на выходе из АВО является в настоящее время актуальной для газовой промышленности.

Для повышения эффективности и надежности работы АВО газовых промыслов в зимний период предлагается следующая технология охлаждения газа (рис. 1).

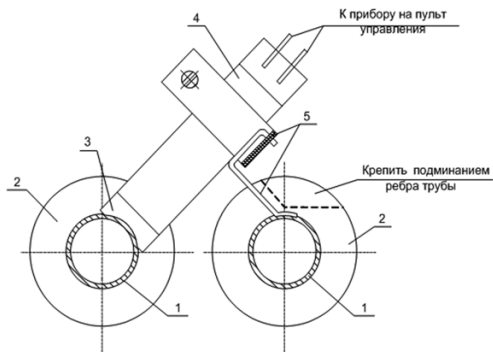


Рис. 2. Схема монтажа датчика гидратных пробок (ДГП).
1 – несущая теплообменная труба; 2 – ребро теплообменной трубки; 3 – горячие концы термопар; 4 – холодные концы термопар; 5 – устройство крепления датчика.

В летний период охлаждение газа должно осуществляться всеми аппаратами по обычной схеме. Для работы в зимний период все вентиляторы должны переводиться на подачу воздуха в обратном направлении: сверху–вниз (рис.1). Выходными вентиляторами предлагается вести охлаждение газа в наиболее холодный период года. Входные вентиляторы включаются только при условии недостаточности работы выходных вентиляторов.

Регулирование выходной температуры газа в особо холодный период производится путем частичного перекрытия жалюзи, находящихся над трубным пучком. При этом осуществляется контроль гидратного режима наиболее охлаждаемых теплообменных труб верхнего ряда теплообменных секций с помощью датчиков гидратных пробок (ДГП).

В качестве ДГП предлагается использовать многоспайные медно-константановые термопары, устанавливаемые на начальных участках теплообменных труб под выходными вентиляторами (рис.1). Горячие концы (ГК) термопар устанавливаются между ребер, и зазор между спаем и ребрами теплообменных трубок заполняется специальной теплоизолирующей массой (силиконовым герметиком) (рис.2).

Фактически датчики контролируют наличие движения газа в теплообменных трубах. При движении газа внутри теплообменных труб датчики будут показывать разность температур между газом и охлаждаемым воздухом, при отсутствии течения газа из-за появившейся гидратной пробки датчики пока-



жут разность температур стенки теплообменной трубы и воздуха, т. е. температуру охлаждаемого воздуха.

Преобразование сигналов ДГП для визуального наблюдения на диаграмме осуществляется потенциометром КСП-4. Эксперименты показали, что прибор надежно регистрирует образование отложений льдогидратов природного газа в контролируемых теплообменных трубках. В этом случае показания прибора приближаются к нулю. Это означает, что температура теплообменной трубки трубной секции стала равной температуре омывающего ее воздуха, и свидетельствует о прекращении движения газа в теплообменной трубке трубной секции АВО.

Необходимо принимать во внимание, что вторичные приборы (самопишущие потенциометры КСП-2, КСП-4 или другие приборы, предназначенные для работы с термопарами) будут работать не как средства измерения температуры, а как индикаторные приборы. Основные требования к ним — возможность четкой фиксации нулевых значений сигнала датчика, поскольку падение сигнала от какого-то значения до нуля указывает на закупорку теплообменных труб льдогидратной массой.

Образование гидратных пробок само по себе не приводит к разрушению теплообменных трубок трубной секции, поэтому не обязательно осуществлять растепление АВО сразу после закупорки теплообменных труб. Предельно «выдерживания» АВО в режиме загирачивания является наступление периода, когда еще возможно растепление теплообменных трубок при выключении вентиляторов за счет тепла газа, протекающего по незакупоренным теплообменным трубам нижних рядов теплообменных секций.

В случае появления гидратных пробок или приближения к этому состоянию от датчиков гидратных пробок производится поочередное отключение выходных вентиляторов на короткий период (ориентировочно на 0,3 ч) для растепления гидратов. Растепление осуществляется слабым потоком воздуха в трубном пучке, который движется сверху–вниз под действием самотяги, а также некоторого увеличения давления воздуха в нижней части аппарата, создаваемого работой соседних вентиляторов.

Предложенная технология охлаждения газа в АВО, основанная на диагностировании гидратообразования с использованием разработанных термоэлектрических датчиков и кратковременном выключении вентиляторов для растепления теплообменных труб, обеспечивает повышение эффективности и надежности работы аппаратов в зимний период эксплуатации. Работа АВО по данной технологии позволила повысить качество подготовки газа к транспорту на установке комплексной подготовки газа и исключить разрушение теплообменных труб АВО вследствие своевременного удаления гидратов.

Экономическая эффективность работы определяется сокращением эксплуатационных затрат на обслуживание и ремонт оборудования, потребление электроэнергии и исключением необходимости инвестиций на модер-



низацию АВО по сравнению с традиционной технологией. Традиционная модернизация АВО заключалась в монтаже металлических укрытий, жалюзи и их приводов на каждый аппарат и их работе в режиме рециркуляции воздуха в зимний период. Предлагаемая технология позволяет уменьшить вложение капитальных затрат по сравнению с традиционной технологией при реконструкции газовых промыслов.

По результатам расчетов, экономия от внедрения предлагаемой технологии на одной дожимной компрессорной станции, состоящей из пяти аппаратов воздушного охлаждения, составит 1227 тыс. руб.

Предлагаемая технология может быть использована на АВО газа ДКС других газовых промыслов месторождений Тюменской области. Значимость работы заключается в достижении оптимальных температур контакта процесса осушки газа, необходимых для обеспечения качества подготовки газа к транспорту в соответствии с ОСТ 51.40-93.

МОДЕЛИРОВАНИЕ ПРОЦЕССОВ ПЕРЕКАЧКИ НЕФТИ С ЦЕЛЬЮ ОПТИМИЗАЦИИ РЕЖИМОВ РАБОТЫ ДНС И СНИЖЕНИЯ НЕПРОИЗВОДИТЕЛЬНЫХ ЗАТРАТ ЭЛЕКТРОЭНЕРГИИ

Н.Ф. Тепляков

ОАО «Юганскнефтегаз»

Значительные резервы экономии энергетических затрат могут быть реализованы при условии оптимизации работы электроцентробежных насосов, используемых при добыче и перекачке нефти, закачке рабочего агента в пласт.

Большинство агрегатов на КНС в настоящее время работают в режимах, близких к оптимальным, при разжатых выкидных задвижках. Экономия электроэнергии здесь возможна, в основном, за счет проведения мониторинга КПД насосов определения точки оптимального МРП и их своевременного ремонта с целью снижения эксплуатационных затрат.

Одновременно многие насосы на ДНС работают в условиях прижатых выкидных задвижек при значительных превышениях выкидных давлений над линейным, что объясняется несоответствием параметров оборудования существующим режимам перекачки.

1. МОДЕЛИРОВАНИЕ И ОПТИМИЗАЦИЯ РЕЖИМОВ ПЕРЕКАЧКИ ВОДОНЕФТЯНЫХ ЭМУЛЬСИЙ

Согласно законам гидравлики работы насоса при перекачке жидкости, потребляемая из сети мощность прямо пропорциональна расходу через насос и перепаду давлений на приеме и выкиде насоса и обратно пропорционально КПД насоса и двигателя. Соответственно, каждая дополнительная атмосфера выкидного давления до зажимающей задвижки, которую вынужден выдавать насосный агрегат, влечет дополнительные непроизводительные



затраты электроэнергии.

Таким образом, в целях снижения непроизводительных затрат энергии необходимо приведение в соответствие насосного оборудования с режимом перекачки на ДНС или ЦППН. Поскольку паспортные характеристики насосного оборудования строятся на воду, свойства которой существенно отличаются от свойств перекачиваемых эмульсий, для правильного расчета оборудования необходим пересчет напорных характеристик с учетом свойств фактически перекачиваемых эмульсий.

Паспортные напорные характеристики насосных агрегатов, используемых для перекачки водонефтяных эмульсий на ДНС и ЦППН, даются заводами производителями на воду плотностью 1000 кг/м^3 и вязкостью около $1 \text{ мПа}\cdot\text{с}$. Скважинная продукция представляет собой смесь газа, нефти и воды и при этом в значительной степени отличается от воды по своим реологическим свойствам и плотности. Вода и нефть при этом могут образовывать устойчивые эмульсии. При этом при пересчете паспортных характеристик на фактически перекачиваемую жидкость, напорные характеристики и КПД насоса существенно снижаются.

Свойства нефтяных эмульсий влияют на технологические процессы добычи нефти, внутрипромыслового транспорта, сепарации, предварительного обезвоживания, деэмульсации (разрушения эмульсий), очистки и подготовки нефтепромысловых сточных вод.

Увеличение содержания воды в нефтяной эмульсии до определенного предела увеличивает кажущуюся вязкость эмульсии, а следовательно, и увеличивает энергетические затраты на перекачку такой эмульсии.

Критическая концентрация воды $W_{кр}$ называется точкой инверсии. В точке инверсии происходит обращение фаз и дисперсная фаза (вода) становится дисперсионной средой, а дисперсионная среда (нефть) – дисперсной фазой. Т. е. эмульсия меняет свой тип с В/Н на тип Н/В.

Обращение фаз нефтяных эмульсий имеет исключительно большое практическое значение. Эмульсия типа Н/В транспортируется при меньших энергетических затратах, чем эмульсия типа В/Н. Поэтому при транспортировании эмульсии выгодно, чтобы внешней фазой была вода, при этом трубопроводы должны быть защищены от коррозии. Кроме того, этот прием используется в процессе подготовки нефти для лучшей очистки ее от воды.

Для нефтей разных месторождений $0,5 < W_{кр} < 0,9$. В большинстве случаев $W_{кр} \sim 0,71$.

Такой диапазон значений $W_{кр}$ объясняется различием физико-химических свойств компонентов эмульсии и, в первую очередь, присутствием в этой эмульсии различных эмульгаторов — веществ, способствующих образованию эмульсии, стабилизирующих ее.

Соответственно, работа насосов на различных дожимных насосных станциях и потребление электроэнергии может существенно отличаться и определяется не только текущим техническим состоянием агрегатов, но и



свойствами перекачиваемых жидкостей. Очевидно, что расчет оптимального оборудования необходимо производить с учетом всех вышеперечисленных особенностей нефтяных эмульсий.

На рис. 1 представлен интерфейс программы «Оптимизация насосов ДНС» и результаты расчета параметров перекачки ДНС-2 Ефремовского месторождения. Программа рассчитала возможные мероприятия и экономию электроэнергии и затрат от мероприятий.

1. Исходные данные по агрегатам ДНС

Параметры	агр. N1	агр. N2
Тип насоса	300-360	300-360
Паспортная подача, м ³ /ч	300	300
Паспортный напор, м	360	360
Давление на входе, атм	5,7	5,7
Давление на выходе, атм	36	36
Линейное давление, атм	10	10
Расход жидкости на ДНС, м ³ /ч	508	508
Паспортная мощность двиг., кВт	500	500
Фактический ток, амп.	47	47
Фактическое напряжение, в	6000	6000
Коэффициент износа	1	1
Стоимость замены насоса, т.р.	50	50
Затраты на снятие раб. колес, т.р.	20	20

2. Пересчет оборудования на свойства перекачиваемой среды:

Параметры	агр. N1	агр. N2
Вязкость нефти в тек. усл. мПа·с	10,454	10,454
Вязкость воды в тек. усл. мПа·с	0,524	0,524
Темп. инверсии, Фаз, %	81,7	81,7
Вязкость эмульсии в тек. усл. мПа·с	98,671	98,671
Плотность эмульсии, кг/м ³	982,6	982,6
Кинематич. вязкость эмульсии	0,000101	0,000101
Число Рейнольдса	4576	4576
Пересчетный коэффициент подачи	0,972	0,972
Пересчетный коэффициент напора	0,981	0,981
Пересчетный коэффициент КПД	0,823	0,823

3. Текущие параметры работы агрегатов:

Параметры	агр. N1	агр. N2
Расход насоса с учетом вязкости, м ³ /ч	372,4	372,4
Расчетный расход через байпас, м ³ /ч	236,8	
Мощность выведенная насосом, кВт	307	307
Полезная мощность насоса, кВт	30	30
КПД режима перекачки, %	9,7	9,7
Мощность потребляемая из сети, кВт	485,6	485,6
КПД насоса без двигателя, кВт	53,8	53,8

4. Оптимизация путем замены всех агрегатов:

При расчете использовать:

Колесо агр. 2 Выбрать из: 300 180 105 60

Параметры	агр. N1	агр. N2
Расход на один насос, м ³ /ч	254	254
Предлагаемый для замены насос	180x65	180x65
Давление на выходе, атм	12,7	12,7
Технический КПД насоса, %	47,2	47,2
Мощность из сети, кВт	88	88
Снижение потреби. мощности, кВт	795	
Экономия эл.энергии, тыс. р./год	5571	
Экономия с учетом замены, тыс. р.	5471	
КПД режима перекачки, %	61,4	

5. Оптимизация путем снятия рабочих колес:

Параметры	агр. N1	агр. N2
Расход на один насос, м ³ /ч	254	254
Расчетное P _в выезда до атм.	43,4	43,4
Использован P _в с учетом зарыва атм.	31,4	31,4
Необходимое количество колес, шт	2	2
Количество колес к снятию, шт	4	4
Расчетное P _в на выходе после, атм	18,3	18,3
Мощность из сети, кВт	136	136
Снижение потреби. мощности, кВт	639	
Экономия эл.энергии, тыс. р./год	4899	
Экономия с учетом затрат, тыс. р.	4859	
КПД режима перекачки, %	34,1	

Рекомендации:
 Замена текущих насосов на 180x65, эффект: 5471 т.р./г.
 Делать мощность более 88 кВт
 Альтернатива: снять по 4 раб. колеса, эффект: 4859 т.р./г.

Рис. 1. Интерфейс программы «Оптимизация насосов ДНС»

Разработанная модель позволяет подбирать оптимальное оборудование не только на текущий режим перекачки, но и с учетом возможного увеличения объемов и давлений в перспективе и на любой тип и количество агрегатов.

Проводится расчет целесообразности снижения напора текущих агрегатов путем снятия рабочих колес.

База данных по ДНС хранится в отдельном файле, программа позволяет открывать и работать с любым количеством баз данных осуществляя выгрузку данных и результатов расчета в Excel.

Программа также позволяет проводить расчеты, используя имеющееся в наличии оборудование, и содержит полный справочник с напорными характеристиками модификаций насосов на подачу 300, 180, 105, 60 м³/час.

В случае отсутствия или неисправности приборов для измерения токовой нагрузки возможно проведение расчета с использованием паспортных ха-



рактических агрегатов.

В графическом модуле, представленном на рис. 2 строятся графики напорных характеристик текущего и рассчитываемого оборудования, выводятся структура потребляемой агрегатами, мощности до и после проведения мероприятий.

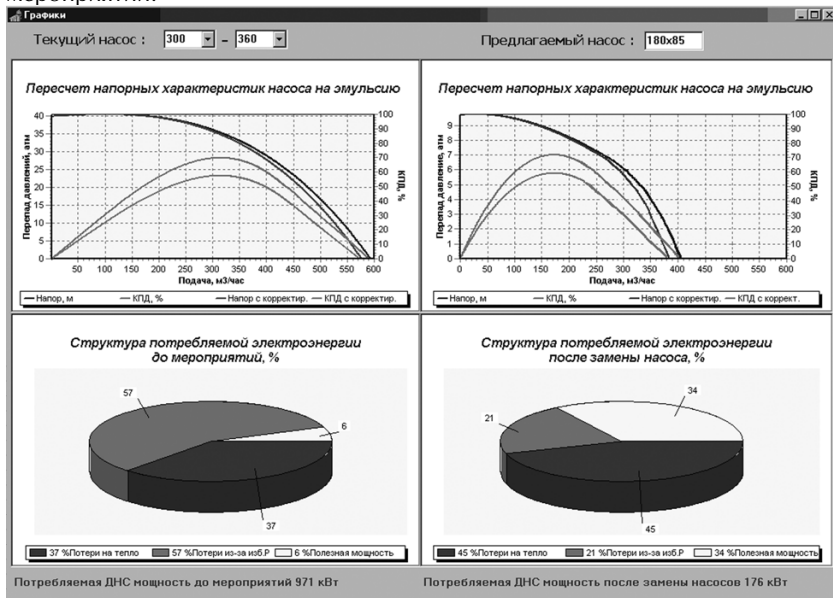


Рис.2. Графический модуль программы «Оптимизация насосов ДНС»

Таким образом, при проведении мероприятий планируется снижение потребляемой при перекачке мощности с 971 кВт до 176 кВт, т.е. на 795 кВт, что составляет более 6964 тыс. кВт•ч в год.

ВЫВОДЫ И РЕКОМЕНДАЦИИ

1. Режимы работы насосных агрегатов на ДНС и ЦППН, а также свойства перекачиваемых эмульсий оказывают непосредственное влияние на потребление электроэнергии на перекачку. При этом резервы снижения потребляемой из сети мощности и экономический эффект составляет только по ДНС - 2 Ефремовского месторождения 5,5 млн руб./год при цене электроэнергии 0,8 руб./кВт.•ч Затраты на снятие рабочих колес в среднем не превышают 20–50 тыс.руб., таким образом, предлагаемые мероприятия являются высоко rentable с сроком окупаемости менее 1 месяца.

2. Как показывают расчеты, даже кратковременное снятие рабочих колес на 1–2 мес. на период уменьшения объемов перекачки является экономически обоснованным и необходимым.

3. В настоящее время около половины всех агрегатов, работающих на



ДНС и ЦППН в ОАО «Юганскнефтегаз», имеют резервы экономии затрат. Поэтому необходимо проводить периодический мониторинг соответствия режимов работы насосов и своевременно проводить мероприятия по приведению в соответствие оборудования объемам перекачки. В случае, если в дальнейшем (через 1–2 мес.) планируется увеличение объемов перекачки на ДНС и снятые колеса потребуются ставить обратно, за этот короткий период могут быть получены значительные средства за счет экономии затрат, которые будут направлены на прочие нужды предприятия.

4. В ходе реализации проекта и выработки мероприятий были рассчитаны на эффективность все насосы на ДНС, работающие в ОАО «ЮНГ».

Согласно текущим данным, более половины ДНС нуждаются в немедленной оптимизации. При этом общая экономия при условии реализации разработанных программой мероприятий превышает 90 млн руб./год. Для сравнения - затраты по статье расходы на электроэнергию по внутри промысловой перекачке нефти по ОАО «ЮНГ» в год составляют около 300 млн руб.

СПИСОК ЛИТЕРАТУРЫ

1. Лутошкин Г.С. Сбор и подготовка нефти, газа и воды. – М.:Недра, 1983 г. — 223 с.
2. Паспорта с характеристиками насосного оборудования.
3. Справочное руководство по проектированию разработки и эксплуатации нефтяных месторождений. /под. ред. Гиматудинова Ш.К. — М.:Недра, 1983 г. — 454 с.

КОМПЛЕКСНЫЙ ПОДХОД К РЕШЕНИЮ ЗАДАЧ РЕСУРСОБЕРЕЖЕНИЯ НА ОСНОВЕ МЕМБРАННЫХ ТЕХНОЛОГИЙ

С.А. Лысенко

ОАО «Новочеркасская ГРЭС»

Работа предусматривает замену старых технологий очистки воды, основанных на применении химических реагентов с большой энергоемкостью производств и недостаточно высокой степени очистки конечного продукта.

Ожидается снижение эксплуатационных затрат примерно в 3–3,5 раза, повышение надежности производства, отсутствие негативного влияния на окружающую среду, уменьшение влияния человеческого фактора и количества обслуживающего персонала и т. д.

Данная разработка не уступает аналогичным зарубежным моделям, а в части комплексного подхода к использованию ресурсов может и превосходить их.

Может быть использована в теплоэнергетике, угольной и нефтегазодобывающей отрасли, микроэлектронике, медицине и фармацевтике, пищевой промышленности, коммунальном хозяйстве и т. д.

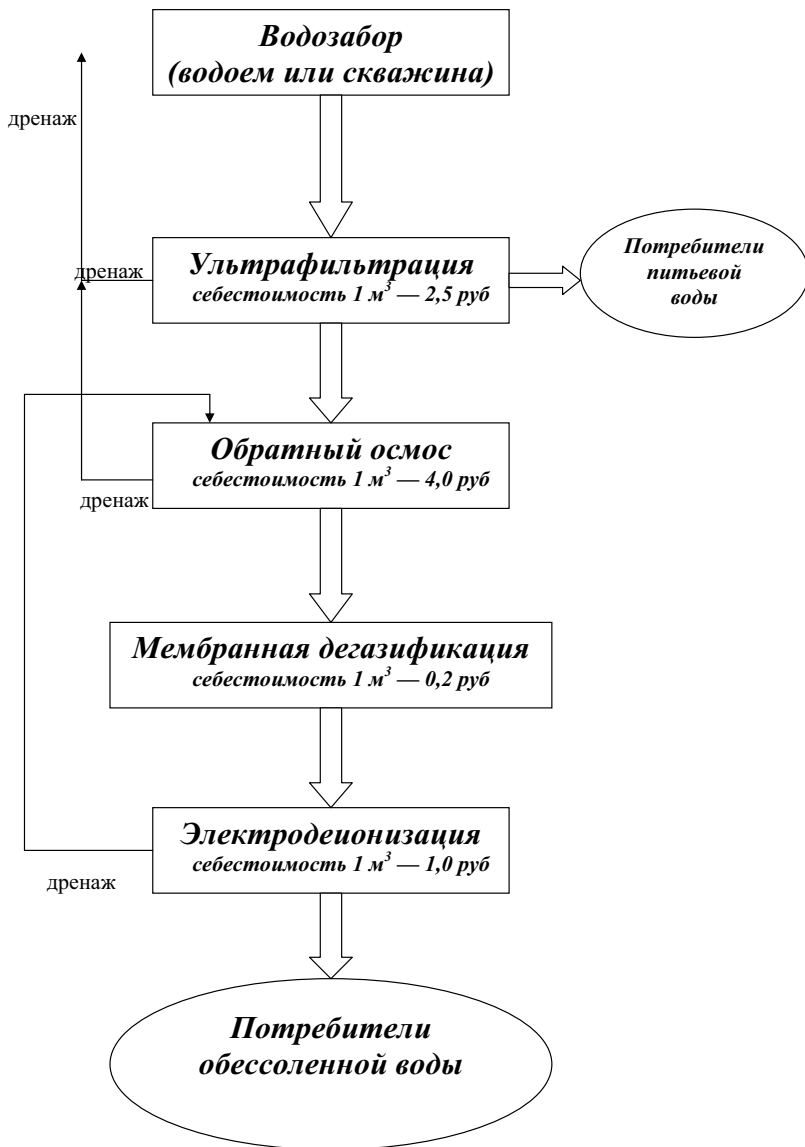


Рис. 1 Комплексная схема разработки



СРАВНИТЕЛЬНАЯ ТАБЛИЦА
по экономии реагентов и водоотведению центральной обессоливающей
установки до и после ввода технологии обратного осмоса

1. Водоотведение ЦОУ (Н-ОН I-III ступень)

Год	Водоотведение по месяцам, тн						Сумма, тн
	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	
1	2	3	4	5	6	7	8
2004	32 139	25 290	13 282	31 870	28 405	24 550	155 536
2005	10 743	2015	1655	1600	1170	1800	18 983

Сбросы ЦОУ уменьшились на 136 553 м³, т. е. **в 8 раз**.

2. Потребление серной кислоты

Год	Расход серной кислоты, тн						Сумма, тн
	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	
1	2	3	4	5	6	7	8
2004	75,7	44,4	51,3	62,6	51,8	75,7	361,5
2005	8,2	8,5	8,5	2,08	0,5	0,5	28,3

Потребление серной кислоты снизилось по сравнению с 2004 годом **в 13 раз**.

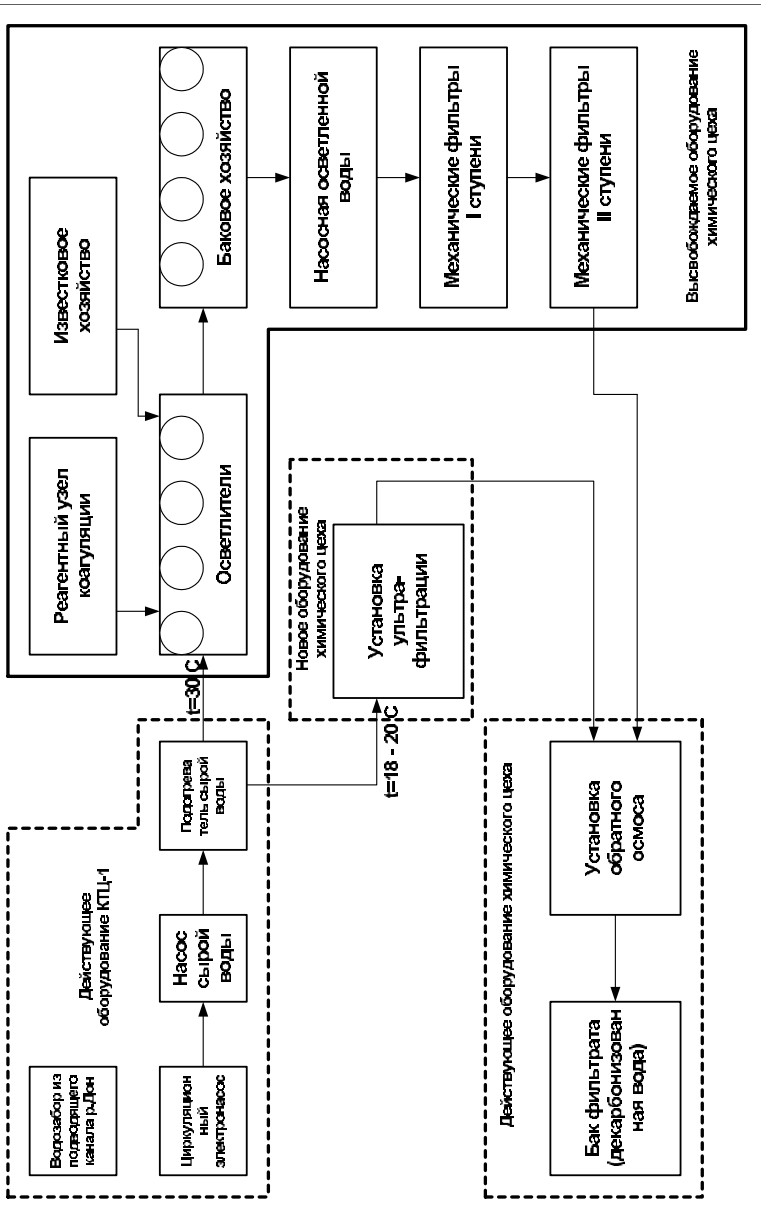
3. Потребление щелочи

Год	Расход щелочи, тн						Сумма, тн
	апрель	май	июнь	июль	август	сентябрь	
1	2	3	4	5	6	7	8
2004	46,0	34,6	35,3	40,3	35,3	49,5	241,0
2005	6,7	10,7	8,8	3,7	2,1	1,2	33,2

Потребление щелочи снизилось по сравнению с 2004 годом **в 7 раз**.



СХЕМА ВОДОПОДГОТОВКИ НА ХИМВОДОЧИСТКЕ ОАО "НОВОЧЕРКАССКАЯ ГРЭС"





СНИЖЕНИЕ ЗАГРЯЗНЕНИЯ ОКРУЖАЮЩЕЙ СРЕДЫ ПРИ ПРОПАРКЕ ОЧИСТНЫХ УСТРОЙСТВ

Е.А. Немов

ОАО «Сибнефтепровод»

Опыт работы с внутритрубными диагностическими снарядами высокой разрешающей способности подтвердил эффективность системы обследования нефтепровода, которая позволяет оценивать опасность дефектов по результатам расчетов на прочность. Это дает возможность устранять только то ограниченное количество дефектов, которое представляет реальную угрозу для целостности трубы и экологической обстановки. Для наиболее качественного проведения диагностических работ необходимо обеспечить качественную очистку внутренней полости нефтепровода.

Для снижения негативного воздействия на окружающую среду, повышения экологической безопасности и уменьшения сбросов загрязняющих веществ в окружающую среду предлагается при проведении работ по пропарке ОУ использовать специальное устройство (см. рис. 1).

Устройство пропарки ОУ

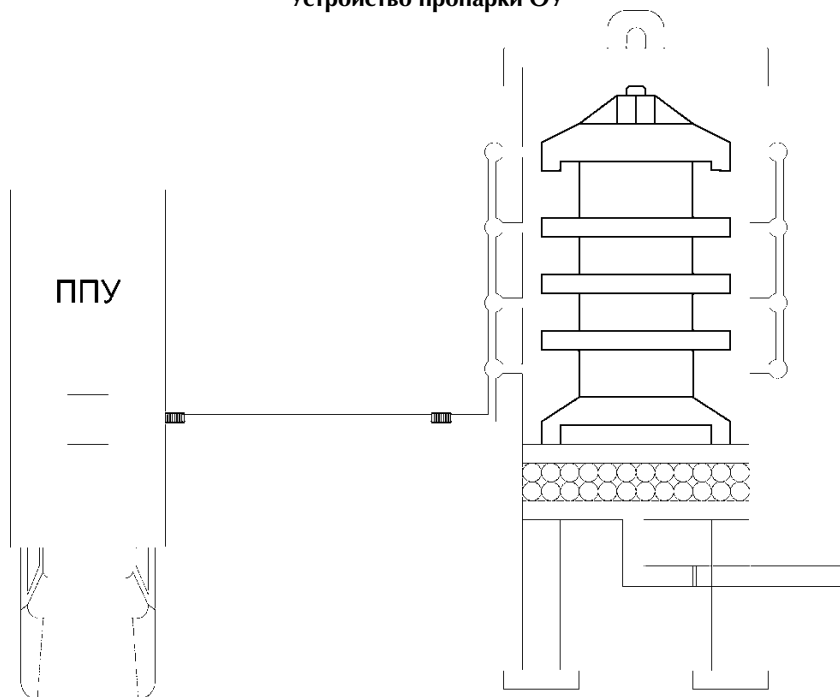


Рис. 1



Конструкция состоит из трубы диаметром 1420 мм, высотой 3 метра. На внешней поверхности трубы по окружности установлены 5 труб диаметром 59 мм на равноудаленном расстоянии друг от друга для подачи воды и пара, соединенных между собой и конструкцией воедино. Нижняя часть конструкции состоит из отсека для установки кассеты с сорбентом для очистки воды от нефтяных примесей и трубопровода для сброса воды из конструкции.

Способ работы установки

Автомобиль ППУ через трубопровод соединяется с установкой, в нижнюю часть конструкции устанавливается кассета с сорбентом. Очистное устройство загружается внутрь данной конструкции, устанавливается крышка. При подаче с ППУ разогретого до высоких температур воды и пара происходит равномерное распределение по всему объему очистного устройства воды и пара с постоянной температурой. Примеси нефтепродуктов вместе с водой стекают с ОУ, попадая в кассету с сорбентом. Нефтепродукты улавливаются сорбентом, а очищенная вода стекает в промышленно-ливневую канализацию, где происходит повторная очистка сточных вод от примесей.

Испытание разработанного устройства для пропарки очистного устройства производилось за территорией ЛПДС «Южный Балык». Устройство установлено на плиту, очистное устройство СКР-1 d 1220 мм загружено в приспособление для пропарки (количество примесей на ОУ 50 литров твердого парафина). Передвижная паровая установка подключена через трубопровод с приспособлением для пропарки. Установлена крышка и кассета с сорбентом (болотным мхом).

Применяемые механизмы

1. ППУ – (передвижная паровая установка) предназначена для депарафинизации нефтяных скважин, подземного и наземного оборудования насыщенным паром высокого давления (до 100 кгс/см²), а также для проведения операций по обогреву, мойке и других работ паром низкого давления (до 6 кгс/см²) в условиях холодного и умеренного макроклиматических районов.

2. Емкость для сбора утечек (объем 300 литров) предназначена для временного хранения на момент испытания, контроля поступившей жидкости из приспособления при испытании.

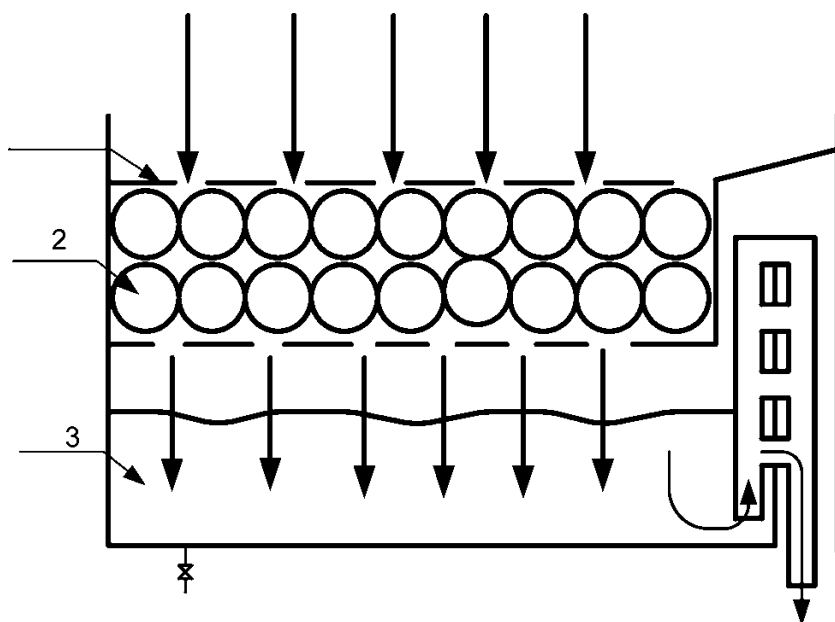
3. Сорбент из возобновляемого природного материала, болотного мха, утрамбованного в кассету приспособления для пропарки ОУ (расход мха на пропарку 1 ОУ 5 кг).

Ход испытаний

Вода, преобразованная в пар, подается через трубопровод в приспособление для пропарки. Температура пара на выходе из ППУ при испытании 150°С. Пар по окружности приспособления равномерно распределяется по всему объему очистного устройства. Температура внутри приспособления постоянно поддерживается за счет замкнутого пространства. За счет постоянной подачи пара и воды ко всем частям очистного устройства и высокой температуры, фракции нефти и нефтепродуктов на наружной поверхности и



внутренних полостях очистного устройства растапливаются и стекают вместе с водой в кассету с сорбентом. Кассета с сорбентом состоит из трех ступеней очистки. В верхней части установлен сетчатый фильтр, в средней части сорбирующий элемент, нижняя часть состоит из емкости для доочистки воды, поступившей из сорбента. В кассете с сорбентом водная эмульсия пропускается через сетчатый элемент, где оседает парафин, дальше вода попадает в сорбирующий элемент, где примеси нефтепродуктов оседают, дальше вода попадает в нижнюю часть кассеты, где кратковременно отстаивается, оставшиеся нефтяные примеси всплывают на поверхность, а очищенная вода сливается через дренажный трубопровод (см. рис. 2).



- 1- сетчатый элемент, улавливание крупных частиц
- 2- сорбент (болотный мох)
- 3- очищенная вода

Рис. 2

Затраты времени на испытание — 1 час.

Расход воды ППУ — 300 литров за час работы при подаче воды и пара с температурой на выходе из ППУ 150°C.



Расход воды на выходе из приспособления — 250 л (контроль по прибытию в емкости).

Контроль качества очистки ОУ после испытания (визуально):

- наружные поверхности ОУ не имеют следов загрязнений;
- чистящие, ведущие диски и манжеты не имеют следов загрязнений.

После проведения испытания кассета с сорбентом извлечена, сорбент, пропитанный нефтепродуктами, утилизирован.

После проведения испытания проведен анализ наличия в воде концентрации нефтепродуктов и их количество. Проба воды для проведения анализа взята из емкости для временного хранения стоков при пропарке. Анализ пробы производился в химической лаборатории ЛПДС «Южный Балык».

Результат анализа на выходе из устройства для пропарки составил 0,5 мг/дм³.

Испытание показало: использование данной конструкции позволяет переломить негативную тенденцию загрязнения окружающей среды при проведении работ по пропарке ОУ, снизить сбросы в сточные воды промышленно-ливневой канализации.

Снижение загрязнения окружающей среды сводится к сравнению работ при пропарке ОУ обычным способом и с применением разработанной конструкции. Данные для сравнения и расчета получены при проведении работ по очистке н/пр НКК 112-284км, УЮБ 0-196км, УБО 0-61км и преддиагностической очистке н/пр УЮБ за 2004 г., всего за год — обычным способом очищено 20 ОУ, с помощью разработанной конструкции — 20 ОУ.

Количество парафина на поверхностях ОУ при проведении работ обычным способом — 500 кг, при проведении работ с применением разработанной конструкции — 500 кг.

При пропарке ОУ обычным способом в отведенном месте очистное устройство устанавливается на плиту (за территорией НПС), при проведении работ фракции нефти вместе с водой стекают на плиту, попадая в почву. Проанализировав полученные за год данные, после окончания работ по пропарке одного ОУ собирается 20 кг фракции парафина с поверхности на месте проведения работ, 5 кг фракций нефти вместе с водой остаются на поверхности почвы. Всего за год очистки обычным способом 400 кг парафина собираются и утилизируются, 100 кг фракций парафина оседают в землю.

Недостатки обычного способа пропарки очистных устройств:

- Загрязнение почвы на месте проведения работ — 100 кг.
- Время очистки одного ОУ — 3 ч.
- Большие трудозатраты (машинист ППУ, 2 линейных трубопроводчика).

Если применять разработанную конструкцию, при пропарке примеси воды и нефти, стекая попадают в кассету с сорбентом, где парафин оседает, расплавляется под действием высокой температуры и замкнутого пространства, а вода стекает наружу в специальную емкость или в промышленно-ливневую канализацию.

Преимущества данной конструкции:

- Снижается до минимума загрязнение окружающей среды при проведе-



нии работ по пропарке очистных устройств в количестве 20 штук, фракции нефти (500 кг) улавливаются сорбентом;

- Снижение до минимума затрат времени при проведении работ, особенно в зимний период — 1 ч.

- Полностью механизированный процесс — 1 рабочий (машинист ППУ).

- Пропитанный сорбент утилизируется на нефтешламонакопитель ЛПДС «Каркатеевы».

В качестве замены дорогостоящих сорбирующих материалов предлагается использовать болотный мох, так как мох обладает высокой степенью возобновляемости. Каждый год после сбора нарастает новый слой — лучше и чище по качеству, чем в предыдущем году. Расход мха на пропарку одного ОУ составляет 5 кг, количество ОУ принимаемых по участкам нефтепроводов НКК 112-284км, УЮБ 0-196км, УБО 0-61км — 20 шт в год (без учета работ по предиагностической очистке). Необходимый запас мха для ЛПДС «Южный Балык» при проведении очистки ОУ за год составит 100 кг.

Внедрение данной модели позволит снизить негативное воздействие на окружающую среду за счет повышения экологической безопасности и техники безопасности при проведении работ по пропарке очистных устройств, сократить выбросы и сбросы загрязняющих веществ в окружающую среду.

ПРИМЕНЕНИЕ НОВЫХ МАТЕРИАЛОВ И ДЕТАЛЕЙ В УЭЦН В СКВАЖИНАХ С ОСЛОЖНЕННЫМИ УСЛОВИЯМИ ЭКСПЛУАТАЦИИ

А.Н. Гребенюк

ОАО «ТНК-ВР»

ОАО «Нижневартовское нефтегазодобывающее предприятие»

Процесс добычи нефти сопряжен с большим количеством осложняющих факторов, влияющих на работу УЭЦН. В связи с этим, одной из основных задач является снижение степени влияния этих факторов, что позволит снизить затраты, повысить эффективность производства.

Несмотря на то что с каждым годом увеличиваются объемы вкладываемых средств в профилактику и устранение последствий влияния осложняющих факторов на работу УЭЦН, проблема влияния этих факторов, по-прежнему остается острой и актуальной.

Анализ показал, что значительную долю отказов погружного нефтедобывающего оборудования составляют отказы по причине выхода из строя ЭЦН и кабеля. Именно поэтому надо уделить большое внимание качеству материалов рабочих органов насоса. Основная причина отказов УЭЦН в ОАО «Самотлорнефтегаз» является агрессивная среда (коррозия) (13,4 %), мехпримеси (27,5 %), твердые отложения (24,5 %), субъективные причины (20 %), оборудование (14,6 %).

Одним из важных факторов, осложняющих работу ЭЦН, является отложе-



ние неорганических соединений (солей) на поверхностях рабочих органов и их коррозия. В результате отложения солей и коррозии происходит ухудшение гидродинамических характеристик, увеличиваются вибрации, что приводит ЭЦН к снижению наработки на отказ.

Действие агрессивной среды и процессы коррозии усиливаются при большой обводненности (более 80 %).

Исходя из состава солей и процессов их отложения можно выделить три основные причины солеотложения в рабочих органах ЭЦН:

1) Определенный состав пластовой жидкости (высокая обводненность, наличие растворенных и нерастворенных природных минералов, наличие агрессивной среды).

2) Эксплуатационная, а именно:

- ♦ изменение термобарических условий в скважине, либо в насосе, приводящее к выпадению в осадок некоторых соединений первой группы;

- ♦ смешивание пластовых вод с закачиваемыми водами другого состава при мероприятиях ППД может привести к образованию солеобразующих соединений и агрессивной среды;

3) конструктивное исполнение ЭЦН:

- ♦ образование вихрей и застойных зон;

- ♦ коррозия поверхностей рабочих органов, которая приводит к разрушению гладкой поверхности и служит дополнительным очагом кристаллизации отложений;

- ♦ проявление сил электростатического характера (возникновение гальванопар).

Большинство из перечисленных проблем возможно решить, применяя ступени для ЭЦН с низким солеотложением. Для этого рабочее колесо и проточные каналы направляющего аппарата выполнены из полимерных композиционных материалов (ПКМ). Учитывая вероятность возникновения высоких температур и работы в агрессивных средах, были выбраны соответствующие теплостойкие, химстойкие ПКМ.

О ПЕРСПЕКТИВАХ САМОСТОЯТЕЛЬНОГО БИЗНЕСА АГНКС В РАМКАХ ПРОЦЕССА СОВЕРШЕНСТВОВАНИЯ ВНУТРИКОРПОРАТИВНОЙ СТРУКТУРЫ ОАО «ГАЗПРОМ»

М.С. Литвинов

ООО «Волгоградтрансгаз»

В условиях многолетнего субсидирования убытков от эксплуатации АГНКС из доходов по основному виду деятельности, до сих пор отрицательно влияющего на общие технико-экономические показатели деятельности ООО «Волгоградтрансгаз», приоритетное значение приобрёл поиск экономически обоснованного механизма перехода от осуществления функций «неэффек-



тивного собственника» к исполнению функций «эффективного заказчика/подрядчика».

Отметим, что ежегодно низкий прирост объёмов реализации компримированного природного газа (КПГ) при слабой загрузке производственных мощностей АГНКС приводит к росту ежегодных убытков от данного вида деятельности.

Справедливости ради отметим, что причина отрицательной динамики технико-экономических показателей (ТЭП) деятельности АГНКС отчасти кроется в неполной реализации регионального административного ресурса. Местные власти, к сожалению, не проявили большой заинтересованности в законодательной поддержке и реализации региональных бизнес проектов в сфере производства и реализации газомоторного топлива.

Детальное рассмотрение структуры расходов на содержание АГНКС весьма убедительно представлено на рисунке. Так, в условиях нынешней динамики объёмов реализации КПГ в будущем вероятно лишь увеличение доли затрат на электроэнергию ввиду высокой энергоёмкости АГНКС-500, а также затрат на капитальный ремонт основных средств, вследствие опережающего уровня инфляции роста цен на материалы и повышенной изнашиваемости фондов. Как следствие, неизбежен рост себестоимости и отпускной цены топлива. Сложившаяся динамика показателей деятельности АГНКС при растущей цене на газ, используемый в качестве сырья для производства КПГ, больше не должна оставаться без внимания.





С одной стороны, выделение активов АГНКС из баланса ООО «Волгоградтрансгаз» полностью покрывает необходимое увеличение затрат Общества на приобретение услуг по заправке КПП собственного автотранспорта (АТ) по рыночным ценам. В то же время в перспективном отношении, по мнению специалистов ООО «Волгоградтрансгаз», списание нынешних убытков АГНКС наряду с передачей функций новой управленческой компании может не стать гарантией построения стабильных и выгодных для Общества договорных отношений с ООО «ГазпромАвтоГаз».

Взаимовыгодные отношения между старым собственником и новой управленческой компанией могут возникнуть лишь при условии взвешенного подхода ко всей процедуре организационно-правового выделения активов АГНКС, предпочтительной формой которого, на наш взгляд, являются арендные отношения. Закономерным итогом передачи активов АГНКС на условиях аренды как для дочерних Обществ, так и в отношении ООО «ГазпромАвтоГаз», безусловно, станет изменение уровня доходов, издержек, налогов и получаемой экономии. Главное, чтобы при любой из возможных альтернатив развития активов АГНКС в составе ОАО «Газпром» удалось реализовать главную задачу: обеспечить загрузку мощностей заправок, близкую их проектным показателям. При этом не следует исключать, что экономический результат для каждой из сторон может оказаться прямо противоположным.

Прогнозная модель развития газомоторного бизнеса, построенная на принципах классической экономической теории, свидетельствует о возможности достижения безубыточного уровня деятельности АГНКС лишь при условии резкого снижения постоянных затрат и роста объёмов реализации КПП, что вряд ли выполнимо в ближайшее время в ситуации нестабильного рыночного спроса и неуклонного роста эксплуатационных затрат.

В сложившихся условиях дополнительная загрузка производственных мощностей имеющегося имущественного комплекса АГНКС возможна, в том числе, за счёт реализации перспективного сервисного направления в обслуживании сторонней газобаллонной техники силами и средствами ГТО, что отчасти позволит вывести бизнес АГНКС на проектный или хотя бы безубыточный уровень. Необходимо лишь экономически выгодно использовать накопленный предприятиями ОАО «Газпром» проектно-конструкторский и производственный опыт в сфере эксплуатации АГНКС в целях развития газомоторного бизнеса в новых рыночных условиях.

В этой связи, предлагаются рекомендации, которые, возможно, найдут практическое применение и в других ГТО ОАО «Газпром»:

1. Создание современной нормативно-аналитической базы для проведения системного анализа и принятия управленческих решений о целесообразности выполнения тех или иных видов и объёмов сервисных работ (услуг).

2. Оптимизация контроля над показателями постоянных и переменных затрат на содержание сервисных групп по обслуживанию газобаллонной техники в рамках расходных статей бюджета предприятия на базе усовершен-



ствованного управленческого учёта.

3. Квалифицированное оказание услуг по транспортировке КПП на договорной основе (заказчик–подрядчик) удалённым от АГНКС потребителям (главным образом, сельхозтехнике) силами ПАГЗ.

4. Организация совместных с ООО «ГазпромАвтоГаз» проектов по созданию межхозяйственных многотопливных сервисных центров по обслуживанию газобаллонной техники.

5. Расширение клиентуры сервисных центров за счёт проведения последовательной маркетинговой и информационно-разъяснительной политики в сфере переоборудования техники для работы на КПП.

6. Подготовка специалистов в сфере обслуживания газобаллонной техники на материально-технической базе с использованием специально разработанных обучающих модульных программ в действующем Учебно-курсовом комбинате (УКК).

7. Разработка ТЭО и нормативной документации по созданию в перспективе малых проектов по производству и реализации сжиженного природного газа (СПГ) в части выполнения проектно-подрядных работ.

Надеемся, что практическая реализация указанных рекомендаций окажется полезной не только администрации ОАО «Газпром» при решении вопросов совершенствования внутрикорпоративной структуры, но также станет дополнительным стимулом для других заинтересованных лиц (производителей ГБО, АТП разных форм собственности, с/х производителей и других) в расширении области использования газомоторного топлива в своей деятельности.

ОСОБЕННОСТИ ВЫБОРА И РАСЧЕТА УЧАСТКОВ ДЛЯ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ В УСЛОВИЯХ ТЕКУЩЕГО СОСТОЯНИЯ РАЗРАБОТКИ ПЛАСТА АВ₁₋₂ ВАТЬЕГАНСКОГО МЕСТОРОЖДЕНИЯ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПК «ТРИАС»

А.В. Стенькин

ТПП «Когалымнефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ-Западная Сибирь»

Предлагается комплекс работ по гидродинамическому моделированию участков Ватьеганского месторождения для определения особенностей распределения остаточной нефтенасыщенности и выделения проблемных, с точки зрения извлечения нефти, участков, а также расчет технологико-экономических показателей вариантов доизвлечения нефти существующим фондом скважин методом резки вторых стволов.

Обоснование применения ГТМ (бурение боковых стволов) выполнено с использованием геолого-гидродинамического моделирования геологических условий и процесса разработки участков пласта АВ₁₋₂ Ватьеганского м/р в программном комплексе «ТРИАС».

Для исследований выбран стратегически важный ЭО – АВ_{1-3г} содержащий



более 65 % запасов месторождения. При росте добычи нефти по месторождению в целом по базисному объекту наблюдается падение добычи, рост обводненности, хотя отобрано всего 50 % от запроектированного, т. е. потенциал объекта еще велик, необходимо проводить мероприятия, используя при этом бездействующий и консервационный фонд скважин.

Залежь пласта характеризуется высокой зональной и послойной неоднородностью, из-за чего вырабатываются преимущественно высокопроницаемые зоны и участки; высокая неоднородность пластов приводит к формированию групп активных и неактивных запасов; имеется большой процент трудноизвлекаемых запасов нефти, приуроченных к низкопроницаемым и недонасыщенным коллекторам.

Гидродинамические расчеты позволяют выявить застойные зоны, не выделяемые при обычном анализе. Прорыв закачиваемой воды идет по наиболее проницаемым пропласткам. Первые ряды добывающих скважин находятся в достаточно промытых зонах. Наличие обширной ВНЗ приводит к преждевременному обводнению продукции, образованию конусов обводнения, блокированию запасов нефти в прикоровельной части пласта.

Высокие потенциальные возможности по увеличению нефтеотдачи имеют недренируемые зоны объектов разработки, недоступные для обычных методов увеличения нефтеотдачи и интенсификации притока, радиус действия которых не превышает 100 м. Потенциал сохранения уровня добычи нефти по месторождению заключается в подключении в процесс разработки второстепенных ЭО и участков основных ЭО, слабо вырабатывающихся при данной системе разработки. В данном случае перспективным направлением повышения нефтеотдачи является бурение боковых стволов.

Анализ бурения боковых стволов на Ватьеганском месторождении

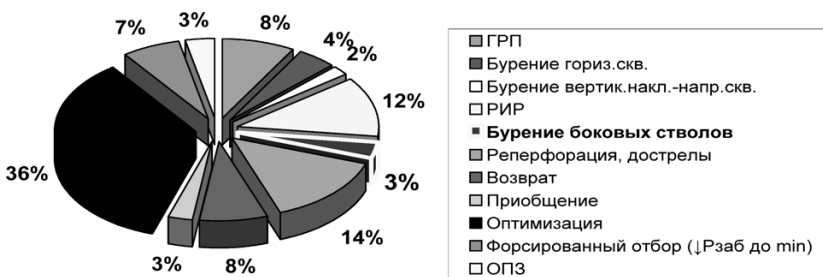


Рис.1 Распределение дополнительной добычи нефти за счет проведения мероприятий по ЦИТС «Ватьеган» за 2005г

Из всей дополнительно добытой нефти от проведения мероприятий по месторождению в 2005 г. за счет бурения вторых стволов добыто 3 %, при



этом средний прирост дебита нефти на одну скважину-операцию ярко выделяет его от основных применяемых мероприятий (рис. 2).

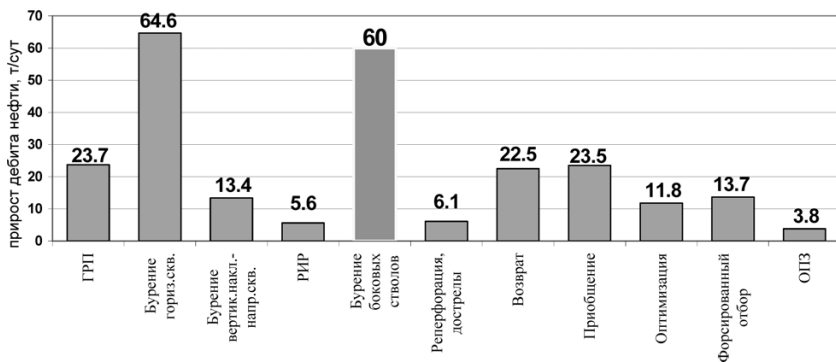


Рис. 2. Средний прирост дебитов нефти на одну скважино-операцию

Наибольший удельный эффект — 70 т/сут. получен по скважинам, пробуренным с горизонтальным окончанием. При подборе участков для зарезки боковых стволов необходимо учитывать сложную картину текущего распределения запасов, меняющуюся в процессе длительной разработки. Для зарезки боковых стволов, особенно с горизонтальным окончанием, необходимо точное представление особенностей геологического строения перспективных участков. В этих вопросах неоценимую помощь могут оказать специализированные программные комплексы.

На основе геологической модели продуктивных объектов были рассчитаны фильтрационные модели участков применения ГТМ — инструмент для анализа выработки запасов и имитации разработки участка на прогнозный период с проведением ГТМ.

РАСЧЕТ ЭФФЕКТИВНОСТИ БУРЕНИЯ БОКОВЫХ СТВОЛОВ С ИСПОЛЬЗОВАНИЕМ ПК «ТРИАС»

В качестве практического примера рассмотрен расчет бурения бокового ствола по скважине 1852. Для гидродинамических расчетов процесса разработки выделен участок между двумя стягивающими рядами, напоминающий миниэлемент разработки. Согласно рассчитанной фильтрационной модели, увеличение текущей нефтенасыщенности наблюдается в северном направлении. Из-за вертикальной неоднородности в прикровельной части пласта ввиду его худших фильтрационно-емкостных свойств сосредоточены слабо-дренируемые запасы нефти.

Для поиска наиболее рационального варианта доизвлечения этих запасов по участку в ПК была произведена имитация дальнейшей разработки участка по двум вариантам: РИР и бурение бокового ствола. При проведе-

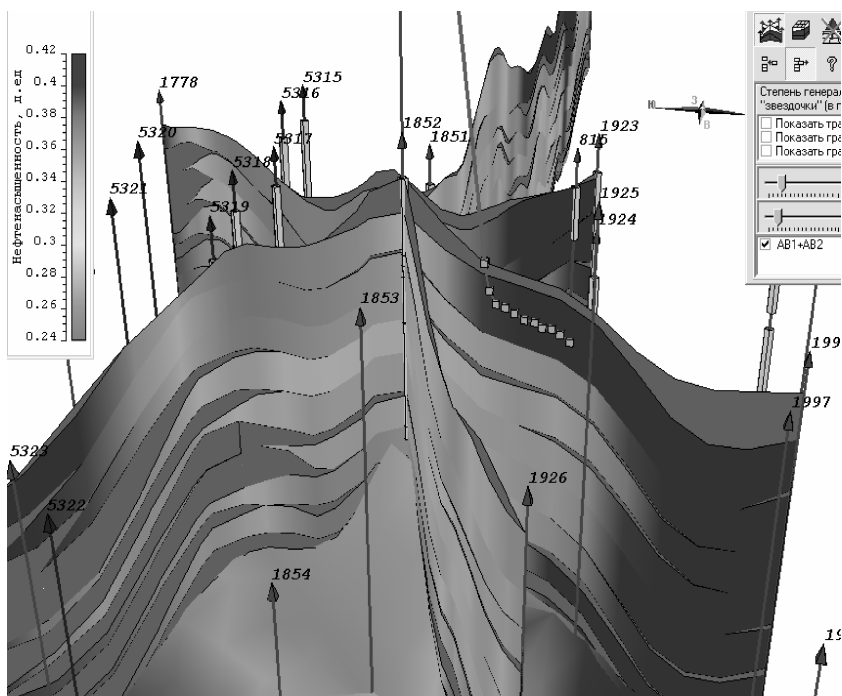


Рис.3 Процесс зарезки бокового ствола в ПК «ТРИАС»

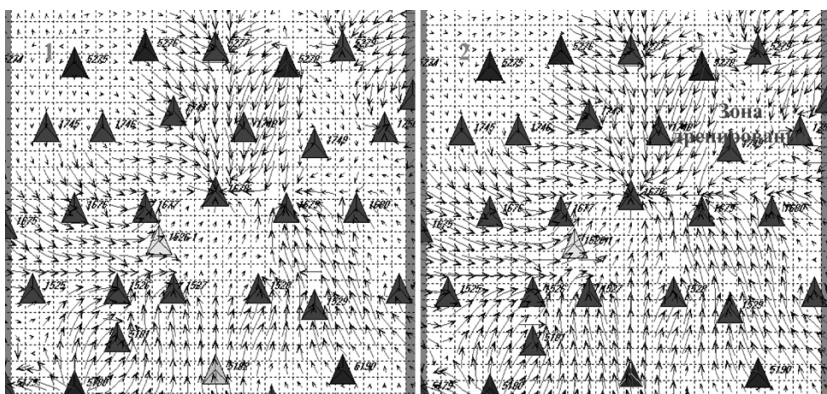


Рис.4 Карты скоростей фильтрации жидкости в пласте при базовом режиме (1) и с бурением бокового ствола (2)



нии РИР добыча нефти составит за 10 лет 17 941 т, а в результате бурения бокового ствола до 230 194 т. Соотнеся дополнительную добычу с начальным балансовым запасом по участку, получаем прирост КИН при бурении бокового ствола 11,5 %. Экономический эффект от бурения бокового ствола в скважине 1852 положителен уже в первый год работы. За десять лет работы чистодисконтированный поток наличности (ЧДПН) составил 184 млн руб, при проведении РИР ЧДПН составит 13,8 млн руб. Таким образом, с экономической и технологической точки зрения бурение боковых стволов является высокоэффективным мероприятием.

Для дальнейшего бурения боковых стволов проанализирован бездействующий и консервационный фонд скважин. Также рассматривалось их расположение относительно участков с высокими остаточными запасами нефти. Было выделено 34 перспективных скважины, по которым целесообразно проводить детальный анализ геологического строения, текущего состояния разработки и расчет технологических показателей.

Текущее состояние разработки месторождений (рост обводненности продукции и неработающего фонда скважин, неравномерность выработки запасов нефти при невысоком текущем КИН требует применения методов доизвлечения нефти в участках пласта, удаленных от промытых зон, т. е. в межскважинных участках, рядах стягивания контуров нефтеносности. Хорошие результаты по подключению неактивных запасов нефти в разработку показало бурение боковых стволов на скважинах, находящихся в бездействии и консервации.

Рост эффективности и успешности работ по бурению боковых стволов возможен при качественном подборе скважин и участков. Для этого следует выбирать местоположение вторых стволов, интервалов их вскрытия на основе закономерностей выработки запасов нефти, полученных в результате моделирования простейших элементов системы. Использование программных комплексов позволит перейти от качественного анализа, зависящего от опыта специалиста, к количественному прогнозу с объективной технологической и экономической оценкой. Данный анализ, построенный в форме минипроекта, позволяет в полной мере оценить все аспекты, влияющие на эффективность планируемого ГТМ.



МОДЕРНИЗАЦИЯ СКРЕБКОВЫХ КРИСТАЛЛИЗАТОРОВ УСТАНОВОК ДЕПАРАФИНИЗАЦИИ МАГНИТНЫМИ ДАТЧИКАМИ ВРАЩЕНИЯ СКРЕБКОВЫХ ВАЛОВ

П.В. Бакулев, А.С. Стариков

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

Цель разработки:

♦ Возможность контроля за вращением скребкового вала кристаллизатора. Так как эксплуатация кристаллизатора без использования сальникового уплотнения на конце кристаллизатора исключает возможность контроля вращения скребкового вала, контроль может производиться только при выводе кристаллизатора в ремонт и его частичной разборке.

♦ Отход от использования сальниковых уплотнений как средства контроля за вращением скребкового вала, так как это связано с большими потерями дорогостоящего растворителя, сырья и ухудшения экологической обстановки на технологическом объекте.

♦ Улучшение качества выпускаемой продукции за счет снижения количества прогревов кристаллизаторов, что позволит понизить возможность получения неудовлетворительных анализов по температуре застывания депарафинированного масла.

♦ Переход от ремонта по графику ППР к ремонту по техническому состоянию позволит снизить затраты на ремонт кристаллизаторов, связанные с заменой скребковых валов (замена всех скребковых валов кристаллизатора в ценах января 2006 года на ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» составила 900 тыс. руб.).

♦ Увеличение производительности установки депарафинизации за счет увеличения межремонтного пробега кристаллизаторов.

Для достижения поставленных целей предложено использовать магнитные датчики для контроля за вращением скребковых валов кристаллизаторов.

Модернизированный кристаллизатор в дополнение к типовому оснащению имеет съемные магнитные датчики вращения скребкового вала (1), установленные индивидуально в каждой трубе на скребковых валах (2) и прибором индикации вращения скребковых валов (3), состоящего из электромагнитной катушки и милливольтметра.

Принцип работы системы контроля основан на измерении электромагнитной индукции, возникающей в электромагнитной катушке при изменении положения магнитного датчика, в качестве прибора регистратора выступает милливольтметр.

Конструкция магнитного датчика вращения позволяет при проведении ремонтов кристаллизаторов производить их перенос на новый вал. Прибор индикации вращения скребковых валов может быть использован для диагностики вращения скребковых валов на группе кристаллизаторов. Изготовление датчиков индикации вращения возможно силами ремонтных подразде-



лений завода, для чего закупаются лишь постоянные магниты (один магнит на один датчик).

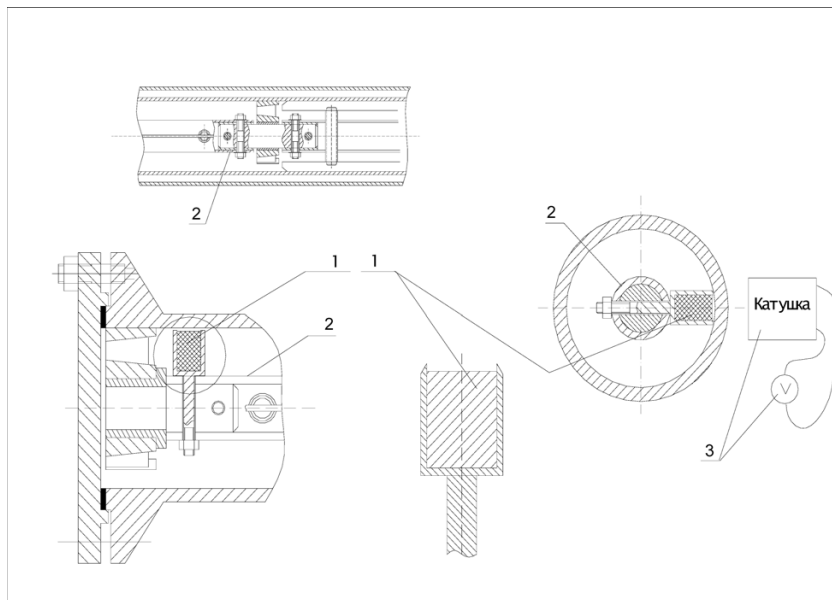


Рис. 1. Устройство магнитного датчика

Преимущества предлагаемого технического решения:

- ◆ Обеспечение непрерывного контроля за техническим состоянием скребковых валов кристаллизаторов.
- ◆ Возможность перейти от плановых ремонтов кристаллизаторов к ремонтам по техническому состоянию.
- ◆ Упрощение технического обслуживания кристаллизатора.
- ◆ При модернизации кристаллизаторов, оснащенных хвостовиками (ТУ 26-02-342-71), появляется возможность путем отказа от сальниковых уплотнений обеспечить более высокую герметичность кристаллизаторов и избежать утечек нефтепродукта через сальниковые уплотнения хвостовиков.
- ◆ Увеличение эффективности работы кристаллизаторов за счет своевременного выявления и восстановления поврежденных скребковых валов.

Анализ сравнения технико-экономических показателей предлагаемого решения с зарубежными аналогами показал, что:

По данным фирмы Exxon-Mobil (2005 г.), за рубежом на скребковых кристаллизаторах применяются только метки привода вала для визуального определения вращения, то есть только при обрыве привода вала.

Диагностика состояния скребкового вала производится только при выво-



де кристаллизатора в ремонт и его разборке.

На данный момент на установке 39-30 (производства компонентов масел, ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез») смонтированы датчики вращения на скребковых кристаллизаторах № 7 (КЭС-70) и № 5а (КАСК-90), на кристаллизаторе № 7, 1 шт. (в 2003 г.), и на кристаллизаторе № 5а, 14 шт. (начало 2004 г.).

На кристаллизаторе № 5а перед выводом в капремонт в сентябре 2004 года производились замеры вращения валов, показавшие, что все валы вращаются, что подтвердилось при его разборке (съем крышек на концах скребковых труб и пробное вращение валов приводом), пробный замер на кристаллизаторе № 7 также показал вращение вала.

Перспективами развития данной научно-технической разработки являются:

- ◆ Оснащение всех кристаллизаторов технологического объекта магнитными датчиками и устройствами контроля вращения скребкового вала.
- ◆ Автоматизация системы контроля вращения скребковых валов с выводом на пульт управления операторной.
- ◆ Использование системы контроля вращения скребковых валов на других нефтеперерабатывающих предприятиях.

МЕТОДИКА ОПРЕДЕЛЕНИЯ УРОВНЯ ТРУДОВОГО ПОТЕНЦИАЛА РАБОТНИКОВ ПРЕДПРИЯТИЯ

Т.В. Якубов, А.М. Дудаева

ОАО "Грознефтегаз"

Методика разработана для практического применения на промышленных предприятиях с целью повышения уровня трудового потенциала работников на всех уровнях иерархии отрасли (цех, участок, производство, завод, объединение, отрасль).

Для анализа трудового потенциала работников предприятия выбраны следующие показатели:

1. Уровень квалификации рабочих (удельный вес рабочих, имеющих 4, 5, 6 разряды).
2. Уровень образования (удельный вес рабочих со средним, средним специальным и высшим образованием).
3. Повышение квалификации рабочих (количество рабочих, повышающих квалификацию).
4. Число обучающихся вторым и смежным профессиям.
5. Уровень текучести кадров.
6. Уровень механизации труда (удельный вес рабочих, занятых автоматизированным и механизированным трудом).
7. Коэффициент частоты травматизма.
8. Коэффициент тяжести травматизма.
9. Среднемесячная заработная плата работающих.



10. Уровень творческой активности (удельный вес рационализаторов и изобретателей).

11. Количество нарушений общественного порядка и правил поведения в общественных местах.

Для каждого предприятия или для группы однотипных предприятий целесообразно определить свой набор показателей, максимально учитывающий их отраслевые, технологические, организационные, социальные и региональные особенности

Более того, для оценки общего уровня трудового потенциала работников цеха или предприятия целесообразно использовать «коэффициенты приоритетности» показателей, показывающие значимость представляемой социальной проблемы в каждом анализируемом объекте управления.

Коэффициенты приоритетности показателей трудового потенциала индивидуальны для каждого объекта управления в силу индивидуальности социальных проблем каждого предприятия и могут быть определены методом экспертных оценок.

Экспертами должны быть «независимые специалисты», в лучшем случае, социологи предприятия или менеджеры по персоналу

Источником информации для анализа трудового потенциала является фактическая информация по предприятию, которая находит свое отражение в первичной и статистической отчетности. По ней ранжируются подразделения предприятия, определяются их места в общей системе. На основании этой информации строятся номограммы распределения мест подразделений объекта управления по каждому из принятых показателей трудового потенциала.

Выходящим документом методики является «Альбом социальных номограмм», составленный по значениям показателей в цехах основного производства предприятия.

Итоговой номограммой методики является диаграмма ранго-мест уровня трудового потенциала работников подразделений предприятия за анализируемый период.

Далее составляются графики абсолютных значений всех показателей трудового потенциала по подразделениям, к примеру:

- метод группировок;
- метод цепных постановок.

Два последних метода используются для изучения эмпирических показателей. Кроме этого применяются методы математической статистики и моделирования для анализа показателей трудового потенциала.

В настоящей методике предполагается несколько иной подход к решению задачи получения информации для целей повышения уровня трудового потенциала работников предприятий. Этот подход характерен тем, что внутри объекта управления (обозначим объект управления ОУ, под которым понимается Министерство, Производственное объединение, предприятие, цех) по



значениям показателей трудового потенциала сравниваются все подразделения. При этом каждому показателю ОУ «присуждается» соответствующее место от 1 до m , где 1–е место — лучшее, m — худшее, при этом m равно количеству ОУ. По каждому показателю определяется социальный ориентир, относительно которого и производится распределение мест.

Исходная таблица – матрица анализа имеет следующий вид:

Таблица 1

**Абсолютные значения показателей
трудового потенциала работников предприятия**

Подразделения предприятия	Показатели трудового потенциала			
	1	2	... j n ...
1	a_{11}	a_{12}	... a_{1j} ...	a_{1n}
2	a_{21}	a_{22}	... a_{2j} ...	a_{2n}
...
...
i	a_{i1}	a_{i2}	... a_{ij} ...	a_{in}
...
...
m	a_{m1}	a_{m2}	... a_{mj} ...	a_{mn}

Обозначения:

1, ..., i, ..., m — номера (названия) подразделения предприятия,

1, ..., j, ..., n — номера (названия) показателей трудового потенциала,

a_{ij} — абсолютное значение j–го показателя трудового потенциала в i–ом подразделении предприятия

Подразделения предприятия ранжируются по каждому показателю в соответствии с социальными ориентирами и их ранго-места заносятся в таблицу № 2.

Таблица 2

**Ранго-места подразделений предприятия
по показателям трудового потенциала**

подраз деления, предприятия	Показатели трудового потенциала			
	1	2	... j n
1	b_{11}	b_{12}	... b_{1j} ...	b_{1n}
2	b_{21}	b_{22}	... b_{2j} ...	b_{2n}
...
i	b_{i1}	b_{i2}	... b_{ij} ...	b_{in}
...
...
m	b_{m1}	b_{m2}	... b_{mj} ...	b_{mn}



Обозначения :

$1, \dots, i, \dots, m$ — номера (названия) подразделения предприятия,

$1, \dots, j, \dots, n$ — номера (названия) показателей трудового потенциала,

b_{ij} — ранго – место i -го подразделения предприятия по j -ому показателю трудового потенциала.

Таблица 2 является систематизированным предметом анализа, который проводится по ее столбцам и строкам.

В результате анализа по столбцам выявляются узкие места внутри предприятия, появляется возможность изучать и анализировать опыт лучших подразделений, концентрировать внимание на слабых звеньях, отстающих подразделениях, направить внимание их руководителей на опыт лучших. Предлагается для оценки деятельности трудовых коллективов использовать социальные ориентиры: лучшие значения показателя по отрасли, по объединению, по предприятию.

По результатам такого анализа строится график ранжированных подразделений предприятия по каждому показателю (рис. 1).

Следующим этапом анализа является обобщение полученной информации таблицы 2 по каждому подразделению, т. е. по ее строкам. Цель такого обобщения заключается в определении суммы мест по каждому подразделению, а по ним — распределение подразделений по местам от i до n по всем показателям.

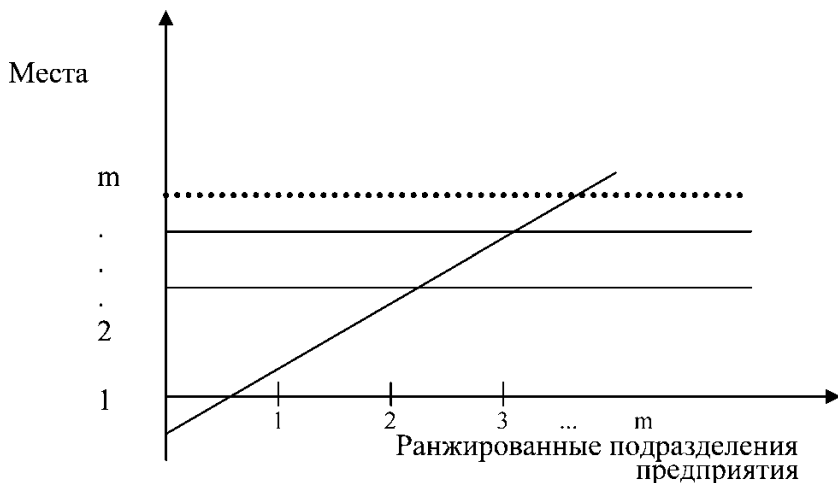


Рис.1. Ранго-места подразделений предприятия по j -ому показателю трудового потенциала

Обозначения:

$1, 2, 3 \dots \dots m$ — по оси абсцисс — ранжированные подразделения по j -ому



По строкам и столбцам таблицы проводится анализ подобно анализу таблицы 1, описанному выше. Для наглядного отражения уровня трудового потенциала строится график (рис. 2).

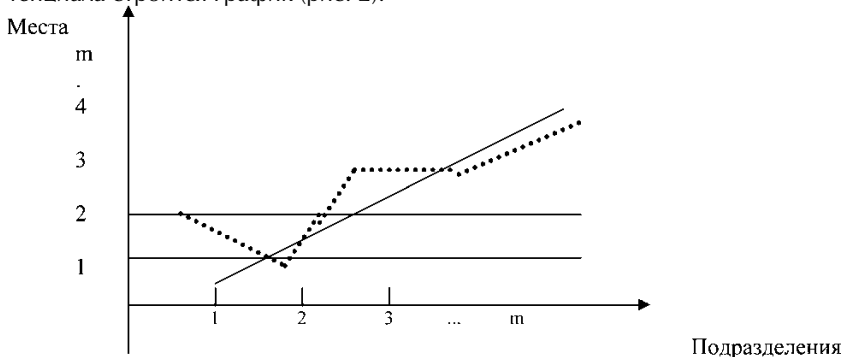


Рис.2 Ранго-места подразделений предприятия по уровню трудового потенциала

Обозначения:

1,2, ...m — по оси абсцисс — ранжированные подразделения предприятия по уровню трудового потенциала

1,2, ...m — по оси ординат — места, занимаемые подразделениями

----- — ранго-места уровней трудового потенциала подразделений предприятия

Методика определения уровня трудового потенциала работников предприятия может быть применена к разным ОУ: подразделениям предприятия, предприятиям, объединениям, подотраслям и отраслям.

При переходе от одной к другой иерархической ступени управления осуществляется описанный выше алгоритм анализа, рассматриваются лишь показатели различных уровней агрегирования.

ПОВЫШЕНИЕ ЭФФЕКТИВНОСТИ РАБОТЫ НАСОСНОГО ОБОРУДОВАНИЯ И ЗАПОРНО-РЕГУЛИРУЮЩЕЙ АРМАТУРЫ ЗА СЧЕТ ПРИМЕНЕНИЯ УПЛОТНИТЕЛЬНЫХ МАТЕРИАЛОВ НА ОСНОВЕ ТЕРМОРАСШИРЕННОГО ГРАФИТА

А.А. Плесовских

ОАО «Юганскнефтегаз» НК «Роснефть»

Эксплуатационная безопасность, срок службы и экономичность оборудования в значительной мере зависит от безотказного функционирования сальниковых уплотнений.



В связи с этим основные требования, которые предъявляются к сальниковым уплотнениям: обеспечение герметичности в течение всего межремонтного периода, минимальные потери на трение, отсутствие коррозии штоков, а так же большой ресурс, позволяющий существенно увеличить межремонтный период.

В связи с этим материал набивок должен обладать термостойкостью, стабильностью механических свойств и объема в течение всего срока эксплуатации, износостойкостью и сопротивлением экструдированию, низким коэффициентом трения, химической инертностью и нетоксичностью. Также немаловажными являются стоимость и доступность набивок.

Применяющиеся длительное время для уплотнения сальниковых узлов арматуры и насосного оборудования материалы не могут отвечать указанным требованиям в полной мере.

С начала 90-х годов началось применение для уплотнения соединений арматуры колец, изготовленных из терморасширенного графита (ТРГ). Опыт эксплуатации терморасширенного графита в качестве материала для уплотнения арматуры показал, что он наиболее полно отвечает требованиям обеспечения герметичности узлов арматуры, так как материал не выгорает, не стареет, не затвердевает, его свойства не изменяются в процессе длительной эксплуатации, мягкость и низкий коэффициент трения позволяют увеличить ресурс и межремонтный период, коррозионная активность уплотнений из ТРГ существенно ниже асбестовых. Его применение особенно эффективно в арматуре, эксплуатируемой при больших давлениях и температуре.

Терморасширенный графит (ТРГ) является материалом нового поколения.

Обладая всеми положительными качествами графита – термостойкостью, химической стойкостью, низким коэффициентом трения, терморасширенный графит имеет пластичность, позволяющую формовать изделия из него без введения какого-либо связующего. На пластичность расширенного графита не оказывают влияния ни повышенные температуры, ни термоциклирование, ни время.

Характеристики изделий из ТРГ:

◆ Уплотнения из ТРГ очень надежны и не требуют дополнительного обслуживания.

◆ В отличие от асбеста, теряющего с течением времени эластичность, массу и объем (что требует периодического дополнительного уплотнения соединений), изделия из ТРГ лишены этих недостатков.

◆ В отличие от фторопласта, не выдерживающего высоких температур и давлений, изделия из ТРГ работают при температурах до 560 °С и выше (в зависимости от условий эксплуатации) и давлении 400 атм.

◆ В отличие от углеродных набивок, выдерживающих большие температуры, но проницаемых для газов и жидкостей, изделия из ТРГ абсолютно непроницаемы уже при плотности 1 г/см³.

◆ Изделия из ТРГ многофункциональны: они пригодны для работы в кислотах, щелочах и других агрессивных жидкостях и растворах; органических



растворителях; нефти и питьевой воде, следовательно, отпадает необходимость держать на складах набивки и уплотнения различного назначения.

♦ Ресурс работы по пути скольжения для асбеста составляет 600 м, для изделий из ТРГ — 10 000 м.

♦ Терморасширенный графит очень мягок, поэтому оказывает минимальное воздействие на соприкасающиеся с ним металлические поверхности (шток задвижки, вал насоса и др.).

Таблица 1

Сравнение эксплуатационных характеристик набивок различных марок и набивки из ТРГ

Материал набивки	Среда		Ресурс скольжения по стали, метров	Срок эксплуатации, лет		РЕСУРС	
	Давление, МПа	Температура °С		Общ. срок	В составе изделия	Гарантированный	Полный средний
АГИ	25	565	300	20	15	3000	11000
АФТ	31	250	150	5	3	1500	6000
АП	4,5	300	100	5	3	1000	3000
ТРГ	40	565	10000	Не ограничен	Не ограничен	10000	30000

В настоящее время для производства ТРГ используется крупночешуйчатый графит. Природно-кристаллический графит окисляют в химическом реакторе с концентрированной серной кислотой в присутствии перекиси водорода. Перекись водорода необходима для обогащения смеси атомарным кислородом, который «подтравливает» поверхность частиц графита, способствуя внедрению серной кислоты в межслоевое пространство кристаллической решетки.

Процесс термического расширения заключается в том, что окисленный графит подвергают термоудару со скоростью нагрева $400 \div 600$ °/сек. Благодаря высокой скорости нагрева происходит резкое выделение газообразных продуктов разложения внедренной серной кислоты из кристаллической решетки графита. В результате межслоевое расстояние увеличивается ~ в 300 раз и маленькая чешуйка графита принимает форму «червячка» длиной 6–10 мм. В процессе термообработки происходит выделение паров воды, сернистого и серного ангидридов. Отделение этих веществ должно происходить быстро и при температурах выше 400 °С в связи с возможностью конденсации и адсорбции вышеуказанных продуктов разложения на расширенном (расширенном) графите при более низких температурах, что приведет к увеличению коррозионной активности материала. Именно качественное разделение графита и газовой фазы при температуре значительно выше 400 °С позволяет обеспечивать содержание серы менее 0,15 % в ТРГ.

Это приводит к снижению кислотности получаемого материала до нейтральной и слабощелочной среды (для водной вытяжки $pH \geq 7,0$), что обеспе-



чивает уменьшение коррозионной активности изделий из ТРГ (коррозии металлических поверхностей в месте контакта с уплотнительным материалом).

Расширенный графит обладает хорошо развитой поверхностью, и благодаря этому он хорошо прокатывается в фольгу и прессуется.

Процесс прокатки можно разделить на три стадии. На первой стадии из свободно насыпанного терморасширенного графита формируется графитовый мат с низкой плотностью, на второй стадии мат прокатывается до необходимого размера, на третьей стадии происходит калибровка.

Преимущество крупночешуйчатого графита состоит в том, что при его расширении образуются крупные «червячки», которые легче и качественнее прессуются. Это объясняется тем, что «червячки» имеют большую площадь поверхности, следовательно, увеличивается сила сцепления между частицами. Фольга, полученная при прокатке крупных «червячков» имеет лучшие механические свойства (прочность и пластичность), что существенно сказывается на качестве конечной продукции: колец, нитей и др.

Прокатанную фольгу разрезают с помощью дисковых ножниц на тонкие ленточки необходимой ширины и сматывают на кассеты. Таким образом получают заготовки для прессования колец и получения нити для плетения сальниковой набивки.

Основные факторы, негативно влияющие на работу насосов, это высокое содержание газа и большое содержание механических примесей в перекачиваемой жидкости (особенно на тех месторождениях, где производится ГРП). Рассмотрев влияние использования различных марок сальниковых уплотнений, применяемых на насосах марки ЦНС 300x120-600, на периодичность их замены и на продолжительность межремонтного периода насосов ЦППН-8 (в режиме ДНС) и ДНС-3 ЦППН-1 (таблица 2) можно сделать вывод, что использование сальниковой набивки на основе асбеста в данных условиях приводит к быстрому износу роторной гайки и частой замене сальниковых колец. Этот факт обусловлен физико-химическими свойствами данных типов сальниковой набивки, а также свойствами перекачиваемой жидкости. В частности, высокое содержание крупных механических примесей (частицы до 1.4 мм в эмульсии, поступающей на ЦППН-8), попадающих в сальниковую камеру, приводит к повышенному трению сальника по валу и является основной причиной быстрого износа сальника, а также роторной гайки и рубашки вала. Таким образом, набивки на основе асбеста не обеспечивают стабильную эксплуатацию насосного оборудования. Количество ремонтов по причине необходимости замены роторной гайки или рубашки вала в некоторых случаях в 3–4 раз выше нормы.



Таблица 2

Влияние содержания механических примесей в перекачиваемой жидкости и марки сальниковой набивки на работу насоса.

Параметр	ЦППН-8 (в режиме ДНС)			ЦППН-1 (ДНС-3)		
	Марка применяемой набивки					
	АФТ	АП	АГИ	АФТ	АП	АГИ
Марка насоса	ЦНС 300x480			ЦНС 300x300		
Периодичность замены сальниковых колец, час.	184	336	327	920	1440	1260
Периодичность замены роторной гайки, час.	1361	1688	2316	4600	5200	5200
Периодичность проведения капитального ремонта, час.	1985	3454	3988	6000-8000		
Плановый МРП, час	10000			8600		
Среднее содержание мех. примесей в жидкости, мг/л.	455			128		

Испытание сальниковой набивки на основе терморасширенного графита в условиях ДНС-3 (ЦППН-1 УПНИГ ОАО «Юганскнефтегаз») показало достаточно высокие результаты. Набивка отработала на насосе около 7000 часов без замены, при этом износ роторной гайки и рубашки вала были минимальными, что при использовании набивок на основе асбеста невозможно.

В цехе подготовки и перекачки нефти № 8 ОАО «Юганскнефтегаз» была установлена сальниковая набивка на основе ТРГ на «коренной» задвижке Ду 500 Ру 64. После установки данной набивки пропуск нефти по сальнику прекратился. По настоящее время нет необходимости в замене либо подтяжке сальника.

Набивки ТРГ предназначены для работы на паре и воде, нефти и нефтепродуктах, агрессивных химических средах, их наличие на складе гарантирует решение практически всех проблем, связанных с процессами герметизации. В связи с этим нет необходимости приобретать и хранить на складе много различных уплотнительных материалов — резин, фторопластов, асбеста, ХБ и прочих. Более дорогая набивка ТРГ позволяет экономить деньги за счет существенного снижения общего потребления набивок, уменьшения затрат на эксплуатацию и безаварийной работы оборудования.



АВТОМАТИЗИРОВАННАЯ СИСТЕМА УПРАВЛЕНИЯ ЗАГРУЗКОЙ, ВЫГРУЗКОЙ И РЕГЕНЕРАЦИЕЙ КАТАЛИЗАТОРА НА УСТАНОВКЕ РК И ГДА КГПН

М.Ю. Лепихин, И.А. Шипилов, В.Н. Таболин

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

На установке РК и ГДА комплекса глубокой переработки нефти внедрена система управления процессами загрузки, выгрузки и регенерации катализатора. Данная система в Российской Федерации внедрена впервые.

По имеющимся данным, на аналогичных объектах в других странах имеется только система управления загрузкой и выгрузкой катализатора, а процесс регенерации производится в сторонних организациях.

Научно-технический уровень разработки соответствует мировому и обеспечивает полную автоматизацию процессов загрузки, выгрузки и регенерации катализатора.

Особенностью данной разработки является то, что контроллер Tricon фирмы Triconex, на котором реализована программа управления, это контроллер противоаварийной защиты, и набора его стандартных средств недостаточно для реализации логики функциональных последовательностей, на основе которых разрабатываются системы управления периодическими процессами. Реализация управления процессами загрузки, выгрузки и регенерации катализатора с использованием только стандартных библиотек Tricon представляет собой довольно сложную задачу, требующую достаточно большого числа рутинных операций, что, в свою очередь, приводит к большему количеству ошибок со стороны программиста.

Поэтому с целью упрощения и унификации написания логики управления процессом регенерации разработаны логические последовательности.

Внедрение системы управления процессом загрузки, выгрузки и регенерации катализатора позволило:

- ♦ проводить процессы загрузки, выгрузки и регенерации катализатора на установке — отсюда сохранение постоянной достаточно высокой активности катализатора;
- ♦ избежать лишних затрат на регенерацию катализатора, т. к. процесс ведется непосредственно на площадке, катализатор не вывозится для регенерации в сторонние организации;
- ♦ снизить до минимума влияние человеческого фактора и вероятность ошибок, снизить трудозатраты;
- ♦ осуществить оперативный доступ к информации о ходе процессов загрузки, выгрузки и регенерации катализатора в режиме реального времени;
- ♦ выявлять критические ситуации, извещать о них, быстро принимать решения по их устранению;
- ♦ повысить уровень квалификации работников с учётом применения новых средств автоматизации.



Система внедрена и сдана в промышленную эксплуатацию. Все поставленные задачи, цели и необходимые условия при создании данной системы выполнены. Разработку можно использовать для автоматического и автоматизированного управления процессами загрузки, выгрузки и регенерации катализатора.

ПОЛУЧЕНИЕ ОСНОВЫ АВИАЦИОННОГО МАСЛА

И.Я. Голузинец, Р.Д. Балашов

ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка»

Цель разработки — получение основы авиационного масла ИПМ-10 с использованием высококачественного побочного продукта процесса изомеризации гача.

Получение основы авиационного масла ИПМ-10 на комплексе КМ-3 (ООО «ЛУКОЙЛ-Волгограднефтепереработка») дает возможность производства авиационных масел из отечественных компонентов.

Разработанная институтом «ВНИИ НП» технология получения основы авиационного масла ИПМ-10 на комплексе КМ-3 включает в себя гидроочистку (катализатор ГК-35), гидроизомеризацию и глубокое гидрирование (катализатор АП-56, ГИ-03М), ректификацию, глубокую депарафинизацию и адсорбционную очистку.

На основе проведенных ОАО «ВНИИ НП» исследований было предложено вырабатывать базовый компонент авиационного масла ИПМ-10 другим способом — олигомеризацией альфа-олефинов и гидростабилизацией олигомеризата. Получаемое таким образом полиальфаолефиновое масло ПАОМ-4 является аналогом ранее вырабатывающегося изопарафинового масла (ИПМА-10) и соответствует ему по всем физико-химическим характеристикам. Нефтяные смазочные масла меньше влияют на резину, чем масла синтетические, для которых подбирают специально маслостойкие резины.

В настоящее время проведенная реконструкция КМ-3 и использование катализатора фирмы «Шеврон» позволяет получать масло базовое изопарафиновое «ЛУКОЙЛ-VHVI-4» (III группа масел). При его производстве с использованием процесса гидроизомеризации гача образуется 32 % побочного продукта — «легкого масла», который до сих пор не нашел эффективного применения. Компанией «ЛУКОЙЛ» и руководством ООО «ЛУКОЙЛ-ВНП» была поставлена задача максимального использования всех продуктов, получаемых в результате переработки гача на комплексе КМ-3.

Опыт освоения процесса гидроизомеризации гача показал, что при производстве масла базового изопарафинового происходит не совсем четкая ректификация в вакуумной колонне К-402, т. е. происходит наложение целевой фракции на фракцию «легкого масла».



Исследование побочного продукта «легкого масла» показало потенциальное содержание фракции 360-420^oC основы «изопарафинового масла ИПМ-10» (табл.1).

Извлечение из этого «легкого масла», с использованием ректификации, этой узкой фракции 360–420 °С не позволит получить основу ИПМ-10, т. к. несмотря на высокую степень изомеризации, она не имеет необходимую температуру застывания. Снижение температуры застывания возможно осуществить с использованием катализатора СГК-1.

Таблица 1

Фракционный состав побочного продукта процесса гидроизомеризации гача, «легкого масла»

№ п/п	Фракционный состав, °С	Показатель
1	Начало кипения	262
2	5 % выкипает	304
3	40 % выкипает	359
4	95 % выкипает	416
5	Конец кипения	456

Производство основы авиационного масла на комплексе КМ-3 проводилось в два этапа (рис. 3) :

- 1) накопление побочного продукта «легкого масла» процесса гидроизомеризации гача;
- 2) гидрокрекинг «легкого масла» с последующим глубоким гидрированием. Качество сырья — «легкого масла» — приведено в табл. 2.

Таблица 2

Показатели качества «легкого масла»

№ п/п	Показатель	
1	Вязкость кинематическая при 100 °С	2,3
2	Температура вспышки, определяемая в открытом тигле, °С	175
3	Плотность определяемая при 20 ^o , С	804
4	Температура застывания, °С	30

Использование селективного катализатора СГК-1 (для гидрокрекинга парафинов) требовало повышенного внимания к подбору режима, т. к. поры катализатора СГК-1 не пропускают в глубь изомеризованные молекулы парафинов и процесс должен протекать на поверхности катализатора, что скажет-



ся на конверсии «легкого масла» в низкозастывающий гидроизомеризат. На секции стабилизации и ректификации необходимо было получить достаточно узкую фракцию с жесткими показателями по испаряемости, кинематической вязкости при 50 и 100 °С.

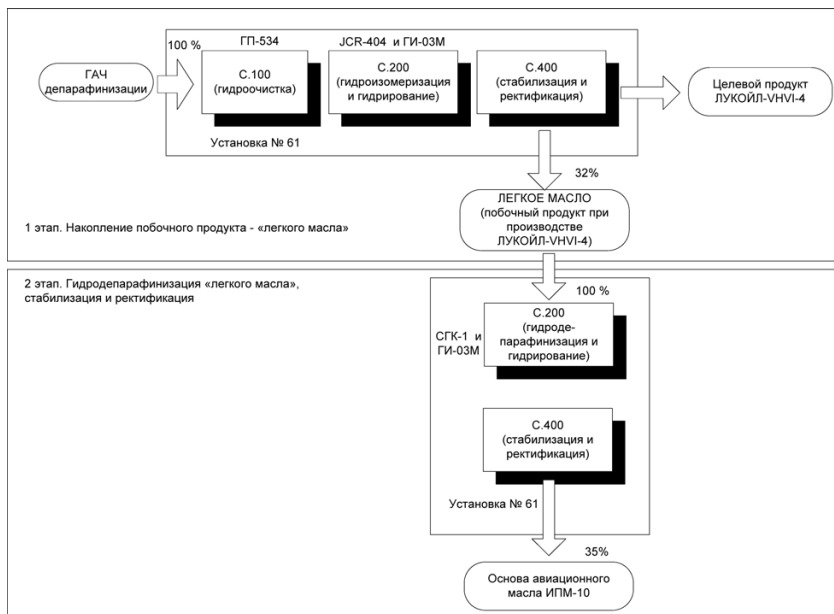


Рис. 3. Блок-схема получения основы ИПМ-10 на КМ-3

Основной задачей в работе стал подбор технологического режима секции гидродепарафинизации и гидрирования, секции стабилизации и ректификации.

Чтобы снизить влияние термической деструкции, а также для повышения выхода низкозастывающего гидрогенерата, процесс проводили при минимальной объемной скорости подачи «легкого масла».

В ходе проведенного опытно-промышленного пробега была получена основа авиационного масла, качество которой приведено в таблице 4.



Таблица 4

**Основные показатели качества авиационного масла, полученные
во время опытно-промышленного пробег**

№ п/п	Показатели	Основа ИПМА-10 норма по ТУ 38.101228	Масло базовое изопарафиновое норма ТУ 38.401117	Мин. по вязкости	Макс. по вязкости	Переданный для исследования ОИЦ
1	Вязкость кинематическая, сСт - при 50 °С, - при 100 °С, - при минус 40 °С,	9,2-10 3,0-4,0 не более 1900	не менее 3,0 9,0 -	8,65 3,16 2131	10,78 3,51 2542	10,12 3,44 2384
2	Температура вспышки, определяемая в открытом тигле, °С	не ниже 193	не ниже 190	210	214	207
3	Температура застывания, °С	минус 50	минус 50	минус 52	минус 50	минус 50

Проведенный опытно-промышленный пробег показал возможность получения основ авиационных масел на комплексе КМ-3.

Полученная основа для производства авиационного масла ИПМА 10 имеет отклонение по показателю «вязкость кинематическая при -40», но соответствует требованиям на «масло базовое изопарафиновое, применяемое для смазки газоперекачивающих установок с приводом от авиационных двигателей и для смазки теплонапряженных турбореактивных двигателей» ТУ 38.401117-91.

Полученный продукт был передан в опытно-исследовательский цех, где анализ фракционного состава показывает, что из-за нечеткого разделения на первом этапе производства основы ИПМ-10 (накопления легкого масла на стадии получение масла базового изопарафинового) наличие «тяжелых» компонентов, выкипающих выше 420 °С.

Корректировка фракционного состава в лаборатории опытно-исследовательского цеха доказала возможность получения основы авиационного изопарафинового масла ИПМ-10 на комплексе КМ-3 после проведения четкого фракционирования сырья на первом этапе производства (табл. 5).

Фактические показатели качества образца, отобранные по минимальной и максимальной вязкости.



Таблица 5

**Показатели качества авиационного масла, полученного корректировкой
фракционного состава в опытно-исследовательском цехе**

№ п/п	Показатели	Основа ИПМА-10 норма по ТУ 38.101228	Образец переданный для исследования ОИЦ	Образец с корректировкой фр. состава К.К. 430°С	Образец с корректировкой фр. состава К.К. 420°С
1	2	3	4	5	6
1	Вязкость кинематическая, сСт - при 50 °С, - при 100 °С, - при минус 40 °С	9,2-10 3,0-4,0 не более 1900	10,12 3,44 2383,8	9,69 3,34 1932,7	9,25 3,17 1746,8
2	Температура вспышки, определяемая в открытом тигле, °С	не ниже 193	207	207	207
3	Температура застывания, °С	минус 50	минус 50	минус 56	минус 56
4	Кислотное число, мг КОН на 1 г масла	не более 0,01	0,0025	0,0025	0,0025
5	Плотность при 20 °С, г/см ³	0,810-0,830	0,814	0,813	0,812
6	Показатель преломления, при 20°С,	1,4530- 1,4550	1,4535	1,4531	1,4528
7	Зольность, % не более	0,005	0,005	0,005	0,005
8	Содержанием мех. примесей, %	отс	отс	отс	отс
9	Содержание водорастворимых кислот и щелочей	отс	отс	отс	отс
10	Содержание воды	отс	отс	отс	отс
11	Анилиновая точка, °С, не ниже	112	115	114,6	114,2

Проведенный опытно-промышленный пробег показал возможность получения основ авиационных масел на комплексе КМ-3.

При этом использование побочного продукта, образующегося при выработке базового компонента ЛУКОЙЛ VHVI-4, в качестве сырья для получения основы авиационного масла открывает направление смазывающих масел для действующей и перспективной авиационной техники, а также смазок для газоперекачивающих установок с приводом от авиационных двигателей. Рентабельность производства авиационного масла ИМП-10 составит 152,8 %.



- Освоение производства основ авиационных масел позволит:
- улучшить технико-экономические показатели комплекса КМ-3;
 - расширить ассортимент выпускаемой перспективной высококачественной продукции;
 - максимально использовать побочные продукты процесса гидроизомеризации гача, не имеющие аналогов в России;
 - позволит диверсифицировать и наладить выпуск авиационных масел на основах произведенных в России;
 - повысить рентабельность производства.

РЕШЕНИЕ ПРОБЛЕМ ПОДГОТОВКИ ВЫСОКОВЯЗКОЙ НЕФТИ

В.В. Букин

ОАО «Оренбургнефть»

Максимально эффективное использование нефтепромысловых установок подготовки нефти подразумевает:

- ◆ Значительное улучшение отстоя пластовой в аппаратах-отстойниках.
- ◆ Снижение остаточного содержания нефти в воде, поступающей в систему поддержания пластового давления.
- ◆ Снижение давления первичной сепарации нефти.
- ◆ Исключение преждевременного закоксовывания коллекторов аппаратов предварительного сброса.
- ◆ Сведение к минимуму использования специализированной нефтепромысловой техники.

ПРИМЕНЕНИЕ ГЕОИНФОРМАЦИОННЫХ СИСТЕМ (ГИС) ДЛЯ АНАЛИЗА ДАННЫХ О СОСТОЯНИИ ОБЪЕКТОВ ТРАНСПОРТА ГАЗА

А.Ю. Николаенко, А.В. Попов, А.Н. Распутин

Инженерно-технический центр – филиал ООО «Уралтрансгаз»

Разработка единой геоинформационной базы данных, описывающей объекты транспорта газа, предназначена для автоматизации производственной и управленческой деятельности подразделений ООО «Уралтрансгаз», обеспечивающих безопасную эксплуатацию магистральных трубопроводов.

Цели создания ГИС :

1. Повышение достоверности принятия управленческих решений на основе оперирования и предоставления совокупности цифровых картографических данных, паспортных, технологических и эксплуатационных материалов;
2. Уменьшение материальных затрат на выполнение эксплуатационных плановых регламентных, ремонтных и аварийных работ;
3. Обеспечение возможности получения экспресс-оценки ресурса без-



аварийной эксплуатации линейной части;

4. Исключение ошибок и сокращение времени при оформлении отчетной документации.

Пространственная информация (территориальное расположение) в связи с большой протяжённостью газопроводов становится всё более востребованной. Знание точного положения объектов необходимо для решения многих вопросов. Суть системы состоит в привязке множества несвязанных интересующих данных к определённой точке на местности. Но накопление данных становится бесполезным, если доступ к интересующей информации невозможен или затруднён избыточностью или неупорядоченностью данных. Поэтому следует тщательно выбирать аппарат для получения, обработки и управления информацией. Инструментом для решения таких проблем могут стать геоинформационные системы.

Исходя из экономических требований обслуживания газопроводов по их техническому состоянию, база данных необходима для определения приоритетности участков, подлежащих ремонту или требующих пристального внимания со стороны эксплуатирующих служб.

Магистральные газопроводы предприятия «Уралтрансгаз» к настоящему времени представляют собой сложную систему, состоящую из участков, различающихся по сроку эксплуатации, типу изоляции, состоянию этой изоляции и находящиеся в различных почвенно-климатических условиях.

Для прогнозирования коррозионных отказов всей газотранспортной системы актуальными становятся работы по обобщению и анализу технического состояния газопроводов в рамках единой геоинформационной системы (ГИС). База данных должна содержать оптимум информации, предоставляемой в доступном для специалистов виде. При этом, учитывая сложность задачи обобщения такого огромного, даже при оптимизации, потока узкоспециальных технических сведений, необходимо уметь объединять и анализировать те из них, совокупность которых даст ответ на поставленный запрос о техническом состоянии.

Для безопасной эксплуатации МГ необходима достоверная, оперативная (текушая) оценка технического состояния.

ГИС имеет ряд преимуществ, которые необходимы для оперативного и корректного (с учётом ресурса) вмешательства в текущий режим работы газотранспортной системы. В Инженерно-техническом центре (ИТЦ) ООО «Уралтрансгаз» ведутся следующие работы в рамках ГИС:

1. Создание поисково-справочной системы с автоматизацией работы специалистов всех технических направлений с разномасштабными цифровыми картографическими данными и технологическими схемами. На сегодняшний день ведётся оперирование и навигация между обзорными картами масштаба 1:1 000 000, вдольтрассовыми геодезическими съёмками масштабов 1:5 000 и 1:1 000, топографическими планами пром. площадок масштаба 1:500.

2. Определение местоположения дефектов линейной части по результатам внутритрубной инспекции. Скопление тематически отсортированных



по глубине дефектов (докритические, критические, закритические) может определить:

- процентное распределение дефектов ($\alpha_{\text{кд}}$ — интегральный показатель коррозионного состояния участка);
- плотность распределения по трассе газопровода ($\beta_{\text{н}}$ — коэффициент неравномерности плотности коррозионных повреждений);
- привязка больших групп дефектов к географическим особенностям (болота, пересечения и приближения к ж/д и автодорогам, близость других источников блуждающих токов),

а также:

- участки высокой, повышенной, умеренной (ВКО, ПКО, УКО) коррозионной активности;
- вид диагностики для детального обследования и выяснения генезиса коррозии;
- метод ремонта (лупингование, переизоляция и т. д.);
- длину ремонтируемого участка с учетом болот и других географических факторов;
- пути подъезда
- прогнозировать время окончания земляных работ

3. Совмещение накопленных данных. В настоящее время внутритрубная дефектоскопия (ВТД) является наиболее достоверным и информативным способом. Однако позволяя своевременно увидеть критические и закритические дефекты, ВТД ничего не говорит о причинах их образования и необходимых мероприятиях по недопущению их в будущем. Кроме того, часть старых газопроводов по техническим причинам не может быть обследована методами ВТД, либо только после значительной реконструкции. Поэтому для таких газопроводов электрометрия остается основным методом диагностического обследования, а работы по совмещению накопленных данных становятся всё более актуальными. Совместный анализ данных ВТД и наземного электрометрического обследования позволяет вплотную подойти к созданию математической модели коррозии МГ, оценить значимость действующих факторов и их взаимного влияния.

4. Картографическое сопровождение технических проектов и отчётов.

В настоящее время в ИТЦ используется лазерный течеискатель, предназначенный для обнаружения мест утечки газа с воздуха. Метод очень производительный и эффективный, так как позволяет обследовать протяжённые участки с большой точностью локализации места утечки. Конечным результатом поиска является географическая координата на местности (долгота, широта), полученная GPS навигатором, установленным на вертолёте. Впоследствии, по этим данным с использованием ручного навигатора ремонтная бригада может найти предполагаемое место утечки газа. Но ввиду отсутствия



спутниковых навигаторов и специалистов в службе ЛЭС ЛПУ, владеющих этой технологией, локализация дефектных участков является затруднительной. Для того чтобы ремонтная бригада без использования дополнительных навыков и средств могла найти указанную координату текстовый отчет дополняется обзорным разномасштабным картографическим материалом.

Лицензионная версия программы MapInfo 7.5, имеющаяся в ИТЦ, позволяет привязать “безликую” координату к географической карте местности и электронному плану газопровода. Задачу локализации места утечки существенно упрощает её привязка к характерным маркерам по трассе газопровода (линейные краны, КИПы, переходы под дорогами и др.).

Имея на руках такой план, можно значительно сократить время на поиск места утечек, уменьшить число выездов с этой целью, планировать место и время проведения работ.

На сегодняшний момент ИТЦ обобщена картографическая информация о местоположении основной газотранспортной системы ООО «Уралтрансгаз». В стадии разработки находится создание электронной базы данных об объектах транспорта газа, на основе СУБД Oracle. Формируется поисково-справочная система, производится совместный анализ данных ВТД с наземными электрометрическими обследованиями и выдача расшифровки по результатам вертолетного течеискателя. В настоящем виде система начинает использоваться для выдачи рекомендаций по выводу участков газопроводов в капитальный ремонт.

СОЗДАНИЕ ЭЛЕКТРОННОЙ БАЗЫ ДАННЫХ ПО ОЦЕНКЕ ДЕЛОВЫХ И ЛИЧНОСТНЫХ КАЧЕСТВ РАБОТНИКА

И.В. Минаева, В.В. Гаврилов

ООО «Лентрансгаз»

Главной целью работы организационного психолога является обеспечение всех процессов управления персоналом.

Одним из крупномасштабных направлений деятельности на производстве является психологическая оценка персонала и претендентов на вакантные должности в организации. Данное направление позволяет решать следующие основные задачи:

- определение соответствия качеств личности психологическим требованиям профессии;
- выявление управленческого потенциала и уровня готовности выполнять работу руководителя;
- оценка умения работать в коллективе с различными людьми;
- определение установок и характерных черт личности и прогнозирование поведения, стремления трудиться эффективно, соблюдать нормативы и требования;



- выявление особенностей адаптации к корпоративной культуре организации, ее устоявшимся традициям, «менталитету» или духу организации.

Как происходит диагностика?

1. Соблюдение основных условий работы.

Психолог или другой квалифицированный работник использует только прошедшие апробацию, соответствующие стандартам психологической практики, методики. В настоящее время на рынке услуг существует огромное множество таких методик и тестов.

Второе условие диагностики — использование нескольких методик для составления наиболее объективного заключения или характеристики о человеке.

Третьим условием оценки качеств и навыков работника или претендента является оперативность работы. Решение о дальнейшем профессиональном пути человека принимает руководитель, рабочая нагрузка которого очень велика, от него ежедневно требуется множество решений в различных сферах деятельности, и, чем скорее будет предоставлена вся полнота информации о работнике (в том числе и психологическая оценка), тем быстрее, объективнее и эффективнее будет принято решение.

2. Выполнение всех этапов оценки.

Уточнение целей и задач конкретной оценки качеств и свойств человека. Проведение тестирования работника или претендента. Обработка итогов всех используемых методик, сопоставление результатов, анализ. Некоторые методики направлены на изучение конкретного свойства личности, но большинство из них позволяют оценить личность во всем ее многообразии. Окончанием работы становится интегральная оценка личности в соответствии с поставленными задачами.

Ведется достаточно трудоёмкая работа, направленная на анализ и синтез информации. Выполнить все указанные выше условия, решить задачи, стоящие перед психологом в данном направлении работы, и достигнуть общих целей работы с персоналом и позволяет база диагностических данных — электронная база данных по оценке деловых и личных качеств работника.

В представленной программе необходимо вводить только результаты стандартных тестов, т. е. все рутинные операции по нахождению описания соответствующих значений сведены к минимуму.

В программе использовались расчеты для шести стандартных тестов «Кеттла», «Розенцвейга», «Юмористических фраз», «Ландольта», «Социального интеллекта», «Проективная методика исследования личности "HAND-ТЕСТ"». Для облегчения заполнения персональных данных тестируемого предусмотрены редактируемые справочники филиалов, отделов, должностей.

По результатам тестирования в достаточно короткое время можно получить как отдельный результат по данному тесту, так и общую характеристику по всем шести тестам. Результаты даны в виде отчетов с возможностью выво-



да на печать. Для определения динамики развития личных качеств человека предусмотрено трехкратное прохождение данных тестов с любой периодичностью.

3. Для написания алгоритмов работы программы был использован язык Visual Basic, что помогло создать удобный интерфейс, аналогичный интерфейсам таких распространенных приложений как Microsoft Word и Excel. Работа программы в среде Access позволила использовать библиотеки приложения для работы с базами данных, в результате чего был снижен размер программы и увеличена скорость обработки результатов. Возможно создание вариантов для работы в различных вариантах MS Office 97, 2000, XP, что принципиально не влияет на скорость обработки результатов и позволяет работать на машинах практически любой конфигурации.

Работа с программой не требует дополнительного обучения или высокой квалификации пользователя. Заполняемые формы состоят из кнопок и полей и не требуют никаких вычислений. Так как результаты тестирования для одного человека заносятся в единственный файл, имя которого можно выбирать любым, например, по фамилии тестируемого, то способов построения базы данных может быть различным: по алфавиту, по отделам и т. п. Также благодаря тому, что имя файла не имеет значения, при выезде в командировку достаточно взять с собой один файл, а остальное количество копировать по мере надобности.

Особое значение имеет база данных. Дело в том, что самые лучшие тесты используют определенную типологию личности и имеют рамки. Широкая интерпретация тестов является творческим процессом, который отчасти определяется теоретическими взглядами экспериментатора и опытом его работы с той или иной методикой.

Справочник является своеобразной библиотекой возможных интерпретаций результатов тестирования. Причем тематические разделы в нем выделены в соответствии с итоговыми направлениями оценки личности.

Благодаря базе данных работа по оценке личности становится быстрой, остается возможность уделять внимание каждому результату, учитывать индивидуальные особенности и потенциал каждого прошедшего тестирование.

Данная программа сейчас находится в стадии доработки, т. к. рассматривается возможность включения выдачи рекомендаций по результатам тестирования, что еще в большей мере повысит эффективность работы психолога.



АВТОМАТИЗАЦИЯ СКЛАДСКОГО УЧЕТА ОАО «КОНАКОВСКАЯ ГРЭС»

А.В. Иванычев

ОАО «Конаковская ГРЭС»

Работы по автоматизации складского учета ведутся с декабря 2004 г.. Складской учет является одной из функциональных подсистем системы «Планирование ремонтов основного энергетического оборудования на ОАО «Конаковская ГРЭС».

Задача этой работы состоит в планировании поступления необходимых для производства и эксплуатации материалов и запчастей с разбивкой по месяцам. Для этого необходимо рассчитать годовую потребность в материалах и запчастях на основе ремонтных смет и заявок на эксплуатацию. Годовая потребность рассчитывается в виде графика с учетом сроков выполняемых работ, складского остатка, аварийного запаса, плана потребления и плана поставки. Из годовой потребности по различным критериям отбора формируются заявки.

Расчет потребности в материалах и запчастях предусматривает формирование лотов для конкурсных торгов на поставку ТМЦ.

Решение этой задачи **позволило**:

- ◆ Разработать и внедрить единый номенклатор материальных ценностей для ОАО «Конаковская ГРЭС» и ОГК-5.
- ◆ Вести автоматизированный учет движения материальных ценностей на складах ОАО «Конаковская ГРЭС».
- ◆ Отказаться от двойного учета материальных ценностей (бухгалтерского и ремонтного).
- ◆ Упростить процедуру учета материальных ценностей за счет реализации дополнительной схемы учета.

Наряду со схемой

Товар → Центральный склад → Цеховой склад → Производство

реализована схема

Товар → Центральный склад → Производство.

- ◆ Планировать поставку материалов в зависимости от сроков выполняемых работ по ремонту и эксплуатации основного энергетического оборудования.
- ◆ Оснастить центральные склады вычислительной техникой и связать единой компьютерной сетью.
- ◆ Видеть остатки материальных ценностей в реальном времени с любого рабочего места в соответствии с правами доступа.



- ◆ Избавиться со временем от неликвидов.
- ◆ Учитывая складские остатки формировать лоты для конкурсных торгов на покупку материалов и запчастей.
- ◆ Связать поступление материалов и запчастей с выполнением договоров на поставку.

В настоящее время на Конаковской ГРЭС задача внедрена в эксплуатацию. Параллельно начинается внедрение на Невинномысской ГРЭС. Ведение номенклатуры реализовано в ОГК-5. Некоторые функции задачи находятся в стадии разработки.

ПРИЧИНЫ ВОЗНИКНОВЕНИЯ ОТКАЗОВ НА МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДАХ ООО «ПЕРМТРАНСГАЗ» И ПУТИ ИХ ПРЕДОТВРАЩЕНИЯ

О.Г. Подуков

ООО «Пермтрансгаз»

Газотранспортная система ООО «Пермтрансгаз» представлена разветвленной сетью магистральных газопроводов диаметром 1020–1420 мм общей протяженностью более 10 000 км. В эксплуатируемую ООО «Пермтрансгаз» сеть входят также 1761 км газопроводов-отводов различных диаметров и 135 газораспределительных станций.

Магистральные газопроводные системы представляют собой сложные технические объекты, осуществляющие транспортировку газа под высокими эксплуатационными давлениями (до 7,5 МПа). В связи с этим газопроводные системы обладают повышенным риском возникновения различного рода аварийных ситуаций.

Проблема повышения технической безопасности и надежности эксплуатации газопроводных систем в последнее время является одной из главных в газовой отрасли. Однако несмотря на реализацию целого ряда научно-технических отраслевых программ, уровень аварийности на магистральных газопроводах не снижается. Одной из главных причин этого является постоянно увеличивающийся срок их эксплуатации и, соответственно, старение всего комплекса оборудования. В настоящее время 20-летний возрастной рубеж перешло 30 % всех газопроводов, 30-летний (условно нормативный срок службы) — 10 % от общего их количества .

За период 1985–2005 гг. на магистральных газопроводах и газопроводах-отводах ООО «Пермтрансгаз» произошло 32 отказа. Распределение мест их возникновения по территории Западно-Уральского региона далеко не случайно — наблюдается группирование (до 4–5 отказов) в отдельных локальных зонах.

При анализе причин отказов по действующей для газопроводного транспорта классификации выявлено, что доминируют отказы, связанные с раз-



рывами по ослабленным зонам (50 % от общего числа). Отказы, связанные с браком строительно-монтажных и сварных работ, составляют вторую по значимости группу (25 % случаев). На долю отказов, обусловленных повреждениями трубопроводов и влиянием природных факторов, приходится соответственно по 12,5 %.

Одной из главных тенденций аварийности на магистральных газопроводах ООО «Пермтрансгаз» представляется устойчивое возрастание со временем доли отказов первой группы, связанных преимущественно со стресс-коррозией металла труб.

Распределение отказов зависит от их удаления от компрессорных станций (КС) в направлении транспортировки газа. Одна группа отказов (60 % от общего количества) локализуется в области малых удалений (до 15 км); вторая группа (40 %) характеризуется удалениями от КС, лежащими в диапазоне 20 – 55 км. Максимум отказов в этой группе приурочен к диапазону 30 – 35 км и связан с одним участком — переходом магистральных газопроводов через р. Кама в районе г. Сарапул, который характеризуется интенсивными оползневыми процессами.

Еще одна область отказов связана со стресс-коррозией труб.

Детальный анализ сложившейся в отечественной и мировой практике ситуации со стресс-коррозионной повреждаемостью магистральных газопроводов позволяет сделать следующие выводы:

1. Стресс-коррозии подвержены трубы всех известных производителей трубной продукции и, прежде всего, трубы, изготовленные из листа, полученного методом контролируемой прокатки, а также отдельные трубы из партии одной поставки.

2. Проявлению стресс-коррозии, как правило, не сопутствует чрезмерная общая коррозия (питтинговая, язвенная, поверхностная), т. е. даже правильно организованная электро-химзащита от стресс-коррозии не защищает.

Для ООО «Пермтрансгаз» анализ позволяет также выявить ряд общих закономерностей:

1. Близость аварийных участков стресс-коррозионного разрушения труб к компрессорным станциям, т. е. к участкам газопровода, где имеют место наиболее сильные перепады давления газа.

2. Неудовлетворительное качество и технология изготовления труб (на аварийных участках в основном применялись трубы Харьызского завода диаметром 1420 мм с толщиной стенки 15,7 мм и маркой стали X-70).

3. Неудовлетворительное качество изоляционных покрытий (на всех аварийных участках использовалось пленочное покрытие нормального исполнения с оберткой марки «Поликен»).

Анализ эксплуатации газопроводов в зоне активных разломов необходим потому, что разные их участки расположены в зонах с существенно различными геологическими условиями.

При анализе учитывают следующие геодинамические факторы, представ-



ляющие потенциальную опасность для магистральных газопроводов, пересекающих зоны активных разломов.

1. Повышенная концентрация активных газов и флюидов. В зонах повышенной проницаемости горного массива выявлены закономерные изменения концентрации коррозионно-активных газов и флюидов — углекислого газа, сероводорода, паров ртути, магния и т. д. Все это приводит к резкому повышению агрессивности подземных вод и интенсивной химической коррозии.

2. Медленные дифференциальные перемещения блоков земной коры, сезонные изменения свойств грунтов. Возможно, что повреждения магистральных газопроводов связаны именно с этим фактором, в особенности с имеющими место в отдельные периоды времени резкими сменами скоростей движения блоков – от единиц до нескольких сотен мм/год.

3. Воздействие сейсмических колебаний малой амплитуды. Большей частью эти колебания безвредны не только в силу малости амплитуд, но и потому, что вызывают движение трубы как «целого», недеформируемого элемента конструкции. Однако, в зонах тектонических нарушений, где могут наблюдаться высокие градиенты амплитудных и частотных характеристик микросейсмических колебаний, в самом газопроводе могут возникнуть деформационные волны. В этом случае постоянно действующие знакопеременные деформации малой амплитуды могут приводить к накоплению остаточных деформаций и усталостному разрушению металла. При определенных условиях зарождение первых дефектов может начаться спустя 100 суток после начала процесса деформирования. За год количество циклов знакопеременных динамических деформаций малой амплитуды составит весьма заметную величину 10^8 – 10^9 .

Вместе с тем необходимо отметить, что разработанные к настоящему времени различные методы морфометрического, морфоструктурного, линейamentного анализов и геодинамического районирования не обеспечивают однозначного выделения систем тектонических блоков и их ранжирования по степени их современной активности. Поэтому важно определить оптимальный метод выявления геодинамических зон, пересекающих магистральные газопроводы.

Сопоставление, а также совместный пространственный анализ данных по аварийности на газопроводах и карты сейсмического районирования показывает, что на территории выделяемой зоны 7-балльной сейсмичности зафиксировано только 11 отказов, тогда как на территории 6-балльной зоны — 15, и это при примерно равных их площадях на территории Западно-Уральского региона. Следовательно, собственно высокие уровни потенциальной сейсмической опасности не означают обязательно высокий уровень аварийности на газопроводных системах.

Основными методами снижения аварийности по причине стресс-коррозии является выборочный ремонт по результатам внутритрубной диагностики. Начиная с 1996 года в ООО «Пермтрансгаз» отремонтировано более 3 тыс. км магистральных газопроводов, причем около 22 % устраненных де-



фектов относятся к стресс-коррозионным.

В настоящее время в ООО «Пермтрансгаз» пересматривается техническая политика диагностики линейной части магистральных газопроводов: с целью доведения цикла этих обследований до четырех лет необходимо увеличить объём обследования магистральных газопроводов до 2000 км в год. Это позволит выявить наиболее опасные участки, подверженные КРН, вести наблюдение за скоростью развития дефектов и выявить причины, способствующие их развитию, а также более четко планировать ремонт этих участков.

ВНЕДРЕНИЕ НОВЫХ МЕТОДОВ АНАЛИЗА, УЧЕТА И СТАТИСТИКИ ТЕХНИЧЕСКОГО СОСТОЯНИЯ СОСУДОВ И АППАРАТОВ

М.В. Чучкалов

Инженерно-технический центр ООО «Баштрансгаз»

Создание единой базы диагностической информации технологического оборудования проведено в рамках выполнения основных направлений Совета молодых ученых и специалистов Общества.

Предпосылки создания работы:

- ежегодный рост объемов диагностики и ремонта технологического оборудования;
- потребность в систематизации данных;
- необходимость логической селективности данных и их детализации по различным показателям;
- потребность в управлении и сопровождении жизненного цикла газотранспортного оборудования.

Цель работы :

- оперативное получение комплекса необходимой информации по статистике, учету, анализу и прогнозированию технического состояния и контроля сосудов ООО «Баштрансгаз» с возможностью актуализации внесенных данных по условиям и характеру эксплуатации аппаратов.

Актуальность и научно-техническая новизна разработки:

- результаты патентной проработки за 10 лет показали, что по сравнению с традиционными (существующими) методами учета и статистики сосудов Общества, преимущества разработанного нами программного комплекса – очевидны. Оперативность выборки из базы данных и предоставление исковой информации в требуемых зависимостях и соотношениях, возможность анализа и прогнозирования технического состояния парка сосудов Общества позволяет избежать нерационального использования рабочего времени специалистов по обследованию сосудов и необоснованного дублирования при выполнении комплекса мероприятий по формированию и актуализации единой базы данных диагностической и учетной информации. Ранее система



учета технического состояния сосудов была организована на уровне ручной выборки требуемых данных из существующих списков (перечней). Если и присутствовали в практике попытки автоматизации аналитического и учетного процесса, то они носили единичный и примитивный характер.

К практической ценности следует отнести то, что на сегодняшний день “Программа учетных показателей по техническому контролю сосудов и аппаратов” успешно внедрена во всех производственных отделах аппарата управления и одиннадцати филиалах Общества. С ее помощью ежемесячно формируется до 30 различных учетно–статистических соотношений и зависимостей. Фактический годовой экономический эффект от создания и внедрения Программы составил до 400 тыс. руб., а срок окупаемости — 5 месяцев. Указанные показатели достигнуты за счет значительного уменьшения времени на формирование запроса в автоматизированной системе по сравнению с существующим базовым механизмом. По результатам работы оформлено рационализаторское предложение, опубликовано 6 научно–технических статей и получен Патент РФ.

Составляющими элементами Программы являются различные учетно-статистические соотношения и зависимости (таблицы регистрации, отчеты, графики, диаграммы) общим количеством более 70 шт. по таким категориям и блокам, как:

- общие сведения о сосудах;
 - экспертное техническое диагностирование;
 - периодическое техническое освидетельствование, регламентный разрушающий контроль;
 - внеплановый технический контроль;
 - входной контроль оборудования;
 - организационная диаграмма программного модуля;
 - вновь установленные сосуды;
 - сосуды, подвергавшиеся ремонту и ранее отмеченные как «дефектные»;
 - замененные сосуды;
 - сосуды, отработавшие расчетный срок службы и находящиеся в эксплуатации на основании положительных результатов «Заключений экспертных технических диагностирований»;
 - нормативно-техническая документация в области технического контроля аппаратов;
- а также содержится (в строгом соответствии с паспортными записями) следующая информация о сосудах:
- регистрационные данные и технические характеристики с возможностью визуализации аппаратов;
 - технологические параметры эксплуатации;
 - сведения о дефектности и ремонтах;
 - основные результаты проведенных диагностических обслуживаний с возможностью отчетно-графического прогнозирования объемов технического контроля.



В каждой представленной учетно-статистической зависимости имеется возможность селективной выборки по составляющим ее параметрам, что обеспечивает проведение детального мониторинга технического состояния парка сосудов.

Данная Программа оснащена библиотекой отдельных действующих нормативно-технических документов в области технического контроля сосудов и аппаратов, фотобазой типов эксплуатируемых сосудов.

В Программе посредством ролевого доступа пользователей предусмотрена возможность своевременной актуализации всей имеющейся информации о сосудах в результате изменения их технологического применения, технических характеристик и условий эксплуатации.

Доступ к элементам Программы осуществляется через развитую систему меню, с возможностью печати всех выводимых данных, заданных пользователем и необходимых для составления различных видов отчетов, графиков, диаграмм и справок.

При принятии решения о целесообразности внедрения Программы учитывался также косвенный эффект, достигаемый за счет того, что автоматизированная система позволяет:

- повысить технический уровень производства, качество и достоверность выдаваемой информации, за счет поддержания ее на современном уровне;

- исключить дублирование при сборе, обработке и хранении данных;

- более точно прогнозировать, моделировать и отслеживать процесс движения технического состояния парка сосудов и, в случае возникновения возможных опасных перекосов и диспропорций, принимать обоснованные решения по их предотвращению, а также социальный эффект, состоящий в замене ручного труда более высококвалифицированным.

В настоящее время, в соответствии с решением технического совещания ООО “Баштрансгаз” по вопросу эффективности и технической значимости разработки, на основании положительных оценок производственных отделов аппарата управления и филиалов Общества по результатам опытно-промышленной эксплуатации, проводится работа по интеграции программного модуля в корпоративную систему сбора данных “Инфотех”, разработанную специалистами ДООАО “Оргэнерггаз”.



ВНЕДРЕНИЕ НОВЫХ МЕТОДОВ РЕМОНТА ТЕХНОЛОГИЧЕСКОГО КОТЕЛЬНОГО ОБОРУДОВАНИЯ

А.Р. Галикеев

ООО «Баштрансгаз»

В основу разработок положено создание и внедрение в производство:

1) технологии очистки котельных установок от накипи и шлама химическим путем,

2) технологии предотвращения отложений накипи и шлама с помощью ультразвука.

Разработка технологий осуществлялась в рамках реализации Программы энергосбережения ОАО «Газпром».

ЦЕЛЬ РАБОТЫ:

повышение остаточного ресурса безаварийной эксплуатации водогрейных котлоагрегатов, применяющихся на объектах ООО «Баштрансгаз» ОАО «Газпром».

ОСНОВНЫЕ ЗАДАЧИ, решаемые в ходе работы:

1) повышение коэффициента полезного действия (КПД) водогрейных котлоагрегатов;

2) уменьшение перегрева металла в теплонапряженных участках;

3) снижение количества вынужденных остановов водогрейных котлоагрегатов;

4) экономия природного газа при увеличении рабочей мощности водогрейных котлоагрегатов.

НАУЧНО-ТЕХНИЧЕСКАЯ НОВИЗНА:

Разработанные технологии химической очистки методом прямой – обратной циркуляции кислоты и предотвращения отложения накипи с помощью ультразвуковой импульсной установки впервые были применены при промывке водогрейных котлов. До этого подобные задачи решались при восстановлении эксплуатационных характеристик паровых котлов, являющихся поднадзорными органам Ростехнадзора. Отличия в подходе к решению данной проблемы при очистке водогрейных котлов, не являющихся поднадзорными, заключаются в качестве подготавливаемого теплоносителя, в данном случае — технической воды. Ранее водогрейные котлы очищались от накипных и шламовых отложений механически или вручную (рис. 1). Если и присутствовали в практике попытки применить физические и химические способы, то они носили единичный и примитивный характер.

К ПРАКТИЧЕСКОЙ ЦЕННОСТИ следует отнести то, что:

на сегодняшний день технология химической очистки успешно внедрена в **16 филиалах** (линейных управлениях) ООО «Баштрансгаз», с ее помощью регулярно промываются **80** водогрейных котлоагрегатов в год, технология предотвращения отложения накипи с помощью ультразвука внедрена в **2 филиалах** ООО «Баштрансгаз». Фактический годовой экономический эффект от внедрения технологии химической очистки составил $\approx 1,2$ млн. руб., от вне-



дрения ультразвуковой технологии — 0,8 млн. руб. Таким образом, благодаря внедрению новых физико-химических методов очистки, можно сэкономить до 2 млн. руб. в год. По результатам работы оформлено 2 рационализаторских предложения и подана 1 заявка на выдачу Патента РФ (по химическому составу и рецептуре промывочного кислотного раствора).

Внедрение разработанных технологий было направлено на повышение коэффициента полезного действия (КПД) водогрейных котлоагрегатов типа *КСВа-1.86, КВГ-2.5, КВГ-6.5, ТВГ-8М, Тертак с назначенным сроком службы до 16 лет*, эксплуатирующихся службами ЭВС и ЖКХ ООО «Баштрансгаз» ОАО «Газпром».

При нагреве воды на внутренних поверхностях труб и барабанов котлов осаждаются накипеобразующие соли и шлам (рис. 2). Поскольку накипь является плохим проводником теплоты (в 40 раз хуже, чем аустенитная сталь), в местах её отложения происходит местный перегрев металла, образуются отдушины и трещины. Это приводит к повышенному расходу топливного газа, выходу из строя котлоагрегатов за счет преждевременного износа котловых труб, трубопроводов тепловых сетей и приборов отопления, а также к частому проведению ремонтных работ по замене прогоревших экранных трубок котлов и т. п.

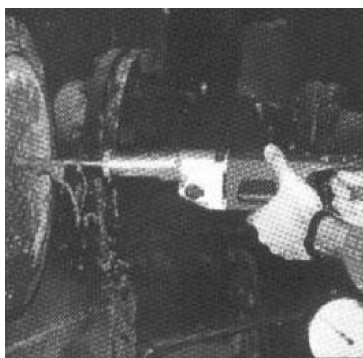


Рис. 1. Механический способ удаления накипи

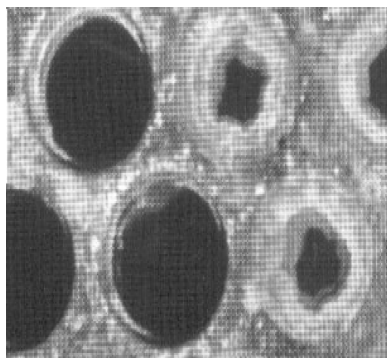


Рис. 2. Теплонапряженный участок зоны котельного пространства

Наиболее дешевым и радикальным методом борьбы с накипью является «безградиентный» физический ультразвуковой метод. Исходя из экономического расчета можно сделать вывод, что этот метод в десятки раз экономичнее, чем любой из механических или химических методов, а затраты на ультразвуковую установку окупаются в первые же 2–3 месяца эксплуатации, при этом обеспечивается экономичная безнакипная эксплуатация котлоагрегатов.

Проведенные экспериментальные исследования показали, что ультразвуковые колебания увеличивают теплопередачу греющих поверхностей труб за



счет микропотоков, образуемых колебанием стенок труб и воды в них. При этом возрастают скорости потока воды из-за снижения гидродинамического сопротивления труб с колеблющимися стенками и увеличивается дегазация воды вследствие лучшего перемешивания пристеночного слоя жидкости, что также способствует увеличению теплопередачи.

Обнаружено, что в результате длительного воздействия ультразвука на трубы происходит как бы «залечивание» (*затягивание*) микротрещин внутренних поверхностей труб, происходит своего рода «наклеп» краев микротрещин, они затягиваются и внутренняя поверхность труб становится гладкой, что заметно замедляет процесс коррозии труб.

Приведенные выше факторы ультразвукового воздействия взаимосвязаны и являются существенным положительным эффектом ультразвукового воздействия на процессы предотвращения накипи, снижения коррозии металла труб и повышения эффективности работы котлоагрегатов в целом, что в конечном итоге приводит к ощутимой экономии трудозатрат и финансовых средств.

У служб ЭВС и ЖКХ ООО «Баштрансгаз» имеется опыт эксплуатации ультразвуковых и электромагнитных установок «Волна» и «ЭМА». Опасения, что ультразвуковые колебания снижают прочность сварных соединений в трубах котлоагрегатов, не подтвердились. При этом не было зафиксировано ни одного случая нарушения целостности сварных трубных соединений. Измерения показывают, что напряжения в сечениях труб от ультразвуковых воздействий не превышают 10 % *максимально допустимых напряжений*.

В ходе исследований проводилось также измерение уровней звукового давления с целью определения его воздействия на слуховой аппарат человека. Установлено, что зарегистрированные уровни ультразвука во всем звуковом диапазоне меньше предельно допустимых как на рабочих местах, так и в рабочей зоне при проведении операций по регулировке режимов работы котла. Это объясняется как *низкой интенсивностью создаваемых установкой колебаний*, так и быстрым затуханием колебаний при их распространении в воздушной среде. Установка состоит из генератора ультразвуковых колебаний и магнитострикционных преобразователей, монтаж установки не представляет особых технических проблем.

Таким образом, можно сделать **вывод**: физико-химические методы являются эффективным способом предотвращения и удаления накипных и шламовых отложений. Однако они не могут рассматриваться как эксплуатационные меры борьбы с накипеобразованием, так как кислота даже в присутствии эффективных замедлителей все же растворяет металл и систематическое применение кислотных промывок создает опасность повреждения оборудования, а применение ультразвуковых установок, несмотря на все перечисленные плюсы, требуют удаления накипи и шлама из барабанов и камер путем периодических продувок со сбросом теплоносителя. Поэтому попрежнему актуальным остается единственное и проверенное годами эксплуатационное средство — это ужесточение водно-химического режима котлов.



ВНЕДРЕНИЕ НОВЫХ ТЕХНОЛОГИЙ ДИАГНОСТИКИ МАГИСТРАЛЬНЫХ ГАЗОПРОВОДОВ

А.В. Василевич

ООО «Лентрансгаз»

В отрасли создана централизованная система диагностики магистральных газопроводов, что позволяет поддерживать газотранспортную систему в работоспособном состоянии и не допускать повышения уровня аварийности. Основным методом в системе диагностики технического состояния магистральных газопроводов является внутритрубная диагностика, для практического применения которой были разработаны дефектоскопы продольного (определение дефектов общей коррозии) и поперечного намагничивания (обнаружение дефектов стресс-коррозии). Объемы внутритрубной диагностики в отрасли составляют порядка 20 тыс. км в год. В то же время анализ результатов ВТД выявил определенные недостатки, в первую очередь, низкую достоверность определения характерных размеров дефектов и необнаружение дефектов с размерами, превышающими порог чувствительности дефектоскопов.

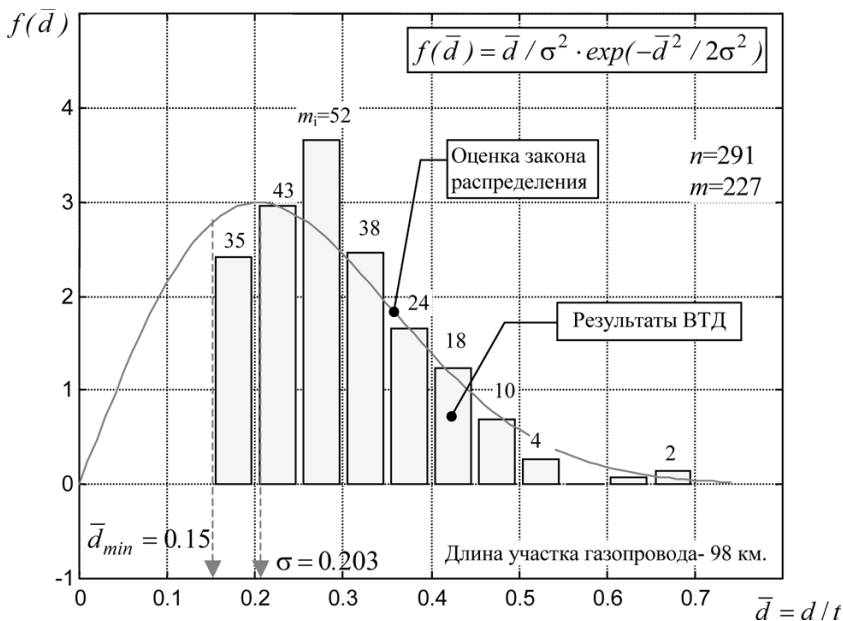


Рис.1 - Гистограмма распределения и оценка плотности распределения относительной глубины $\bar{d} = d/t$ стресс-коррозионных трещин на газопроводе Торжок-Минск-Ивацевичи-3.



На рисунке 1 приведены гистограммы распределения (результаты ВТД) и оценка плотности распределения относительной глубины $\bar{d} = d/t$ продольных трещин и коррозионных дефектов на газопроводе ООО «Лентрансгаз» Торжок–Минск–Ивацевичи-3, полученные по результатам ВТД, проведенной в 2003 году НПО «Спецнефтегаз».

Внутритрубная дефектоскопия газопровода Торжок–Минск–Ивацевичи-3 выявила 227 труб, подверженных стресс-коррозии. Статистическая обработка результатов ВТД показывает наличие 291 дефектной трубы. Следовательно, с порогом чувствительности стресс-коррозионных дефектоскопов, равным $\bar{d}_{\min} = 0.15$, выявляется 78 % трещин.

При обследовании коррозионного состояния газопровода Торжок–Минск–Ивацевичи-3 была обнаружена большая часть дефектных труб (рис. 2), так как порог чувствительности дефектоскопа составлял для коррозионных дефектов $\bar{d}_{\min} = 0.05$. Внутритрубная дефектоскопия выявила 690 труб с коррозионными дефектами. Статистическая обработка результатов ВТД показывает на наличие 768 дефектных труб. Следовательно, с порогом чувствительности коррозионных дефектоскопов равным $\bar{d}_{\min} = 0.05$ выявляется 9 0% коррозионных дефектов.

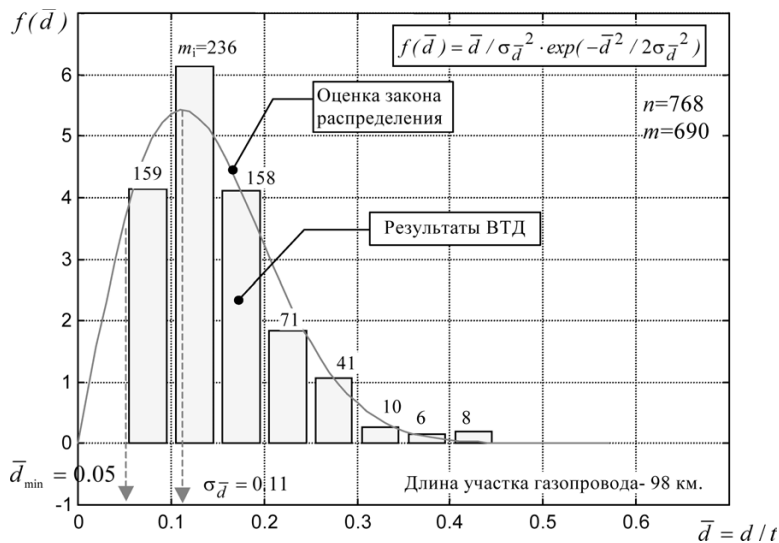


Рис. 2 Гистограмма распределения и оценка плотности распределения относительной глубины коррозионных дефектов на газопроводе Торжок–Минск–Ивацевичи-3 (100 – 198 км).



Метод статистической обработки результатов ВТД применяется для устранения систематических погрешностей при определении размеров всех дефектов, позволяет осреднить случайные погрешности при определении размеров конкретных дефектов, оценить общее количество дефектов (дефектных труб) на газопроводе с учетом дефектов, не обнаруженных при ВТД.

С целью уточнения коррозионной обстановки на газопроводе возникает необходимость статистической обработки результатов внутритрубной диагностики. При статистической обработке результатов ВТД необходимо решить следующие задачи:

- устранить возможную систематическую погрешность при определении размеров всех дефектов;
- осреднить случайные погрешности при определении размеров конкретных дефектов;
- оценить общее количество дефектов (дефектных труб) на газопроводе с учетом дефектов, не обнаруженных при ВТД, так как их глубина меньше порога чувствительности дефектоскопов.

Для решения поставленных выше задач необходимо оценить закон распределения размеров дефектов.

Для описания закона распределения глубины наибольшего дефекта используется распределение Релея. Его функция плотности распределения имеет следующий вид:

$$f(\bar{d}) = \bar{d} / \sigma^2 \cdot \exp(-\bar{d}^2 / 2\sigma^2)$$

$f(\bar{d})$ — плотность распределения относительной глубины максимальных дефектов на трубах, подверженных КРН;

$\bar{d} = d / t$ — глубина трещины, отнесенная к толщине стенки;

σ — параметр распределения.

Учитывая большую протяженность системы МГ (свыше 150 тыс. км) и нарастающее количество выявляемых дефектов (3–5 дефектов на 1 км), одновременный ремонт всех поврежденных зон практически невыполним. На передний план выходит проблема выбора оптимальных и близких к оптимальным «выполнимых» стратегий диагностических и ремонтно-восстановительных работ при безусловном обеспечении безопасности МГ. Основой для такой оптимизации является оценка технического состояния МГ по результатам внутритрубной диагностики, прогнозирование остаточного ресурса поврежденных участков, определение их ремонтпригодности, выбор способов и технологий ремонта, обеспечивающих требуемое восстановление прочности и долговечности.

Существует методика оценки закона распределения глубины наибольшего дефекта на трубах, подверженных КРН, и коррозии (из всех, обнаруженных при ВТД дефектов на данной трубе, учитывается только дефект с наибольшей глубиной).



В этой связи особую актуальность приобретает дальнейшее совершенствование системы оценки технического состояния и оптимизации ремонтов МГ по результатам ВТД на основе качественного и количественного анализа параметров поврежденности газопроводов, развития методов расчета эксплуатационной прочности при локальных ремонтах, разработки алгоритмов и процедур для расчета параметров технологий ремонтов и моделей оптимизации стратегий ремонтно-восстановительных работ.

Для получения конкретной информации о техническом состоянии несущих элементов конструкций сосудов и трубопроводов давления в инженерной практике широко применяются методы неразрушающего контроля, позволяющие проверить состояние элементов технической системы без перерыва в эксплуатации.

Основным методом обследования газопроводов, подверженных КРН, является внутритрубная дефектоскопия с использованием магнитных снарядов-дефектоскопов двух видов:

1) с поперечным намагничиванием — создают в трубе магнитное поле, «повернутое» в окружном направлении, что позволяет выявить продольные (осевые) трещины и стресс-коррозионные дефекты, дефекты и несовершенства продольных сварных швов;

2) с продольным намагничиванием — предназначены для выявления дефектов потери металла (общая и питинговая коррозия), а также для выявления дефектов и несовершенств кольцевых и спиральных сварных швов.

Главными преимуществами ВТД являются высокая производительность и возможность определения размеров дефектов. ВТД позволяет оперативно выявить крупные стресс-коррозионные дефекты на участках газопроводов большой протяженности и, при условии их своевременного устранения, исключить аварии в течение некоторого времени.

Анализ результатов обнаружения и идентификации, а также измерений параметров дефектов внутритрубным дефектоскопом и локальными методами показал необходимость совершенствования средств ВТД в следующих направлениях.

1. Для получения более полного представления о КРН обстановке на газопроводах по результатам ВТД необходимо повысить чувствительность дефектоскопов поперечного намагничивания — добиться уменьшения минимального размера обнаруживаемых трещин КРН до 10 % от толщины стенки трубы.

2. Дефектоскопы продольного намагничивания на настоящий момент времени имеют достаточный порог чувствительности, но требуется совершенствование технологии контроля и методики обработки результатов ВТД с целью уменьшения случайных погрешностей в определении размеров дефектов.

3. С целью уточнения результатов обследования после проведения ВТД необходимо проводить контрольные шурфовки для определения локальными методами реальных размеров дефектов и выяснения систематической погрешности ВТД.



ОПТИМАЛЬНОЕ ПРОЕКТИРОВАНИЕ ТРАНСФОРМАТОРОВ МАЛОЙ МОЩНОСТИ

А.М.Кутарев

Оренбургский государственный университет

В.Е. Патлахов

ОАО «Оренбургская теплогенерирующая компания»

В устройствах энергетической электроники находят широкое применение трансформаторы малой мощности (ТММ). На их производство расходуется большое количество дорогостоящих активных материалов.

Способами снижения массы и габаритов ТММ являются повышение их рабочей частоты, разработка новых, более точных методик проектирования ТММ с применением различных методов оптимизации.

Целью работы является разработка математических моделей и алгоритмов проектирования оптимальных по массе активных материалов ТММ для повышенных частот питающего напряжения; разработка программного обеспечения, входящего в подсистему автоматизированного проектирования трансформаторов; разработка математических моделей и алгоритмов тепловых расчетов при автоматизированном проектировании ТММ, работающих на промышленной и повышенных частотах питающего напряжения.

Основой послужила математическая модель, где массы активных материалов трансформаторов сводятся к минимально возможным значениям при условии, что перегрев стали и обмоток не превышает допустимых значений, которые определяются классом нагревостойкости материала (т. е. плотность тока и магнитная индукция ограничены допустимым перегревом).

С целью повышения точности тепловых расчетов при автоматизированном проектировании трансформаторов разработана математическая модель и алгоритм теплового расчета. Разработана методика уточненного определения коэффициентов теплоотдачи (КТО) с вертикальных поверхностей охлаждения с учетом зависимости от температуры и координаты по высоте. Решена задача теплообмена в зазоре между катушкой и стержнем ТММ, которая реализована для обеих областей путем взаимного использования результатов расчета температур на поверхностях, участвующих в теплообмене. Теплоотдача с открытых поверхностей магнитопровода, каркаса и катушки учтена КТО, зависящим от изменения их среднеповерхностной температуры, базисного размера поверхности и для вертикальных поверхностей — от координаты высоты рассматриваемого узла. На основе разработанной математической модели и алгоритма создано программное обеспечение для расчета температурного поля методом конечных разностей. Проведенные эксперименты, в результате которых определены температуры на поверхностях охлаждения ТММ с помощью тепловизионной аппаратуры и средние температуры обмоток с помощью графической экстраполяции по изменению их сопротивлений в холодном и горячем состояниях, позволили оценить точность математической модели и

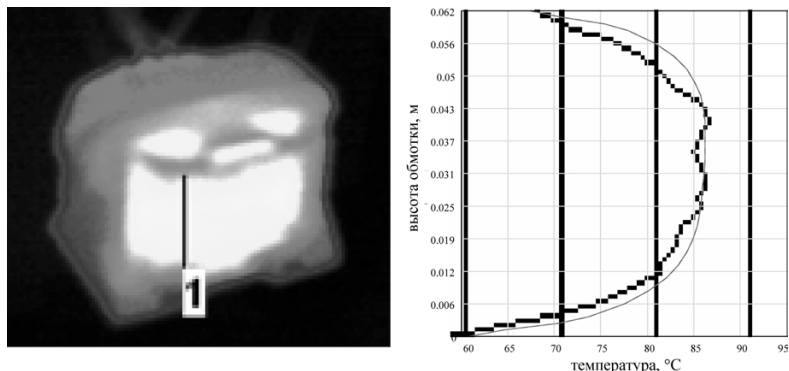


Рис. 1. Изменение температуры по высоте поверхности обмотки ТММ

сравнить с результатами расчетов на ЭВМ методом конечных разностей температурных полей опытных образцов ТММ (рисунок 1). Расхождение результатов расчета и эксперимента не превышает 2 %, в то время как существующие на сегодня методики дают погрешность более 10 %.

Произведены оптимизационные расчеты по программе, основанной на методе Бокса (метод условной оптимизации), оптимальных по массе трансформаторов полной потребляемой мощностью 50, 100, 150, 220 и 500 ВА для разных частот при заданной ширине ленты: 16, 32, 40 и 64 мм (коэффициенты теплоотдачи с поверхностями в ходе расчета корректируются в зависимости от размеров магнитопровода). Выполнен расчет методом Нелдера–Мида (условная оптимизация сведена к безусловной), который подтвердил значения, полученные по методу Бокса. Изменение массы активных материалов и магнитной индукции в магнитопроводе для трансформатора, мощностью 50 ВА, представлены на рис. 2.

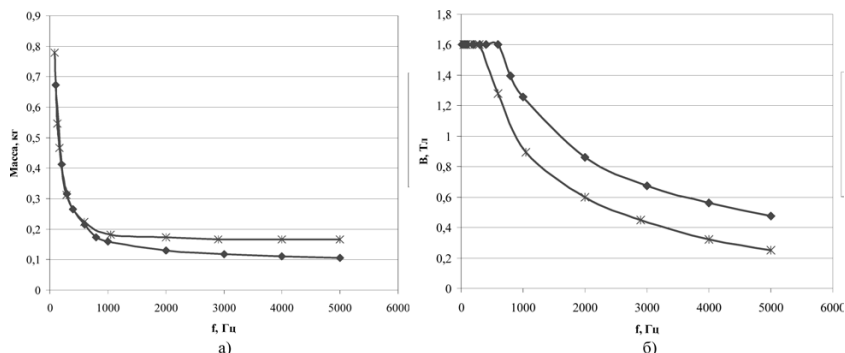


Рис. 2. а) Изменение массы активных материалов оптимального трансформатора (синяя линия) и трансформатора, выполненного на стандартном магнитопроводе (красная линия); б) то же для магнитной индукции в магнитопроводе — от частоты питающего напряжения



Из рис. 2 видно, что с увеличением частоты питающего напряжения значение целевой функции, т. е. масса трансформатора, значительно снижается. Снижение массы оптимальных трансформаторов по отношению к массе трансформаторов, выполненных на стандартном магнитопроводе, достигает 15 – 20 % на повышенных частотах. Для промышленных частот оптимальная масса трансформатора оказывается близкой к стандартному ряду.

При повышенных частотах индукция имеет низкое значение (рис. 2). Поэтому для увеличения мощности при данных размерах магнитопровода можно повышать индукцию. Но при этом появляется опасность перегрева частей трансформатора выше допустимого предела. Чтобы избежать этого, необходимо предусмотреть ряд мер, например, увеличить площадь охлаждения трансформатора, соотношение плотностей тока первичной и вторичной обмоток должно соответствовать оптимальному значению и др. Для частот до 1 кГц расчет трансформатора с оптимальными размерами производится при индукции ограниченной насыщением магнитопровода (1,6 Тл); при более высоких частотах плотность тока и магнитная индукция ограничены допустимым перегревом, причем взаимный теплообмен «магнитопровод-обмотки» – отсутствует. Расчеты на повышенных частотах показывают, что ТММ, выполненные на стандартном магнитопроводе, имеют расчетную индукцию ниже, чем у оптимальных трансформаторов (рис. 2).

Установлено, что масса активных материалов трансформатора зависит от выбранной ширины ленты. Результаты расчетов подтвердили теорию построения рядов сердечников — с ростом мощности трансформаторов увеличивается ширина ленты магнитопровода. Определили, что оптимальная ширина ленты магнитопровода не зависит от частоты питающего напряжения для заданной мощности. Для оптимального трансформатора мощностью 50 ВА масса активных материалов наименьшая при ширине ленты 16 мм, для ТММ 100 ВА — 32 мм, для ТММ 150 ВА — 40 мм, для ТММ большей мощности — 64 мм и более. При проектировании трансформаторов минимальной массы рекомендуется рассчитывать ширину ленты в зависимости от требуемой мощности по выведенному уравнению:

$$z(S)=0,915*S+17,111 \quad (1)$$

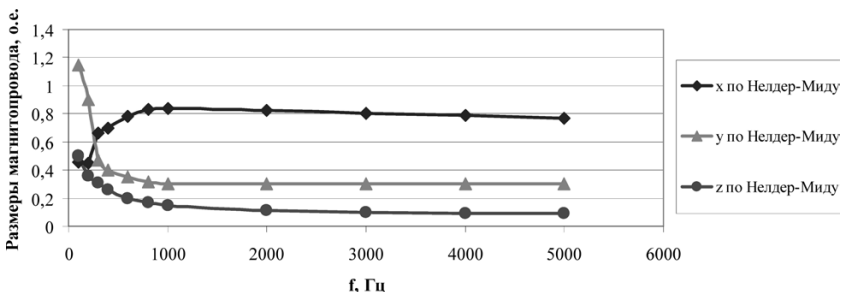


Рис. 3. Изменение размеров магнитопровода трансформатора S=100 ВА

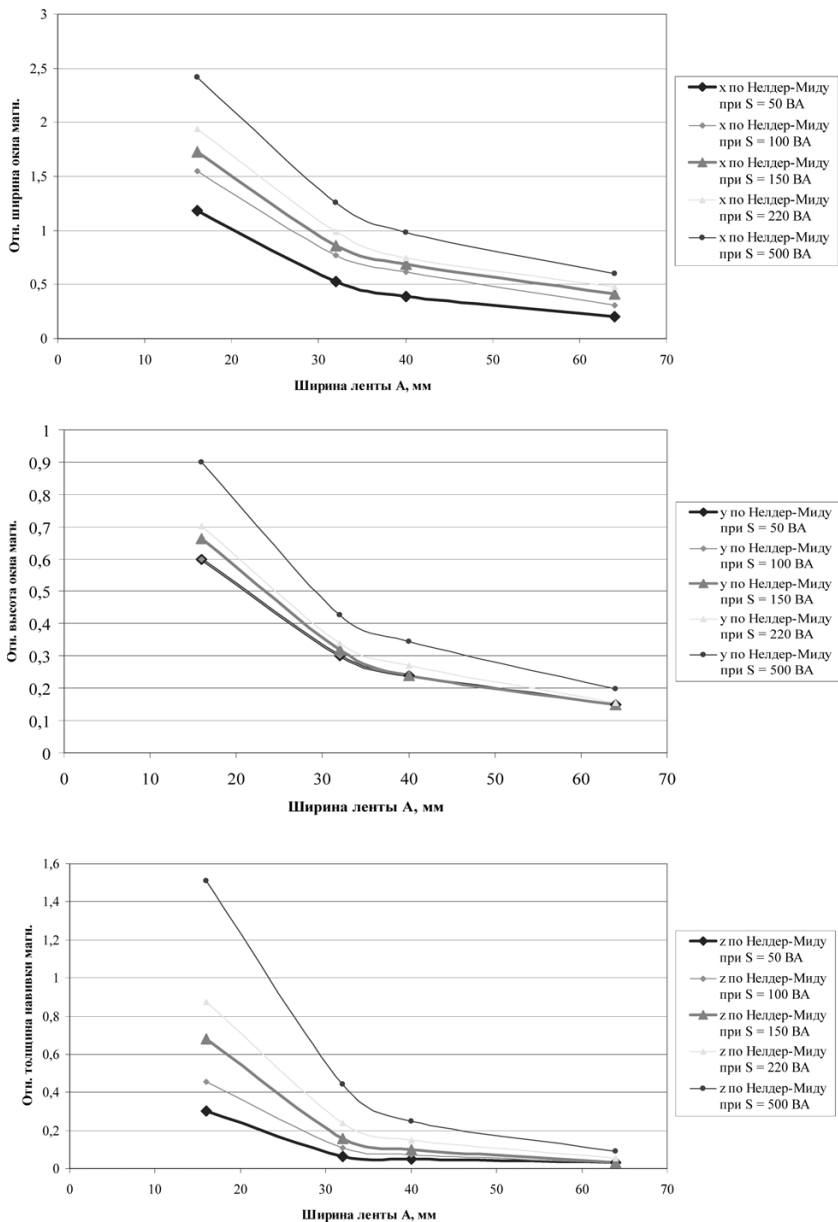


Рис. 4. Зависимость относительной ширины «x» и высоты окна магнитопровода «у», толщины навивки «z» от ширины ленты для мощности от 50 до 500 ВА



На повышенных частотах питающего напряжения при оптимальной геометрии трансформаторов, как видно из рис. 3, наблюдается увеличение ширины окна магнитопровода «х» и уменьшение его высоты «у» и толщины навивки магнитопровода «z» по сравнению с размерами окна стандартного магнитопровода. Этот эффект можно отнести к положительному результату, так как в настоящее время все чаще находит применение низкопрофильная аппаратура. Для промышленных частот оптимальные размеры магнитопровода трансформатора оказываются близкими к размерам стандартного ряда.

Установлено, что изменение размеров магнитопровода трансформатора оптимального по массе активных материалов практически не зависит от частоты питающего напряжения для исследуемого диапазона (800 – 5000 Гц). При проектировании трансформатора оптимального по массе или построении новых рядов сердечников рекомендуется задаваться шириной ленты магнитопровода по формуле 1, размеры окна магнитопровода и толщину навивки определять, исходя из найденной ширины ленты и заданной мощности трансформатора по рис. 4.

Основные результаты работы:

♦ Разработана методика уточненного определения коэффициентов теплоотдачи с вертикальных поверхностей охлаждаемых с учетом зависимости от температуры и координаты по высоте.

♦ Предложены рекомендации по выбору базисных размеров поверхностей при определении КТО применительно к трансформаторам малой мощности.

♦ Разработана математическая модель по расчету трехмерного стационарного поля температуры трансформаторов малой мощности. Разработанная модель поля температуры может быть использована при исследовании тепловых режимов ТММ других типов и конструкции.

♦ Разработан алгоритм расчета трехмерного поля температур ТММ. Решена задача теплообмена в зазоре между катушкой и стержнем ТММ, которая реализована для обеих областей путем взаимного использования результатов расчета температур на поверхностях, участвующих в теплообмене. Теплоотдача с открытых поверхностей магнитопровода, каркаса и катушки учтена КТО, зависящим от изменения их среднеповерхностной температуры, базисного размера поверхности и для вертикальных поверхностей — от координаты высоты рассматриваемого узла.

♦ На основе разработанной математической модели и алгоритма создано программное обеспечение для расчета температурного поля методом конечных разностей. Проведенные эксперименты, в результате которых определены температуры на поверхностях охлаждения ТММ с помощью тепловизионной аппаратуры и средней температуры обмоток с помощью графической экстраполяции по изменению их сопротивлений в холодном и горячем состояниях, позволили оценить точность математической модели.

♦ С помощью созданного программного обеспечения выполнены расчеты на ЭВМ методом конечных разностей температурных полей опытных об-



разцов ТММ, что позволило выдать рекомендации: при автоматизированном проектировании ТММ в расчетах поля температуры достаточно задаваться постоянным значением КТО, корректируя его в ходе расчета лишь по температуре в узлах сетки, что связано с экономией машинного времени. При проектировании оптимальных по массе активных материалов трансформаторов, работающих на повышенных частотах питающего напряжения, по окончании процедуры оптимизационного расчета за ней следует процедура поверочного расчета, по завершении которой имеет смысл выполнить проверку теплового поля спроектированного трансформатора при локальных КТО с корректировкой по температуре узла сетки.

♦ Создано программное обеспечение для расчета оптимальных размеров трансформаторов малой мощности на основе математической модели, где массы активных материалов трансформатора сводятся к минимально возможным значениям при условии, что перегрев стали и обмоток не превышает допустимых значений, которые определяются классом нагревостойкости материала (т. е. плотность тока и магнитная индукция ограничены допустимым перегревом).

♦ По расчетам оптимальных по массе трансформаторов определено, что с увеличением частоты питающего напряжения значение целевой функции, т. е. масса трансформатора, снижается на 15–20 % по отношению к массе трансформаторов, выполненных на стандартном магнитопроводе. На повышенных частотах питающего напряжения при оптимальной геометрии трансформаторов ширина окна магнитопровода имеет значение, превышающее его высоту. Размеры магнитопроводов оптимальных по массе трансформаторов отличаются от размеров магнитопроводов стандартного ряда.

♦ Созданное программное обеспечение используется в учебном процессе для студентов по специальности «Электромеханика» в Оренбургском государственном университете как инструментарий в различных исследованиях теплового режима ТММ, выполняет его поверочные расчеты; используется при автоматизированном проектировании ТММ в ОАО «Инвертор» и ООО НПП «Анод» (получено 6 актов внедрения в производство).

ПРОГРАММНЫЙ КОМПЛЕКС «УПРАВЛЕНИЕ ЗАПАСАМИ»

П.Ю. Бурнаев

ОАО «Верхневолжские магистральные нефтепроводы»

«Управление запасами» — система, позволяющая осуществить планирование и контроль потоков материалов в процессах снабжения и доставки материалов. Управление запасами открывает возможность ввода и доступа к сведениям фактически в режиме реального времени, поэтому вся информация, представленная в системе, является целостной и актуальной. Управление запасами не рассматривает процессы и ресурсы только внутри отдельно взятого филиала, напротив, объектом внимания является объединение всех



филиалов организации, принимающих участие в снабжении, распределении и переработке в единую интегрированную систему и эффективное взаимодействие элементов этой системы. Среди задач, которые решаются посредством системы «Управление запасами», в первую очередь, можно выделить: увеличение эффективности процессов, связанных со снабжением, за счет контроля текущих остатков на складах, оптимизации движения материальных потоков, и информационная вооруженность

Система введена в промышленную эксплуатацию в 2004 году. Однако, внедрялась она постепенно, проходя параллельно все этапы движения материально-технических ресурсов.

На базе системы «Управления запасами» осуществлялись не только заявочные кампании, но и весь цикл поставки, распределения и списания материалов и оборудования. На данный момент информацию из системы «Управления запасами» используют во многих процессах хозяйственной деятельности организации.

Основная цель развития системы – расширение функциональных свойств, а также гибкая настройка на динамично меняющиеся бизнес-процессы. Другое направление развития системы – создание мощного аналитического модуля, который позволит использовать накопленные данные для увеличения эффективности ведения хозяйственной деятельности организации, проведения статистического анализа и прогнозирования.

Программный комплекс «Управление запасами» тесно интегрирован с другими существующими информационными системами в организации, что отвечает концепциям построения единой информационной системы.

АВТОМАТИЗАЦИЯ ПРОЦЕССА ФОРМИРОВАНИЯ «ПЛАТЕЖНОГО КАЛЕНДАРЯ» ПРЕДПРИЯТИЯ

Д.В. Булыгин

ОАО «Верхневолжские магистральные нефтепроводы»

В повседневной работе предприятия на финансовый отдел ложится функция обеспечения денежными средствами хозяйственных операций предприятия в оперативном периоде времени. Вместе с тем, необходимо обеспечить отсутствие неликвидных средств на счетах предприятия (денежные средства, которые выделены для осуществления хозяйственной деятельности, но в отведенный период не использованы, фактически являются замороженными на этот период времени, то есть неликвидными). Таким образом, финансовому отделу необходимо решать две противоположные задачи: необходимо обеспечить наличие на счетах предприятия денежных средств, достаточных для деятельности в оперативном периоде, и при этом необходимо минимизировать объем зарезервированных средств, находящихся на счетах предприятия.

Для решения данной задачи как раз и используется Платежный календарь на оперативный период времени. Под оперативным периодом времени по-



нимается декада (10 дней) либо месяц. Качественное планирование расходов предприятия в оперативный период времени позволит спрогнозировать объемы необходимых средств, требуемые на счетах предприятия для осуществления хозяйственной деятельности в полном объеме, и, как следствие, появляется возможность минимизировать объемы средств, зарезервированных для хозяйственной деятельности. Кроме того, формирование Платежного календаря позволяет видеть планируемую структуру затрат в оперативном периоде времени.

Процедура формирования «Платежного календаря» должна позволять анализировать причины возникновения затрат, а также их экономической оправданности. Для обеспечения интеграции оперативного Платежного календаря с существующими бизнес-процессами на предприятии, необходимо, чтобы процедура формирования Платежного календаря перетекала в процедуру формирования ежедневного календаря, который утверждается руководством. Только при таком условии возможно его качественное формирование. Оценить качество сформированного Платежного календаря становится возможным при сопоставлении плана календаря с фактом его исполнения.

Для формирования Платежных календарей всех центров финансовой ответственности, а также формирования сводного Платежного календаря разработан программный комплекс «Платежный календарь».

Назначение системы:

- Формирование месячных и ежедневных платежных календарей районов, аппарата управления, сводного платежного календаря.
- Контроль за формирование ПК во всех структурных подразделениях со стороны финансового отдела аппарата управления.
- Контроль исполнения платежных календарей со стороны финансового отдела аппарата управления.
- Интеграция модуля «Платежный календарь» с существующей учетной системой на предприятии.
- Обеспечение уровня допуска к функциональности системы: отделы должны иметь возможность видеть только заявки, сформированные от имени указанного отдела, а также от имени отделов, подчиненных ему в соответствии с иерархией структурных подразделений. Финансовый отдел в аппарате управления и ряд ответственных лиц в районах должны иметь возможность по управлению заявками для формирования ПК.

Основные этапы работы:

- Формирование финансовых заявок отделами и службами, структурными подразделениями компании.
- Рассмотрение финансовых заявок на уровне структурного подразделения, сформировавшего финансовую заявку. Включение заявки в платежный календарь. Назначение ей графика платежей.
- Формирование ежедневных и месячных платежных календарей.
- Отслеживание исполнения заявок (осуществления по ним оплаты).
- Формирование отчетов по исполнению платежного календаря.



В работе рассмотрена проблема оптимизации планирования финансовых потоков предприятия в оперативном промежутке времени. Для решения этой задачи используется процедура формирования ежедневных платежных календарей, а также утвержденные графики бюджетов денежных средств агентов предприятия, из которых впоследствии формируется месячный платежный календарь. Рассмотрен бизнес-процесс формирования и исполнения платежного календаря, роли его участников, процедура утверждения. В целях повышения качества формирования Платежных календарей, повышения оперативности их формирования, а также повышения качества бухгалтерского учета, предложено автоматизировать данный бизнес-процесс.

Работа включает в себя постановку задачи для осуществления автоматизации данного бизнес-процесса: назначение системы, основные этапы работы с системой, упрощенная диаграмма физической структуры базы данных. Описан механизм работы с программным комплексом от этапа формирования финансовой заявки до момента формирования платежного поручения по заявке. Рассмотрены варианты распределенной по нескольким структурным подразделениям системы формирования платежных календарей в целях формирования сводного платежного календаря. Рассмотрены вопросы обеспечения безопасности для доступа и работы с системой.

Разработанный программный комплекс тесно интегрирован с другими существующими программными комплексами на предприятии, что отвечает концепциям построения единой информационной системы.

СОЗДАНИЕ АВТОМАТИЗИРОВАННОЙ СИСТЕМЫ ХРАНЕНИЯ И ОБРАБОТКИ ДАННЫХ О ПРОЦЕССЕ БУРЕНИЯ И ОСВОЕНИЯ

Филиал «Кубаньбургаз» ООО «Бургаз»

Е.А. Лебедева

Для повышения экономической эффективности деятельности компании необходимо выбирать пути автоматизации и информационной интеграции основных процессов на основе современных информационных технологий управления. Основной целью внедрения новых методов управления является повышение прибыли от деятельности на основе исследования, автоматизации и повышения эффективности процессов управления деятельностью всех подразделений и всей компании в целом.

В то время как в необходимости автоматизации и компьютеризации многих производственных процессов уже практически никого не нужно убеждать, существует ряд сопутствующих им проблем психологического характера. Самой сложной задачей является сломать децентрализованную технологию обработки данных.

Одним из главных принципов при создании любой информационной системы является однократное введение информации и ее дальнейшее многократное использование на различных уровнях управления.

Всю вращающуюся в компании информацию можно условно разделить на



оперативную и историческую. Оперативная информация актуальна в текущий момент времени, она представляет собой первичное сырье для последующего анализа. После того как она «вычищается, проверяется на достоверность и классифицируется, она превращается в историческую информацию, крайне ценную для анализа тенденций развития. Различие оперативной и исторической информации предполагает как разные способы ее хранения, так и различные инструменты обработки и анализа.

Комплекс программ «Ведение и обработка суточных рапортов» предназначен для автоматизации документооборота в процессе эксплуатации скважин и обеспечивает формирование отчетных и аналитических документов на основе первичных данных суточных рапортов по бурению и освоению скважин.

Использование комплекса позволяет построить иерархическую многоуровневую информационную структуру для решения задач управления буровым предприятием в целом и задач управления подчиненными подразделениями, расположенными на разных иерархических уровнях управления.

Программа предназначена как для использования в региональных производственных структурах (начиная с уровня буровой/рабочей площадки), так и службами предприятия в центральном аппарате управления.

На основе первичных данных суточных рапортов комплексе программ позволяет осуществлять на каждом уровне управления предприятием оперативный учет результатов работ, автоматизированное накопление, обработку и анализ отчетных данных с целью подготовки технических и технико-экономических решений по конкретным аспектам производственного цикла. Комплекс программ «Ведение и обработка суточных рапортов» обеспечивает формирование сводных электронных отчетных документов за выбранный период времени или по завершении работ.

На данный момент в филиале ведется работа по обновлению станций на рабочих площадках, настройки передачи рапортов по средствам сотовой связи, разработки новых форм отчетности, отладки механизма ввода данных. Постоянно ведется работа по пополнению справочников, по возможности, обновляются на буровых. Таким образом, достигнуты следующие успехи:

- упорядочивание процесса ведения суточного рапорта;
- ужесточение процесса контроля формирования суточного рапорта бурового мастера;
- централизованный сбор информации о процессе бурения, освоения в электронном виде в управлении филиала;
- оптимизация взаимодействия следующих подразделений филиала: ЦИТС, ТО, ПТО, ОпиЦ и других подразделений.

Работа над проектом будет продолжаться, развитие системы позволит организовать централизованную технологию обработки данных. Автоматизация будет пронизывать вертикаль большей части филиала от буровых площадок до руководящего звена. Организация единой базы данных позволит вести статистические отчеты, анализировать процессы бурения в разные периоды времени, используя разнообразное оборудование, применяя новые технологии.



ПРОГРАММНОЕ ОБЕСПЕЧЕНИЕ ДЛЯ АНАЛИЗА РАБОТЫ ФОНДА СКВАЖИН В НЕФТЕДОБЫВАЮЩЕМ ОБЩЕСТВЕ

С.А. Килин, В.К. Чижка

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь»

Модули «Системы сбора и обработки нефтепромысловой информации» разрабатываются как основа информационно-вычислительной сети нефтегазодобывающей компании, охватывают все уровни управления и отвечают как современным требованиям и особенностям производства, так и главным тенденциям и перспективам развития информационных технологий.

За время, прошедшее с момента разработки пилотного проекта на базе ЦДНГ № 10 в ООО «ЛУКОЙЛ-ПЕРМНЕФТЬ», прошли серьезные изменения как в структуре управления, так и в понимании необходимых перечней программных средств специалистов разных уровней управления для решения задач учета и анализа в процессе нефтедобывающего производства.

В условиях двухзвенной системы управления нефтедобывающим производством, действующей в ООО «ЛУКОЙЛ-Пермь», особое значение приобретает развитие прикладных программных средств для оперативной обработки производственно-технологических данных на уровне ЦДНГ.

Были поставлены задачи:

- Законченный технологический цикл обработки оперативной информации о работе скважин и интеграция её по любым геологическим, технологическим и административным объектам.
- Обеспечение баланса замерных и фактических значений объемных показателей работы скважин.
- Функционально полный набор приложений для сбора, контроля и обработки информации.
- Оперативность доступа к информации.
- Открытость для дальнейшего развития.
- Возможность экспорта/импорта данных.

В данной работе представлено описание ПО и методы работы, позволяющие проводить:

- Корректировку скважин фонда с минимальными затратами со стороны технологов ЦДНГ;
- Концентрацию и обработку информации, поступающей из систем телеметрии и ручного ввода;
- Анализ работы фонда скважин общества специалистами различных уровней;
- Планирование мероприятий, направленных на улучшение работы фонда скважин;
- Формирование различных форм отчетности для анализа работы фонда скважин;
- Анализ технологических исследований скважин и техобъектов.



Для анализа работы фонда скважин необходим большой объем информации. Эта информация поставляется в БД из нескольких источников, с помощью разных модулей ССОНИ.

Одним из принципов наполнения базы ЦДНГ является автоматическое поступление данных из различных источников. Например, из ПО Микон поступает около 30 параметров и динамограммы, из химлаборатории поступают анализы проб. Из ТМ поступают замеры по отводам ГЗУ.

В данной работе рассмотрены основные модули ССОНИ и их функционал, позволяющий различным специалистам Общества проводить оперативный анализ состояния и работу фонда скважин.

Модули разработаны в рамках дальнейшего развития ССОНИ, находящейся в промышленной эксплуатации в 12 ЦДНГ.

Разработка и внедрение указанных модулей позволяет повысить качество и оперативность обработки данных специалистами ЦДНГ в процессе текущей работы по обеспечению нефтедобывающего производства.

Основные функции модуля «Фонд скважин»:

- Автоматическое изменение состояния скважины в зависимости от открытия/закрытия простоя по скважине.
- Корректировка категории, состояния (кроме простоя), СЭ скважины.
- Контроль при смене состояния скважины.
- Формирование Протокола изменения фонда скважин.
- Автоматическая смена состояния скважины-залежь в зависимости от состояния скважины в целом. Контроль за состоянием скважины-залежи.
- Ввод новых скважин.
- Контроль фонда на полноту наличия обязательных параметров.
- Анализ движения фонда скважин.
- Привязка скважин к техобъектам и энергообъектам, корректировка техобязки скважин. История обявки.
- Паспортные данные по скважине.
- События на скважине.
- График работы периодических скважин.

Светлым тоном отмечены те, которые направлены на уменьшение затрат по его ведению и выполняются автоматически. Например, автоматическое изменение состояния скважины в зависимости от открытия/ закрытия простоя на скважине.

Вследствие чего фонд скважин живой, реальный.

Построение списка скважин реализовано по любому узлу: месторождение, техобъекты, по марке насосов, по категории, по состоянию, по бригадам.

Есть возможность дополнительно использовать фильтр выборки

Уже при построении дерева скважин возможно проводить контроль на



привязку скважин к ТО или на наличие насоса на скважине.

Графическое представление фонда возможно по любому узлу построенного дерева скважин с детализацией по любому сегменту.

Все движения по скважине и даты смены категории, состояния и СЭ за любой интервал времени отображаются в протоколе корректировки

Кроме стандартных форм отчетности, реализован инструмент формирования произвольных выборок по фонду скважин.

Контроль за периодическим фондом скважин осуществляется с помощью графика работы периодических скважин.

Регламентные отчеты по периодическим скважинам позволяют на любую дату увидеть реальную картину работы период фонда как за сутки, так и с начала месяца.

Для формирования ЭЖ по добывающим, нагнетательным и поглощающим скважинам используется настройка выборки и фильтр.

Отображение параметров работы скважины представлены в табличном и графическом виде эксплуатационного журнала

В табличном виде некондиционные замеры выделены красным цветом

В графическом виде идет сравнение с режимными данными и возможно наложение на график других параметров.

Нулевые и некондиционные замеры по отводам ГЗУ, пришедшие с системы ТМ, не подтвержденные простоем скважины требуют особого внимания со стороны специалистов ЦАНГ.

Протокол отсутствия замеров по скважинам показывает список скважин, не имеющих замеров за указанный период.

Анализ суточной добычи по ДНС показывает сравнение плановой и фактической добычи жидкости по ДНС, прошедшей через оперативные сводки ЦДУ и жидкости, рассчитанной по скважинам с учетом недобора от простоя на конкретное число и с начала месяца.

График недобора нефти от ГДИ — это Инструмент для планирования мероприятий по ГДИ с учетом состояния фонда скважин и подсчетом недоборов по нефти от ГДИ по месторождению и в целом по ЦАНГ.

Данные по планам ГДИ автоматически укладываются в технологический



режим добывающих скважин при его формировании (мероприятия и дата мероприятия).

Анализ добычи нефти после КРС позволяет рассчитать дополнительную добычу нефти по скважинам после КРС.

Разработка данного ПО позволяет:

- уменьшить трудозатраты на ведение фонда скважин;
- обеспечить специалистов различных служб оперативной информацией для анализа состояния и работы фонда скважин;
- отказаться от ведения многочисленных журналов и многократного дублирования информации по состоянию фонда скважин.

Представленные модули ПО найдут заслуженное место среди методов и средств, используемых технологами ЦДНГ для контроля и оперативной оценки ситуации при добыче нефти и газа в цехе и в конечном итоге будут неотъемлемым элементом в практической деятельности специалистов технологических служб ЦДНГ.

СОВЕРШЕНСТВОВАНИЕ МЕТОДОВ ПО ОРГАНИЗАЦИИ МОЛОДЕЖНОЙ ПОЛИТИКИ НА ПРЕДПРИЯТИЯХ НЕФТЕГАЗОВОГО КОМПЛЕКСА

Т.В. Куриленко, А.А. Губанчиков

ООО «ВНИИГАЗ»

ОАО «Газпром» — одна из немногих российских компаний со сложившейся корпоративной культурой.

В настоящее время научно-техническую политику ОАО «Газпром» определяет многотысячный коллектив инженеров и ученых, в большинстве своем получивших профессиональную подготовку в иных социально-экономических условиях и при других приоритетах в развитии газовой отрасли.

Основным направлением кадровой стратегии Общества является создание высокопрофессионального, ответственного и сплоченного коллектива, способного на высоком уровне решать стоящие перед Обществом задачи с учетом социальных и экономических преобразований в стране. Это направление приобретает особое значение в связи с естественным старением трудового коллектива, необходимостью поиска и отбора способной молодежи — выпускников ВУЗов и техникумов.

Отношение к молодежи является в Обществе актуальным. Создаются благоприятные предпосылки для использования энергии молодых, механизмы реальной помощи молодым работникам в реализации социальных проблем, жизненных перспектив.

Ведущая роль в научном потенциале газовой отрасли принадлежит таким



крупным научным организациям, как ООО «ВНИИГАЗ», СеверНИПИгаз, ООО ТюменНИИгипрогаз» и другим. Учеными этих подразделений проводятся не только насыщенные прикладные исследования, но и изучаются фундаментальные научные проблемы с разработкой конкретных технологий, техники, проектов, концепций и стратегий развития, методических и регламентирующих документов, являющихся основой инвестиционных проектов.

Научные организации имеют свою специфику. Здесь сказывается более длительный срок становления высококвалифицированных кадров. Многими ныне работающими учеными уже пройден пик творческой продуктивности, а из-за отсутствия или крайне незначительного притока молодежи в науку это приводит к увеличению доли возрастной группы.

Проведение грамотной и эффективной молодежной политики на предприятии позволит уже сегодня заложить камень в развитие и процветание компании в обозримом будущем.

Сегодня востребованы новые формы работы с молодежью, такие, которые позволили бы молодежи реализовать свои профессиональные знания, раскрыть свой творческий потенциал.

За время существования рыночной экономики в России интерес к науке со стороны молодежи резко понизился, в основном, из-за низкого уровня оплаты труда в научных организациях. В связи с этим в конце 2002 года руководством ООО «ВНИИГАЗ» было принято решение о масштабном наборе молодых специалистов, выпускников ВУЗов, аспирантов. Критерием отбора для молодых кадров являлась их успеваемость во время обучения в ВУЗе: средний балл должен быть не ниже 4,5. В качестве мотивационного фактора для молодых ученых и специалистов служило предоставление им индивидуальных трудовых договоров с повышенным уровнем заработной платы. В результате этих мероприятий в течение года в институте значительно повысилась доля молодых кадров.

На сегодняшний день молодежная политика активно поддерживается новым руководством ООО «ВНИИГАЗ» в лице генерального директора Р.О. Самонова. С молодыми кадрами непрерывно вводится серьезная работа, направленная на их адаптацию к работе в научной организации, развитие творческого потенциала и становление их как зрелых специалистов.

В начале октября 2005 года в ООО «ВНИИГАЗ» было проведено собрание молодых сотрудников с участием руководителя института. Повесткой собрания было воссоздание Совета Молодых Специалистов (СМС).

На первоначальном этапе работы Совета было разработано «Положение о Совете молодых специалистов института ВНИИГАЗ», в котором регламентируется работа, основные задачи, организационные принципы, а также права молодых специалистов.

Совет был создан с целью содействия администрации и профсоюзному комитету в деле воспитания молодых специалистов, повышения их общественной и трудовой активности.

Работа Совета ведется среди молодых сотрудников под руководством Уче-



ного Совета, администрации и профсоюзного комитета.

Основные задачи Совета:

- проводить мероприятия, направленные на оказание молодым специалистам помощи в освоении ими практических и организаторских навыков для выполнения обязанностей по занимаемой должности;
- знакомить молодых специалистов с традициями, историей коллектива, основными направлениями работы и перспективами их развития;
- организовывать и проводить слеты молодых специалистов, научно-практические конференции, творческие отчеты, смотры–конкурсы и выставки, лекции, доклады, экскурсии;
- способствовать созданию в коллективе атмосферы творческого поиска, высокой организованности, взаимной требовательности и ответственности.

С момента образования Совета Молодых Специалистов, были проведены различные мероприятия:

- налажена связь между представителями СМС и молодыми сотрудниками посредством создания внутреннего информационного сайта и почтовых рассылок;
- проведена встреча по обмену опытом между Советами Молодых Специалистов СеверНИПИгаз и ВНИИГАЗ;
- организована внутренняя конференция, победители которой будут направлены на конференцию в ТюменНИИГипрогаз;
- проведен конкурс детских рисунков на тему «Мои родители работают в газовой промышленности».

В планах на будущее у Совета достаточно насыщенный график работы. Совет постоянно осуществляет помощь администрации института и ученому секретарю по доведению информации молодым специалистам о различных проводимых форумах, слетах и конференциях, налаживает контакты с подобными ему организациями и объединениями, образованными на других предприятиях и филиалах Газпрома.

ОСВОЕНИЕ В ЭКСПЛУАТАЦИИ И ИСПЫТАНИЯ РАЗЛИЧНЫХ ТИПОВ ЭНЕРГЕТИЧЕСКИХ ГАЗОТУРБИНЫХ УСТАНОВОК ОТЕЧЕСТВЕННОГО И ЗАРУБЕЖНОГО ПРОИЗВОДСТВА

А.В. Агеев, С.В. Малахов, Н.Е. Туз

ОАО «Всероссийский теплотехнический институт»

Подготовлены и проведены режимные и гарантийные испытания газотурбинных энергетических установок различных типов и классов мощности отечественного и зарубежного производства, эксплуатирующихся на электростанциях России:



- 1996–1997г. Проведение пусконаладочных и режимных испытаний ГТЭ-150 (ОАО «АМЗ») при начальной температуре газов перед турбиной 950 °С на ГРЭС-3 им. Классона «Мосэнерго».
- 1997–1998г. Проведение пусконаладочных, приемо-сдаточных и гарантийных испытаний ГТЭ-150 (ОАО «АМЗ») при переводе ГТУ на начальную температуру газа перед турбиной 1100 °С на ГРЭС-3 им. Классона «Мосэнерго».
- 1999–2000г. Проведение приемо-сдаточных и гарантийных испытаний газотурбинной установки GT-35 с теплообменным аппаратом производства фирмы ABB STAL (Alstom) на ГТУ-ТЭЦ в г. Электросталь.
- 2000–2002г. Проведение пусконаладочных работ, режимных и гарантийных испытаний двух ГТУ типа V94.2 (Siemens), эксплуатирующихся в составе энергоблока ПГУ-450Т на Северо-Западной ТЭЦ в г. Санкт-Петербург.
- 2000–2004г. Проведение режимных теплотехнических испытаний двух ГТУ типа ГТЭ-150 и трех установок типа ГТ-100 (ОАО «АМЗ») на ГРЭС-3 им. Классона «Мосэнерго».
- 2002–2005г. Проведение режимных и межведомственных испытаний ГТЭ-110 (НПО «Сатурн», НПП «Машпроект») на Ивановской ГРЭС. Проведение режимных испытаний ГТУ в период опытно-промышленной эксплуатации.
- 2003–2005г. Проведение режимных и гарантийных испытаний V64.3A (Siemens), эксплуатирующейся в составе энергоблока ПГУ-190/220 на Тюменской ТЭЦ-1.
- 2003–2005г. Проведение режимных и гарантийных испытаний двух ГТУ типа GT-10С, эксплуатирующихся в составе двух энергоблоков Сочинской ТЭС.
- 1997г.,
2004–2005г. Проведение режимных испытаний четырех ГТУ типа ГТ-35 и четырех установок типа ГТЭ-45 (ОАО «Турбоатом») на Якутской ГРЭС.
- 2005г. Проведение пусконаладочных работ и проведение испытаний ГТЭ-160 (ОАО «АМЗ») в составе энергоблока ПГУ-450Т на Калининградской ТЭЦ-2.
- 2005г. Проведение пусконаладочных работ по ГТУ, проведение испытаний LM2500+ (General Electric) на ГТУ-ТЭЦ «Луч» в г. Белгород.
- 2005г. Подготовка и проведение режимных испытаний двух ГТЭС «Урал-6000» в составе энергоблоков промышленно-отопительной ГТУ-ТЭЦ в г. Иваново.
- 2005г. Подготовка испытаний ГТУ V-94.2 (Siemens) в составе энергоблока ПГУ-195 Дзержинской ТЭЦ.

При подготовке испытаний для каждой установки были разработаны индивидуальные системы измерений с учетом требований к точности определя-



емых показателей газотурбинной установки (ГТУ), осуществлялись монтаж и наладка измерительной системы.

Для обработки результатов испытаний применительно к каждому объекту разрабатывались алгоритмы и математические модели работы ГТУ, обеспечившие получение полных и надежных результатов.

Цели испытаний :

- ◆ сопоставление действительных показателей ГТУ с контрактными обязательствами фирм-производителей ГТУ по теплотехническим, экологическим и шумовым характеристикам установок;

- ◆ оценка состояния ГТУ (определение технико-экономических показателей ГТУ в целом и ее элементов (компрессоров, камер сгорания, турбин), сравнение полученных величин со значениями, определенными в начале эксплуатации, – «парадными» показателями, определение динамики изменения характеристик ГТУ во времени и факторов, вызывающих эти изменения)

- ◆ оценка эффективности ремонтных работ путем определения показателей ГТУ до и после ремонтов;

- ◆ выдача рекомендаций по совершенствованию, оптимизации режимов эксплуатации ГТУ как при автономной работе, так и при работе в составе энергоблоков ПГУ и ГТУ-ТЭЦ, по ведению надежных и экономичных режимов, по доводке показателей ГТУ до проектных в условиях электростанции;

- ◆ разработка энергетических характеристик ГТУ для применения их в эксплуатации, при планировании работы и контроля состояния ГТУ.

Ожидаемые результаты:

- ◆ По результатам гарантийных испытаний в случаях невыполнения контрактных обязательств заказчик предъявлял обоснованные претензии поставщику ГТУ. Определенные при испытаниях энергетические характеристики позволяют оценивать изменение показателей установки и соответственно корректировать время проведения ремонтов по состоянию и получать экономическую выгоду за счет увеличения наработки сменных деталей, выработки электрической энергии и тепла.

- ◆ Были разработаны рекомендации по оптимизации режимов эксплуатации установок и по совершенствованию конструкций оборудования и систем для повышения надежности и экономичности и снижения затрат на топливо.

- ◆ Возможность планирования выработки электрической и тепловой энергии на основе энергетических характеристик позволяет улучшить электро- и теплоснабжение регионов России.



ФРАКТАЛЬНАЯ МОДЕЛЬ РАЗРУШЕНИЯ ТРЕЩИНОВАТОГО ПОРОДНОГО МАССИВА В ОКРЕСТНОСТИ ГОРИЗОНТАЛЬНОЙ ГОРНОЙ ВЫРАБОТКИ

Н.О. Солянов

ОАО «ШахтНИИ»

В настоящей работе построена имитационная модель разрушения приконтурного слоя горной выработки, позволяющая контролировать изменение напряженно-деформированного состояния породного массива во времени и оптимизировать параметры крепи. Для статистического описания распространения области разрушения в непосредственной кровле горной выработки используется нагруженное фрактальное дерево. Особенностью такого подхода является введение масштабно-инвариантного механизма переноса нагрузки, приводящего к катастрофическому разрушению при достижении приложенной нагрузкой критического порога. Разрушающее напряжение вычисляется по критерию локального разрушения, опирающегося на фрактальное моделирование берегов трещины.

Расчетная схема

Считая, что механические процессы, возникающие в породном массиве, находятся в условиях плоской деформации, реальную схему массива можно представить как тяжелую полуплоскость, снабженную отверстием. В виду локального характера распределения напряжений в массиве поле гравитационных сил можно заменить полем геостатического давления. Вследствие чего расчетная схема представляется невесомой плоскостью с отверстием, находящейся в состоянии неравнокомпонентного сжатия на бесконечности. При этом главные напряжения на бесконечном удалении от отверстия в вертикальном и горизонтальном направлении равны соответственно $\sigma^{\infty} = \gamma H$ и $\lambda \sigma^{\infty}$, где γ — удельный вес пород, H — глубина заложения выработки, λ — коэффициент бокового распора.

В работе показано, что при увеличении характерного размера поперечного сечения выработки давление на крепь неограниченно возрастает.

Таким образом, для определения напряженно-деформированного состояния породного массива, вмещающего горную выработку, необходимо решить задачу теории упругости о бесконечной плоскости, ослабленной отверстием.

Напряженное состояние

В случае анизотропии компоненты тензора напряжений определяются по формулам :



$$\sigma_x = \frac{\partial^2 F}{\partial y^2}, \quad \sigma_y = \frac{\partial^2 F}{\partial x^2}, \quad \tau_{xy} = \frac{\partial^2 F}{\partial x \partial y} \quad (1)$$

Функция напряжений записывается в виде

$$F = F_{00} + (\lambda_1 + \lambda_2)F_{10} + (\lambda_1^2 + \lambda_2^2)F_{20} + \lambda_1 \lambda_2 F_{11} \quad (2)$$

где

$$\begin{cases} F_{00} = \operatorname{Re} \left[\bar{z} \varphi_{00}(z) + \chi_{00}(z) \right]; \\ F_{10} = \operatorname{Re} \left[\bar{z} \varphi_{10}(z) + \chi_{10}(z) - \frac{1}{4} \bar{z}^2 \varphi'_{00}(z) \right]; \\ F_{20} = \operatorname{Re} \left[\bar{z} \varphi_{20}(z) + \chi_{20}(z) - \frac{1}{4} \bar{z}^2 \varphi'_{10}(z) + \frac{1}{24} \bar{z}^3 \varphi''_{00}(z) + \frac{1}{8} \bar{z}^2 \varphi'_{00}(z) \right]; \\ F_{11} = \operatorname{Re} \left[\bar{z} \varphi_{11}(z) + \chi_{11}(z) - \frac{1}{2} \bar{z}^2 \varphi'_{10}(z) + \frac{1}{24} \bar{z}^3 \varphi''_{00}(z) - \frac{1}{8} \bar{z}^2 \chi'_{00}(z) \right]; \end{cases} \quad (3)$$

параметры $\lambda_{1,2} \in (0,1)$ характеризуют степень анизотропии.

Аналитические функции $\varphi_{ij}(z)$, $\chi_{ij}(z)$ находятся из граничного условия

$$\frac{\partial F}{\partial x} + i \frac{\partial F}{\partial y} = \int_0^s (iX_n - Y_n) ds, \quad (4)$$

где $X_n + iY_n$ — вектор поверхностной силы на контуре отверстия. Введя

сокращенные обозначения $\varphi_{ij} = \varphi_{ij}(z)$, $\psi_{ij} = \chi'_{ij}(z)$, уравнение (4) можно записать в виде системы

$$\begin{cases} z \bar{z} \varphi'_{00} + \bar{\psi}_{00} + \varphi_{00} = \int_0^s (iX_n - Y_n) ds; \\ z \bar{z} \varphi'_{10} + \bar{\psi}_{10} + \varphi_{10} = \frac{1}{4} (z^2 \varphi''_{00} + 2z \bar{z} \varphi'_{00}); \\ z \bar{z} \varphi'_{20} + \bar{\psi}_{20} + \varphi_{20} = \frac{1}{4} (z^2 \varphi''_{10} + 2z \bar{z} \varphi'_{10}) - \frac{1}{8} \left(\frac{z^3}{3} \varphi'''_{00} + z^2 \varphi''_{00} + \bar{z}^2 \varphi''_{00} + 2z \bar{z} \varphi'_{00} \right); \\ z \bar{z} \varphi'_{11} + \bar{\psi}_{11} + \varphi_{11} = \frac{1}{4} (z^2 \varphi''_{10} + 2z \bar{z} \varphi'_{10}) - \frac{1}{8} \left(\frac{z^3}{3} \varphi'''_{00} - z^2 \bar{z} \varphi''_{00} + \bar{z}^2 \varphi''_{00} - 2z \bar{z} \varphi'_{00} \right). \end{cases} \quad (5)$$



Функции φ_{00} и ψ_{00} дают распределение напряжений в изотропной плоскости, их можно определить, применяя методы, разработанные Н. И. Мусхелишвили. Для определения остальных функций удобно воспользоваться аппаратом интегралов типа Коши [5]. После нахождения функции компоненты поля напряжений определяются по формулам:

$$\left[\begin{aligned} \sigma_x + \sigma_y &= \operatorname{Re} \left[4\varphi'_{00} + (\lambda_1 + \lambda_2) \left(4\varphi'_{10} - 2\bar{z}\varphi''_{00} \right) + \right. \\ &+ (\lambda_1^2 + \lambda_2^2) \left(4\varphi'_{20} - 2\bar{z}\varphi''_{10} + \frac{\bar{z}^2}{2}\varphi'''_{00} + \bar{z}\varphi''_{00} \right) + (\lambda_1\lambda_2) \left(4\varphi'_{11} - 4\bar{z}\varphi''_{10} + \frac{\bar{z}^2}{2}\varphi'''_{00} - \bar{z}\psi'_{00} \right) \left. \right], \\ \sigma_y - \sigma_x + i\tau_{xy} &= 2(\bar{z}\varphi''_{00} + \psi'_{00}) + (\lambda_1 + \lambda_2) \left[2(\bar{z}\varphi''_{10} + \psi'_{10}) - \frac{\bar{z}^2}{2}\varphi'''_{00} - \bar{z}\varphi'_{00} \right] + \\ &+ (\lambda_1^2 + \lambda_2^2) \left[2(\bar{z}\varphi''_{20} + \psi'_{20}) - \frac{\bar{z}^2}{2}\varphi'''_{10} - \bar{z}\varphi'_{10} + \frac{\bar{z}^3}{12}\varphi^{IV}_{10} + \frac{\bar{z}^2}{4}\varphi'''_{00} + \frac{\bar{z}}{2}\varphi''_{00} + \frac{1}{2}\varphi'_{00} \right] + \\ &+ (\lambda_1\lambda_2) \left[2(\bar{z}\varphi''_{11} + \psi'_{11}) - \bar{z}^2\varphi'''_{10} - 2\bar{z}\varphi'_{10} + \frac{\bar{z}^3}{12}\varphi^{IV}_{10} - \frac{\bar{z}^2}{4}\psi'_{00} + \frac{\bar{z}}{2}\varphi''_{00} - \frac{1}{2}\psi'_{00} \right], \end{aligned} \right] \quad (6)$$

Для построения условной зоны неупругих деформаций рассчитывается неравенство, представляющее собой невыполнение условия Кулона-Мора:

$$\left(\sigma_x - \sigma_y \right)^2 + 4\tau_{xy}^2 \leq \left(\sigma_x + \sigma_y + 2K \operatorname{ctg} \varphi \right)^2 \sin^2 \varphi. \quad (7)$$

Для определения поля деформаций необходимо выписать уравнения, отражающие физические особенности развития деформаций в массиве и определяющие конфигурацию геомеханической модели.

Геомеханическая модель

Рассмотрим модель линейно-деформируемого неоднородного трансверсально-изотропного породного массива. Физические уравнения, описывающие закон распространения деформаций в таком массиве, учитывают геометрическую анизотропию (слоистость горных пород), искусственную неоднородность (область технологического воздействия при производстве горно-строительных работ по сооружению различных выработок) и физическую анизотропию (естественная трещиноватость горных пород).

Обобщенный закон Гука для трансропной среды, характеризующейся постоянством свойств деформационных характеристик в различных направлениях в плоскости изотропии, записывается в виде



$$\begin{cases}
 \varepsilon_x = \left[\frac{1}{E} \cos^2 \beta - \frac{\nu'}{E'} \sin^2 \beta \right] \sigma_x + \left[\frac{1}{E} \sin^2 \beta - \frac{\nu'}{E'} \cos^2 \beta \right] \sigma_y + \left(\frac{1}{E} + \frac{\nu'}{E'} \right) \sin 2\beta \tau_{xy} - \frac{\nu}{E} \sigma_z, \\
 \varepsilon_y = \left[\frac{1}{E'} \sin^2 \beta - \frac{\nu'}{E'} \cos^2 \beta \right] \sigma_x + \left[\frac{1}{E'} \cos^2 \beta - \frac{\nu'}{E'} \sin^2 \beta \right] \sigma_y - \left(\frac{1}{E'} + \frac{\nu'}{E'} \right) \sin 2\beta \tau_{xy} - \frac{\nu'}{E'} \sigma_z, \\
 \varepsilon_z = - \left[\frac{\nu}{E} \cos^2 \beta + \frac{\nu'}{E'} \sin^2 \beta \right] \sigma_x - \left[\frac{\nu}{E} \sin^2 \beta + \frac{\nu'}{E'} \cos^2 \beta \right] \sigma_y - \left(\frac{\nu}{E} - \frac{\nu'}{E'} \right) \sin 2\beta \tau_{xy} + \frac{1}{E} \sigma_z, \\
 \tau_{xy} = - \frac{1}{2G'} \sin 2\beta \sigma_x + \frac{1}{2G'} \sin 2\beta \sigma_y + \frac{1}{G'} \cos 2\beta \tau_{xy},
 \end{cases}
 \quad (8)$$

где E — модуль деформации в плоскости изотропии; E' — модуль деформации в направлении ортогональном плоскости изотропии; ν — коэффициент Пуассона, характеризующий сокращение в плоскости изотропии, при растяжении в этой же плоскости; ν' — коэффициент Пуассона, характеризующий сокращение в плоскости изотропии, при растяжении в направлении, ортогональном к этой плоскости; G' — модуль сдвига, характеризующий искажение углов между направлениями в плоскости изотропии и направлением, перпендикулярным к ней; β — угол между осью x и плоскостью изотропии.

Полагая $\varepsilon_z = 0$, выразим σ_z через остальные компоненты тензора напряжений

$$\sigma_z = \left[\nu \cos^2 \beta + E \frac{\nu'}{E'} \sin^2 \beta \right] \sigma_x + \left[\nu \sin^2 \beta + E \frac{\nu'}{E'} \cos^2 \beta \right] \sigma_y + \left(\nu - E \frac{\nu'}{E'} \right) \sin 2\beta \tau_{xy}$$

(9)

Характер распределения прочностных и деформационных параметров в пределах области технологического воздействия [1] описывается степенной зависимостью вида:

$$A(r) = A_H (1 - ar^{-n}), \quad (10)$$

где A_H — значение соответствующей механической характеристики вне области технологического воздействия; a , n — параметры аппроксимации кривой распределения. Буровзрывная выемка породы формирует в окрестности выработки технологическую неоднородность вида (10) с параметрами $a = 0.85$, $n = 6$.

Для учета влияния трещиноватости массива на деформационные характеристики можно воспользоваться решением, предложенным К.В. Руппнейтом [1]:



$$\left\{ \begin{aligned} E_1^* &= \frac{E^*}{1 + \sum_{i=1}^n \eta_i (1 - \sin^4 \theta_i)}, \\ E_2^* &= \frac{E^*}{1 + \sum_{i=1}^n \eta_i (1 - \cos^4 \theta_i)}; \end{aligned} \right. \quad (11)$$

$$v_{1,2}^* = v^* + \sum_{i=1}^n \eta_i \sin^2 \theta_i \cos^2 \theta_i \quad (15)$$

$$\eta_i = \frac{\delta_i}{n\beta_p}, \quad \beta_p = 3 \cdot 10^4,$$

где E_1^* — модуль деформации трещиноватого массива в направлении действия нагрузки; E_2^* — модуль деформации в направлении, перпендикулярном действию нагрузки; E^* , v^* — модуль деформации и коэффициент Пуассона в ненарушенном массиве; n — число систем трещин; δ_i — ширина раскрытия i - \bar{y} системы трещин; η_i — толщина слоя пород, приходящаяся на одну трещину, т. е. среднее расстояние между двумя соседними трещинами i - \bar{y} системы; θ_i — угол между направлениями i - \bar{y} системы трещин и осью x .

В условиях хаотической трещиноватости (число систем трещин более 4) модуль деформации определяется следующим образом:

$$E_{1,2}^* = \frac{E^*}{1 + \frac{5}{8} m \eta_1'} \quad (16)$$

Поле смещений

Компоненты поля смещений определяются из системы дифференциальных уравнений:



$$\begin{cases} \frac{\partial u}{\partial x} = \varepsilon_x, \\ \frac{\partial v}{\partial y} = \varepsilon_y, \\ \frac{\partial u}{\partial y} + \frac{\partial v}{\partial x} = \gamma_{xy}. \end{cases} \quad (17)$$

Изменение величины суммарного раскрытия трещин во времени и зависимость смещений приконтурного слоя выработки от накопления трещиноватости определяются эмпирически на основании данных шахтных замеров.

Зависимость суммарного раскрытия трещин от времени носит «ступенчатый» характер. Возникновение новых трещин в породном массиве сопровождается быстрым ростом суммарного раскрытия d , после чего трещины развиваются без появления новых и величина d медленно возрастает до некоторого «барьерного» значения d^* , преодоление которого порождает новый этап трещинообразования и быстрого роста d до нового «барьерного» значения и т. д.

Процесс накопления трещиноватости подчиняется неубывающему закону во времени и легко аппроксимируется полиномами.

Закон изменения смещения приконтурного слоя выработки во времени определяется как композиция функций $U(d)$ и $d(t)$.

Аппроксимация функции $u(t)$ многочленами Чебышева имеет вид

$$u(t) = -11397 \cdot 10^{-10} t^{10} + 18732 \cdot 10^{-8} t^9 - 13005 \cdot 10^{-6} t^8 + 49506 \cdot 10^{-5} t^7 - 11255 \cdot 10^{-3} t^6 + 0.01578 \cdot t^5 - 0.14 \cdot t^4 + 0.84147 \cdot t^3 - 3.614 \cdot t^2 + 10.68128 \cdot t.$$

(18)

Полное поле смещений складывается из компонент основного поля, которое определяется решением плоской задачи теории упругости, и компонент дополнительного поля, зависящего от накопления трещиноватости.

Критерий локального разрушения.

Поверхность трещины, образующейся после отрыва, весьма неровна и иррегулярна. Истинные площади поверхностей трещин больше, чем данные, получаемые с помощью макроскопических измерений. Структура поверхности трещин превосходно моделируется фрактальными поверхностями. В настоящей работе контура берегов трещины аппроксимируются фрактальными кривыми Коха. Существуют две формы межкристаллитного хрупкого разрушения, их фрактальные размеры можно определить с помощью формального определения



$$D = \frac{\log N}{\log \frac{1}{r}} \quad (19)$$

где r , N — параметры генератора кривой Коха.

Критическая скорость разрушения записывается в виде

$$G_c = 2\gamma_s \delta^{-0.26} \quad (20)$$

где $2\gamma_s$ — истинная поверхностная энергия; δ — диаметр породного зерна.

Таким образом, фрактальное моделирование позволяет определить поправку к величине поверхностной энергии, возникающую вследствие иррегулярности берегов трещины.

В предположении, что при образовании поверхностей раздела в материале высвобождаемая энергия упругой деформации в значительной степени затрачивается на пластическое течение у вершины трещины зависимость между разрушающим напряжением и длиной трещины можно представить в виде

$$\sigma_f = \sqrt{\frac{E(2\gamma_s + \gamma_p)}{\pi l(1-\nu^2)}}, \quad (21)$$

где γ_p — энергия, затраченная на пластическую деформацию в локальной зоне у вершины трещины в момент неустойчивости разрушения.

Энергетический критерий с учетом (20) можно записать в виде

$$K_C = \sqrt{\frac{E(2\gamma_s \delta^{-0.26} + \gamma_p)}{1-\nu^2}}, \quad (22)$$

где K_C принимает значения K_{IC} , K_{IIC} , K_{IIIC} в зависимости от способа нагружения берегов трещины. Силовой критерий имеет вид

$$\sigma_f = \frac{K_C}{\sqrt{\pi l}} \quad (23)$$

Задав числовые значения величин δ , γ_s и γ_p , можно определить критические напряжения на фронте трещины и разрушающее напряжение.



Фрактальное дерево

Рассмотрим нагруженное фрактальное дерево, имеющее N уровней. Из каждой вершины выходят две прямолинейные ветви, образующие между собой угол ζ . Длина ветви n -го уровня равна

$$h_n = h_1 \left(\frac{1}{r} \right)^{1-n}, \quad r \in \left(\frac{1}{\sqrt{2}}, 0 \right) \quad (24)$$

Варьируя параметр r , угол ζ подбирается так, чтобы дерево не имело самопересечений. Этим сохраняется фрактальная природа дерева и, следовательно, масштабно-инвариантный механизм переноса нагрузки.

Нагрузка σ_0 , приложенная к вершине $n=0$ у основания, характеризует напряженное состояние на границе условной зоны неупругих деформаций.

Нагрузка σ_N , распределенная между вершинами N -го уровня, характеризует напряженное состояние на контуре выработки. Наличие крепи моделируется включением в структуру некоторой доли α особо прочных ребер, с отношением η характеристической нагрузки прочных ребер к характеристической нагрузке непрочных ребер. Для анкерной крепи можно принять $\eta=10$. Параметр α для k анкеров вычисляется по формуле

$$\alpha = \frac{k(N-i) + \sum_{n=1}^i 2^n}{\sum_{n=1}^N 2^n}, \quad 2^i \leq k \leq 2^{i+1} \quad (25)$$

так, для четырех анкеров при $N=5$ $\alpha \approx 0,29$.

Вероятность превышения нагрузкой σ_{nj} , действующей на j -той ветви n -го уровня разрушающего напряжения σ_f моделируется распределением Вейбулла, часто используемым для представления статистических флуктуаций разрушающих нагрузок. Вероятность разрушения для ребер n -го уровня вычисляется по формуле:

$$p_{nj} = P(\sigma_f \leq \sigma_{nj}) = (1-\alpha) \left[1 - \exp \left\{ - \left(\frac{\sigma_{nj}^m}{\sigma_c^m} \right) \right\} \right] + \alpha \left[1 - \exp \left\{ - \left(\frac{\sigma_{nj}^m}{\eta \sigma_c^m} \right) \right\} \right]. \quad (26)$$

Параметр m определяет степень чувствительности структуры к измене-



нию напряжений, σ_c - характеристическая нагрузка на ветвь дерева.

Условная вероятность разрушения второй ветви в паре при условии, что первая ветвь разрушена при $\alpha \neq 0$ не представима через p_{nj} простым аналитическим выражением [9]. Численное исследование рекуррентного соотношения, связывающего p_{nj} с p_{n-1j} как функции от α и η , описывающее индуцированное разрушение вверх по дереву обнаруживает режим, характеризуемый двумя критическими точками.

Нижняя критическая точка p_{cl} соответствует разрушению непрочных ребер. Верхняя критическая точка p_{cr} соответствует катастрофическому разрушению всей структуры. Промежуточный интервал $p_{cl} < p_n < p_{cr}$ контролируется неподвижной точкой p_c^* . Значения p_{nj} в этом интервале порождают последовательность вероятностей разрушения, сходящуюся к p_c^* при убывании n к вершине дерева. Таким образом, p_c^* определяет эффективность механизма сопротивления разрушению, осуществляемому прочными ребрами.

Динамическая модель

Рассмотрим условную зону неупругих деформаций в непосредственной кровле трапезиевидной выработки. В этой области проведем N прямых, параллельных кровле выработки, так чтобы расстояние между n -ной и $(n+1)$ -й прямой равнялось

$$h_0 \left(\frac{1}{r} \right)^{1-n}, \quad r \in \left(\frac{1}{\sqrt{2}}, 0 \right), \quad (27)$$

где h_0 — расстояние от кровли выработки до точки $M_{\perp}(x_{\perp}, y_{\perp})$ пересечения контура условной зоны с перпендикуляром, опущенным из начала координат на кровлю выработки.

Уравнение n -ной прямой обозначим $y = l_n(x)$.

Отметим на n -ной прямой 2^n точек. Каждой такой точке поставим в соответствие одну вершину n -го уровня фрактального дерева. Абсцисса j -той точки на n -ной прямой равна

$$x_{nj} = x_{nl}^* + j \frac{(x_{nr}^* - x_{nl}^*)}{2^n + 1}, \quad n = 1, 2, \dots, N, \quad j = 1, 2, \dots, 2^n. \quad (28)$$



где x_{nl}^* , x_{nr}^* — абсциссы точек пересечения контура условной зоны с n -ной прямой. Основанию дерева (вершине $n=0$) будет соответствовать

точка $M_{\perp}(x_{\perp}, y_{\perp})$. При $N=5$, $r=\frac{2}{3}$ построенная модель соответствует фрактальному дереву. Для оценки вклада напряжения σ_x в распространение области разрушения в непосредственной кровле горной выработки определим нагрузку на j -тую ветвь n -го уровня фрактального дерева следующим образом

$$\sigma_{nj} = \sigma_x \left(x_{nj}, I_n(x_{nj}, t) \right). \quad (29)$$

Нагрузка, приложенная к вершине дерева, будет $\sigma_0 = \sigma_x(x_{\perp}, y_{\perp}; t)$.

Статистический анализ разрушения структуры производится по формуле (26), которая дает возможность контролировать разрушение непосредственной кровли горной выработки и оптимизировать параметры анкерной крепи.

Таким образом, нагруженное фрактальное дерево может служить простой моделью при исследовании разрушения приконтурного слоя горных выработок.

СОЗДАНИЕ, ВНЕДРЕНИЕ И ЭКСПЛУАТАЦИЯ ПРОГРАММНОГО КОМПЛЕКСА ДЛЯ ОЦЕНКИ И КОНТРОЛЯ НАПРЯЖЕННО-ДЕФОРМИРОВАННОГО СОСТОЯНИЯ (НДС) И УДАРООПАСНОСТИ УЧАСТКОВ УГОЛЬНЫХ ПЛАСТОВ НА ШАХТАХ РОССИИ

А.В. Сидоров

ОАО «ВНИМИ»

Отработка пластовых месторождений на больших глубинах сопровождается увеличением количества горных ударов и других динамических форм проявления горного давления, причем на интенсивность горных ударов оказывает влияние большое количество горно-геологических и горнотехнических факторов. Проявление геодинамической активности тесно связано с текущим состоянием горных работ. Интенсивная разработка месторождений осуществляется на больших глубинах в сложных, неблагоприятных, с точки зрения проявления горного давления, горно-геологических и горнотехнических условиях.

Опыт разработки угольных месторождений показывает, что современное состояние горных работ на шахтах не всегда и не в полной мере соответствует реальным геологическим и горнотехническим условиям, что объясняется неучетом пространственного характера распределения напряжений при про-



ектировании параметров отработки угольных пластов.

До настоящего времени решение данных вопросов осуществлялось только за счет постановки широкомасштабных инструментальных исследований, зачастую являющихся трудоемкими и дорогостоящими. Поэтому на сегодняшний день перспективным видится применение современных компьютерных технологий, позволяющих использовать математическое моделирование для описания процессов, происходящих при разработке месторождений.

Таким образом, создание мобильных экспресс-методов оценки напряженно-деформированного состояния и степени удароопасности разрабатываемых угольных пластов, направленных на учет широкого диапазона горно-геологических и горно-технических условий ведения горных работ и базирующихся на пространственном математическом моделировании геомеханических процессов, является актуальной задачей для теории и практики разработки угольных месторождений.

Для решения поставленной задачи разработан современный компьютерный программный комплекс, позволяющий оперативно оценивать напряженно-деформированное состояние конструктивных элементов систем разработок и производить как текущую, так и перспективную оценку степени их удароопасности.

Аналитический блок программного комплекса базируется на реализации нового численного метода расчета НДС конструктивных элементов систем разработок с совокупным учетом широкого диапазона горно-геологических и горно-технических факторов: произвольных в размере и по конфигурации выработанного пространства и конструктивных угольных элементов (краевые части угольных пластов, целики различного назначения и другие опорные элементы), произвольного месторасположения конструктивных угольных элементов относительно границ выработанного пространства, различных физико-механических свойств вмещающих пород и угля, переменной мощности угольных пластов, параметров разгрузочных мероприятий и геологических нарушений). Аналитический блок применим для оценки НДС и удароопасности как одиночных, так и свиты угольных пластов.

На основании аналитического блока (геомеханической модели) разработано современное программное обеспечение комплекса для оценки НДС и удароопасности участков шахтных полей с использованием среды визуального программирования «Delphi» в системе «Windows». Программный комплекс имеет удобный интерфейс и предусматривает его совместное использование с существующими и применяемыми на горнодобывающих предприятиях современными AutoCad ориентированными системами: импортирование исходных данных (электронных планов горных работ) из модели; экспортирование в модели результатов расчета НДС массива горных пород и удароопасности (изолинии напряжений, удароопасные области и т. п.).

Пользовательский интерфейс программного комплекса включает следующие главные формы:



- «Обработка графической документации»;
- «Общая база данных объектов»;
- «Результаты расчета НДС и удароопасности МГП».

Форма «Обработка графической документации» предназначена для обработки копий электронных планов горных работ в маркшейдерских координатах, используемых при построении электронных планов горных работ в системе AutoCad, в части создания графических объектов конструктивных элементов массива и выработки, геологических нарушений, глубин ведения горных работ, мощности угольного пласта, модулей упругости вмещающих пород и угольного пласта, параметров скважинной разгрузки.

Форма «Общая база данных объектов» предназначена для формирования общей базы исходных данных свойств объектов с последующим выполнением численных расчетов (математического моделирования) напряженно-деформированного состояния и удароопасности конструктивных элементов угольных пластов и массива горных пород.

Общая база данных состоит из таблиц исходных данных объектов: объектов массива, блоков массива, элементов массива; объектов выработки, блоков выработки, элементов выработки; геологических нарушений; глубины работ; мощности угольного пласта; модулей упругости вмещающих пород и угольного пласта; параметров разгрузочно-дегазационных профилактических мероприятий, ориентированных на снижение опасных концентраций горного давления и газа в углепородном массиве, за счет бурения скважин большого диаметра.

Для оценки напряженно-деформированного состояния и удароопасности конструктивных элементов угольных пластов и массива горных пород (МГП) необходимо использовать команды главного меню «Расчет» или кнопки панели инструментов «Расчет НДС МГП».

Форма «Результаты расчета НДС и удароопасности МГП» предназначена для формирования базы результатов численных расчетов (математического моделирования) напряженно-деформированного состояния и удароопасности конструктивных элементов угольных пластов и массива горных пород и графического представления полученных результатов. Результаты численных расчетов (математического моделирования) представляются либо в числовом виде, либо в виде изолиний, нанесенных на выкопировки исследуемых участков электронных планов горных работ. В программном комплексе предусмотрена возможность построения по полученным результатам вертикальных эпюр напряжений, деформаций и перемещений, а также выделение потенциально удароопасных участков конструктивных элементов угольных пластов.

Разработанный программный комплекс предназначен для осуществления большого объема вычислительных операций. Для его эффективной работы рекомендуются следующие требования к компьютеру автоматизированного рабочего места (рекомендуемая конфигурация): процессор Pentium IV (2,5



ГГц и выше), оперативная память 512 Мб и более, жесткий диск 80 Гб, монитор 17 дюймов и выше, операционная система Windows 2000/XP. В случае сетевого использования ПО рекомендуются следующие требования к локальной сети (рекомендуемая конфигурация): сервер на базе Pentium IV (SCSI) или специализированная Серверстанция; пропускная способность 100 Мбит и выше; операционная система Windows 2000/XP-сервер.

В качестве демонстрации разработанного программного обеспечения комплекса для расчета напряженно-деформированного состояния и оценки эффективности проведения профилактических разгрузочных мероприятий (скважинной разгрузки) участков угольных пластов с высоким уровнем действующих напряжений, приняты условия отработки лавы 822-ю пласта Тройного шахты «Воркутинская» ОАО «Воркутауголь».

Выемочное поле лавы 822-ю пласта Тройного на участке доработки попадает в зону повышенного горного давления, сформированную краевыми частями лав защитного пласта Четвертого. Максимальная глубина ведения горных работ в выемочном столбе 822-ю — 790 м. При средней мощности пласта равной 2,9 м на данной глубине в соответствии с Инструкцией ширина зоны влияния опорного давления очистного забоя составляет 92 м, ширина защитной зоны — 7,0 м. Природная газоносность пласта — 25–35 м³ на тонну угля.

В соответствии с действующими нормативными документами зона повышенного горного давления должна приводиться в неудароопасное состояние из выработок, пройденных параллельно границам этих зон с дополнительными мероприятиями по дегазации пласта. При этом профилактическая обработка зоны должна быть закончена до подхода к ней лавы на расстояние не менее ширины зоны влияния опорного давления очистного забоя, так как обработка участка, находящегося в зоне повышенного горного давления и дополнительно подвергающегося воздействию опорного давления очистного забоя, будет весьма трудоемка и небезопасна. От эффективности мероприятий по дегазации и разгрузке угольного пласта во многом зависят объемы, параметры и эффективность прогнозных и локальных профилактических мероприятий, которые будут выполняться из лавы при подвигании очистного забоя в зоне повышенного горного давления.

Для исключения влияния повышенного горного и газового давлений на участке поля лавы 822-ю пласта Тройного от начала зоны повышенного горного давления и до границы отработки лавы в качестве эксперимента был применен способ разгрузочно-дегазационных скважин (РАС), пробуренных из вентиляционного и конвейерного штреков. Ширина обрабатываемого участка со стороны вентиляционного (в направлении вниз) и конвейерного (в направлении вверх) штреков по проекту составляла 80 м. Скважины диаметром 76 мм бурились с использованием буровых станков СБГ-1М с воздушной продувкой скважин в процессе бурения. Фактически скважины бурились на максимально возможную по горно-геологическим условиям и технической характеристике станка глубину от 55 до 100 м. Всего было пробурено свыше 250 РАС. Под обсадные трубы диаметром 108 мм скважины разбуривались до 132 мм.



При численном моделировании геомеханического состояния пласта Тройного на участке лавы 822-ю были приняты следующие общие исходные данные: коэффициент Пуассона $\nu = 0,3$, модуль упругости углевмещающих пород (песчаники, алевролиты) $E_p = 2 \cdot 10^4$ МПа, модуль упругости угольного пласта $E_y = 2 \cdot 10^3$ МПа, предел прочности угольного пласта $\sigma_{сж} = 11$ МПа.

Средний объем выхода штобы с 1 м^2 обрабатываемой площади, замеренный при бурении РДС в выемочном поле лавы 822-ю пласта Тройного с вентиляционного штока 822-ю, составил 33,5 л. Величина искусственной (техногенной) податливости $\Delta_{ш}$ конструктивных угольных элементов со стороны вентиляционного штока 822-ю, на основании данных промышленных испытаний замеров выхода штобы, принималась к расчетам равной 0,024 м.

Средний объем выхода штобы с 1 м^2 обрабатываемой площади, замеренный при бурении РДС в выемочном поле лавы 822-ю пласта Тройного с конвейерного штока 822-ю, составил 47,0 л. Величина искусственной (техногенной) податливости $\Delta_{ш}$ конструктивных угольных элементов со стороны конвейерного штока 822-ю, на основании данных промышленных испытаний замеров выхода штобы, принималась к расчетам равной 0,034 м.

При исследовании геомеханического состояния угольного пласта Тройного выполнялась реализация следующих расчетных вариантов:

- расчет величин нормальных к напластованию напряжений, действующих в конструктивных элементах угольного пласта Тройного до осуществления мероприятий по бурению РДС из вентиляционного штока 822-ю и конвейерного штока 822-ю (исходное состояние);

- расчет величин нормальных к напластованию напряжений, действующих в конструктивных элементах угольного пласта Тройного после осуществления скважинной разгрузки из вентиляционного штока 822-ю;

- расчет величин нормальных к напластованию напряжений, действующих в конструктивных элементах угольного пласта Тройного после осуществления скважинной разгрузки из вентиляционного штока 822-ю и конвейерного штока 822-ю.

Из результатов расчетов представлены разрезы по линии D-D) следует, что влияние РДС на снижение напряжений в зонах опорного давления пласта Тройного сказывается поразному, в зависимости от исходного уровня напряжений, действующих в угольном пласте до осуществления бурения скважин.

Анализ выполненных расчетов показывает, что наибольшая разгрузка произошла в нижней части выемочного столба. Так, разгрузка на участках угольного пласта Тройного со стороны вентиляционного штока 822-ю приводит к снижению напряжений примерно на 10–15 % (с 29,2 МПа до 24,6 МПа) от исходного уровня действующих напряжений. Разгрузка же на участках угольного пласта Тройного со стороны конвейерного штока 822-ю приводит к снижению напряжений примерно на 25–30 % (с 25,0 до 17,6 МПа) от исходного уровня действующих напряжений. Это объясняется тем, что на участках угольного пласта в районе вентиляционного штока 822-ю



исходный уровень напряжений примерно на 50 % превышает уровень напряжений, действующих на участках угольного пласта со стороны конвейерного штрека 822-ю.

В то же время наблюдается эффект дополнительной пригрузки необработанной скважинами площади, где по всему периметру ее контактов с обработанными участками напряжения незначительно возросли, примерно на 5 % (с 27,8 до 29,0 МПа).

Согласно Инструкции доля упругих деформаций, восстанавливающихся при разгрузке удароопасных пластов (ϵ_y) составляет 75–85 % от величины общей деформации. Учитывая наличие в ударо- и выбросоопасном пласте Тройном двух пачек угля суммарной мощностью от 0,19 до 0,51 м, не склонного к упругим деформациям, коэффициент упругих деформаций принимается равным 0,8. Тогда минимальный объем угля, который необходимо извлечь из пласта при бурении первых РДС, при начальном расстоянии между ними равном 1,0 м, приходящийся на 1 м² обрабатываемой площади участка, для создания эффекта разгрузки, составит: $V = 1,4 \cdot \epsilon_y = 1,4 \cdot 17,6 \cdot 10^{-3} = 24,6 \cdot 10^{-3} \text{ м}^3 = 24,6 \text{ л}$, где 1,4 — коэффициент разрыхления угля. Величина искусственно созданной (техногенной) податливости при заданном (необходимом) выходе штобы будет равна 1,76 см.

Расстояние между скважинами определялось с учетом следующих факторов:

а) выход штобы с 1 м² обрабатываемой площади должен обеспечить формирование параметра техногенной податливости, достаточной для упругого восстановления и разгрузки угольного пласта. С учетом шага установки крепи в штреках, а также того, что при бурении первых скважин на вентиляционном штреке фактический выход штобы с 1 м составлял более 24,6 л/м, проектное расстояние между скважинами было принято равным 1 м;

б) формирующиеся в процессе бурения скважин межскважинные целички должны быть устойчивыми и исключать взаимовлияние смежных скважин, которое может существенно осложнить бурение каждой последующей скважины. Минимальное значение ширины устойчивого целичка между скважинами сравнивалось с параметром, устанавливаемым по Инструкции.

При фактических значениях параметров минимальная ширина устойчивого целичка между скважинами равна $l_{кр} = 0,36 \text{ м}$. Полученная величина $l_{кр}$ почти втрое меньше принятого проектом расстояния между скважинами, что позволяет (при необходимости) сгустить сеть скважин, уменьшив расстояние между ними, однако этого не потребовалось, т. к. фактический выход штобы составил 33,5 и 47,0 л/м на вентиляционном и конвейерном штреках соответственно.

Результаты расчетов и компьютерного моделирования показывают, что при фактически достигнутом среднем выходе бурового штобы с одного метра длины РДС, равном 33,5 л/м на вентиляционном штреке и 47,0 л/м при бурении с конвейерного штрека при расстоянии между скважинами 1 м достигается эффективная разгрузка обработанных участков зон ПГД. В то же время наблюдается дополнительная пригрузка необработанной площади в



центральной части выемочного столба.

С целью изучения интенсивности естественной дегазации пласта Тройного, сопутствующей деформационным процессам при разгрузке пласта от высоких напряжений, на свежих струях вентиляционного и конвейерного штреков были установлены приборы, контролирующие изменение содержания метана в воздухе после его прохождения через участки, обрабатываемые РДС.

Заметное выделение метана из скважин началось одновременно с началом их бурения, но его содержание в струе в это время не превышало 0,1 %. По мере увеличения количества пробуренных скважин и, соответственно расширения площади обработки, содержание метана в атмосфере штреков увеличивалось, и когда на вентиляционном штреке было уже пробурено 85 скважин, а на конвейерном — 41 скважина, концентрация метана повысилась до 0,2 %.

При производительности вентилятора 600 м³/мин и постоянном содержании метана в струе 0,2 % за все время проветривания 438 суток, объем выделившегося метана составил 760 тыс. м³, что свидетельствует о предварительной дегазации пласта Тройного.

Учитывая, что часть площади выемочного столба 822-ю, расположенная в зоне ПГД и незащищенной зоне, заблаговременно обработана бурением РДС, перечень прогнозных и профилактических мероприятий для обработанных и необработанных участков принят различным.

К эффективно обработанным и разгруженным от высоких концентраций горного давления отнесены два участка, расположенные в верхней части выемочного столба на протяжении 58 м по падению от вентиляционного штрека и в нижней части столба на протяжении 80 м по восстанию от конвейерного штрека. Протяженность обоих участков по простиранию — от границы зоны ПГД и до границы остановки лавы. Согласно результатам компьютерного моделирования и длительному сроку истечения метана из пробуренных скважин, на указанных участках бурением РДС достигнуты положительные эффекты: разгрузка массива от опасных напряжений и его частичная дегазация.

При отработке лавы 822-ю на этих участках производилось бурение прогнозных шпуров с целью контроля эффективности выполненного ранее бурения РДС. На необработанных РДС участках в средней части лавы комплекс прогнозных, профилактических и контрольных мероприятий выполнялся как для особо сложных условий зоны ПГД.

Результаты опытно-экспериментальных исследований позволили сделать следующие выводы.

Бурение РДС весьма эффективно на участках с высокой концентрацией напряжений, к которым относятся зоны ПГД. Одновременно с интенсивной разгрузкой пласта от опасных напряжений происходит его дегазация, процесс которой интенсифицируется при воздействии на обработанный участок зоны опорного давления от движущегося очистного забоя.

Совместное влияние разгрузки и дегазации пласта в течение длительного



промежутка времени устраняет зону ПГД, и в качестве локальных профилактических мероприятий при подвигании лавы достаточно применять только бурение прогнозных шпуров в порядке контроля эффективности выполненного ранее бурения РДС. Успешная отработка лавы 822-ю в границах зоны ПГД подтвердила эффективность разработанного комплекса профилактических мероприятий.

Таким образом, представленные данные шахтных исследований подтверждают выводы, сделанные на основании анализа результатов, полученных при численном (математическом) моделировании с использованием разработанного программного комплекса.

Реализация настоящего программного комплекса позволяет количественно оценивать степень изменения уровня геодинамической опасности участков шахтных полей на горнодобывающих предприятиях (угольных шахтах) ТЭК России при планировании и эксплуатации очистных и подготовительных выработок.

Внедрение программного комплекса на угледобывающих предприятиях ТЭК России позволит:

- использовать программный комплекс в прогнозной системе безопасного проведения горных работ для осуществления перспективного (опережающего) и текущего прогноза (мониторинга) напряженно-деформированного состояния и удароопасности конструктивных элементов систем разработок в пределах выемочных участков шахтных полей, а также осуществлять непрерывный системный контроль за эффективностью проводимых противоударных мероприятий;

- осуществлять проектирование эффективных (оптимальных) параметров системы разработки;

- осуществлять проектирование эффективных (оптимальных) параметров противоударных мероприятий (разгрузка скважинами большого диаметра, гидрообработка и др.) и систематический контроль за ними;

- осуществлять снижение уровня травматизма горнорабочих за счет обоснованного выбора безопасных вариантов ведения горных работ.

РЕЗУЛЬТАТЫ ИСПЫТАНИЙ И МОДЕЛЬНЫХ ИССЛЕДОВАНИЙ СИСТЕМЫ АВТОМАТИЧЕСКОГО УПРАВЛЕНИЯ МОЩНОСТЬЮ ГАЗОМАЗУТНОГО ЭНЕРГООБЛОКА СТ. № 6 300 МВт КАШИРСКОЙ ГРЭС

Н.В. Зорченко

ОАО «Всероссийский теплотехнический институт»

Решение актуальной задачи привлечения энергоблоков тепловых электростанций к эффективному участию в регулировании частоты и перетоков мощности в единой энергосистеме России (ЕЭС) требует оснащения энергоблоков сложными и совершенными системами автоматического управления



мощностью. Согласно Приказу РАО "ЕЭС России" № 524 от 18.09.2002, это, в первую очередь, относится к газомазутным энергоблокам мощностью 800, 300 и 200 МВт, выделенным для участия в нормированном регулировании частоты.

К числу таких энергоблоков относится энергоблок ст. № 6 мощностью 300 МВт Каширской ГРЭС. В данной работе представлено описание системы автоматического управления мощностью (САУМ), реализованной на этом энергоблоке, результаты ее испытаний и модельных исследований.

В состав энергоблока входят газомазутный прямоточный котел ТГМП-314-А и паровая турбина К-300-240-2 ЛМЗ с модернизированной фирмой ССС (Compressor Controls Corporation) системой управления турбиной. При высокой нагрузке (70 ÷ 100) % энергоблок работает на закритических параметрах пара и постоянном (номинальном) давлении пара перед турбиной

$p_T' = 235 \text{ МПа} \left(235 \frac{\text{КгС}}{\text{см}^2} \right) *$, при более низких нагрузках — в режиме скользящего

давления с переходом в докритическую область $p_T' < 220 \frac{\text{КгС}}{\text{см}^2}$.

Описание САУМ энергоблока ст. № 6 Каширской ГРЭС

В функции систем автоматического управления мощностью (САУМ) при нормальном режиме работы энергоблоков в регулировочном диапазоне нагрузок входит:

- формирование задания по мощности энергоблока в соответствии с плановым графиком его нагрузки, отклонениями частоты от номинального значения и внеплановой составляющей, определяемой задачами вторичного регулирования частоты и перетоков мощности в энергосистеме;

- учет при формировании задания по мощности ограничений на скорость и величину изменения мощности по условиям надежной эксплуатации оборудования;

- поддержание в установившемся режиме активной мощности генератора энергоблока, давления пара перед турбиной или положения клапанов турбины (в режиме скользящего давления) в соответствии с их заданными значениями путем воздействия на органы регулирования нагрузки котла (посредством регуляторов топлива, воздуха и питания) и на регулирующие клапаны турбины;

- обеспечение при изменении задания по мощности достаточно быстрого приведения мощности генератора в соответствие с заданием путем координированного воздействия на органы регулирования нагрузки котла и турбины с допустимыми динамическими отклонениями давления пара перед турбиной или положения регулирующих клапанов турбины (в режиме скользящего давления) для форсированного изменения мощности.



Результаты испытаний САУМ

В январе–феврале 2004 года на Каширской ГРЭС были проведены испытания САУМ энергоблока ст. № 6 с целью оценки качества ее работы при искусственно создаваемых возмущающих воздействиях. Были проведены опыты, имитирующие скачкообразные изменения частоты сети, приводящие

к скачкообразным изменениям задания по мощности $N_{зд}$, и опыты по авто-

матическому плановому изменению мощности энергоблока с переходом от режима номинального давления к режиму скользящего давления и наоборот.

Результаты системных испытаний

15 апреля 2004 года по программе, подготовленной СО ЦДУ и фирмой ОРГРЭС, были проведены системные испытания в ЕЭС России. В процессе этих испытаний создавались отклонения частоты сети и фиксировалась реакция энергоблоков, подключенных к ЕЭС России, на эти возмущения. Испыта-

ния включали три эксперимента. В эксперименте 1 частота сети f примерно за 10 с была увеличена на 0.07 Гц, а через 12 мин за 3.5 мин возвращена к исходному значению (50 Гц). В эксперименте 2 частота примерно за 5 с была уменьшена на 0.05 Гц с последующим ее снижением примерно за 5 мин до 0.07 Гц и медленным восстановлением, которое было начато через 12 мин после начала опыта. В эксперименте 3 частота примерно за 10 с была уменьшена на 0.05 Гц с медленным (за 5 мин) восстановлением, которое было начато примерно через 5 мин после начала опыта.

Модельные исследования

Для оценки эффективности рассматриваемой САУМ с позиции участия энергоблока в регулировании частоты в энергосистеме были дополнительно проведены модельные исследования. Предварительно динамические харак-

теристики энергоблока, оснащенного САУМ, по каналу $N_{зд} \rightarrow N$ были

аппроксимированы следующими передаточными функциями:

- при работе блока с высокой нагрузкой (режим номинального давления)

$$W_{N, N_{зд}}^{ВЫС} \left[\frac{\%}{\%} \right] = \frac{0.55}{1+3p} + \frac{0.45}{(1+30p)(1+25p+1300p^2)}; \quad (1)$$

- при работе блока с низкой нагрузкой (режим скользящего давления)

$$W_{N, N_{зд}}^{НИЗ} \left[\frac{\%}{\%} \right] = \frac{0.3}{1+4p} + \frac{0.7}{1+350p}. \quad (2)$$

Передаточная функция канала “генерируемая мощность – частота сети”



$(\Delta N \rightarrow \Delta f_N)$ в такой идеализированной энергосистеме принята в виде одно-емкостного звена с коэффициентом усиления $0.5 \frac{\text{Гц}}{\%}$ и постоянной времени

10 с. При этом учитывалось, что отклонение частоты может происходить не только вследствие изменения генерируемой мощности, но и из-за “внешних” возмущений связанных, например, с изменением нагрузки потребителей. “Внешняя” составляющая отклонения частоты обозначена $\Delta f_{\text{ВНЕШ}}$. Результирующее отклонение частоты $\Delta f = \Delta f_{\text{ВНЕШ}} + \Delta f_N$ вызывает изменение заданного значения мощности на $\Delta N_{\text{ЗД}} = K \cdot \Delta f$ (зона нечувствительности по частоте равна нулю), где при неравномерности первичного регулирования 5 %, коэффициент пропорциональности $K = 40 \frac{\%}{\text{Гц}}$.

Из результатов моделирования следует, что замыкание контура первичного регулирования частоты на всех энергоблоках с приведенными выше динамическими характеристиками САУМ при нулевой зоне нечувствительности частотного корректора сокращает отклонение частоты приблизительно в 5 раз на высокой нагрузке и приблизительно в 4 раза на низкой нагрузке в режиме скользящего давления. При этом практически полностью компенсируется низкочастотная колебательная составляющая $\Delta f_{\text{ВНЕШ}}$ с периодом примерно 10 мин.

Дополнительно на той же модели были построены процессы изменения Δf при другом графике $\Delta f_{\text{ВНЕШ}}$ в качестве которого была использована регистрограмма частоты в ЕЭС России от 12.02.04 на интервале от 3 ч до 3 ч 28 мин, когда в 3 ч 09 мин произошла потеря генерации в ОЭС Северо-Запада. Как видно из рис. 6, максимальное снижение частоты (на 0.05 Гц) сократилось в 10 раз при работе энергоблоков, оснащенных САУМ, на высокой нагрузке и в 5 раз на низкой нагрузке в режиме скользящего давления. Кроме того, более стабильно поддерживается частота на уровне своего номинально значения (50 Гц).

Вывод

Полученные данные показывают, что газомазутные энергоблоки с прямоточными котлами, оснащенные САУМ с приведенными динамическими характеристиками, могут эффективно участвовать в регулировании частоты в энергосистеме.



ИЗМЕНЕНИЕ АЛГОРИТМОВ РАБОТЫ РЕГУЛЯТОРОВ ИСХОДНОЙ ВОДЫ В ОСВЕТИТЕЛИ ВОДОПОДГОТОВИТЕЛЬНОЙ УСТАНОВКИ ХИМИЧЕСКОГО ЦЕХА ОАО «КОНАКОВСКАЯ ГРЭС»

С.А. Дмитриев

ОАО «Конаковская ГРЭС»

Изменения коснулись трех регуляторов (OGDJ40AA101, OGDD20AA101, OGDD30AA101).

Эксплуатация осветлителей водоподготовки химического цеха «ОАО «Конаковская ГРЭС» сопровождалась повышенным (до 1 мг/сдм³) содержанием взвешенных веществ в коагулированной воде за осветлителями № 1, 2, неоправданно высоким расходом воды на непрерывную продувку шламоуплотнителей (до 3,5 %) и осветленной воды на более частую взрыхляющую промывку осветлительных фильтров.

В результате анализа и наблюдения режимов работы водоподготовительной установки выявлено, что возникают скачкообразные изменения расхода исходной воды перед осветлителями при изменении их нагрузки.

При существующих алгоритмах работы регуляторов расхода исходной воды перед осветлителями (OGDD20AA101, OGDD30AA101) наладить нормальную работу осветлителей было невозможно.

При снятии характеристик клапанов выяснилось, что рабочий диапазон регулирования составляет 8–10% от хода клапана по указателю положения. Остальной ход клапана вызывает сильные изменения параметров регулирующей среды, приводящей к раскочке регулятора и соответственно скачкам расхода на осветлитель. При работе двух осветлителей плохие характеристики клапанов приводили к еще худшим последствиям. Изменение расхода на любом из осветлителей приводило к «раскочке» обоих регуляторов (OGDD20AA101, OGDD30AA101) на входе в осветлители.

В программное обеспечение работы регуляторов были внесены изменения, которые изменили логическую схему работы регуляторов. В схему регулирования был включен регулятор (OGDJ40AA101) на линии исходной воды перед осветлителями, что позволило добиться плавного изменения расхода воды в зависимости от задания. После проведенных изменений существенно улучшилась работа осветлителей, уменьшилось количество воды на непрерывную продувку, реже потребовалось проводить регенерацию осветлительных фильтров.

При измененных алгоритмах работы данных регуляторов «скачки» расхода исходной воды прекратились, содержание взвешенных веществ на выходе их осветлителей № 1, 2 сократились в среднем до 0,1 мг/дм³, расход на непрерывную продувку шламоуплотнителей уменьшился до 1,5–2%, фильтроцикл осветлительных фильтров увеличился в два раза (с 15 000 до 30 000т). Кроме того, из-за уменьшения количества взрыхляющих промывок уменьшился износ фильтрующего материала (на догрузку фильтров понадобилось



3,0 т вместо 6,75 т нормативных).

1. Экономия осветленной воды от сокращения расхода на непрерывную промывку шламоуплотнителей:

$$(1\ 231\ 250 * 0,035) - (1\ 231\ 250 * 0,015) = 24,625\ \text{т/г.}$$

2. Экономия осветленной воды на промывку фильтров.

Количество промывок в год уменьшилось на:

$$(1\ 231\ 250 / 15\ 000) - (1\ 231\ 250 / 30\ 000) = 41,04\ \text{промывок}$$

На взрыхляющую промывку используется в среднем 350 т осветленной воды.

Годовая экономия воды на промывку фильтров

$$41,04 * 350 = 14\ 364\ \text{т}$$

Всего сэкономлено осветленной воды 14 364 + 24 625 + 38 989 т/г.

Стоимость осветленной воды — 15,74 руб. за тонну

Экономия средств от снижения расходов осветленной воды на промывку фильтров:

$$38\ 989 * 15,74 = 613\ 687\ \text{руб.}$$

3. Годовая экономия средств в связи с сокращением расхода фильтрующего материала (гидроантрацита)

$$44\ 830 * 3,75 = 168\ 114\ \text{руб.}$$

Годовой экономический эффект:

$$\text{Эг} = \text{Эгв} + \text{Эг ф.м.} = 613\ 678 + 168\ 114 = 781\ 800\ \text{руб.}$$

ПОЛУЧЕНИЕ ЭКОЛОГИЧЕСКИ ЧИСТОГО ДИЗЕЛЬНОГО ТОПЛИВА ПО EN-590 С ОСТАТОЧНЫМ СОДЕРЖАНИЕМ СЕРЫ 50 PPM

А.А. Пермякова, Д.И. Мальцев, Л.В. Абрамова

ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез»

В настоящее время важнейшей задачей нефтеперерабатывающей промышленности, решаемой в мировом масштабе, является снижение содержания серы в моторных топливах, что связано с необходимостью защиты окружающей среды от вредных воздействий продуктов сгорания сернистых топлив.

Основную часть загрязнений окружающей среды составляют отработавшие газы двигателей внутреннего сгорания. Нежелательным является наличие в топливах больших количеств сернистых, азотсодержащих соединений, ароматических углеводородов.

Производство топлива с улучшенными экологическими и токсическими свойствами в странах мира решается как за счет принятия более жестких спецификаций на дизельное топливо (ДТ), так и за счет применения методов экономического стимулирования путем установления налоговых льгот для производителей более экологически чистого топлива.

В России на основании европейского стандарта EN-950 в 2001 году было



разработано ТУ 38.401-58-296-01 к качеству дизельных топлив, предусматривающее выпуск дизельных топлив видов А.1,II,III,IV с остаточным содержанием серы 10,50,350,500,1000 соответственно.

В результате проведенных с 1997 года исследований было установлено, что на предприятии ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» производство ДТ с остаточным содержанием серы 350 ppm возможно на всех потоках установок гидроочистки 24-6, 24-7 независимо от природы перерабатываемой нефти и наличия вторичных продуктов.

В сентябре 2003 года в реактор P-102 на II-м потоке установки Л24-6 был загружен катализатор KF 757 фирмы Akzo Nobel серии Stars. Производитель гарантировал получение ДТ с остаточным содержанием серы 50/350 ppm.

В октябре 2003 года на II-м потоке установки Л24-6 был проведен опытно-промышленный пробег с целью получения ДТ с содержанием серы 50 и 10 ppm. В качестве сырья использовалось прямогонное ДТ.

В результате опытно-промышленного пробега на нашем предприятии впервые было получено сверхмалосернистое дизельное топливо (ULSD) с содержанием серы не более 50 ppm и дизельное топливо с «почти нулевым содержанием серы» (NZSD) — менее 10 ppm. ДТ с содержанием серы 50 ppm получено на прямогонной фракции при объемной скорости подачи сырья $2,57 \text{ ч}^{-1}$ и температуре на входе в реактор P-102 - 345°C . ДТ с содержанием серы 10 ppm получено на прямогонном сырье при объемной скорости подачи сырья $2,00 \text{ ч}^{-1}$ и температуре на входе в реактор P-102 — 350°C .

В целом, для России наиболее остро стоит проблема обеспечения производств топлива с улучшенными рабочими характеристиками и улучшенными экологическими и токсическими свойствами. В настоящее время это решается лишь за счет принятия более жестких спецификаций на дизельное топливо (ДТ). На правительственном уровне эта проблема не решается. Опыта применения методов экономического стимулирования путем установления налоговых льгот для производителей более экологически чистых топлив в нашей стране, к сожалению, нет.

На предприятии ООО «ЛУКОЙЛ-Пермнефтеоргсинтез» в октябре 2003 года впервые в России получено дизельное топливо с «почти нулевым содержанием серы» — менее 10 ppm.

В октябре 2004 года на П-м потоке установки Л24-6 была выпущена первая промышленная партия дизельного топлива EN-590 марки F с остаточным содержанием серы 50 ppm.

В декабре 2004 года на П-м потоке установки Л24-6 была выпущена первая промышленная партия дизельного топлива EN-590 марки F с остаточным содержанием серы 10 ppm.

Произведен расчет на годовой потенциал экономического эффекта от выпуска дизельных топлив на П потоке установки Л24-6 по EN-590 0,005% масс. (50 ppm) серы при условии отправки его на экспорт по сравнению с дизельным топливом ДЛЭЧ (дизельное топливо экологически чистое, поставки для России) 0,035 % масс.(350 ppm) серы при условии выпуска его на вну-



тренний рынок. Стоимость товарного продукта исходит из условия отправки дизельного топлива EN-590 0,005 на экспорт, а дизельного топлива ДЛЭЧ 0,035 – на внутренний рынок. Величина прибыли от реализации годового объема продукции EN-590 0,005 составила 390 463 тыс. руб., величина чистой прибыли составила 296 752 тыс. руб.

ПОВЫШЕНИЕ ЭКОНОМИЧЕСКОЙ ЭФФЕКТИВНОСТИ ПРОИЗВОДСТВЕННОЙ ДЕЯТЕЛЬНОСТИ УПРАВЛЕНИЯ СОЦИАЛЬНЫМИ ОБЪЕКТАМИ В СТРУКТУРЕ ТПП «ЛУКОЙЛ–УХТАНЕФТЕГАЗ»

Ю.В. Чибиков

ТПП «ЛУКОЙЛ–Ухтанефтегаз» ООО «ЛУКОЙЛ–Коми»

Одним из основных факторов экономической эффективности является себестоимость продукции. От ее уровня зависят финансовые результаты деятельности предприятия. Себестоимость — это текущие затраты предприятия на производство и реализацию продукции, выраженные в денежной форме.

На нефтегазодобывающих предприятиях, кроме прямых затрат, непосредственно связанных с добычей, на себестоимость продукции большое влияние оказывают затраты вспомогательных и обслуживающих производств. Одним из таких производств в структуре ООО «ЛУКОЙЛ–Коми» является Управление социальными объектами ТПП «ЛУКОЙЛ–Ухтанефтегаз, на производственной деятельности которого предлагаются мероприятия по повышению экономической эффективности.

Основными источниками резервов снижения себестоимости является сокращение затрат за счет повышения уровня производительности труда, инновационной деятельности, технологии производства и улучшение организации труда.

Данный проект предлагает пути снижения затрат, связанных с обслуживанием работников ТПП в вахтово-жилищных комплексах на месторождениях: Пашня, Северный Савинобор, Мичаю, Безымянное, а также в социальных объектах в п. Нижний Одес.

Пашнинское месторождение расположено в Сосногорском районе на берегу р. Печора, имеет вахтово-жилищный комплекс на 182 места проживания. Там же располагается прачечная с объемом стирки 18 т белья в год, которая обслуживается четырьмя работниками.

Северно-Савиноборское месторождение расположено в Вуктыльском районе; имеет вахтово-жилищный комплекс на 185 мест проживания. Там же располагается прачечная, которая обслуживает также месторождение Мичаю на 18 мест проживания и Безымянное, на котором постоянно проживают 20 человек. Объем стирки данной прачечной 18 т белья в год, обслуживается двумя работниками.

Также представленный проект затрагивает прачечную общежития «Не-



фтяник» с объемом стирки 13,2 т белья в год, которая обслуживается двумя работниками, и прачечную санатория-профилактория «Родник» с объемом стирки 4,8 т белья в год, обслуживаемую одним работником. Эти объекты расположены в п. Нижний Одес.

Таким образом, в перечисленных прачечных суммарно обрабатывается 54 т белья в год, численность обслуживающего персонала девять человек. Затраты в год на содержание всех прачечных составляют 1 млн 472,1 тыс. руб. Основными статьями затрат являются: заработная плата — 816 тыс. руб., единый социальный налог — 222,4 тыс. руб., электроэнергия — 60,8 тыс. руб. и амортизация — 58,1 тыс. руб.

Теплоэнергия, вода и стоки на месторождениях не приобретаются, а вырабатываются подразделениями ТПП. Изменение объемов потребления не окажет существенного влияния на затраты по производству этих ресурсов, поэтому в расчете они не участвуют.

Себестоимость стирки одной тонны белья равна 27,3 тыс.руб. в условно-годовом исчислении. Такие высокие затраты складываются из-за низкой эффективности использования трудовых ресурсов и технического потенциала мелких прачечных.

Проект представляет организацию прачечной в используемом Управлением социальными объектами помещении склада в п. Нижний Одес. Объем стирки в год 54 т при четырех единицах обслуживающего персонала. Прачечная сможет обеспечить вахтово-жилищные комплексы на месторождениях: Пашня, Северный Савинобор, Мичаю, Безымянное, а также общежитие и санаторий-профилакторий услугами данного вида деятельности.

Реализация проекта влечет за собой необходимость установки средств связи, приобретение и монтаж необходимого оборудования на сумму 220 тыс. руб. Также данный проект подразумевает увеличение транспортных средств по доставке белья на месторождения на 67,7 тыс. руб. в условно-годовом исчислении. Но это позволит обеспечить сокращение затрат на 212,4 тыс. руб. в первый год внедрения проекта и на 659,1 тыс. руб. во второй. Затраты на косметический ремонт помещений, используемых для организации прачечной, в расчете не учитываются, так как они принимаются равными текущему ремонту высвобождаемых помещений.

Проект позволяет провести мероприятия по оптимизации численности обслуживающего персонала, перевести работников с вахтового метода работы на пятидневный рабочий день. Повысить качество услуг за счет использования более эффективного оборудования. Уменьшить затраты на производство с 1 млн 472 тыс. руб. до 813 тыс. руб. в год. Снижение себестоимости стирки 1 т белья составит 14,7 % в первый год введения проекта и 44,7 % во второй; с 27,3 тыс. руб. до 23,3 тыс. руб. и с 27,3 тыс. руб. до 15,1 тыс. руб. соответственно, в условно-годовом исчислении.

Полная себестоимость стирки 1 т белья в проектируемой прачечной составит 15,1 тыс. руб. + 3,6 тыс. руб. = 18,7 тыс. руб., где 3,6 тыс. руб. затраты на материалы (стиральные порошки, отбеливатели, смягчители воды), не



участвующие в расчете, так как их величина не меняется в зависимости от варианта размещения стирки.

Для сравнения тариф стирки белья в муниципальной прачечной п.Нижний Одес 23 тыс. руб. за тонну. При размещении объемов стирки 54 т белья в муниципальной прачечной, затраты в расчете на 1 тонну белья с учетом его доставки на месторождения составили бы 23 тыс. руб. + 1,3 тыс. руб.(транспортные расходы) = 24,3 тыс. руб., что на 23 % выше, чем при организации собственной прачечной.

При оценке эффективности капитальных вложений нужно учитывать, что этот вид инвестиций отличается от текущих издержек продолжительностью времени, на протяжении которого предприятие получает экономический эффект, который проявится в снижении затрат и ,следовательно, в снижении себестоимости.

Данный проект позволяет окупить капитальные вложения уже через 8 месяцев.

После окупаемости проекта происходит реальная экономия затрат со 122,4 тыс. руб. до 66,5 тыс. руб.ежемесячно.

Предлагаемый проект позволяет снизить расходы на производство на 55,9 тыс. руб. ежемесячно, что в стоимостном выражении не окажет большого влияния для такого крупного предприятия, как ООО «ЛУКОЙЛ-Коми». Привлекательность данного проекта состоит в том, что его внедрение позволяет снизить затраты на производство по данному виду деятельности на 45,7 %, что еще раз доказывает эффективность инвестиционной деятельности.

ТЕХНИЧЕСКОЕ ОБСЛУЖИВАНИЕ И РЕМОНТ ТОПЛИВНОЙ АППАРАТУРЫ БУРОВЫХ ДИЗЕЛЕЙ НА ТОПЛИВНОМ УЧАСТКЕ РММ УТТ И СТ

А.И. Мятвич

Филиал «Оренбургбургаз» ООО «Бургаз»

Филиал «Оренбургбургаз» — одно из старейших буровых предприятий Оренбуржья, осуществляющее эксплуатационное и поисково-разведочное бурение на территории Оренбургской области и за её пределами. Созданный 35 лет назад в результате объединения двух контор разведочного бурения, «Оренбургбургаз» сегодня своими силами осуществляет полный комплекс работ по строительству скважин всех назначений.

В 2004 году буровые бригады компании «Оренбургбургаз» прошли 54 174 метра при плановой проходке 48 146 м.

За 2005 год дизельными буровыми установками, оснащенными дизелями 6ЧН – 21\21, было отработано 42 700 моточасов.

Согласно инструкции по эксплуатации силового агрегата СА–30 через каждые 2400 часов работы дизеля необходима проверка регулировки топливного насоса, через 9000 часов проводить текущий ремонт топливной аппара-



туры; при наработке 15 000 часов производить капитальный ремонт топливной аппаратуры с обязательной заменой плунжерных пар и нагнетательных клапанов, а через 40 000 моточасов рекомендуется замена топливного насоса новым или проведение углубленного капитального ремонта топливного оборудования с заменой базовых деталей.

В случае если силовая установка уже отработала 40 000 часов и прошла капитальный ремонт, а таковых в буровой компании «Оренбургбургаз» основное количество, то требования по регулировке и ремонту топливного оборудования снижаются до 7 000 – 8 000 часов на текущий ремонт и 12 000 – 13 000 моточасов на капитальный ремонт, соответственно.

Из вышеизложенного видно, что за 2005 год топливная аппаратура силовых агрегатов должна была **18** раз быть на регулировке, **5** раз на текущем ремонте и **2** раза на капитальном ремонте, или замененной.

По причине отсутствия на базе производственного обслуживания и в г. Оренбурге оборудования для ремонта и регулировок топливной аппаратуры, регулировочные работы не проводились, что автоматически привело к повышенному износу топливной аппаратуры. В момент наработки часов до капитального ремонта, на последних, как правило, по причине выхода из строя меняется от двух до четырех топливных насосов.

По той же причине ремонт топливной аппаратуры дизелей 6ЧН-21\21 приходится проводить в сторонних предприятиях, в данном случае это «Волгодизельмаш» (город Балаково), обходящаяся буровой компании в **40 287** руб. за один комплект без учета транспортных расходов на транспортировку аппаратуры в ремонт и обратно, а недостающую топливную аппаратуру закупать у дилеров завода-изготовителя. Так, в 2004 году в ООО ПКФ «Техпромдеталь» было приобретено четыре комплекта топливной аппаратуры для вышеуказанных дизелей на общую сумму **342 838** рублей .

Практически немногим лучше дела обстоят по другим видам дизельных двигателей, топливная аппаратура которых не проходит плановые регулировочные работы, а демонтируется и ремонтируется по факту поломки.

Топливный насос высокого давления является сердцем любого дизельного двигателя, от того насколько своевременно и точно были проведены регулировочные работы, будет зависеть и качество работы силовой установки, бесперебойная работа двигателя на всех режимах, выдерживание технологических нагрузок, безотказный пуск дизеля, отсутствие пережога топлива.

В связи с этим возникла необходимость организации на территории базы участка по техническому обслуживанию и ремонту топливной аппаратуры буровых дизелей.

На этом участке обслуживается и ремонтируется весь модельный ряд автотракторной дизельной техники отечественного производства, а также частично топливная аппаратура импортного производства.

В 2005 году освоен ремонт аппаратуры буровых дизелей ЯМЗ-7511. Проводится ремонт и регулировка топливных насосов дизельных электростанций, используемых в филиале.



С установкой стенда модели КИ-15711 М 2003 г. спала проблема по ремонту и обслуживанию насосов с мощностью на валу до 15 кВт.

Данный тип оборудования по своим техническим показателям и диапазонам измерения полностью соответствует требованиям к оборудованию для выполнения технического обслуживания и ремонта топливных насосов 6ЧН-21\21.

Затраты на ремонт и техническое обслуживание буровых дизелей типа 6ЧН 21-21 включают два основных вида:

1. Постоянные затраты. Это расходы на приобретение запасных частей и расходных материалов, трудозатраты.

2. Разовые затраты. Расходы, связанные с переоборудованием топливного участка и стенда КИ 15711М:

- Установка подъемного поворотного устройства для монтажа и демонтажа топливного насоса на стенд.

- Закупка специального инструмента для ремонта ТН 6ЧН21\21.

- Закупка или изготовление приспособлений для диагностики и ТО ТНВД.

- Изготовление кронштейнов крепления ТНВД к стенду.

- Обучение обслуживающего персонала.

Ремонт одного комплекта топливной аппаратуры в сторонней организации обходится филиалу «Оренбургбургаз» в 40 287 руб. Покупка нового комплекта 85 709,54 руб.

При внедрении данного новшества и согласно расчетам, для нормальной бесперебойной работы буровых установок необходим капитальный ремонт не менее пяти топливных насосов.

Отсюда производим следующие расчеты. Разница затрат составляет 19 219 рублей экономии от ремонта одного комплекта топливной аппаратуры. На пять комплектов она составит **96 099** рублей.

При своевременном прохождении топливной аппаратурой технического ремонта отпадает надобность в покупке более двух новых топливных насосов с комплектами форсунок. Отсюда высчитываем экономию на ремонт двух комплектов взамен новых, она составит 129 284,86 рублей. Итого: общая сумма сэкономленных средств составляет **225 384 рубля в год.**

На практике эта сумма будет примерно в полтора раза больше. Объясняется это тем, что при проверке и составлении дефектной ведомости, около 50 % процентов топливных насосов высокого давления вышли из строя не по причине износа плунжерных пар и нагнетательных клапанов, а по причине сбоя угла и равномерности подачи топлива, для чего заводом-изготовителем рекомендуется обязательная проверка этих показателей при каждом ТО-2 силового агрегата.



А ремонт топливного насоса, не требующий затрат на приобретение запасных частей, дает дополнительно экономию в стоимость последних, а это 17200 рублей с одного комплекта топливной аппаратуры.

В расчет экономической эффективности не включены транспортные расходы, связанные с транспортировкой топливной аппаратуры в ремонт г. Балаково и обратно.

На данный момент проведена дефектация шести топливных насосов 6ЧН-21\21, подготовленных для отправки в капитальный ремонт. Выполнен ремонт четырёх топливных насосов, два из которых установлены на буровой № 6 «Ногумановской» площади и буровой № 106 «Западно-Оренбургской» площади.

Данные дизеля прекрасно работают, выдерживая все технологические нагрузки.

Экономия средств за счет внедрения данного новшества по филиалу «Оренбурггаз» за 7 месяцев 2005 года составила 180 574 рубля.

В настоящий момент в топливном участке РММ УТТиСТ находится на ремонте еще пять топливных насосов данной модели.

Для ремонта топливного насоса бурового дизеля 6ЧН – 21\21 было решено использовать описанный ранее стенд КИ 15711 М.

При установке топливного насоса на стенд пришлось решать вопросы, связанные с креплением. Стандартные кронштейны для крепления ТНВД к стенду, поставляемые в комплекте со стендом, не являются базовыми для топливного насоса 6ЧН 21\21. Причиной является увеличенное расстояние от плоскости опоры насоса до оси приводного вала на 11,2 мм. После проведения ряда замеров ТНВД было решено изготовить крепления для топливных насосов данной модели, убрав с крепления опорные проставки и подложив под кронштейн регулировочные шайбы толщиной 1,2 мм. (Речь идет о стандартном креплении для топливного насоса ЯМЗ, идущем в комплекте со стендом СТА-2 (Ки-22205-01)). Также дополнительно пришлось увеличивать длину крепежных кронштейнов на 50мм и заново изготавливать переходник для соединительной муфты. По причине большой засоренности внутренних полостей топливных насосов, поступивших в пробный ремонт, пришлось дополнительно заказать трубки для изготовления проливочного устройства. Очень большое количество времени ушло на демонтаж нагнетательных клапанов и плунжерных пар по причине отсутствия специального инструмента, наличие которого просто необходимо при проведении разборочно-сборочных работ.

При весе топливного насоса 58 кг монтаж и демонтаж его на стенд выполнить силами одного человека не представляется возможным. По этой причине был поставлен вопрос о необходимости установки в топливный цех подъемного устройства, позволяющего производить монтаж без риска для



здоровья слесарей, а также тележки для транспортировки топливных насосов внутри цеха и за его пределами.

После проведения разборочных и дефектных работ было принято решение о пригодности плунжерных пар и нагнетательных клапанов к дальнейшей эксплуатации, произведена регулировка опорных подшипников приводного вала, произведен ремонт запирающих штуцеров секций топливного насоса, замена пружин нагнетательных клапанов и прокладочных уплотнений.

Данная модель насосов имеет явные отличия при проведении регулировочных работ. Так как регулятор скорости устанавливается отдельно от топливного насоса высокого давления, то регулировку на равномерность подачи топлива необходимо проводить при определенном сдвиге рейки от приливочной плоскости топливного насоса, для чего необходимо изготовить подвижное натяжное устройство с метрической шкалой и фиксатором, позволяющее удерживать выдвинутую рейку в неподвижном состоянии во время проверки ТНВД на производительность, так же фиксировать рейку при проверке максимальной подачи, подачи холостого хода и полного отключения.

В качестве форсунок, установленных на стенд для проверки топливного насоса, было решено использовать стандартные форсунки для дизельного двигателя 6ЧН 21\21 с небольшими отличиями от стандартных в виде замены запорных штуцеров распылителей на запорные штуцера от Т-170. В форсунках использовались распылители 8\0,4\140. В итоге первый пробный ремонт занял 40 человеко-часов, время ремонта можно сократить, примерно до 18 человеко-часов, обеспечив топливный участок всеми необходимыми приспособлениями, инструментом, расходными материалами и запасными частями.

ПОВЫШЕНИЕ НАДЕЖНОСТИ РАБОТЫ ЗАМЕРНЫХ УЗЛОВ ТИПОВЫХ ГАЗОРАСПРЕДЕЛИТЕЛЬНЫХ СТАНЦИЙ, ОБОРУДОВАННЫХ ТУРБИНЫМИ СЧЕТЧИКАМИ ГАЗА

А.Е. Фокин

ООО «Мострансгаз»

В последнее время (в течение 5–7 лет) на газораспределительных станциях (ГРС) магистральных газопроводов для обеспечения качественного учета транспортируемого газа стали широко применяться турбинные газовые счетчики, которые пришли на смену морально и физически устаревшим узлам учета газа.

Анализ надежности работы турбинных газовых счетчиков проводится на примере работы Брянского УМГ филиала ООО «Мострансгаз», которое имеет на своем балансе 75 типовых газораспределительных станций разной производительности, 26 из которых обслуживают юго-западную часть Брянской области и относятся к Клинцовскому ремонтно-эксплуатационному участку. Для ремонта и калибровки турбинных счетчиков газа Брянское УМГ оснаще-



но лабораторией, которая имеет лицензию на проведение этих работ.

Турбинные газовые счетчики предназначены для измерения объемов плавно меняющихся потоков очищенных неагрессивных одно- и многокомпонентных газов (природный газ, воздух, азот и др.) при использовании их в установках промышленных предприятий, в том числе газораспределительных станций.

Наиболее распространенными турбинными счетчиками газа являются счетчики Арзамасского приборостроительного завода, следующих типов ТГС-400; ТГС-800; СГ-16-800; СГ-75-800; СГ-75-400.

Принцип действия счетчика основан на использовании энергии потока газа для вращения чувствительного элемента счетчика-турбинки. При этом при взаимодействии потока газа с турбинкой последняя вращается со скоростью, пропорциональной скорости (объемному расходу) измеряемого газа. В зависимости от типа счетчика и производительности газораспределительной станции, а также ее конструктивных особенностей замерный узел может располагаться как на технологическом трубопроводе газораспределительной станции после узла редуцирования, так и до него.

В процессе эксплуатации газовых счетчиков, установленных на 26 газораспределительных станциях Брянского УМГ, достаточно часто были зафиксированы отказы в их работе. При выявлении причины отказа в лаборатории было обнаружено, что в основном счетчики выходят из строя вследствие поломки, повреждения основной турбинки, которая вращается в газовом потоке, пропорционально скорости (объемному расходу) проходящего газа. Анализируя статистику отказов турбинных счетчиков газа за 2002–2004гг., можно сделать вывод, что нарушения в работе счетчиков происходят в разные периоды сезонных нагрузок станций в течение года.

Однако в периоды меньшего газопотребления, примерно с июня по ноябрь, как показывает статистика, отказов в работе счетчиков наблюдается больше.

Анализируя количество отказов и место установки турбинного счетчика в трубопроводе газораспределительной станции, можно сделать вывод о том, что турбинки счетчиков, установленных на трубопроводе после узла редуцирования, подвергаются большим динамическим нагрузкам со стороны газового потока, чем турбинки счетчиков, установленных до узла редуцирования. Этот факт, предположительно, объясняется более высокими пульсациями избыточного давления газа в трубопроводе после узла редуцирования, чем до него. Также нагрузка на турбинку счетчика, возможно, возникает при неравномерном режиме потребления газа, когда перепад давления на турбине превышает расчетный, т. е. когда мгновенный расход газа может превышать допустимый часовой расход, который определен паспортом турбинного счетчика.

Для доказательства или опровержения данных предположений необходимо провести эксперимент, целью которого является определение степени динамической нестабильности или плавности меняющихся газовых потоков в технологических трубопроводах типовых газораспределительных станций



на участке от места установки входного манометра до места установки выходного, а также перепада давления в режиме нестабильного потребления на турбинке счетчика.

В качестве измеряемого параметра принимается изменение избыточного давления газа в технологическом трубопроводе типовой газораспределительной станции относительно условно-постоянного, до узла редуцирования и после него, а также перепада давления на турбинке счетчика газа при широких изменениях нагрузок по производительности.

В качестве приборов (датчиков) измерения избыточного давления необходимо выбрать из имеющихся с диапазоном от 0 до 55 атм., с максимальной чувствительностью и наименьшей погрешностью определения параметра. Для регистрации изменения давления и перепада в данном диапазоне можно выбрать многоканальный (или одноканальный) регистрирующий прибор с достаточно высоким классом точности. Предполагается также использовать комплекс для измерения избыточного давления, включающий в себя: датчик — DRUCK PDCR 910-1426 350mB, калибратор давления — DPI-605, программное обеспечение — протокол SCPI. Контрольные точки отбора давления одинаковы для всех типовых станций.

Пульсации параметров потока представляют собой сложные и непредсказуемые сигналы и возникают по ряду причин: за счет работы компрессоров; вследствие изношенных клапанов или плохо настроенных регуляторов давления; за счет скопления конденсата в газопроводах; из-за образования пробок; вследствие автоматического слива конденсата или удаления шлаков из сепараторов; из-за тройников, заглушенных участков трубопроводов, образующих “свистки”; за счет срывов вихрей с различного рода неровностей (швов, уступов, углов, неполностью закрытой запорной арматуры); вследствие коммутационных процессов в газовых сетях.

Все источники пульсаций можно разделить на две группы. К первой группе относятся пульсации, возникающие за счет энергии потока газа. К таким источникам относятся: скопления конденсата в газопроводе, пробки, тройники, заглушенные участки трубопроводов, неровности трубопровода (швы, уступы, углы) и т. д. Указанные источники вырабатывают пульсации только при протекании газа по трубопроводу.

Ко второй группе относятся пульсации, которые возникают за счет работы технологического оборудования, например, компрессоров, клапанов, плохо настроенных регуляторов, возмущения, возникающие за счет коммутационных процессов в газовых сетях. Источники пульсаций второй группы являются активными и способны самостоятельно за счет своей работы вносить возмущения в поток газа.

Основными источниками пульсаций в газотранспортных системах являются газоперекачивающие агрегаты (ГПА), которые вносят возмущения в поток газа за счет вращения лопастей турбин. Частота вращения турбин составляет порядка 4000 оборотов в минуту, поэтому основная частота пульсаций на выходе ГПА с 4-х лопастной турбиной составит около 280 Гц.



По данным, приведенным ОАО «Газпром», амплитуды пульсаций в газопроводах обычно не превышают примерно 5 % для давления и около 20 % для перепада давлений относительно своих усредненных значений. Верхняя частота в спектре пульсаций параметров потока для магистральных газопроводов обычно не превышает 500–700 Гц, причем с увеличением номера гармоник в спектре пульсаций амплитуда данной гармоники резко уменьшается.

Аналізу пульсационной картины движения газа в газопроводах посвящены работы ВНИИР г. Казань.

Приведу результаты собственных исследований на замерном узле магистрального газопровода (ГРС Клинцы, Брянское УМГ), принадлежащего предприятию ООО «Мострансгаз». В качестве измерительного средства использовался микропроцессорный комплекс «СУПЕРФЛОУ», динамические параметры измерялись с помощью системы, включающей датчик ДМИ, ПЭВМ и интерфейс (АЦП).

Результаты измерений показали, что на диафрагме замерного узла наблюдаются пульсации перепада давления с относительной амплитудой 10 % и частотой основной составляющей 5...6 Гц (рис.1а).

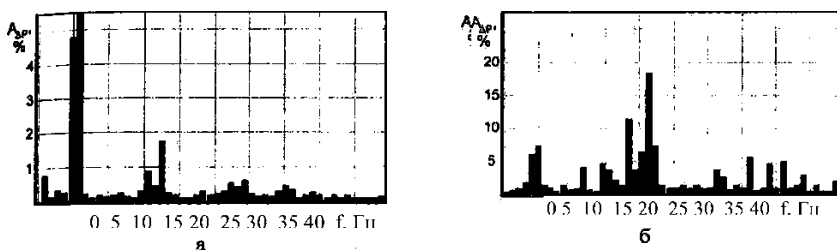


Рис. 1. Амплитудный спектр колебаний перепада давления на диафрагме замерного узла ГРС Клинцы ООО «Мострансгаз» (а) и замерного узла ООО «Югтрансгаз» (б).

В работе Гаптрахманова Р.Р. в основном приведены результаты исследования динамических характеристик узлов учета газа на компрессорных станциях ООО «Югтрансгаз». Для измерения динамических параметров использовалась та же измерительная система. На рис. 1,б приведен амплитудный спектр колебаний перепада давления на диафрагме замерного узла БД-3 г. Петровска, относительная амплитуда основной составляющей колебаний перепада давления составила 20 % при частоте 22 Гц.

Сотрудниками ВНИИР были проведены также исследования динамических характеристик замерных узлов магистральных газопроводов ООО «Самаратрансгаз» в Павловке, Сергиевске и др. Диапазон частот колебаний перепада давления на диафрагме составил от 5 до 30 Гц при относительной амплитуде до 25 %.

В рамках договора с ООО «Самаратрансгаз» Институтом акустики машин при СГАУ были проведены исследования пульсационных характеристик замерных узлов газораспределительной станции ГРС-16 (с. Алексеевка Са-



марской области) и ГРС-2 (г. Самара). Замерный узел расположен после ступеней редуцирования газа (рис. 2), поэтому пульсационная картина определялась характеристиками регуляторов давления газа. Относительная амплитуда колебаний давления на входе в диафрагму составила 0,02 (по эффективному значению) при частоте основной гармоники 210 Гц (рис. 3). При этом относительное эффективное значение колебаний перепада давления давление составило 0,3 (рис. 4). Спектральный состав колебаний перепада давления на диафрагме совпадает со спектром а ее входе.

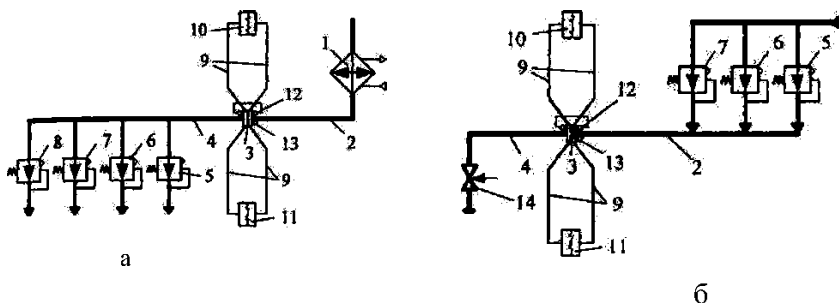


Рис. 2. Принципиальные схемы газораспределительных станций ГРС-2 (а) и ГРС-16 (б): 1 — теплообменник; 2 — подводящий трубопровод; 3 — диафрагма; 4 — отводящий трубопровод; 5...8 — редукторы; 9 — импульсные трубки; 10 — измерительный комплект коммерческого учета; 11 — контрольный измерительный комплект (СУПЕРФЛОУ); 12 — датчики динамического перепада давления; 13 — датчик динамического давления; 14 — запорная арматура.

В спектре колебаний помимо основной составляющей (210 Гц) наблюдаются вторая и третья гармоники, амплитуда которых не превышает 20 % относительно амплитуды основной гармоники.

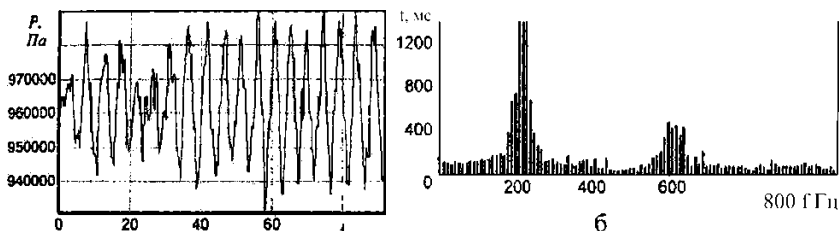


Рис. 3. Осциллограмма (а) и амплитудный спектр (б) колебаний давления на входе в диафрагму замерного узла ГРС-16 (датчик динамического давления установлен в отборе)

Как показали исследования Сливы Е.С., влияние высших (низших) гармоник на дополнительную погрешность диафрагменных расходомеров начинает проявляться лишь при их амплитудах, соизмеримых с наибольшей амплиту-

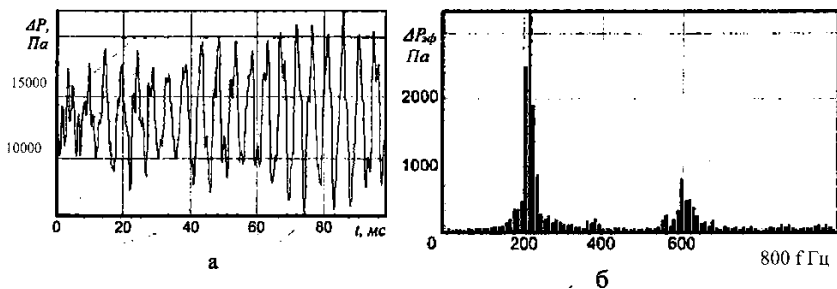


Рис.4. Осциллограмма (а) и амплитудный спектр (б) колебаний перепада давления на диафрагме замерного узла ГРС-16 (датчики динамического перепада давления установлены в отборах).

дой составляющих спектра колебаний перепада давления. Поэтому при исследовании характеристик диафрагменного расходомера нет необходимости в задании гармонического перепада давления. Достаточно адекватные реальным процессам результаты получаются при реализации на стенде колебаний, в спектре которых присутствуют помимо основной составляющей с наибольшей амплитудой низшие или высшие гармоники с относительной амплитудой менее 0,25 (по отношению к амплитуде основной гармоники).

Из проведенного анализа следует, что в газопроводах могут реализовываться колебания давления (расхода) газа, приводящие к дополнительной погрешности в показаниях диафрагменных и турбинных расходомеров, превышающей по величине допустимую классом точности прибора погрешность.